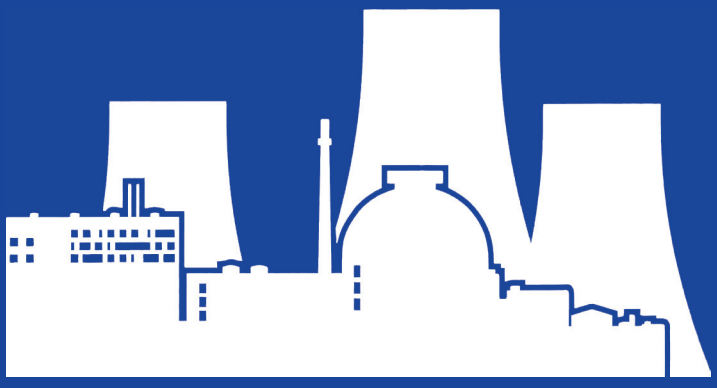
В.П. Поваров, Л.П. Павлов, Д.А. Ширяев,
А.А. Самодеенко, С.В. Вязников,
Д.С. Синюков, Д.И. Ребриков



АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ АЭС-2006

ЧАСТЬ 1



РОСАТОМ

В.П. Поваров, Л.П. Павлов, Д.А. Ширяев,
А.А. Самодеенко, С.В. Вязников,
Д.С. Синюков, Д.И. Ребриков

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ АЭС-2006

ЧАСТЬ 1

Нововоронеж
2022

УДК 621.311.25
ББК 31.47
Т 42

Т 42 **Автоматизированная система управления технологическим процессом АЭС-2006. Часть 1** / В.П. Поваров, Л.П. Павлов, Д.А. Ширяев, А.А. Самодеенко, С.В. Вязников, Д.С. Синюков, Д.И. Ребриков. – Воронеж: Диамат, 2022. – 565 с., ил.
ISBN 978-5-6048703-4-1

Данное издание оформлено в виде руководства и предназначено для организаций и компаний, осуществляющих безопасное и эффективное ведение технологических процессов при эксплуатации атомных электрических станций.

При написании данной книги было принято решение об описании АСУТП с точки зрения концепции, принципов и подходов, используемых при разработке проекта АСУТП АЭС-2006 НВАЭС-2.

Этим вопросам в книге уделено достаточно большое внимание. Поскольку объём и количество систем управления значителен, то степень детализации изложения систем различна, но достаточна для понимания назначения и их функционирования и особенностей построения конкретной системы и полагающих принципов и, при необходимости, детализации составляющих элементов.

Также данная книга может быть полезна студентам профильных ВУЗов и читателям, интересующимся данной проблематикой.

УДК 621.311.25
ББК 31.47

9 785604 870341

© Коллектив авторов, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Список используемых сокращений 9
Предисловие 12
1. Описание объекта автоматизации 14
1.1 Основные характеристики объекта управления 14
1.2 Режимы и основные состояния энергоблока 22
1.3 Объём автоматизации АЭС 25
Список литературы к главе 1 29
2. Требования и принятые решения по построению АСУТП 31
2.1 Основные цели и задачи АСУТП 31
2.2 Основные положения организации управления АЭС-2006 35
2.3 Организационно-технические меры по обеспечению безопасности 36
2.4 Основные цели управления 41
2.5 Основные требования к качеству управления 45
2.6 Уровень автоматизации управления АЭС-2006 53
2.7. Функции АСУТП 59
2.7.1 Информационные функции 60
2.7.2 Управляющие функции 62
2.7.3 Вспомогательные функции 63
2.8 Система представления параметров безопасности (СППБ) 64
2.9 Способы решения задач контроля и управления 68
2.10 Основные решения при создании АСУТП 72
2.11 Особые требования и особенности реализации УСБТ 78
2.12 Особенности реализации СКУ НЭ 80
2.13 Особенности реализации систем управления вспомогательных (обеспечивающих) систем 80
2.14 Информационное обеспечение персонала 82
2.15 Принципы организации сигнализации 82
2.16. Представление информации на индивидуальных приборах 85

2.17 Требования к надёжности 86
2.18 Требования к метрологическим характеристикам....89
Список литературы к главе 2....92
3. Структура АСУ ТП энергоблока....93
3.1 Описание структуры АСУ ТП энергоблока....102
3.2 Используемые средства автоматизации 114
3.3 Функционирование АСУ ТП 115
3.4 Взаимодействие подсистем АСУ ТП....116
Список литературы к главе 3....120
4. Уровень связи с технологическими системами и процессами 121
4.1 Технические средства измерения температуры 122
4.1.1 Термопреобразователи сопротивления....123
4.1.2 Термоэлектрические преобразователи 125
4.2 Технические средства измерение давления 127
4.3 Технические средства измерения расхода....132
4.3.1 Расходомеры переменного перепада давления 132
4.3.2 Ультразвуковые расходомеры 136
4.3.3 Вихреакустические расходомеры....137
4.4 Технические средства измерения уровня....139
4.4.1 Гидростатические уровнемеры 139
4.4.2 Радарные уровнемеры 141
4.4.3 Сигнализаторы уровня....142
4.5 Технические средства системы контроля водно-химического режима 145
4.5.1 Измерение удельной электропроводности водных растворов 148
4.5.2 Анализаторы растворенного в воде кислорода....152
4.5.3 Анализаторы водородного показателя pH....153
4.5.4 Измерительные преобразователи влажности 156
4.5.5 Концентратомер бора 157
4.6 Типовые схемы измерительных каналов....161
4.7 Исполнительные механизмы....163

4.8 Управление электроприводной арматурой 170
4.8.1 Дистанционное управление электроприводной арматурой системы нормальной эксплуатации..... 170
4.8.2 Управление электроприводной арматурой системы безопасности 172
4.8.3 Управление электроприводной регулирующей арматурой системы нормальной эксплуатации..... 174
4.9 Схемы подключения электроприводной арматурой 176
4.9.1 Схема подключения электропривода отсечной арматуры к модулю ТПТС..... 176
4.9.2 Схема подключения электропривода регулирующей арматуры к модулю ТПТС 179
4.9.3 Схема подключения электропривода регулирующей арматуры с резервированием ПБР 182
4.10 Низковольтное коммутационное устройство 184
4.10.1 Назначение КРУЗА П..... 184
4.10.2 Технические характеристики КРУЗА П 185
4.10.3 Состав КРУЗА П..... 185
4.10.4 Диагностика запорной и регулирующей арматуры 190
Список литературы к главе 4 192
5 Подсистемы АСУТП..... 195
5.1 Система верхнего блочного уровня..... 195
5.1.1 Общее описание 195
5.1.2 Функционирование системы..... 199
5.1.3 Отказоустойчивость..... 204
5.1.4 Аппаратное обеспечение 206
5.1.4.1 Общее описание 206
5.1.4.2 Рабочая станция 208
5.1.4.3 Шкаф серверный унифицированный..... 209
5.1.4.4 Шкаф телекоммуникационный 212
5.1.4.5 Шкаф серверный передачи данных..... 212
5.1.4.6 Комплект ВОЛС..... 214
5.1.5 Программное обеспечение 215
5.1.5.1 Общее описание 215

5.1.5.2 Система визуализации....220
5.1.5.3 Представление данных....241
5.1.5.4 Система архивирования....248
5.1.5.5 Графический редактор....253
5.1.5.6 Конфигуратор....254
5.1.6 Диагностика....255
5.1.7 Взаимодействие с подсистемами АСУТП....261
5.1.8 Защита данных от НСД....265
Список литературы к главе 5.1....270
5.2 Система контроля и управления нормальной эксплуатации....271
5.2.1 Состав системы....271
5.2.2 Структура и функционирование СКУ НЭ....272
5.2.3 Программно-технический комплекс....277
5.2.3.1 Назначение и состав программно-технических средств ТПТС СКУ НЭ....277
5.2.3.2 Основное оборудование ПТК СКУ НЭ....281
5.2.3.3 Средства коммуникации....298
5.2.3.4 Средства конфигурирования....305
5.2.3.5 Сервисные устройства....329
5.2.4 ПТК системы регулирования турбины....330
5.2.4.1 ЭЧСР....330
5.2.4.2 ЭЧСЗ....347
5.2.4.3 СТК ТГ....351
5.3 Система управления и защиты реакторной установки (СУЗ)....354
5.3.1 Система управления и защиты управляющая система безопасности технологическая (СУЗ-УСБТ)....363
5.3.1.1 Назначение ПТК АЗ-ПЗ УСБИ....363
5.3.1.2 Состав и структура ПТК АЗ-ПЗ УСБИ....365
5.3.1.3 Устройство, работа и функции ПТК АЗ-ПЗ УСБИ....369
5.3.1.4 Программное обеспечение ПТК АЗ-ПЗ УСБИ....384
5.3.1.6 Контроль работоспособности ПТК АЗ-ПЗ УСБИ....395

5.3.1.7 Аппаратная часть ПТК АЗ-ПЗ УСБИ 408
5.3.1.8 Алгоритмы ПТК АЗ-ПЗ УСБИ 421
5.3.2 Диверсная система защиты (ДСЗ) 422
5.3.2.1 Структура и назначение ДСЗ 424
5.3.2.2 Состав и функции ДСЗ 428
5.3.2.3 Локальная сеть ДСЗ 434
5.3.2.4 Алгоритмы срабатывания защит ДСЗ 437
5.3.2.5 Режимы работы шкафов КСА ДСЗ 441
5.3.2.6 Опробование оборудования ДСЗ 448
5.3.3 Аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП) 454
5.3.3.1 Назначение АКНП 454
5.3.3.2 Функции АКНП 455
5.3.3.3 Состав АКНП, назначение элементов 455
5.3.3.4 Режим СКП 476
5.3.3.5 Функция автоматической корректировки показаний мощности 479
5.3.3.6 Функция АКР 487
5.3.3.7 СВБУ и периферийное оборудование АКНП 490
Список литературы к главе 5.3.3 492
5.3.4 Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления (ПТК СГИУ) 493
5.3.4.1 Назначение ПТК СГИУ 493
5.3.4.2 Состав, краткое описание и размещение оборудования ПТК СГИУ 503
5.3.4.3 Электропитание оборудования ПТК СГИУ 510
5.3.4.4 Связь оборудования ПТК СГИУ со смежными системами 510
5.3.4.5 Описание и принцип работы привода ШЭМ-3 511
5.3.4.6 Назначение и принцип действия автоматического регулятора мощности реактора АРМ7Н2 524
Список литературы к главе 5.3.4 535
5.3.5 Программно-технический комплекс информационно-диагностической сети (ПТК ИДС) 536
5.3.5.1 Назначение ПТК ИДС 536

5.3.5.2 Структура и состав информационно-диагностической системы в составе КЭ СУЗ 537
5.3.5.3 Состав функций ПТК ИДС.....538
5.3.5.4 Технические характеристики и структура ПТК ИДС 543
5.3.5.5 Представление диагностической информации в ПТК ИДС.....544
Список литературы к главе 5.3.5.....548
5.3.6 Исполнительная часть управляющей системы безопасности по технологическим параметрам ПТК ПУ и ПТК ЛЗ.....549
5.3.6.1 Назначение, состав, характеристика и краткое описание оборудования ПТК ПУ.....549
5.3.6.2 Назначение, состав, характеристика и краткое описание оборудования ПТК ЛЗ 560
Список литературы к главе 5.3.6.....564

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБП	- агрегат бесперебойного питания
АЗ	- аварийная защита
АКГА	- аппаратура контроля гидроамортизаторов
АКНП	- аппаратура контроля нейтронного потока
АРМ	- автоматизированное рабочее место
АРМ7Н2	- автоматический регулятор мощности реактора
АСВД	- автоматизированная система вибромониторинга и диагностики
АСРК	- автоматизированная система радиационного контроля
АСКРО	- автоматизированная система контроля радиационной обстановки
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом
АЦ	- аварийный центр
АЭС	- атомная электростанция
БПУ	- блочный пункт управления
БНС	- блочная насосная станция
БОУ	- блочная обессоливающая установка
БРУ-А	- быстродействующая редукционная установка сброса пара в атмосферу
БРУ-К	- быстродействующая редукционная установка сброса пара в конденсатор
БРУ-СН	- быстродействующая редукционная установка сброса пара собственных нужд
БЭР	- блок электроразводок
ВВЭР	- водо-водяной энергетический реактор
ВИУР	- ведущий инженер управления реактором
ВКВН	- водокольцевой вакуумный насос
ВОК	- волоконно-оптический кабель
ВОЛС	- волоконно-оптическая линия связи
ГЕ	- гидроемкость
ГЦНА	- главный циркуляционный насосный агрегат

ГЦТ	- главный циркуляционный трубопровод
ДДСЗ	- дополнительная диверсная система защиты
ДПШ	- датчик положения шаговый
ЗЛА	- зона локализации аварии
ИПУ	- импульсное предохранительное устройство
КД	- компенсатор давления
КСДА	- комплексная система диагностики арматуры
КЭ СУЗ	- комплект электрооборудования системы управления и защиты
ЛВС	- локальная вычислительная сеть
ЛКЦ	- локальный кризисный центр
МКУ	- минимально контролируемый уровень
МПУ БС	- местные пульты управления блочных систем
МЩУ	- местный щит управления
НВАЭС	- Нововоронежская атомная станция
НЖУ	- нижний жесткий упор
НЭ	- нормальная эксплуатация
ОР СУЗ	- орган регулирования СУЗ
ПБ	- панель безопасности
ПГ	- парогенератор
ПЗ	- предупредительная защита
ПНД	- подогреватель низкого давления
ПТК	- программно-технический комплекс
РАО	- радиоактивные отходы
РДЭС	- резервная дизель-электрическая станция
РО	- реакторное отделение
РПУ	- резервный пункт управления
РУ	- реакторная установка
САУДГ	- система автоматизированного управления дизельгенератором
САЭ	- система аварийного электроснабжения
СБ	- система безопасности
СВБУ	- система верхнего блочного уровня
СВО	- спецводоочистка

СВРК	- система внутриреакторного контроля
СВСУ	- система верхнего станционного уровня
СИПО	- система информационной поддержки оператора
СКУ В	- систему контроля и управления вентиляцией
СКУ ВХР	- система контроля и управления водно-химическим режимом
СКУ НЭ	- система контроля и управления нормальной эксплуатацией
СКУ ПЗ	- система контроля и управления противопожарной защитой
СКУ РО	- система контроля и управления реакторным отделением
СКУ СВО	- система контроля и управления специальной водоочисткой
СКУ ТО	- система контроля и управления турбинный отделением
СКУ ЭЧ	- система контроля и управления электротехническим оборудованием
СКУД	- система контроля, управления и диагностики
СНЭ	- система нормальной эксплуатации
СПОТ	- система пассивного отвода теплоты
СРВПЭ	- система регистрации важных параметров эксплуатации
СУЗ	- система управления и защиты реактора
ТВС	- тепловыделяющая сборка
ТЗиБ	- технологические защиты и блокировки
УСБИ	- управляющая система безопасности инициирующая
УСБТ	- управляющая системы безопасности по технологическим параметрам
ЦТАИ	- цех тепловой автоматики и измерений
ЦН	- циркуляционный насос
ЭЧСР	- электрическая часть системы регулирования турбины

ПРЕДИСЛОВИЕ

АЭС это сложный и объёмный технологический объект, состоящий из множества взаимосвязанных сооружений и систем, объединённых одной конечной целью - безопасного производства электроэнергии.

Все системы участвующие в производстве электроэнергии, для которой и создавалась АЭС, имеют разную степень участия в производстве конечного продукта, но только их совокупное взаимодействие и позволяет достичь конечного результата. И для обеспечения совместного взаимодействия, как всех этих систем, так и обеспечения функционирования внутри систем, ими необходимо управлять.

АЭС, как объект производящий электроэнергию, в значительной части организацию управления технологическими процессами производства электроэнергии, учитывая схожесть технологических процессов унаследовал от тепловых электростанций. Ещё на ТЭЦ, учитывая количество систем и объектов управления, а во многих случаях и скорость протекания процессов, пришло понимание, что выполнить управление вручную, даже специально обученным персоналом, невозможно.

Таким образом возникла необходимость создания и использования автоматизированных систем управления.

В настоящей книге авторы изложили, каким образом реализована АСУТП на примере проекта АЭС-2006.

При написании данной книги было принято решение об описании АСУТП с точки зрения концепции, принципов и подходов, используемых при разработке проекта АСУТП АЭС-2006 НВАЭС-2.

Этим вопросам в книге уделено достаточно большое внимание. Поскольку объём и количество систем управления значителен, то степень детализации изложения систем различна, но достаточна для понимания назначения и их функционирования и особенностей построения конкретной системы и полагающих принципов и, при необходимости, детализации составляющих элементов.

Это вынужденная мера, чтобы не выйти за разумный объём книги.

При подготовке настоящего учебного пособия использовались материалы проектно-технической, конструкторской документации, докладов семинаров и конференций.

Авторы благодарят сотрудников НВАЭС А.В. Баталина, М.А. Верлина, Д.А. Денисова, В.А. Жданова, С.В. Кузнецова, С.Б. Куприянова, Д.И. Ребрикова, А.С. Столповского за помощь в создании и оформления пособия.

Авторы выражают глубокую благодарность главному технологу Нововоронежской АЭС Л.П. Павлову за проявленный интерес и содействие в написании пособия.

1. ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

1.1 Основные характеристики объекта управления

АЭС – это атомная станция, предназначенная для производства электрической энергии, на которой для осуществления этой цели используется ядерный реактор и комплекс необходимых систем, устройств, оборудования и сооружений.

НВАЭС-2 – атомная станция нового поколения, сооружается по разработанному АО «Атомэнергопроект» проекту «АЭС-2006», в котором применена реакторная установка ВВЭР-1200. Это эволюционное развитие проекта «АЭС-92» с ВВЭР-1000. Проект «АЭС-92» соответствует всем российским и международным требованиям безопасности [1, 2].

В состав АЭС входят два энергоблока с водо-водяными энергетическими реакторами.

Электрическая мощность каждого энергоблока составляет 1180МВт

Режим работы – базовый, маневренный. Предусмотрена возможность участия энергоблоков в первичном регулировании частоты в энергосистеме.

В состав энергоблока входит следующее оборудование:

- водо-водяной реактор В-392М тепловой мощностью 3200 МВт, работающий на тепловых нейтронах. Теплоносителем и замедлителем в реакторе является химически обессоленная вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации. В качестве ядерного топлива используется двуокись урана;
- четыре парогенератора ПГВ-1000МКП горизонтального типа;
- турбоустановка К-1200-6,8/50 с одним цилиндром высокого давления и четырьмя цилиндрами низкого давления;
- турбогенератор типа ТЗВ-1200-2А.

Реакторная установка расположена в защитной оболочке, которая включает в себя:

- внутреннюю защитную оболочку из преднапряженного железобетона, рассчитанную на восприятие аварийных параметров среды в ЗЛА;

– наружную защитную оболочку из преднапряженного железобетона, играющую роль защиты от внешних природных и техногенных воздействий и ограничивающую межоболочечное пространство, служащее для улавливания радиоактивных протечек через внутреннюю оболочку в аварийных режимах.

В реакторном здании (см. рисунок 1.1.1) расположена реакторная установка, технологическое и электрическое оборудование системы безопасности и нормальной эксплуатации, системы управления, системы вентиляции и отопления [1, 3].

Между двумя оболочками образуется межоболочечное пространство, через которое проходят кабельные каналы системы безопасности.

Безопасность энергоблоков обеспечена следующими решениями:

– имеется по два полностью независимых канала СБ, включающие в свой состав оборудование, трубопроводы, системы, предназначенные для выполнения защитных, локализующих, обеспечивающих и управляющих функций безопасности, каждый из которых обеспечивает функции безопасности при проектных и запроектных авариях;

– активные системы безопасности имеют двухканальную структуру с внутренним резервированием;

– четыре независимых пассивных канала СБ (гидроёмкости САОЗ), включающие в свой состав оборудование, трубопроводы, предназначенные для выполнения функций безопасности при авариях, предаварийных ситуациях, нарушениях НЭ;

– пассивная система отвода тепла (СПОТ) является защитной системой безопасности, основанной на пассивном принципе действия, обеспечивающей отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора через второй контур. СПОТ - пассивная четырехканальная с 2-мя по 8 МВт охлаждаемыми воздухом теплообменниками в каждом канале, время работы данной системы не ограничено. Система рассчитана на работу в условиях отрицательных температур воздуха;

– система аварийного расхолаживания парогенераторов отделена от системы продувки ПГ и в нормальных условиях эксплуатации находится в режиме ожидания. При двухканальной системе в каждом канале системы предусмотрен один теплообменник и один насос на два парогенератора [4].

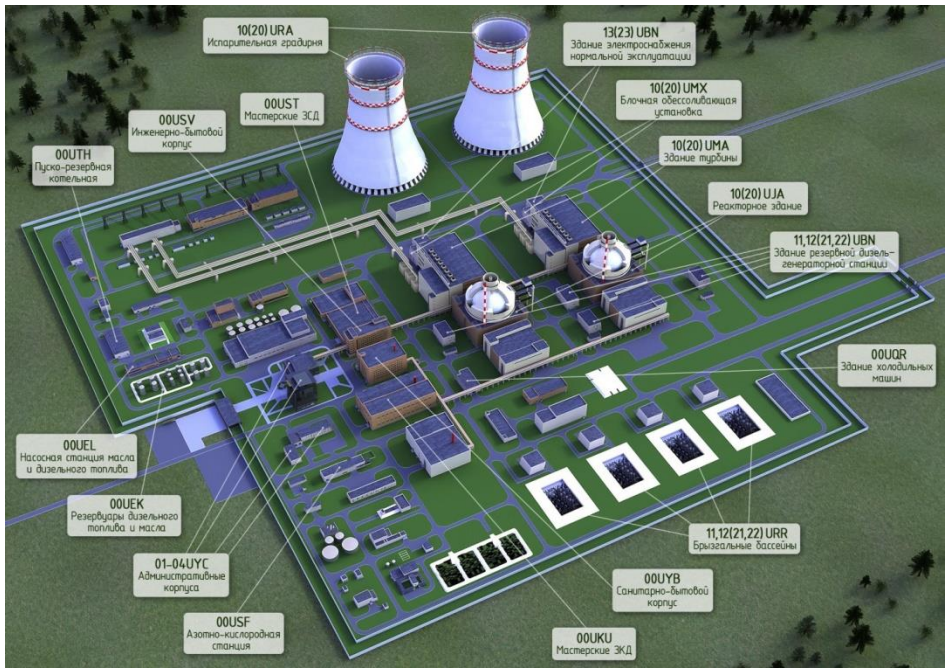


Рисунок 1.1.1 Генеральный план и основные сооружения НВАЭС-2

В турбинном комплексе располагаются системы и оборудование второго контура, связанные с выдачей мощности.

Турбинный комплекс состоит из здания турбины, здания электроснабжения нормальной эксплуатации и блочной обессоливающей установки.

В зависимости от требований, предъявляемых к теплообменному оборудованию (надёжность водоснабжения и охлаждения) и к технической охлаждающей воде (температура, расход, напор и показатели качества) предусмотрены три системы охлаждения:

- Первая система – система технического водоснабжения конденсаторов турбин, обеспечивающая отвод тепла от конденсаторов – система основной охлаждающей воды здания турбины. В качестве охладителя в системе основной охлаждающей воды здания турбины предусмотрена башенная испарительная градирня с противоточной системой движения теплоносителя воды и воздуха.
- Вторая система – система технического водоснабжения потребителей здания турбины, обеспечивающая отвод тепла от обору-

дования здания турбины. В качестве охладителя потребителей здания турбины предусмотрена башенная испарительная градирня с противоточной системой движения теплоносителя воды и воздуха.

– Третья система – система технического водоснабжения ответственных потребителей и резервной дизель – генераторной станции (РДЭС), обеспечивающая отвод тепла от промконтуров охлаждения потребителей реакторного отделения – система охлаждения ответственных потребителей.

В качестве охладителей в системе охлаждения ответственных потребителей используются брызгальные бассейны.

Система обеспечивает потребителей в любой аварийной ситуации, включая обесточивание.

Подпитка систем охлаждения осуществляется насосной станцией из. Реки Дон (на рисунке 1.1.1 не представлена).

Для обеспечения функционирования энергоблоков имеются общестанционные сооружения в состав которых входят насосная станция масла и дизельного топлива, приемно-сливные устройства, резервуары дизельного топлива и масла, азотно-кислородная станция. Для создания запасов и снабжения пневмоприводов быстродействующей локализующей арматуры предусмотрена открытая площадка ресиверов сжатого воздуха. Для обеспечения обслуживания и эксплуатации станции на площадке располагаются общестанционный комплекс центральных мастерских зоны контролируемого доступа и зоны свободного доступа, инженерно-бытовой, санитарно-бытовой и административные корпуса. Для обеспечения теплоснабжения при неработающих энергоблоках предусмотрена пуско-резервная котельная, а для снабжения потребителей охлаждённой водой – здание холодильных машин.

Для переработки жидких радиоактивных сред, переработки и хранения отвержденных жидких и твердых радиоактивных отходов предусмотрены соответствующие объекты и сооружения.

На рисунке 1.1.2 представлена упрощённая принципиальная технологическая схема энергоблока с реакторной установкой В-392М, на которой указано основное оборудование реакторной установки, приведены принципиальные схемы систем первого и второго контура, систем электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации и систем безопасности [1].

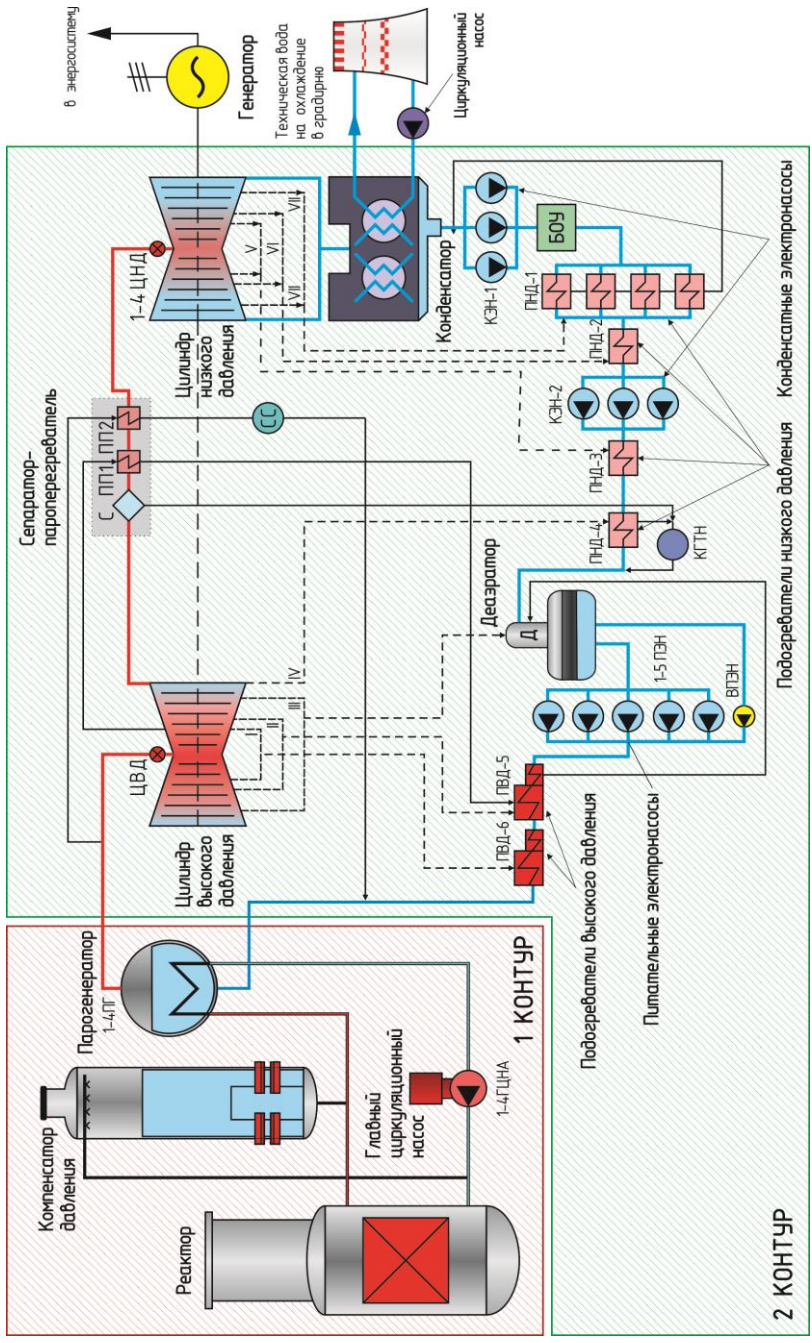


Рисунок 1.1.2 Упрощённая принципиальная технологическая схема энергоблока с реакторной установкой В-392М

Первый контур – радиоактивный. Он состоит из реактора, четырех главных циркуляционных насосов, греющих частей четырех парогенераторов и одного парового компенсатора давления.

Второй контур – нерадиоактивный. Он состоит из: паропроизводительной части парогенераторов, паропроводов свежего пара, одного турбоагрегата, включающего в себя турбоустановку и турбогенератор, конденсатных электронасосов, системы регенеративных подогревателей низкого давления, системы основного конденсата, деаэратора, системы питательной воды, включая питательные насосы, и системы регенеративных подогревателей высокого давления.

В реакторном отделении отработанное топливо хранится в бассейне выдержки в стеллажах уплотненного хранения топлива. Ёмкость бассейна выдержки рассчитана исходя из обеспечения:

- не менее десяти лет и возможности выгрузки в бассейн отработанных ТВС;
- размещение ТВС аварийной выгрузки активной зоны реактора на любой момент эксплуатации;
- размещение 24 герметичных пеналов для дефектных ТВС.

Топливо в бассейне выдержки хранится под защитным слоем воды, имеющей концентрацию борной кислоты, равную 16…20 г/дм^3.

В активной зоне реактора создаются условия, при которых протекает ядерная реакция на тепловых нейтронах с выработкой тепловой энергии.

Теплоноситель первого контура, проходя через активную зону реактора нагревается и по главному циркуляционному трубопроводу четырёх параллельных циркуляционных петель поступает в трубчатку парогенератора (ПГ), где он отдает свою энергию паропроизводительной части парогенератора, производя пар второго контура. От ПГ теплоноситель по главному циркуляционному трубопроводу возвращается в реактор для повторного нагрева. Циркуляция в петлях осуществляется четырьмя главными циркуляционными насосами (ГЦНА). Колебания давления в первом контуре воспринимаются компенсатором давления. В случае значительных повышений давления первого контура (при нарушениях нормальной эксплуатации) пар из КД через импульсно – предохранительные устройства сбрасывается в барботажный бак, который охлаждается промежуточным контуром.

Очистка организованных протечек и продувочной воды первого контура от продуктов коррозии конструкционных материалов, радио-

нуклидов и химических примесей производится на ионообменных фильтрах установки СВО-2.

Из паропроизводительной части парогенераторов пар по главным паропроводам через стопорные, и регулирующие клапаны поступает в турбину. Проходя через цилиндр высокого давления и четыре цилиндра низкого давления, пар отдает свою энергию турбине. При этом происходит переход тепловой энергии в энергию вращения ротора турбины. Генератор, ротор которого находится на одном валу с ротором турбины, преобразует механическую энергию вращения ротора в электрическую.

Теплофикационная установка обеспечивает подачу тепла потребителям региона, где расположена АЭС, а также для собственных нужд

Отработанный пар после прохождения через турбину, попадает в конденсатор, где конденсируется за счёт охлаждения циркуляционной водой. Конденсат из конденсатора, пройдя очистку в блочной обессоливающей установке (БОУ), конденсатными насосами через подогреватели низкого давления, подается в деаэратор. При прохождении через ПНД конденсат нагревается за счет пара, поступающего в ПНД из отборов турбины.

В деаэраторе происходит деаэрирование и подогрев основного конденсата за счёт встречного движения поступающего конденсата и пара из отбора турбины.

Из деаэратора пятью электропитательными насосами питательная вода через подогреватели высокого давления подается в парогенераторы.

Вода, охлажденная в градирне по отводящему каналу холодной воды градирни поступает в водоподводящий канал блочной насосной станции. Водоподводящий канал предназначен для выравнивания уровня воды и для механической очистки охлажденной воды после градирни и отводящего канала холодной воды градирни.

Из поперечного водоподводящего канала охлаждающая вода забирается четырьмя насосами основной охлаждающей воды ЦН и по напорным трубопроводам подается в здание турбины на две конденсаторные группы турбины.

После конденсаторов вакуумной системы турбины нагретая вода под остаточным напором по сливным трубопроводам поступает в подъемные шахты градирни. После охлаждения в градирне вода поступает в водоподводящий канал БНС по отводящему каналу холодной воды градирни и далее циркуляционными насосами снова в

конденсатор.

Электрические системы АЭС состоят из:

- системы выработки электроэнергии и её выдачи в энергосистему;
- системы электроснабжения собственных нужд.

На энергоблоке предусматриваются следующие системы электроснабжения собственных нужд:

- система нормальной эксплуатации
- система надёжного электроснабжения нормальной эксплуатации
- система аварийного электроснабжения.

Источники питания собственных нужд подразделяются на внешние и внутренние:

Внешними источниками питания собственных нужд являются блочные и резервные трансформаторы, подсоединенные к энергосистеме.

Внутренними источниками энергоснабжения собственных нужд является собственный турбогенератор.

Выдача мощности в энергосистему осуществляется через закрытые распределительные устройства напряжением 220 и 500 кВ.

Резервные трансформаторы напряжением 220 кВ находятся в постоянной готовности к резервному обеспечению системы собственных нужд блока.

В случае отсутствия внешних и внутренних источников электроснабжения питание потребителей системы безопасности предусмотрено от аварийных дизель – генераторов.

Система аварийного электроснабжения (САЭ) выполнена двухканальной, с физическим разделением электрооборудования и кабелей каждого канала. Каждый канал САЭ обеспечивает электроснабжение соответствующего канала безопасности в технологической части и части управления систем безопасности.

По составу оборудования и мощности каждый канал САЭ способен выполнить возложенную обеспечивающую функцию безопасности.

Система надежного электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации состоит из двух секций 10 кВ, которые в нормальном режиме получают питание от двух секций нормальной эксплуатации, а при обесточивании – от общеблочного дизель – генератора. Мощность общеблочного дизель - генератора обеспечивает

100% нагрузку, необходимую для сохранения работоспособности важного и дорогостоящего оборудования при отсутствии напряжения на рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд.

Весь технологический процесс преобразования ядерной энергии в тепловую и электрическую на энергоблоках находится под контролем автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), а технологические процессы на остальных объектах АЭС находятся под контролем автоматизированных систем управления технологическими процессами АЭС.

1.2 Режимы и основные состояния энергоблока

При эксплуатации РУ может находиться в двух эксплуатационных состояниях: нормальная эксплуатация и нарушение нормальной эксплуатации [5].

При нарушении нормальной эксплуатации РУ находится в следующих режимах: эксплуатация с отклонениями; предаварийная ситуация; авария.

При нормальной эксплуатации проектом определены следующие состояния энергоблока (РУ): работа на мощности; выход на МКУ мощности; горячее; холодное; останов для ремонта; перегрузка топлива; разогрев; расхолаживание.

При переходе от одного состояния к другому установка находится в переходном режиме.

Эксплуатационное состояние работа на мощности характеризуется следующими значениями основных параметров и характеристик:

- реактор критичен, Кэфф = 1 (в стационарном состоянии);
- мощность реактора более 1 % Nном;
- давление в первом контуре PI = (16,1±0,3) МПа (в стационарном состоянии);
- температура теплоносителя первого контура на входе в реактор более 285°С;
- давление пара на выходе из ПГ (6,7 ÷ 7,0)±0,1 МПа;
- в работе не менее двух ГЦНА.

Эксплуатационное состояние выход на МКУ характеризуется следующими значениями основных параметров и характеристик:

- Кэфф ≤ 1;
- нейтронная мощность реактора менее или равна 1 % Nном;
- давление первого контура PI = (16,1±0,3) МПа;

– температура теплоносителя первого контура на входе в реактор в момент выхода на МКУ более 275°С;
– давление пара на выходе из ПГ (5,8 ÷ 6,7) МПа;
– в работе не менее двух ГЦНА.

Эксплуатационное состояние «Горячее» состояние характеризуются следующими значениями основных параметров и характеристик:

– реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре обеспечивает подкритичность не менее 0,01 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
– температура теплоносителя первого контура на входе в реактор от 275 до 285 °С;
– давление в первом контуре PI = (16,1±0,3) МПа;
– давление пара на выходе из ПГ PII от 5,8 до 6,7 МПа;
– все ОР СУЗ на нижних концевых выключателях (либо на НЖУ).

Эксплуатационное состояние «Холодное» характеризуются следующими значениями основных параметров и характеристик:

– реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм^3 и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
– все ОР СУЗ - на нижних концевых выключателях (либо на НЖУ);
– температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее 70°С;
– сочетание давления и температуры корпуса реактора удовлетворяет критерию сопротивления хрупкому разрушению.

При эксплуатационном состоянии «останов для ремонта» предусмотрены следующие значения основных параметров и характеристик:

– реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм^3 и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
– все ОР СУЗ - на нижних конечных выключателях или на нижних жестких упорах;
– первый контур разуплотнен;
– температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее 70°С;
– давление теплоносителя первого контура в первом контуре равно атмосферному;

- уровень в реакторе должен быть на 300 – 400 мм ниже главного разъема реактора или снижен для выполнения ремонтных работ, но не ниже величины уровня на (600 ± 50) мм выше уровня оси «холодных» патрубков реактора;
- двери шлюза для персонала должны быть открыты и расклинены;
- одна дверь транспортного шлюза должна быть плотно закрыта и уплотнена.

При эксплуатационном состоянии «перегрузка топлива» на энергоблоке предусмотрены основные параметры и характеристики:

- реактор подкритичен, концентрация Н3ВО3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм^3 и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
- температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее 60 °С;
- ВБ и БЗТ сняты;
- БП и БВ заполнены до необходимого уровня раствором H_3BO_3 с концентрацией не менее 16 г/дм^3.
- гидрозатвор снят, шахта реактора объединена с бассейном выдержки.
- двери шлюза для персонала должны быть открыты и расклинены;
- одна дверь транспортного шлюза должна быть плотно закрыта и уплотнена.

Эксплуатационное состояние разогрев является переходным состоянием от холодного состояния к горячему состоянию при котором выполняются проверки плотности и гидравлические испытания первого и второго контуров. В процессе разогрева оперативным персоналом производится подключение и/или контролируется готовность работы систем и оборудования энергоблока.

Эксплуатационное состояние расхолаживание является переходным состоянием от горячего состояния) к холодному состоянию при котором по мере расхолаживания РУ, оперативным персоналом производится и/или контролируется отключение соответствующих систем и оборудования энергоблока.

В рамках каждого состояния могут рассматриваться различные режимы эксплуатации на АС, в том числе предусмотренные регламентом проверки и испытания, которые должны быть учтены при формировании пределов безопасной эксплуатации [5].

1.3 Объём автоматизации АЭС

Объем автоматизации и автоматизируемые режимы определяются исходя из основных требований к автоматизации технологических процессов, эксплуатационных требований, требований к человеко-машинному интерфейсу изложенных в техническом задании на разработку проекта строительства Нововоронежской АЭС-2 а также «Концепцией управления энергоблоком АЭС-2006», техническим заданием «Автоматизированная система управления технологическими процессами энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (АСУ ТП-2006)» и технологическим заданием на автоматизацию, разрабатываемых в соответствии с требованиями ТЗ на разработку проекта строительства [6].

Основные требования этих документов для определения объёма автоматизации сводятся к следующему (Более подробно решения и подходы, определившие объём автоматизации изложены в главе 2):

1) Должен быть выполнен функциональный анализ объекта управления, в результате которого создается с достаточной степенью детализации иерархия функций управления энергоблоком во всех эксплуатационных и аварийных режимах. На основании функционального анализа должно быть выполнено распределение функций между человеком и системами автоматизации;
2) Основной способ управления оборудованием нормальной эксплуатации и оборудованием, совмещающим функции нормальной эксплуатации и безопасности – с мониторов рабочих станций БПУ и РПУ. Объем резервной зоны управления должен быть минимизирован;
3) Основной способ управления оборудованием систем безопасности – автоматическое управление при возникновении аварии и переводе блока в контролируемое состояние. В дополнение к указанному - индивидуальное дистанционное управление с БПУ и РПУ;
4) Структура АСУ ТП должна соответствовать функциональному делению технологического процесса энергоблока. При разработке структуры должны быть учтены следующие требования ЧМИ:

– простота эксплуатации систем, уменьшающая риск ошибки персонала, которая могла бы повлиять на безопасность или эксплуатационные характеристики;
– достаточный запас времени до срабатывания во время переходных процессов и уменьшение числа изменений конфигурации системы при этих процессах;

– использование современных технологий и принципов эргономики (включая компьютеризированные цифровые методы управления и контроля) при разработке средств помощи оператору и дисплеев для оператора;

5) Блочный пункт управления (БПУ) должен проектироваться из расчета двух или трех автоматизированных рабочих мест для операторов, которые будут осуществлять эксплуатацию энергоблока во всех режимах. Должно быть также предусмотрено место для дополнительных лиц, присутствие которых может потребоваться в случае возникновения аварийной ситуации;

6) АСУ ТП энергоблока должна быть рассчитана на реализацию автоматизированного контроля и управления технологическими объектами, реализацию ФГУ в объемах, представленных в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Объем автоматизации энергоблока

Технологическая область энергоблока	Количество			
	Точек контроля	Электроприводной запорной арматуры	Насосов, вентиляторов, электронагревателей	Регулирующей арматуры
Реакторное отделение, системы безопасности (один канал)	850	650	130	15
Реакторное отделение – системы НЭ, НЭ ВБ, вспомогательные	1450	380	100	50
Турбинное отделение – системы НЭ, НЭ ВБ, вспомогательные	1650	430	100	90
СВО	550	800	90	60
Вентиляция нормальной эксплуатации	350	350	230	50
Огнезадерживающие клапаны	-	500	-	-
Итого	5700	3760	780	280

Для управления общестанционными технологическими системами АЭС имеется АСУ ТП АЭС. Она создана как децентрализованная система локального контроля и управления отдельными группами оборудования на базе МЩУ:

– без постоянного пребывания персонала, автоматического контроля и управления процессом и централизованного контроля за обнаруженными неисправностями;

– с постоянным присутствием персонала, автоматизированным контролем и управлением технологическим процессом и централизованным контролем за обнаруженными неисправностями с применением локальных программно-технических комплексов.

Сведения об объеме автоматизации общестанционного оборудования приведены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 – Объем автоматизации общестанционного оборудования

Технологическая область оборудования	Количество			
	Точек контроля	Электроприводной запорной арматуры	Насосов, вентиляторов, электронагревателей	Регулирующей арматуры
Технологическое оборудование общестанционных систем	3102	1018	253	256
Система вентиляции	1217	676	97	6
Огнезадерживающие клапаны	-	1610	-	-
Итого	4319	3304	350	262

На площадке АЭС имеется локальный кризисный центр (ЛКЦ), предназначенный для управления АЭС в предусмотренных инструкциями по эксплуатации ситуациями. В ЛКЦ выводится информация о состоянии оборудования и систем АЭС. Также в ЛКЦ имеется рабочее место автоматизированной системы контроля радиационной обстановки (АРМ АСКРО), на которое выводится информация из системы АСКРО.

Уровень автоматизации технологических задач АЭС с использованием функционально-группового управления предусматривает следующие общие положения:

- поддержание (по мере возможности) процесса выработки электроэнергии при нарушении нормальной эксплуатации;
- уровень автоматизации обеспечивает выполнение требований по глубоко эшелонированной защите, направленных на предотвращение нарушений нормальной эксплуатации, предотвращение проектных аварий, предотвращение запроектных аварий, управления авариями с целью снижения их последствий;
- человек-оператор рассматривается как главное, центральное звено управления, выполняющее наиболее ответственные задачи по управлению энергоблоком в режимах нормальной эксплуатации. При этом человеческий фактор играет важную роль в обеспечении безопасности станции и сохранении барьеров безопасности. Для взаимодействия с АСУ ТП предусмотрен ЧМИ, предоставляющий возможность получения оператором необходимой информации и формирования команд.

Основными критериями при определении уровня автоматизации технологических задач АЭС являются:

- снижение возможных ошибок оперативного персонала при выполнении рутинных и ответственных задач управления;
- экономическая эффективность АЭС и затраты на обслуживание АСУ ТП;
- обеспечение безопасного управления энергоблоком.

Конструкция и характеристики применяемого на АЭС технологического оборудования обеспечивают возможность реализации принятого уровня автоматизации технологических процессов.

Возможности по реализации требуемого уровня автоматизации управления энергоблоком АЭС со стороны АСУ ТП обеспечены следующими решениями:

- выбором необходимых программно-технических средств, для обеспечения возможности реализации заданных функций автоматизированного и автоматического контроля и управления и учетом возможности расширения этих функций при необходимости;
- выбором необходимой для реализации поставленных задач контроля и управления структуры комплекса технических средств АСУ ТП, обеспечивающей возможность подсистемам АСУ ТП

обмениваться информацией и командами управления для реализации поставленных задач;

- выбором современных, модернизированных с учетом опыта эксплуатации, имеющих достаточные показатели надежности измерительных преобразователей (датчиков) и исполнительных механизмов;
- применением развитых средств диагностики (датчиков, исполнительных механизмов и собственно программно-технических средств).

АСУ ТП функционирует непрерывно в течение всего срока службы энергоблока.

АСУ ТП предусматривает следующие режимы работы:

- первоначальный запуск;
- штатное функционирование;
- вывод компонентов АСУ ТП из работы и ввод в работу;
- реконфигурацию при неисправностях.

В режиме первоначального запуска осуществляется включение питания и загрузка программного обеспечения.

При включении системы производится самодиагностика и исключается выдача ложных команд и ложной сигнализации.

В режиме штатного функционирования АСУ ТП выполняет все функции, включая самодиагностику, а также осуществляет непрерывный и периодический контроль исправности технических и целостности программных средств АСУ ТП.

В режиме вывода из эксплуатации элементов АСУ ТП для ремонта или техобслуживания, как в объекте управления, так и в АСУ ТП – ложные команды и информация не формируется. При вводе в работу отдельных устройств выполняется диагностика и обеспечивается задержка на время обновления информации и входа датчиков в диапазон приемлемой точности. Факты нарушений в работе АСУ ТП отображаются, записываются и хранятся на соответствующих средствах АСУ ТП.

Список литературы к главе 1

1. Технический проект. Нововоронежская АЭС-2 с энергоблоками № 1 и № 2. Раздел 1 Общая пояснительная записка. NW2P.B.120&.01&&&&.000.CA.0001.

2. Техническое задание на разработку проекта строительства НВАЭС-2 NW2O.B.120.&.&&&&&&.&&&&&.000.MB.0001.

3. Нововоронежская АЭС Установка реакторная В-392М. Технологический регламент эксплуатации. NW2O.B.132.&.0UJA&&.&&&&&.021.KB.0003.

4. «Системы безопасности АЭС-2006» В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацура, И.Н. Гусев, П.Д. Платонов, М.Ю. Тучков. ТАР, Обнинск, Нововоронежская АЭС. 2019.

5. Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации блока №1 Нововоронежской АЭС-2 NW2O.E.534.1.&&&&&&.&&&&&.000.KB.0001.

6. АЭС-2006.Нововоронежская АЭС-2.Технический проект АСУ ТП. Пояснительная записка. Том 2. Книга 1 NW2O.B.120.&.&&&&&&.0201&.070.CA.0001.

2. ТРЕБОВАНИЯ И ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОСТРОЕНИЮ АСУТП

2.1 Основные цели и задачи АСУТП

Для выполнения основного назначения АЭС - выработки электроэнергии, имеется ряд систем предназначенных для выполнения технологических задач. Виды технологических задач определяются на основе их влияния на основной технологический процесс – процесс выработки электроэнергии, а также на основе их влияния на обеспечение безопасности энергоблоков АЭС.

Процессы энергоблока можно разделить на следующие функциональные области процесса производства продукции (см. рисунок 2.1.1):

A - Обеспечение рабочими средами и условиями для функционирования оборудования и персонала АЭС;

B - Очистка и удаление отходов технологического процесса;

C - Обеспечение отвода тепла к конечному поглотителю;

D - Преобразование тепловой энергии в механическую;

E - Преобразование энергии в тепловую. Выработка пара;

F - Преобразование механической энергии в электрическую. Выдача электроэнергии.

Функциональное деление процессов энергоблока позволяет:

- систематизировать технологические задачи в зависимости от их назначения с целью последующего применения принципов управления, заложенных в концепции управления;
- обеспечить планирование последовательности формирования технологических заданий на управление и контроль, поставок, монтажа и наладки оборудования и технических средств АСУТП в зависимости от последовательности ввода в эксплуатацию технологических задач;
- обеспечить требуемую последовательность ввода в работу систем при пуске энергоблока для достижения необходимой готовности блока к выполнению основных технологических задач;
- систематизировать состав и взаимосвязи информационных потоков и средств человеко-машинного интерфейса операторов БПУ и других пунктов управления;

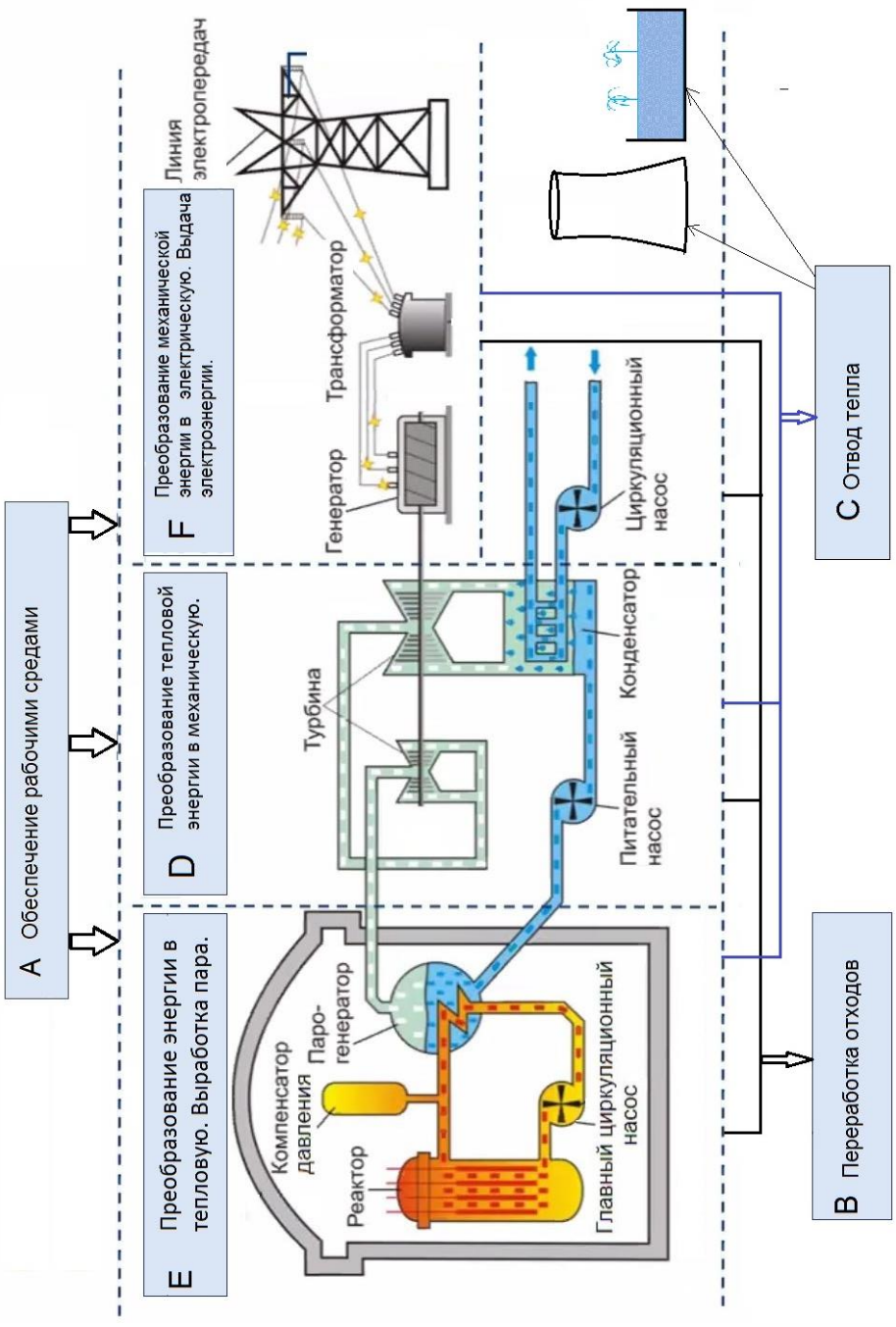


Рисунок 2.1.1 Процессы энергоблока

- оптимизировать распределение автоматизируемых функций между техническими средствами АСУТП, между подсистемами АСУТП (при необходимости) с учетом минимизации информационных потоков;
- организовать проектирование программ автоматического управления различного уровня с учетом функциональной связи оборудования различных технологических систем.

Внутри функциональных областей процессов в свою очередь определяются технологические задачи на основе их влияния на основной технологический процесс - процесс выработки электроэнергии, а также их влияния на обеспечение безопасности энергоблоков АЭС. Их можно объединить в следующие группы:

- основные технологические задачи, непосредственно связанные с основным технологическим процессом. Нарушения выполнения указанных технологических задач приводят непосредственно к нарушению основного технологического процесса (ОТП) и невыполнению назначения АЭС. Основные системы нормальной эксплуатации, важные для безопасности и влияющие на ОТП, выполняются при необходимости с резервированием активных элементов системы (например, насосы, регулирующие клапаны) с тем, чтобы отказ отдельного оборудования не приводил к нарушению технологической задачи, выполняемой данной системой, а также не приводил к нарушениям функций безопасности, которую выполняет данная система. Для обеспечения надежной работы систем должен учитываться отказ не только механической части, но также отказ электропитания и управления. При необходимости выполняется резервирование и в части электропитания и управления;
- вспомогательные технологические задачи, косвенно связанные с основным технологическим процессом. Нарушения выполнения указанных технологических задач приводят к нарушению основного технологического процесса, если нарушения не устранены в течение регламентируемого времени. Вспомогательные системы нормальной эксплуатации, важные для безопасности и влияющие на ОТП, выполняются при необходимости с резервированием активных элементов системы с тем, чтобы отказ отдельного оборудования не приводил к нарушению технологической задачи, выполняемой данной системой, а также не приводил к нарушениям функций безопасности;
- вспомогательные технологические задачи, не связанные с ос-

новным технологическим процессом. Нарушения выполнения указанных технологических задач не приводят к нарушению основного технологического процесса. Вспомогательные системы нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность и на ОТП, могут выполняться без резервирования активных элементов, электропитания и управления, поскольку допускается длительное время восстановления отказавшего элемента;

- технологические задачи, связанные с обеспечением безопасности энергоблока АЭС. Нарушения выполнения указанных технологических задач при работе энергоблока в режимах нормальной эксплуатации требуют оперативного или автоматического воздействия на основной технологический процесс (разгрузка или останов энергоблока), если нарушения не устранены в течение регламентируемого времени. Нарушения выполнения указанных технологических задач в аварийных режимах могут приводить к ухудшению последствий проектных аварий или перерастанию их в запроектные или в тяжелые запроектные аварии и недопустимому радиационному воздействию на персонал и население и окружающую среду. [1] Системы связанные с обеспечением безопасности энергоблока АЭС выполняются с резервированием активных элементов системы (например, насосы, регулирующие клапаны), выполняется резервирование в части электропитания и управления с тем, чтобы отказ отдельного оборудования не приводил к невыполнению функций безопасности, которую выполняет данная система.

Любой технологический процесс не может существовать сам по себе. Он должен быть запущен, его необходимо поддерживать в заданных границах, его при необходимости нужно остановить. То есть им необходимо управлять. Независимо от способа управления для его (управления) необходимо знание (информация) о состоянии процесса и состояния оборудования, обеспечена возможность воздействия на процесс.

Отсюда следует необходимость:

- источников информации;
- устройств, принимающих решения (регуляторы, логические устройства, операторы и др.) и выдающих управляющие воздействия;
- исполнительных механизмов;
- мест и органов управления для обеспечения возможности управления операторами.

Таким образом, появились новые процессы - процессы управления технологическими процессами.

Исходя из вышеизложенного следует, что целью создания АСУ ТП является обеспечение контроля за состоянием технологического процесса и возможности управления технологическим процессом для достижения:

- управления всеми технологическими объектами станции в условиях, определяемых проектом АЭС;
- контроля технологических объектов управления (ТОУ) и автоматизированного ведения эксплуатационных режимов АЭС, защиты оборудования, а также автоматического регулирования параметров ТОУ;
- диагностики как основного оборудования, так и оборудования АСУТП;
- экономически эффективного производства электроэнергии;
- соблюдения эксплуатационных пределов;
- соблюдения пределов и условий безопасной эксплуатации оборудования;
- ограничения радиационного воздействия в установленных пределах на персонал, население и окружающую среду в случае возникновения аварии;
- улучшения характеристик технологического процесса и работы технологического оборудования;
- уменьшения трудоемкости эксплуатации оборудования, увеличение ремонтопригодности технических средств, снижение численности обслуживаемого персонала, улучшение потребительских характеристик АЭС и элементов АСУ ТП;
- улучшения условий труда персонала и сокращение ошибочных операций [3].

2.2 Основные положения организации управления АЭС-2006

Основополагающие принципы решения технологических и информационных задач управления процессами и обеспечения безопасности АЭС основываются на применении отечественных норм, международных стандартов, рекомендаций МАГАТЭ, EUR, INS AG, МКРЗ, МЭК. Должен учитываться и использоваться опыт проектирования АЭС новых поколений, с максимальным использованием возможностей цифровых АСУ ТП и с необходимостью обеспечения конкурентоспособности АЭС на внешнем рынке.

2.3 Организационно-технические меры по обеспечению безопасности

Важнейшим фундаментальным принципом безопасности является принцип «глубоко эшелонированной защиты». Реализация этого принципа приводит к необходимости проектирования специальных систем для обеспечения безопасности и организации выполнения специальных требования к системам управления.

Глубокоэшелонированная защита осуществляется с помощью последовательных физических барьеров, предотвращающих распространение радиоактивных материалов.

Система барьеров включает в себя:

- топливную матрицу;
- оболочки тепловыделяющих элементов;
- границы контура теплоносителя (первого);
- герметичное ограждение (защитная оболочка и биологическая защита).

Физические барьеры в свою очередь защищаются пятью уровнями технических и организационных мер.

На уровне 1 ГЭЗ предотвращаются нарушения нормальной эксплуатации энергоблока. Это достигается в том числе и управлением «малыми отклонениями» от нормальной эксплуатации с использованием процедур «реакция на сигнал», определяющих действия персонала при срабатывании сигнализации на панелях БПУ в тех случаях, когда состояние энергоблока, работающего на мощности, стабильно. Действия персонала по процедурам «реакция на сигнал» имеют целью предупреждение перерастания нарушения в работе оборудования или систем в отказы, требующие разгрузки энергоблока.

На уровне 2 ГЭЗ предотвращаются проектные аварии. Это достигается управлением нарушениями нормальной эксплуатации энергоблока в состоянии «эксплуатация с отклонениями», приводящими к снижению мощности реактора, но без срабатывания аварийной защиты реактора или систем безопасности, с применением процедур, входящих в состав инструкции по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации энергоблока (ИЛН).

На уровне 3 ГЭЗ предотвращаются запроектные аварии системами безопасности. Это достигается управлением нарушениями нормальной эксплуатации энергоблока:

- в состоянии «предаварийная ситуация», вызванном нарушения-

ми пределов или условий безопасной эксплуатации, приводящими к переводу РУ в безопасное состояние в соответствие с требованиями раздела 5 технологического регламента;

- в состоянии «авария» с применением событийно-ориентированных процедур, либо симптомно-ориентированных процедур, входящих в состав инструкции по ликвидации аварий (ИЛА), определяющих действия персонала при реализации исходных событий из перечня проектных аварий со срабатыванием аварийной защиты реактора или систем безопасности.

На уровне 4 ГЭЗ предотвращаются тяжелые запроектные аварии. Это достигается управлением запроектными авариями с применением процедур контроля и восстановления критических функций безопасности, входящих в состав руководства по управлению запроектными авариями (РУЗА) использованием проектного оборудования не в проектных режимах, непроектного оборудования.

На уровне 5 ГЭЗ выполняется противоаварийное планирование: подготовка и осуществление планов мероприятий по защите персонала и населения на площадке АС и за ее пределами. Так как он не связан с автоматическим или автоматизированным управлением его реализация в настоящей книге не рассматривается.

В основе обеспечения управления энергоблоком проекта АЭС-2006(АС с В-392М) для определённых проектом состояний нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации:

– работа на мощности;
– выход на минимально-контролируемый уровень мощности;
– горячее состояние;
– холодное состояние;
– останов для ремонта;
– перегрузка топлива;
– разогрев;
– расхолаживание;

лежит анализ проектных исходных событий и установления по всем контролируемым параметрам проектных пределов.

Проектные пределы назначаются с учетом последующего распределения функций управления между персоналом и автоматическими действиями для определения сочетаний проектных событий и исходных состояний энергоблока (см. рисунок 2.3.1).

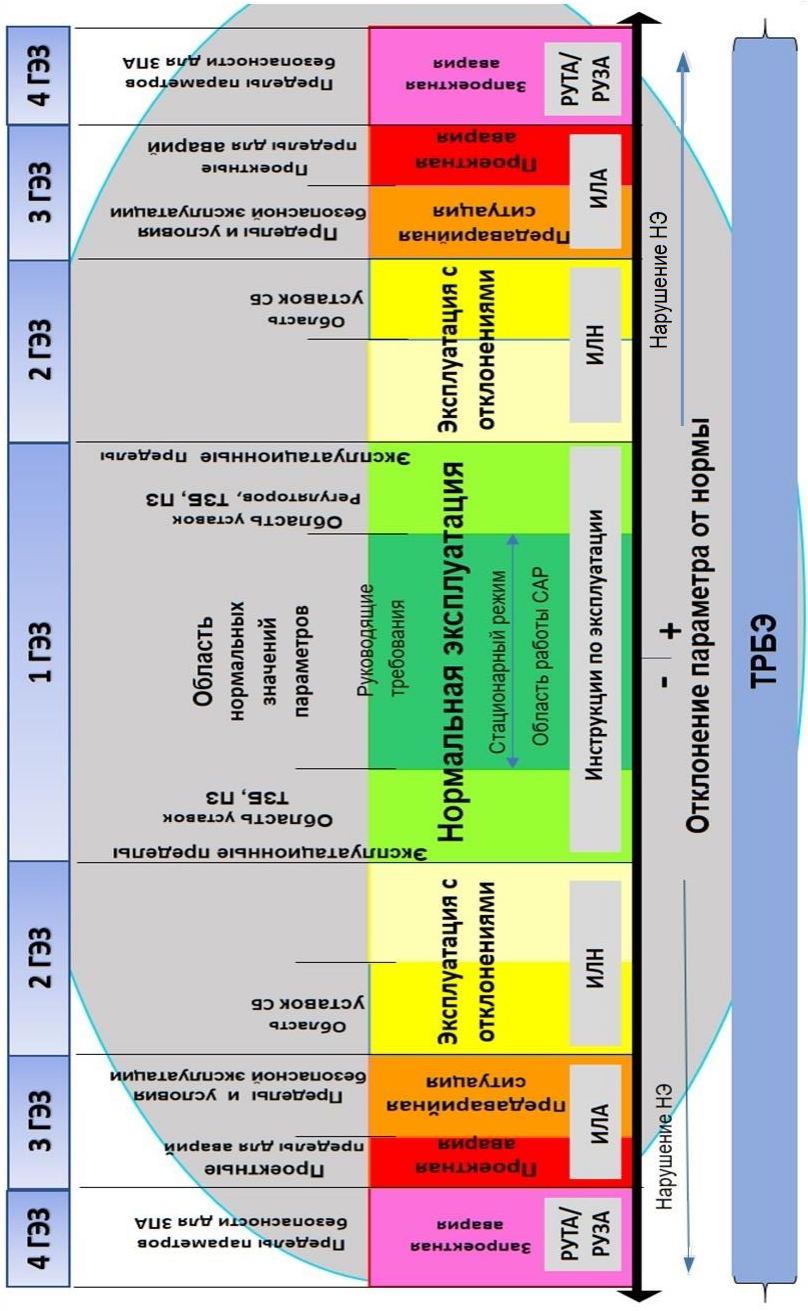


Рисунок 2.3.1 Процедурное поле автоматических действий и действий оператора

Учитывая основные термины и определения пределов согласно ОПБ-88/97, действовавших во время проектирования НВАЭС-2 (и НП-001-2015 действующих в настоящее время) применена следующая структура проектных пределов.

Для нормальной эксплуатации в проекте устанавливаются следующие эксплуатационные пределы:

- уставки сигнализации отклонения от стационарного режима работы энергоблока. Устанавливаются в основном, с учетом диапазона регулирования основных регуляторов энергоблока и необходимого запаса для исключения частого срабатывания. Необходимые действия персонала формируются в рамках Процедур действий по сигналам (инструкций по эксплуатации);
- пределы нормальной эксплуатации. Устанавливаются с учетом протекания режимов при наиболее вероятных принятых в проекте исходных событиях с отказами оборудования или ошибками персонала при нормальной эксплуатации. Пределы нормальной эксплуатации определяют либо условия (уставки) автоматического срабатывания функций систем нормальной эксплуатации, либо действия персонала, обеспечивающего ограничение развития процесса без достижения условий срабатывания систем безопасности. К числу пределов нормальной эксплуатации относятся, например, уставки предупредительной защиты реактора, уставки технологических защит и блокировок;
- требования по контролю пределов и условий нормальной эксплуатации.

Для предаварийных ситуаций и проектных аварий устанавливаются следующие пределы безопасной эксплуатации:

- уставки срабатывания систем безопасности. Выбираются для инициирования СБ при принятых в проекте исходных событиях с нарушением нормальной эксплуатации (предаварийных ситуациях и авариях) с учетом выполнения проектных приемочных критериев;
- пределы безопасности. Пределы безопасности устанавливаются для каждого из физических барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов деления в окружающую среду и характеризуют соответствующее определение «авария» согласно ОПБ-88/97 (НП-001-15) как нарушение границ и превышение количества выхода радиоактивных веществ и/или ионизирующего излучения предусмотренное проектом;
- соответствующие требования по контролю и надзору за пределами безопасной эксплуатации.

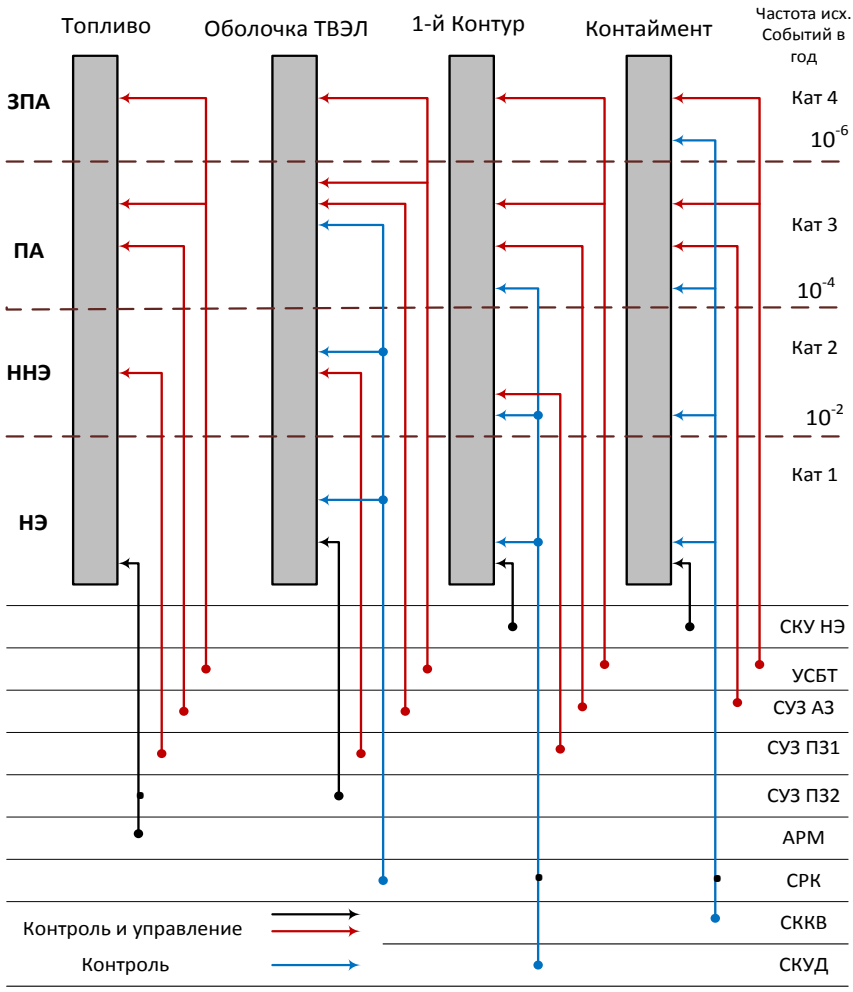


Рисунок 2.3.2 Контроль состояния и автоматическая защита барьеров безопасности системами АСУТП

В процессе эксплуатации состояние физических барьеров контролируется как прямыми методами (например, измерение значений параметров характеризующих состояние барьеров), так и косвенными методами (например, измерение активности теплоносителя и воздушной среды в объеме защитной оболочки). Контроль состояния барьеров производится предназначенными для этого системами АСУТП. При обнаружении повреждения любого физического барьера принимаются меры для устранения причин и восстановления его работоспособности. (См. рисунок 2.3.2)

2.4 Основные цели управления

Технические решения по управлению энергоблоком должны обеспечивать:

В условиях НЭ - автоматическое поддержание параметров в условиях экономичной и безопасной выработки электроэнергии, обеспечение безошибочности действий персонала и обеспечение, в максимально возможной степени, информационного обеспечения персонала во всех режимах эксплуатации АЭС.

При нарушении нормальной эксплуатации - возврат энергоблока в нормальные условия эксплуатации системами НЭ важными для безопасности, без работы систем безопасности, предотвращение исходных событий, сохранение работоспособности систем и оборудования, предотвращение необоснованного отключения систем нормального энергоснабжения, теплоотвода, систем пожаротушения и др.

В условиях предаварийной ситуации- возврат энергоблока в нормальные условия эксплуатации с использованием систем безопасности, предотвращение перерастания в проектную аварию.

В условиях проектной аварии - снижение последствий ПА и защиту неповрежденных барьеров, предотвращение перерастания проектной аварии в запроектную.

В условиях ЗПА - снижение ее последствий, предотвращение тяжелого повреждения топлива.

Следующим шагом формирования требований к системам управления является формирование требований к задачам управления и информационного обеспечения при НЭ, ННЭ, ПА и ЗПА.

При нормальных условиях эксплуатации, для реализации основных функций АЭС - безопасного и экономичного производства электроэнергии, технологические задачи управления и задачи информационного обеспечения управления должны обеспечивать:

Технологические задачи управления:

- обеспечение основного технологического процесса (ОТП) - задачи выработки, передачи тепла и производства электроэнергии в соответствии с диспетчерским планом, с обеспечением проектных условий эксплуатации;
- обеспечение динамической устойчивости энергоблока;
- обеспечение безопасности АЭС во всех состояниях НЭ;
- поддержание условий жизнедеятельности персонала АЭС;

– поддержание работоспособности систем и оборудования энергоблока и общестанционных систем;
– поддержание заданного уровня мощности энергоблока;
– перевод энергоблока из одного состояния в другое;
– обеспечение устойчивости к ошибкам персонала;
– обеспечение условий пожарной безопасности АЭС.

Задачи информационного обеспечения управления АЭС:

– обеспечение персонала необходимой информацией для контроля параметров определяющих состояние энергоблоков и безопасность АЭС;
– вывод результатов диагностики (по запросу), результатов самодиагностики состояния технологических процессов АЭС и основного технологического оборудования;
– сигнализация результатов диагностирования при регламентных проверках работоспособности оборудования нормальной эксплуатации и систем безопасности;
– сигнализация наступления исходных событий и регламентных событий НЭ, требующих управляющих действий персонала;
– фильтрация сигналов оператором с АРМ пункта управления, исходя из решаемой локальной технологической задачи;
– сигнализация наступления расчетных регламентных требований по времени выполнения технологических операций, по кратности использования оборудования, для планирования регламентных планово-предупредительных осмотров и ремонтов и т.п.;

При нарушениях нормальных условий эксплуатации, кроме указанных для НЭ, решаются следующие технологические и задачи управления и задачи информационного обеспечения управления.

Технологические задачи управления при ННУЭ:

– автоматическая компенсация отклонений от нормальной эксплуатации системой АСУ ТП, осуществляющей функции управления, регулирования, отключения оборудования и включения резервного оборудования для:

а) предотвращения аварий;

б) сохранения функций систем и оборудования.

– обеспечение снижения мощности до уровня снятия нарушения. При этом условием, определяющим возможность дальнейшей работы энергоблока на мощности, является соблюдение проект-

ных пределов и условий безопасной эксплуатации при отклонениях и нарушениях;

- обеспечение автоматической остановки энергоблока при отклонении параметров реакторной установки и турбоустановки до защитных уставок;
- поддержание резервными средствами управления заданного режима работы АЭС, при отказе основного вида управления, в течение регламентируемого времени на восстановление отказа;
- обеспечение останова энергоблока с резервных средств управления БПУ, при невозможности восстановления в регламентируемое время средств основного управления;
- обеспечение останова энергоблока с резервных средств управления РПУ, при невозможности управления с БПУ;
- обеспечение работы реактора и турбины на мощности обеспечивающей нагрузку собственных нужд, в течение времени не менее 60 минут при полном отключении нагрузки (отключение блока от энергосистемы);

Задачи информационного обеспечения управления в условиях нарушения НУЭ:

- постоянный контроль параметров безопасности;
- предупредительная сигнализация и сигнализация наступления исходных событий НУЭ, с выделением кодированием степени влияния их на основной технологический процесс и безопасность;
- сигнализация работы алгоритмов автоматической компенсации отклонений и снижения мощности до уровня снятия нарушения,
- сигнализация необходимости управляющих регламентных действий персонала для компенсации отклонений;
- автоматическая фильтрация сигналов для электронных протоколов пунктов управления, не относящихся к основному технологическому процессу;
- сигнализация состояния критических функций безопасности (КФБ).

При проектных авариях решаются следующие технологические задачи управления и задачи информационного обеспечения управления:

Технологические задачи управления при ПА:

– реализация алгоритмов управления функции безопасности с целями:

а) локализации развития аварии с обеспечением пределов безопасной эксплуатации твэлов, за счет обеспечения подкритичности активной зоны, сохранения её под заливом теплоносителя и обеспечением бескризисного охлаждения (с учётом предусмотренных проектных запасов, быстродействия и эффективности защитных систем);

б) обеспечения целостности ненарушенных барьеров безопасности;

– управление оборудованием систем НЭ, важных для безопасности, для приведения энергоблока в конечное состояние и для ограничения радиационных последствий проектных аварий установленными критериями:

а) использование, при необходимости, корректирующих действий персонала;

б) обеспечение устойчивости к ошибкам персонала;

в) приведение энергоблока в конечное состояние, позволяющего выполнить восстановительные работы.

Задачи информационного обеспечения управления при ПА:

– постоянный контроль параметров безопасности;

– сигнализация исходных событий характеризующих ПА;

– сигнализация о формировании условий для запуска алгоритма функции безопасности;

– сигнализация реализации алгоритма функции безопасности для каждого канала;

– сигнализация событий по алгоритму функции безопасности (дерево ПА) и регистрация параметров входящих в алгоритм;

– сигнализация выполнения функции безопасности;

– сигнализация состояния (КФБ);

– регистрация параметров безопасности, характеризующих ПА;

– автоматическое формирование аварийного протокола ПА.

– автоматическая фильтрация сигналов для электронных протоколов пунктов управления, которые не относятся к функциям безопасности и к функциям систем НЭ, важных для безопасности;

– обеспечение вызова оператором соответствующих ПА электрон-

ных технических руководств, как на АРМ основного места управления, так и на мониторах резервной оперативной зоны БПУ.

При запроектных авариях (ЗПА) решаются следующие технологические и информационные задачи управления:

Технологические задачи управления при ЗПА:

- достижение конечного состояния, при котором прекращена цепная реакция деления, обеспечена подкритичность реактора и исключена повторная критичности активной зоны, в том числе с учетом её возможного повреждения;
- обеспечение охлаждения топлива и удержания радиоактивных веществ, как автоматическими действиями систем безопасности (как основной метод решения задачи), так и управляющими действиями персонала;
- предотвращение (ослабление) тяжелого повреждения топлива, как автоматическими действиями систем безопасности (при возможности алгоритмизации СБ), так и управляющими действиями персонала;

- предотвращение повреждений барьеров безопасности.

Информационные задачи обеспечения управления при ЗПА:

- постоянный контроль и регистрация параметров безопасности;
- сигнализация события перехода ПА в ЗПА
- предупредительная сигнализация и сигнализация исходного события тяжелого состояния активной зоны;
- сигнализация изменения состояния КФБ;
- сигнализация исходных событий формирования симптома изменения состояния КФБ (дерево КФБ);
- индикация и регистрация параметров входящих в формирование КФБ;
- вызов оператором соответствующих электронных технических руководств как на АРМ основной оперативной зоны управления БПУ, так и на мониторы резервной оперативной зоны управления БПУ.

2.5 Основные требования к качеству управления

Сформированные основные целей и задачи управления изложенные в разделе 2.4 недостаточны для разработки проекта АСУТП.

Для устойчивой и безопасной работы энергоблока кроме целей и задач управления должны быть сформированы (определены) тре-

бования к качеству выполнения целей и задач управления в условиях изменений и колебаний нагрузки, к качеству вырабатываемой электроэнергии в условиях нарушений и аварий в энергосистеме и нарушений и аварий в работе АЭС.

Эти требования к качеству выполнения системами управления, регулирования и организации режимов эксплуатации (базового, пуска и останова и т.д.), которые должны учитываться в проекте АЭС при организации работы энергоблоков, в том числе в связке «энергоблок - энергосистема» сформированы Техническим заданием на разработку базового проекта АЭС 2006 [12] и концепцией управления АЭС-2006 [1] и приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Основные требования к качеству управления энергоблока

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
Условия эксплуатации энергоблока и внешних сетей при организации работы системы «энергоблок – энергосистема»	– Поддержание и контроль качества вырабатываемой электроэнергии в условиях нарушений и аварий в энергосистеме; – обоснование и автоматизированный контроль ограничений и выполнения требований к системам управления, регулирования и к организации режимов эксплуатации. Автоматизированный контроль взаимосвязи режимов эксплуатации энергоблока с требованиями энергосистемы. Автоматическое снижение мощности при отключении части основного оборудования энергоблока; – работа на сниженном уровне мощности при отключении части основного оборудования энергоблока или по требованию энергосистемы; [5] – применение программ снижения мощности с остановкой части оборудования по требованию энергосистемы. Автоматическое удержание энергоблока на мощности при аварийных сбросах нагрузки в пределах регулировочного диапазона; – автоматическая безопасная остановка энергоблока при отклонении параметров реакторной установки и турбоустановки до защитных уставок и поддержание энергоблока в безопасном состоянии до 24 часов без участия персонала; – автоматическое полное или частичное отделение потребителей собственных нужд от внешней энер-

<table>
<tr><th>Характеристика объекта управления</th><th>Основные требования к качеству управления</th></tr>
<tr><td></td><td>госистемы в случае аварийного снижения частоты и напряжения в сетях;
– автоматическая остановка энергоблока при отклонении параметров реакторной установки и турбоустановки до защитных уставок. [5]
Стандартные отказы во внешней энергосети (короткие замыкания, колебания нагрузки, падение напряжения и т.д.) не влияют на работу энергоблоков с сохранением устойчивой связи между АЭС и энергосетью. В случае более серьезных отказов в энергосети производится снижения мощности энергоблоков до уровня собственных нужд и их устойчивая эксплуатация на этом уровне нагрузки в течение продолжительного периода (не менее 60 мин.) до восстановления связей с энергосетью.</td></tr>
<tr><td>Маневренные качества АЭС [5]</td><td>Время пуска в зависимости от длительности останова:[5]
<table>
<tr><th rowspan="2">Время остановки (час)</th><th colspan="2">Температурные условия</th><th rowspan="2">Время вывода на полную нагрузку (час)</th></tr>
<tr><th>реактора</th><th>турбины</th></tr>
<tr><td><8</td><td>горячие</td><td>горячие</td><td>3</td></tr>
<tr><td>8 - 120</td><td>горячие</td><td>холодные</td><td>6</td></tr>
<tr><td>> 120</td><td>холодные</td><td>холодные</td><td>24</td></tr>
</table>
Скорость разогрева и расхолаживания, устанавливается и контролируется как основной параметр качества управления с учетом принятой для теплотехнического оборудования РУ.
Регулировочный диапазон нагрузок поддерживается в пределах 20-100 % N ном.
Обеспечивается работа в базовом режиме до 8100 часов на номинальной мощности в год, с точностью ее поддержания ±2 % N ном.
В соответствии с требованием «Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» [4] обеспечить плановое изменение мощности в диапазоне от 50% до</td></tr>
</table>

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
	100% установленной мощности (Руст), со скоростью до 3% Руст во всём. [4] (п.4.1.)
	Прохождение в сутки не менее 2 плановых циклов изменения мощности энергоблока от 100% до 50% Руст и обратно. [4] (п.4.2.)
	Предусмотреть участие энергоблока в первичном регулировании частоты (ОПРЧ) без ограничения количества случаев сброса/нагрузки в пределах допустимого диапазона регулирования энергоблока. Значение мёртвой полосы первичного регулирования энергоблока не должно превышать 50+- 0.05 Гц. При скачкообразном изменении частоты за пределами мёртвой полосы первичного регулирования изменение мощности энергоблока на требуемую величину в пределах допустимого диапазона регулирования должно происходить за 2 минуты; при этом достижение 50% требуемого изменения мощности должно происходить за 10 секунд. При нахождении частоты за пределами мёртвой полосы первичного регулирования мощность энергоблока должна постоянно изменяться пропорционально изменениям частоты, до входа частоты в пределы мёртвой полосы первичного регулирования, т.е. должен быть обеспечен следящий режим первичного регулирования. Количество изменений мощности энергоблока при участии в ОПРЧ определяется условиями работы энергоблока. [4] (п.4.4.).
	Обеспечить участие энергоблока в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ) в рамках оказания услуг по обеспечению системной надёжности при наличии запланированного первичного резерва с изменением мощности в диапазоне +-5%Р уст от текущей нагрузки в пределах допустимого диапазона регулирования энергоблока. Значение мёртвой полосы первичного регулирования энергоблока не должно превышать 50+/- 0.02 Гц. При скачкообразном отклонении частоты за пределами мёртвой полосы первичного регулирования

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
	изменение мощности на требуемую величину должно происходить за 30 секунд, при этом 50% изменения должно происходить за 10 секунд.[4] (п.4.5.)
	При выделении энергоблока на энергоснабжение от собственных нужд при аварийных отклонениях частоты устойчивая работа энергоблока должна обеспечиваться в течении не менее 40 минут. [4] (п.4.6.)
	Энергоблок должен обеспечивать работу на сниженном уровне мощности в случае отказов части оборудования РУ и ПТУ, в том числе: 1. при отключении половины конденсатора турбины - на мощности до 60 % Nном; 2. в случае работы энергоблока с неполным количеством ПЭН: – 3 ПЭН до 83 %; – 2 ПЭН до 57 %; – 1 ПЭН до 28 %. 3. в случае работы РУ с неполным числом петель: – на трех петлях - до 67 % Nном; – на двух петлях – от 40 до 50 % Nном. [5] Должна быть обеспечена автоматическая разгрузка ЭБ до заданных уровней мощности при достижении вышеперечисленных отказов. В базовом режиме работы обеспечивается поддержание заданного уровня мощности энергоблока с реализацией программ планового перехода с одного уровня мощности на другой.
	Аварийное кратковременное снижение нагрузки до установленного уровня и программное восстановление (вплоть до исходной) в пределах регулировочного диапазона (с оговоренными характеристиками режимов, включая скорость и величину изменения мощности, количество циклов) Поддержание длительной работы энергоблока без снижения мощности в диапазоне частот 49 - 50,5 Гц. и кратковременной работы при аварийных отклонениях частоты Обеспечение возможности максимального отпуска

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
	тепла из нерегулируемых отборов турбины до 300 МВт, с соответствующим снижением электрической мощности. Обеспечение работы на сниженном уровне мощности в случае отказов части оборудования РУ и ТУ.
	Управление положением ОР СУЗ, текущей концентрацией борной кислоты и аксиальным офсетом энерговыделения активной зоны при работе реактора на постоянном уровне мощности.
	Изменение мощности энергоблока с заданной скоростью с управлением распределения энерговыделения в активной зоне реактора по стандартным алгоритмам.
Управление при отказах	Перечень отказов и нарушений в системах и оборудовании энергоблока, требующих автоматическое снижение снижению его мощности, длительность вынужденной работы на сниженном уровне мощности, величина разрешенного уровня мощности сигнализируются персоналу. Энергоблок выводится из эксплуатации и становится энергопотребителем при нарушениях и отказах систем и оборудования энергоблока, в т.ч. от внешних энергосистем, которые приводят или могут привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации. Мощность энергопотребления не более 5 % N ном.
	Энергоблок поддерживается в эксплуатации ПТК нижнего уровня при отказе основных средств управления на БПУ в течение времени восстановления управления (Отказ СВБУ в функции управления и предоставления информации: перевод к горячее состояние за 7(6) часов. п. 4.1.2.2 таблицы 5.1.3-1 РТРБЭ)
	Энергоблок аварийно останавливается с БПУ, управление переводится на РПУ, с которого энергоблок переводится в состояние «Холодный останов» при невозможности нахождения персонала на БПУ. Максимальное время перехода персонала на РПУ ограничивается 30 мин. временем обеспечением невмешательства персонала в управление при нарушении условий НЭ.

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
Управление при отклонениях от нормальной эксплуатации	Реализуется программными средствами выявление и в возможной степени автоматическая компенсация отклонений от нормальной эксплуатации, вызванных нарушениями в системах управления, частичной или полной потерей работоспособности резервированного оборудования систем нормальной эксплуатации, отклонениями показателей ВХР контуров РУ, радиационных показателей, ошибочными действиями персонала и другими причинами. Определяется и сигнализируется персоналу обеспечение достаточности запасов до эксплуатационных пределов в части параметров безопасности и запасов основных сред. Компенсация отклонений и возврат к нормальным эксплуатационным условиям обеспечивается системой АСУ ТП, Компенсация отклонений и возврат к нормальным условиям эксплуатации смягчается за счет использования свойств саморегуляции. Оговаривается технологическим регламентом и реализуется в системе информационной поддержке допустимые уровни мощности при разного рода отклонениях и времена ограничений при: – выводе элементов или каналов СБ на проверку и обслуживание, включая устранение выявленных отклонений, обосновывается в проекте, – устранении отклонений в технологическом процессе при работе РУ на мощности.
Управление предотвращением развития исходных событий и проектных аварий	Стратегия управления для предотвращения развития аварий на АЭС 2006 выражается в следующем: -ведение в действие функций безопасности, ограничивающих развитие исходного события и обеспечивающих возможность невмешательства персонала в процесс локализации в течение не менее 30 мин; -использование, при необходимости, корректирующих действий персонала, после истечения установленного времени работы функций безопасности; -приведение установки в конечное состояние, позволяющее выполнить восстановительные работы; -ограничение радиационных последствий проектных аварий установленными критериями.

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
	Стратегия обеспечиваться комплексом технических средств и организационно-технических мер, включающих: - системы безопасности (защитные, локализующие, управляющие, обеспечивающие) и оборудование, реализующее функции безопасности; -электронную систему информационной поддержки оператора и контроля состояния безопасности с электронной системой первичной диагностики нарушений.
Управление запроектными авариями (ЗПА)	Целями управления при ЗПА являются применение (в возможной степени) автоматизированных программ использования оборудования систем безопасности и оборудования систем НЭ и автоматического и/или автоматизированного вывода процедур (как событийно-последовательных, так и симптомно-ориентированных) вывода для: – предотвращения (ослабления) тяжелого повреждения топлива; – предотвращения (ослабление) выхода радиоактивных продуктов в окружающую среду сохранением целостности физических барьеров; – достижения состояния, в котором прекращена цепная реакция деления, обеспечивается надежное охлаждение топлива. Для достижения целей управления при ЗПА реализуются средствами управления и контроля следующие главные задачи: – контроль и обеспечение подкритичности и исключение повторной критичности активной зоны, в т.ч. с учетом её возможного повреждения; – предотвращение повреждения барьеров безопасности с использованием средств нештатного подключения систем (кабельные и гидравлические перемычки, переходники и др.); дополнительных энергоисточников; средств для перевода активной зоны реактора в подкритическое состояние при запроектных авариях, связанных с отказом механической части системы аварийной защиты.

Характеристика объекта управления	Основные требования к качеству управления
	Допускается снятие защитных блокировок для нештатного использования систем и оборудования без нарушения проектных ограничений по времени невмешательства персонала в действия автоматики.

2.6 Уровень автоматизации управления АЭС-2006

Уровень автоматического управления основными и вспомогательными технологическими задачами на АЭС-2006 учитывает достигнутый и проектируемый уровень автоматизированного и автоматического управления на существующих и проектируемых АЭС с современными цифровыми АСУ ТП.

Уровень автоматизации должен обеспечивать:

- предотвращение и преодоление нарушений нормальной эксплуатации, проектных аварий;
- предотвращение перерастания проектных аварий в запроектные;
- управление авариями с целью снижения их последствий;
- снижения нагрузки на персонал и вероятности его ошибок при выполнении задач управления при управлении основным процессом и при нарушениях условий НЭ, как за счет автоматизации управляющих действий, так и за счет автоматизации формирования и вывода информации о необходимости регламентируемых действий оператора;
- повышение экономической эффективности, определяемая КИУМ и затратами на обслуживание АСУ ТП, за счет широкого применения диагностических систем, сообщений, комплексных анализов состояния активной зоны, ответственного оборудования РУ и ТУ.

При определении уровня автоматизации учитывается необходимость широкого использования функционально-группового управления.

Также при определении уровня автоматизации должны учитываться принятые соглашения по распределению автоматических и ручных действий.

Таблица 2.6.1. – Распределение автоматических и ручных действий

Автоматические действия	Ручные действия
Автоматизация технологического процесса в режимах нормальной эксплуатации (1-й уровень ГЭЗ)	
Авторегулирование основных контуров автоматического регулирования, относящихся к основному технологическому процессу, для всех режимов НУЭ. Автоматическое изменение значений уставок для автоматических алгоритмов при переходе энергоблока из одного состояния в другое. Изменение (при необходимости) значений уставок регулирования при переходе энергоблока из одного состояния в другое. Поддержание в эксплуатационных пределах и соблюдение условия в режиме нормальной эксплуатации, средствами автоматизации: автоматическими программами (авторегулированием, АВР, дискретным регулированием, защитами) - при поддержании установленного состояния энергоблока; при переходе из одного состояния в другое - автоматическими программами и программами функционально-группового управления. (смотри про ФГУ главу 6) Программы периодических проверок систем безопасности, должны быть автоматизированы и реализованы таким образом, чтобы исключить воздействие на основной технологический процесс энергоблока и исключалось воздействие на возможность выполнения функций безопасности. Самодиагностика состояния технологических процессов АЭС, основного технологического обору-	Контроль за работой технологического, электротехнического оборудования, технических средств АСУ ТП с целью выявления отклонений от предписанных режимов и предпринимать управляющие воздействия для поддержания параметров и условий эксплуатации для каждого состояния НЭ в проектных пределах НЭ. Контролировать работу автоматических регуляторов. Проводить проверки работоспособ-ности оборудования и систем. Контролировать эксплуатационные пределы и условия безопасной эксплуатации, готовность систем безопасности. Выявлять нарушения в автоматизации и реагировать с использованием резерва. Своевременно выполнять плановые и специальные проверки/испытания, техобслуживание технологического оборудования, переходы с основного на резервное оборудование и другие регламентные операции. Контролировать проведение ремонтно-профилактических работ на технологическом оборудовании энерго-блока и технических средствах АСУ ТП. Предпринимать своевременные меры по предотвращению возникновения отказов, требующих разгрузки энергоблока при диагностике отклонений в состоянии технологического оборудования, а также

Автоматические действия	Ручные действия
дования, оборудования СКУ. Сигнализация результатов диагностирования. Сигнализация наступления исходных событий и регламентных событий НЭ, требующих управляющих действий персонала.	средств АСУ ТП.
Автоматизация технологических процессов при нарушениях нормальной эксплуатации. (2-й уровень ГЭЗ)	
Устанавливаются эксплуатационные пределы и условия, обеспечивающие ввод в работу автоматических программ (защит, блокировок и др.) или инициацию предписанных действий персонала с целью обеспечения несрабатывания (минимизации количества срабатываний) систем безопасности при проектных исходных событиях нарушений нормальных условий эксплуатации за счет действия функций ограничения. Программы автоматического ограничения мощности направлены на преодоление нарушения, приведением энергоблока в пределы НЭ (в допустимое параметрическое состояние), и несрабатывания систем безопасности. Для ограничения процесса устанавливаются соответствующие эксплуатационные пределы и условия для запуска программ и устанавливаются параметры и условия нового (установленного) состояния процесса, включая регулирование. Поддержание текущего состояния энергоблока реализуется авторегуляторами. Останов, предупредительная и ускоренная разгрузка реактора по	Перевод энергоблока в регламентированное состояние, в том числе в новое состояние по истечении допустимого времени и не устранении причин отказа, выполняется в нормальной технологической последовательности (кроме режима работы защит РОМ, ПЗ-1, УПЗ). Устанавливать причины срабатывания защит и блокировок, проводить необходимые действия по приведению оборудования в работоспособное состояние после срабатывания защит и блокировок. Контролировать и предпринимать управляющие воздействия для предотвращения перерастания нарушений нормальных условий эксплуатации в аварийные ситуации и аварии системами НЭ важными для безопасности без работы систем безопасности. Контролировать параметры безопасности, готовность систем безопасности. Контролировать работу ПЗ, РОМ, ТЗ и Б. Перевод энергоблока в состояния «Горячий останов», «Холодный останов» с резервных средств БПУ при длительном отказе дисплейных средств управления и невозможностью восстановления СВБУ.

Автоматические действия	Ручные действия
определенным в проекте исходным событиям нарушений эксплуатационных пределов и условий НЭ. Технологические защиты и защитные блокировки и автоматическая разгрузка энергоблока, с необходимой скоростью, до допустимого уровня мощности без формирования сигналов защиты реактора и турбины в случае отказов АВР оборудования основного технологического процесса. Автоматическая разгрузка энергоблока со скоростью обеспечивающей несрабатывание аварийной защиты, в случае остановки оборудования влияющего на изменение параметров безопасности в сторону аварийных пределов. Вывод оперативному персоналу сигналов наличия нарушений эксплуатационных пределов и условий. (Указанные сигналы формируются для каждого состояния энергоблока, в соответствии с зоной оперативной ответственности персонала и выводятся для каждого проектного состояния на видеокадр), а также допустимой регламентируемой длительности поддержания режима, при наличии нарушении, включая нарушение условий безопасной эксплуатации, в течение которого не требуется ограничения НЭ. Отказ функции автоматизации, реализуемой программными средствами не должен приводить к необходимости разгрузки энергоблока, энергоблок должен оставаться в заданном состоянии или в состоянии, соответствующем шагу программы.	Выполнение процедур в соответствии с ИЛН. Выполнение процедур реакции на сигнал.

Автоматические действия	Ручные действия
Должна быть обеспечена сигнализация отказа функции автоматического управления при нарушении условий НЭ. Программы ФГУ выполняемые в момент полного отказа дисплейных средств БПУ, продолжают пошаговое выполнение алгоритма управления до окончания программы (или текущего шага). Поддержание текущего состояния энергоблока реализуется авторегуляторами. Сигнализация об отклонениях. Сигнализация о нарушениях в соответствии с перечнем исходных событий с условиями отказов (проектных режимов категории 2), которые могут возникать с частотой более 10^{-2} в·год, входящих в состав инструкции по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации энергоблока (ИЛН).	
Проектные аварии (3-й уровень ГЭЗ)	
В рамках управляющих систем безопасности (УСБ) обеспечивается автоматический запуск и реализация алгоритмов управления функций безопасности , обеспечивающих перевод энергоблока в безопасное состояние при наступлении исходных событий проектных аварий. Степень автоматизации и технологические решения обеспечивают отсутствие необходимости вмешательства оперативного персонала в аварийные автоматические защитные действия в течение 30 минут с момента исходного события. Для оборудования СБ на время реализации алгоритмов управления функциями безопасности (до	1) При нарушении ПБЭ и УБЭ остановить РУ и перевести энергоблок в безопасное и контролируемое состояние блока; 2) контролировать срабатывание аварийной защиты и систем безопасности; 3) контролировать работу автоматики. При нарушении проектной работы автоматики выполнять соответствующие переключения дистанционно или вручную по месту; 4) контролировать ход ликвидации аварии; 5) действовать по инструкции ИЛА, определяющей действия оператора для данного

Автоматические действия	Ручные действия
30 минут) предусматривается блокировка команд дистанционного управления, которые могут привести к невыполнению функции безопасности. На панелях безопасности предусматриваются резервные средства дистанционного запуска алгоритмов управления функциями безопасности в каждом канале УСБ. Предусматривается автоматический расчет критических функций безопасности (КФБ) и представление (по запросу) информации о состоянии КФБ. Обеспечено функционирование СППБ (контроль КФБ) как функции СВБУ, так и независимо от СВБУ на панелях каждого канала СБ. На панелях БПУ(РПУ) для каждого канала УСБ предусматривается сигнализация: – инициирующего сигнала запуска алгоритма управления функций безопасности; – запуска алгоритмов управления функции безопасности; – сигнализация выполнения последовательности реализации алгоритма управления функции безопасности; – невыполнения функции безопасности; – отказа алгоритма управления при выполнении конкретной функции безопасности в канале УСБ.	конкретного сценария аварийного режима; 6) при входе в ИЛА (или при выполнении действий согласно ИЛА контролировать состояние КФБ в соответствии с алгоритмами, изложенными в РУЗА. Действия оперативного персонала по контролю срабатывания аварийной защиты и систем безопасности, по контролю состояния критических функций безопасности, управляющие действия персонала по ликвидации проектных аварий, по управлению запроектными авариями выполняются с целью не допущения превышения пределов повреждения топлива, сохранения целостности физических барьеров.
Запроектные аварии 4-й уровень ГЭЗ	
Для ЗПА, для которых не предусмотрены пассивные принципы	Контролировать эффективность работы систем безопасности.

Автоматические действия	Ручные действия
или автоматические алгоритмы управления, основой управления является контроль КФБ и действия персонала по восстановлении КФБ при их нарушении. Для управления ЗПА используется в основном оборудование систем безопасности и при необходимости системы нормальной эксплуатации важные для безопасности. Сигнализации при ЗПА: На АРМ оператора РУ, НСБ, ЦТП, НСС, реализуется сигнализация: – перехода ПА в стадию ЗПА, как при работе на мощности, так и в других состояниях энергоблока; – изменения состояния КФБ. На панелях СБ, поставарийного мониторинга и управления ЗПА БПУ, на АРМ БПУ(РПУ), ЦТП, ЗПУ, реализуется контроль и регистрация ограниченного объема параметров, характеризующих поставарийное состояние энергоблока, с расширенными диапазонами измерения.	Контролировать работу автоматики. При нарушении проектной работы автоматики выполнять соответствующие переключения дистанционно или вручную по месту. Контролировать ход ликвидации аварии. Контролировать критические функции безопасности в соответствии с руководством по управлению запроектными авариями. Выполнять ручные действия, используя любые имеющиеся в работоспособном состоянии технические средства по предотвращению развития запроектных аварий и на ослабление последствий запроектных аварий. Роль оператора в режимах ТА заключается в выполнении действий по смягчению последствий тяжелой аварии в соответствии с «Руководством по управлению тяжелыми запроектными авариями» (РУТА), а также проведении поставарийного мониторинга радиоактивных выбросов.

2.7 Функции АСУТП

Исходя из общих установленных целей АСУТП (раздел 2.4), разделения функций выполняемых автоматически и операторами (раздел 2.6.) выполнено разделение автоматизируемых функций на информационные, управляющие и вспомогательные (рисунок 2.7.1). Такое разделение необходимо для выделения некоторых обобщённых составляющих в АСУТП, выявление их влияния на выполнение функций управления и формирование общих требований и подходов к их реализации.

Этот подход является распространением функционального деления процессов изложенного в разделе 2.1.

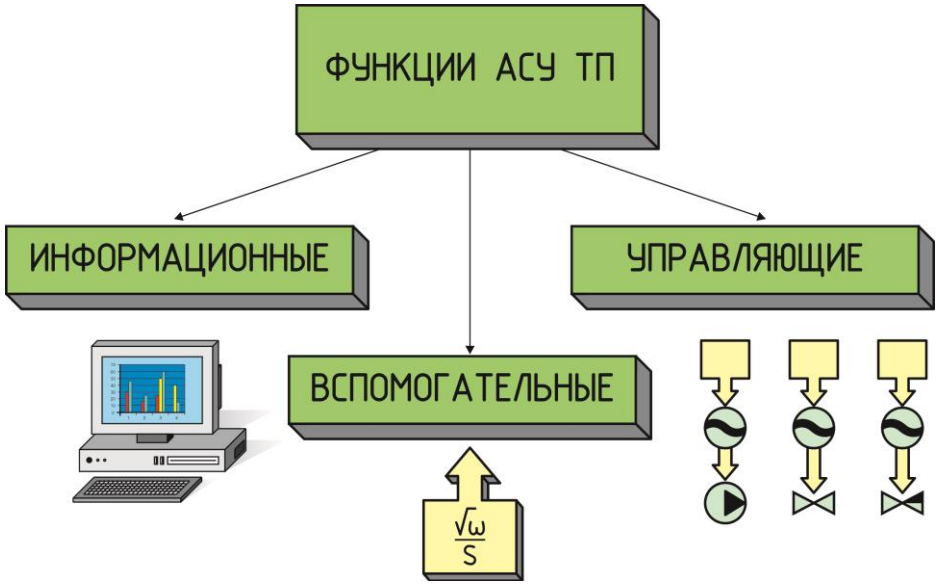


Рисунок 2.7.1 Функции АСУТП

2.7.1 Информационные функции

Основным назначением информационных функций является подготовка, обработка информации и её представление оперативному персоналу БПУ, РПУ, МПУ, ЛКЦ в визуальных формах на экранах дисплеев, индивидуальных приборах, мнемосхемах панелей, индивидуальных табло, экранах коллективного пользования, а также подготовки информации для использования в управляющих и вспомогательных функциях.

В состав информационных функций входят:

1. Контроль текущего состояния ТОУ.

Эта задача является первичной в процедуре получения и первичной обработки информации. Она включает в себя:

- сбор информации о состоянии объектов управления, по технологическим, нейтронно-физическим, механическим и др. параметрам ТОУ;
- сбор данных о командах операторов дистанционного управления, на ввод-вывод защит и блокировок, на изменение режима работы оборудования и авторегуляторов и др.;

– первичная обработка информации, включая получение цифрового сигнала, расчёт параметров, масштабирование, фильтрацию, линеаризацию, сравнение с уставками;

– проверка достоверности информации: контроль границ и скорости изменения сигнала, контроль рассогласований, выявление параметрического или аппаратного отказа, выработка достоверного и/или замещающего сигналов, компенсация помех, контроль достоверности бинарных сигналов.

2. Оперативный анализ состояния ТОУ:

– анализ поступления сообщений и формирование протокола событий, сообщений по группам приоритетов, по потребителям;

– информационная поддержка оперативного персонала (представление информации о критических функциях безопасности; рекомендации по управлению полем энерговыделения; представление параметров безопасности; информационная поддержка при ведении водно-химических режимов; представление эксплуатационных инструкций, процедур и справочной информации);

– контроль пределов и условий безопасной эксплуатации;

– расчет и анализ технико- экономических показателей (ТЭП) основного и вспомогательного оборудования энергоблока;

– диагностика технологического оборудования (вибромониторинг и диагностика основного роторного оборудования; контроль течей I-II контуров; сбор информации для системы диагностики электроприводной арматуры).

3. Представление информации и сигнализации:

– индивидуальная сигнализация на видеомониторах и табло панелей и пультов;

– индикация текущего состояния объектов управления на видеомониторах и табло панелей и пультов;

– представление информации на индивидуальных приборах;

– отображение мнемосхем и видеограмм на видеомониторах АРМ;

– представление информации о режимах работы оборудования и автоматики: (работа регуляторов (дистанция/автомат); АВР (раб, рез, ремонт); представление информации об изменении параметров во времени).

4. Регистрация:

– регистрация текущего состояния ТОУ и технологических собы-

тий. Получение различных протоколов (из краткосрочного и долгосрочного архивов, по аналоговым параметрам, по дискретным сигналам, по отдельным подсистемам, по времени, по отдельному оборудованию, по срабатыванию сигнализации с учетом степени важности);

- регистрация и архивирование приема, выдачи и обработки управляющих воздействий: команд оператора, команд защит и блокировки;
- регистрация и архивирование состояния оборудования и диагностической информации;
- регистрация и архивирование состояния, ремонтов и замен технологического оборудования.

2.7.2 Управляющие функции

Управляющие функции являются основными с точки зрения обеспечения возможности управления технологическими процессами. Управляющие функции в свою очередь подразделяются на автоматизированное управление (с участием оператора) и автоматическое управление(без участия оператора).

Автоматизированное управление:

- дистанционное индивидуальное управление с панелей и пультов;
- дистанционное управление с видеомониторов АРМ;
- функционально-групповое управление (ФГУ) выполняет автоматизированные последовательности технологических операций по переводу технологического оборудования из одного состояния в другое, для выполнения этапов (поддающихся алгоритмизации и параметризации) пуска и останова энергоблока;
- дистанционное управление с местных пунктов управления;
- управление оборудованием по месту.

Автоматическое управление

Автоматическое управление предназначено для выполнения управляющих действий без участия персонала. В тоже время оперативный персонал в определённых проектом условиях может определять условия выполнения автоматического управления.

Предусмотрены следующие разновидности автоматического управления:

- аварийные обеспечивающих перевод энергоблока в безопасное

состояние при наличии условий запуска алгоритмов управления функций безопасности;

- предупредительные защиты обеспечивают перевод энергоблока в другой режим (или состояние) работы при нарушении эксплуатационных пределов (условий): реакторная установка - ПЗ, УПЗ, турбинное отделение - снижение нагрузки;
- технологические защиты и блокировки обеспечивают предотвращение нарушения заданного режима эксплуатации технологического узла, функциональной технологической группы, локальной технологической операции, предотвращение развития или недопущения нарушения;
- автоматический ввод резерва (АВР) - реализуется при помощи программ АВР, обеспечивающих автоматическое включение/отключение резервного механизма или технологического узла при несанкционированном отключении основного механизма или при снижении эффективности их работы;
- автоматическое регулирование. Автоматические регуляторы обеспечивают безударное включение в работу контуров регулирования, автоматическое поддержание технологического параметра в заданном диапазоне, контроль исправности регулятора, возможность дистанционного управления для каждого регулирующего органа.

При отказе автоматизированного дистанционного управления с основных средств управления проектом предусмотрено автоматизированное дистанционное управление с резервных средств управления (подробнее см. главу 7).

2.7.3 Вспомогательные функции

Вспомогательные (системные) функции АСУ ТП предназначены для организации и обеспечения нормальной работы самой автоматизированной системы, быстрого обнаружения неисправностей в технических и программных средствах и их ликвидации, обеспечения возможности настроек АСУТП и внесения изменений.

В состав вспомогательных функций входят:

Оперативный анализ состояния АСУТП:

- сбор и обработка информации о состоянии программно-технических средств АСУ ТП;
- диагностика программно-технических средств и функционирования АСУ ТП;
- тестирование систем АСУТП;

- обмен данными с другими системами;
- контроль и защита от несанкционированного доступа.

Программно-операторское управление работой:

- операторское управление функционированием АСУ ТП с рабочего места начальника смены цеха ТАИ (НСЦТАИ);
- поддержка единого времени и присвоение метки времени при сборе данных;
- автоматическое управление работой АСУ ТП и её подсистемами, включающей реконфигурирование резервированных структур, рестарт системы, управление контрольными и диагностическими задачами, обмен данными с другими системами;
- поддержка коммуникаций, обеспечение доступа к данным;
- управление контрольными и диагностическими задачами;
- управление изменениями (с рабочего места администратора АСУТП).

2.8 Система представления параметров безопасности (СППБ)

В соответствии с требованиями российских и международных нормативных документов (ОПБ - 88/97,НП-001-2015, NUREG 0696, IEC 60960 и вспомогательной административной инструкции № И-28/01, «Руководство по организации контроля состояния критических функций безопасности»), для информационной поддержки оперативного персонала, АЭС должны быть оснащены системами представления параметров безопасности - СППБ.

Так как разработка и создание отдельной СППБ не предусматривалась, то для энергоблоков №№1,2 Нововоронежской АЭС-2 СППБ реализована как функция СВБУ.

Назначение функции состоит в информационной поддержке операторов по принятию решений и выполнению противоаварийных действий.

СППБ предназначена для обеспечения выполнения оперативным персоналом действий по:

- предотвращение перехода любых проектных аварий в запроектные;
- предотвращение развития запроектных аварий;
- ослабление последствий запроектных аварий;
- защита герметичного ограждения от разрушения при запроектных авариях и поддержание его работоспособности;

– возвращение АС в контролируемое состояние, при котором прекращается цепная реакция деления, обеспечивается постоянное охлаждение ядерного топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах.

СППБ обеспечивает снижения нагрузки на персонал и вероятности его ошибок при выполнении задач управления при авариях.

СППБ предназначена для быстрого отображения необходимой информации при нарушении КФБ и оказания поддержки принятия решений оперативным персоналом при выполнении процедур восстановления КФБ с учетом «Руководства по управлению запроектными авариями» (РУЗА).

Задачи СППБ:

– своевременное уведомление оператора о нарушении КФБ, отображение параметров безопасности, характеризующих состояние КФБ. Контроль и регистрация изменений состояния КФБ);

– представление оперативному персоналу электронного аналога деревьев состояния КФБ, определяющих выбор процедуры по восстановлению КФБ;

– выдача оператору рекомендаций о применении той или иной процедуры по восстановлению КФБ (Контроль состояния диагностических блоков (узлов) деревьев КФБ. Контроль активации выходных ветвей деревьев КФБ);

– предоставление электронных интерактивных процедур восстановления КФБ;

– предоставление, справочной или расчетной информации, необходимой для принятия решений и выполнения управляющих действий, определенных в «Руководстве по управлению запроектными авариями»;

– предоставление необходимой информации о достижении целей, на которые направлены действия персонала.

Структура СППБ.

СППБ является частью системы информационной поддержки оператора, которая в свою очередь является частью верхнего уровня АСУ ТП блока, структура СППБ представлена на рисунке 2.8.1.

СППБ реализуется отдельной трехуровневой подсистемой: [11]

– 1-ый уровень отображает статус каждой из КФБ и параметры безопасности;

– 2-ой уровень – деревья состояний КФБ, а также фрагменты,

представляющие оператору информацию для принятия решений по восстановлению КФБ;

– 3-ий уровень – поддерживающие форматы, обеспечивающие оператора дополнительной информацией, необходимой для выполнения конкретных управляющих действий или для выяснения причин невозможности их выполнения.



Рисунок 2.8.1 Структура СППБ

Для энергоблока №1(2) Нововоронежской АЭС-2 определены 6 критических функций безопасности:

– КФБ1 «Подкритичность активной зоны реактора»;
– КФБ2 «Охлаждение ядерного топлива» («Охлаждение ядерного топлива» в реакторе», «Охлаждение ядерного топлива» в бассейне выдержки»);
– КФБ3 «Теплоотвод от первого контура ко второму контуру»;
– КФБ4 «Целостность первого контура»;
– КФБ5 «Целостность герметичного ограждения»;
– КФБ6 «Запас теплоносителя первого контура».

Каждая критическая функция безопасности может находиться в одном из четырех состояний:

– удовлетворительное состояние КФБ - управляющие действия не требуются («зеленое» состояние КФБ);

- неудовлетворительное состояние КФБ - решение о необходимости управляющих действий по восстановлению КФБ возлагается на оперативного руководителя ликвидации аварии («желтое» состояние КФБ);
- тяжелое нарушение КФБ - требуются управляющие действия по восстановлению КФБ («оранжевое» состояние КФБ);
- экстремальное нарушение КФБ - требуются немедленные управляющие действия по восстановлению КФБ («красное» состояние КФБ).

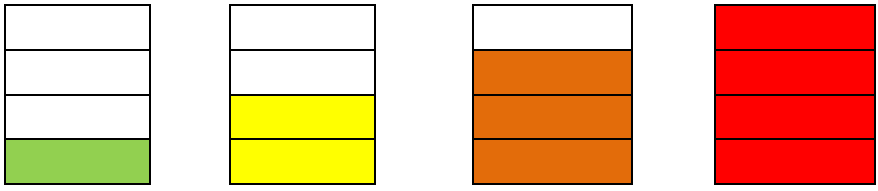


Рисунок 2.8.2 Отображение состояния КФБ

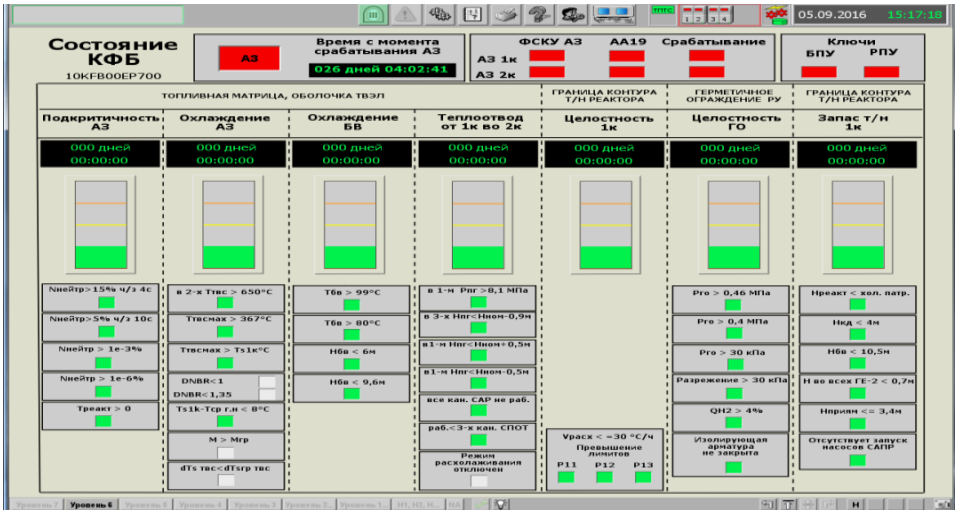


Рисунок 2.8.3 Обобщённый видеокадр СППБ.

Приоритетность КФБ определяется ее порядковым номером и тяжестью нарушения.

При одинаковой степени нарушения более приоритетна КФБ с меньшим порядковым номером, при разных нарушениях – приоритетна КФБ с более тяжелым нарушением.

Контроль состояния КФБ осуществляется в соответствии с процедурами, указанными в «РУЗА».

СППБ сохраняет работоспособность во всех предусмотренных рабочим технологическим регламентом режимах.

Работоспособность СППБ обеспечивается:

- реализацией как функции СВБУ при работоспособности СВБУ и наличии питания СНЭ. В том случае информация оператору предоставляется на АРМ ВИУРа и НСБ. Для расчётов используется информация от каналов СБ и СНЭ. Кроме того в каждом канале СБ на серверах СБ реализована СППБ использующую для расчётов только входную информацию соответствующего канала СБ. Информация выводится на дисплей расположенный на панели CWF03(CWC03) соответствующего канала СБ БПУ(РПУ);
- при потере питания СНЭ СППБ функционирует только на дисплеях панелей СБ в объёме параметров и оборудования соответствующего канала СБ.

2.9 Способы решения задач контроля и управления

Основные критерии при определении уровня автоматизации

Должны быть выполнены требования по глубокоэшелонированной защите, направленные на предотвращение нарушений НЭ, предотвращение ПА, предотвращение ЗПА, управление авариями для снижения их последствий;

- снижение возможности ошибок оперативного персонала при выполнении рутинных и ответственных задач по управлению;
- экономическая эффективность АЭС и снижение затрат на обслуживание АСУТП.

При проектировании системы учитывались следующие принципы обеспечения безопасности:

- принцип единичного отказа;
- принцип резервирования;
- принцип разнообразия;
- принцип независимости;

– принцип безопасного отказа;

– принцип включения в работу.

Принцип единичного отказа.

Принцип единичного отказа - принцип, в соответствии с которым система должна выполнять заданные функции при любом требующем ее работы исходном событии и при учитываемом в проекте АС независимом от исходного события отказе одного из элементов этой системы [6].

Принцип единичного отказа обеспечивается через реализацию принципов резервирования, разнообразия и независимости таким образом, чтобы любые единичные отказы в УСБ не нарушали ее работоспособность УСБ.

Принцип резервирования.

Принцип резервирования (избыточности) принцип повышения надежности путем применения нескольких одинаковых или неодинаковых элементов (каналов, систем) таким образом, чтобы каждый из них мог выполнить требуемую функцию независимо от состояния, в том числе отказа, других элементов (каналов, систем), предназначенных для выполнения этой функции [6].

Например: для реализации принципа резервирования инициирующая часть системы аварийной защиты состоит из двух комплектов, каждый комплект состоит из трех резервированных каналов в инициирующей части. Каждый резервированный канал каждого комплекта имеет собственные первичные измерительные преобразователи и питание (смотри главу 5.2.1).

Принцип разнообразия.

Принцип повышения надежности путем применения двух или более систем или элементов для выполнения одной функции безопасности, имеющих различные конструкции или принципы действия, имеющий целью снижение вероятности отказа по общей причине [6].

Принцип разнообразия реализован в проекте АЭС-2006 при проектировании всего комплекса систем безопасности в целом. Наибольшая эффективность достигается при применении функционального разнообразия. Это предусматривает для выполнения каждой заданной функции безопасности широкое использование взаиморезервирующих элементов (каналов или систем), основанных на различных (пассивных или активных) принципах действия и/или на применении активных систем с разными по конструкции активными элементами в технологической части СБ.

Разнообразие как способ уменьшения вероятности отказа по общей причине в СУЗ-УСБТ АЭС-2006.

Разнообразие специально создается как защита от отказа по общей причине(ООП). Оно может быть достигнуто использованием систем, которые физически отличаются одна от другой, либо с помощью функционального разнообразия, если аналогичные системы достигают установленной цели различными путями (ГОСТ Р МЭК 60880-2011 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Программное обеспечение компьютерных систем, выполняющих функции категории А»).

Анализ требований NUREG/CR-7007 («Методы обеспечения разнообразия в АСУ ТП АЭС»), с учетом опыта проектирования УСБ АЭС позволяет выделить шесть базовых направлений реализации принципа разнообразия:

- функциональное разнообразие;
- параметрическое разнообразие;
- проектное разнообразие (архитектурное и алгоритмическое разнообразие);
- разнообразие, определяемое человеческим фактором;
- аппаратное разнообразие;
- программное разнообразие.

Для реализации принципа разнообразия, как одного из направлений по преодолению ООП(в том числе и в программном обеспечении), имеется независимая от системы АЗ-УСБТ диверсная система защит (ДСЗ), реализованной на отличающихся от УСБТ, не программируемых технических средствах. Эта система обеспечивает перевод энергоблока в контролируемое и безопасное состояние для различных проектных исходных событий.

Решение о применении разнообразия (диверсификации) принималось с учетом положений [12]: «Меры проекта по предотвращению отказа по общей причине связаны с архитектурой систем контроля и управления, которая включает, по крайней мере, две системы контроля и управления, выполняющие функции категории А. Доказательство того, что любая индивидуальная система контроля и управления не имеет ошибок, невозможно, и поэтому существование скрытых дефектов и связанных с ними механизмов срабатывания не может быть исключено в принципе.»

Принцип независимости.

Принцип независимости - принцип повышения надежности путем

применения функционального и (или) физического разделения каналов (элементов), при котором отказ одного канала (элемента) не приводит к отказу другого канала (элемента) [6].

Для исключения зависимых отказов, а также для исключения влияния любых видов работ, выполняемых на оборудовании одного из каналов (ремонт, техническое обслуживание), на другие каналы, оборудование отдельных каналов системы вне герметичной оболочки размещается в разных, физически разделенных помещениях, а внутри герметичной оболочки трубопроводы, кабельные трассы каналов системы пространственно разнесены. Каналы полностью независимы друг от друга: независимы технологические части, системы управления, обеспечивающие системы, места расположения оборудования, трубопроводов, кабелей, элементов управления.

Инициирующая часть АЗ располагается в помещениях отделенных от помещений исполнительной части АЗ.

Оборудование инициирующей части системы аварийной защиты, обеспечивающее реализацию функции аварийной защиты и оборудование обеспечивающее реализацию функций предупредительных защит реализовано в разных шкафах (так как относятся к разным категориям А и В соответственно). Таким образом, отказ оборудования, обеспечивающего реализацию функций предупредительных защит, не влияет на выполнение функции аварийной защиты.

Принцип безопасного отказа.

Принцип безопасного отказа - принцип, в соответствии с которым при отказе системы или элемента атомная станция (блок АС) переходит в безопасное состояние без необходимости инициировать какие-либо действия через управляющую систему безопасности [6].

В инициирующей части подсистемы АЗ-УСБИ в части АЗ заложен принцип безопасного отказа, заключающийся в том, что следующие отказы в тракте формирования сигнала в канале АЗ:

- потеря им электропитания;
- потеря (недостоверность) сигналов от каналов АКНП;
- потеря (недостоверность) сигналов от каналов контроля технологических процессов;
- неисправность в аппаратуре TXS (модули вывода, процессор обработки);

приводят к формированию только данным каналом сигнала эквивалентного сигналу аварийной защиты.

Принцип включения в работу.

Реализовано автоматическое включение системы в работу, не требующее вмешательство оператора.

Кроме того имеется возможность ручного ввода в действие.

К числу основных критериев проектирования, вытекающих из принципов обеспечения безопасности, требований нормативных документов и использованных в проекте АСУ ТП, относятся:

- выбор средств автоматизации с учетом внешних и внутренних воздействующих факторов (сейсмика, температура, электромагнитная совместимость и др.) при которых средства должны сохранять работоспособность;
- принцип единичного отказа;
- принцип безопасного отказа для АЗ;
- принцип разнообразия;
- независимость каналов УСБ между собой и от СКУ НЭ;
- исключения потери БПУ и РПУ по общей причине;
- обеспечение возможности прямой и полной проверки АСУ ТП при эксплуатации;
- квалификационные испытания оборудования до поставки на АЭС;
- обеспечение возможности вывода персоналом технологических защит с сохранением сигнализации об их работе.

В дополнении к этому в проекте реализованы следующие критерии проектирования:

- сведение к минимуму вероятности снижения мощности из-за единичной неисправности в АСУ ТП;
- подавление неактуальных сигналов.

2.10 Основные решения при создании АСУТП

Решение технологических и информационных задач управления процессами АЭС основаны на выполнении российских и международных стандартов и рекомендаций МАГАТЭ. В основе управления лежит анализ проектных исходных событий при любом исходном состоянии ЭБ и установлению по всем контролируемым параметрам проектных пределов (смотри также п.2.1.6). На основании анализа проведено разделение функций управления между персоналом и автоматическим управлением (смотри таблицу п.2.6.1).

Человек оператор рассматривается как главное центральное звено управления, выполняющий наиболее ответственные задачи по управлению ЭБ.

Основной способ управления оборудованием систем безопасности – автоматическое управление при возникновении аварии и переводе блока в контролируемое состояние. В дополнение к указанному - индивидуальное дистанционное управление с БПУ и РПУ.

Важные для безопасности структуры, системы и узлы должны проектироваться, изготавливаться, сооружаться и испытываться в соответствии со стандартами качества сообразно выполняемым ими функциям безопасности. Применяемые стандарты должны быть идентифицированы и оценены для определения их пригодности, соответствия и достаточности. В случае необходимости, они должны быть дополнены или модифицированы для обеспечения качества изделия с сохранением требуемой функции безопасности.

Необходимо разработать и выполнить программы обеспечения качества, чтобы предоставить соответствующую гарантию того, что эти структуры, системы и узлы будут в достаточной мере выполнять возложенные на них функции безопасности. Результаты выполнения работ по программам обеспечения качества должны быть задокументированы.

Основной способ управления оборудованием нормальной эксплуатации и оборудованием, совмещающим функции нормальной эксплуатации и безопасности – с мониторов рабочих станций БПУ и РПУ. Объем резервной зоны управления минимизирован, но должен быть достаточным для обеспечения возможности останова блока и сохранения дорогостоящего основного оборудования при отказе информационно-управляющей технологической системы (СВБУ).

В резервной зоне управления СНЭ предусматривается обобщенная мнемосхема, включающая индивидуальные показывающие приборы, индикаторы положения основного оборудования и табло для возможности быстрой оценки состояния энергоблока, и средства индивидуального управления для возможности его эксплуатации на мощности в течение ограниченного времени и планового останова (подробно см. в главе 7).

Предусмотрена возможность управления приводами ОР СУЗ двумя способами: дисплейным (с помощью виртуальных органов дистанционного управления) и комбинированным (с помощью виртуальных органов дистанционного управления и физических ключей).

Повышение структурной надёжности всей схемы выполнено путём

разделения секций управления СБ и НЭ через специальный шлюз. Отказ шлюза не должен влиять на работу системы (смотри рис. 3.1.1 глава 3). Выделена ЛВС нижнего уровня (НУ) для обмена информацией с СБ и СНЭ, для обмена информацией средствами НУ, сбора информации для передачи в СВБУ.

Для создания единого информационного пространства выполнена интеграция в СВБУ информации от всех подсистем СКУ.

Для сокращения нагрузки операторов и снижения вероятности ошибочных действий персонала при выполнении ответственных операций по управлению или при последовательности «рутинных операций управления предусмотрено функционально-групповое управление (ФГУ). ФГУ предназначена для автоматического формирования подающихся алгоритмизации последовательности команд на объекты управления и другие задач по заданной программе в зависимости от истинности логических условий и/или решений оператора.

Протоколы цифровой сети сетевого и канального уровней и информационная совместимость смежных систем должна обеспечиваться применением стандартных протоколов обмена и единой системы кодирования.

АСУ ТП должна обеспечивать прием и обработку информации от средств автоматизации, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием. При этом передача в систему результата измерения должна сопровождаться признаками достоверности/недостоверности.

АСУ ТП должна:

- создаваться как единая система, включающая техническое, организационное, математическое, информационное, эргономическое, метрологическое, лингвистическое и программное обеспечение;
- быть построена с максимальным использованием унифицированных аппаратно-программных средств, основанных на отказобезопасной схемотехнике и содержащих средства встроенного контроля и тестирования;
- содержать средства её самоконтроля и диагностирования для обеспечения автоматической реконфигурации при возникновении отказов и выдачи соответствующей информации о характере и месте возникновения неисправности, вызова обслуживающего персонала для восстановления работоспособности и/или исправности системы.

Полнота контроля и глубина диагностирования должны выбираться

исходя из значений показателей надежности системы, установленных в ТЗ на АСУ ТП и ТЗ на АСУ ТП АЭС (см. также таблицу 2.17) [7].

В режиме штатного функционирования АСУ ТП выполняет все функции, включая самодиагностику, а также осуществляет непрерывный и периодический контроль исправности технических и целостности программных средств АСУ ТП.

Проведение самоконтроля и диагностирования не должно оказывать влияние на выполнение системой своих функций и на быстродействие системы.

Должен быть обеспечен контроль всех линий связей, относящихся к элементам УСВБ класса 2УК1 и 3НКЗ (НП 026-04), (категорий А и В (НП 026-16)).

Программно-технические средства должны обеспечивать автоматическую диагностику, обеспечивающую определение места неисправности с точностью до технического средства или сменного элемента.

Устройства со встроенными микропроцессорными модулями при подаче питания должны проходить процедуры самодиагностики и загрузки (где необходимо) программного обеспечения, по завершении которых устройства должны переходить в состояние готовности. При этом не должны формироваться сигналы ложных команд и ложной сигнализации.

В режиме вывода из эксплуатации и ввода в эксплуатацию средств АСУ ТП должно осуществляться «мягкое», безударное отключение (включение) этих средств, не приводящее к нежелательным переходным процессам как в объекте управления, так и в системах управления. Факт отключения (включения) средства должен отображаться на соответствующих технических средствах и протоколироваться системами документирования АСУ ТП. Не должны формироваться ложные команды управления.

При вводе в работу отдельных устройств, в том числе после ремонта, выполняется диагностика и обеспечивается задержка на время обновления информации и входа датчиков в диапазон приемлемой точности. Факты нарушений в работе АСУ ТП отображаются, записываются и хранятся на соответствующих средствах АСУ ТП.

При нарушениях в работе технических средств должна формироваться информация и сигнализация персоналу о нарушениях в работе технических средств.

При неисправностях, возникающих в резервированных структурах

АСУ ТП, осуществляется автоматическая реконфигурация.

Структура и способ организации данных в системе должны допускать модификацию и расширение.

В АСУ ТП принят принцип однократного ввода сигнала по параметру с использованием его для всех задач, если это не ограничено специальными требованиями.

При этом кратность резервирования датчиков контроля одного параметра определяется исходя из требований надежности.

Как правило, для контроля и представления информации применяется один датчик, для реализации управляющих задач - два, а для защит основного оборудования и защит безопасности - три.

Сигналы по параметрам, которые измерены в УСБ, могут передаваться в СКУ НЭ, для реализации информационных и управляющих задач.

При резервировании датчиков для защит, блокировок и авторегуляторов оператору на монитор рабочей станции предоставляется результирующий сигнал среднего значения исправных датчиков. Исключение составляет предоставление информации по параметрам безопасности на панелях безопасности, которое обеспечивается от одного датчика.

В проекте реализована следующая иерархия автоматических и автоматизированных видов управления технологическими объектами (степень важности указана по мере убывания):

- автоматическое управление, реализуемое автоматическими защитными действиями (алгоритмами) функций безопасности;
- автоматизированное дистанционное управление с резервных средств (панелей) управления оборудованием систем безопасности, реализующего функции безопасности;
- автоматические управление, реализующее технологические защиты и блокировки;
- автоматическое регулирование;
- автоматическое управление по алгоритмам ФГУ;
- автоматизированное дистанционное управление с дисплеев пунктов управления.

Дистанционное управление в соответствии с изложенной выше иерархией реализует задачи:

- управление объектом с рабочей станции;

– управление объектом индивидуальным органом управления;

– исполнение команд дистанционного управления;

Дистанционное управление механизмами, арматурой, клапанами и пр. включает задачи формирования команд и/или сигналов на изменение состояния (положения), управления их выполнением и представления информации о ходе и результате выполнения команд и диагностики.

Авторегулирование реализуется в виде комплекса локальных регуляторов.

Проектом обеспечивается всережимность авторегуляторов основных контуров автоматического регулирования относящихся к основному технологическому процессу с автоматическим изменением при необходимости значений уставок регулирования при переходе энергоблока из одного состояния в другое.

Аппаратура систем нормальной эксплуатации, единичные неисправности в которых могут привести к необходимости разгрузки энерго- блока, дублируется для основного оборудования, механизмов с АВР и регуляторов.

Программное обеспечение в зависимости от класса безопасности должно соответствовать рекомендациям МЭК 60880, МЭК 60880-2, МЭК 61138, МЭК 61513, ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207-99 и РД ЭО 0554-2005 и, по возможности, максимально унифицировано с учетом принципа разнообразия для систем безопасности.

Программное обеспечение (ПО) АСУ ТП должно включать в себя: программные средства, программную документацию по ГОСТ 19. XXX (в том числе и эксплуатационную программную документацию).

В АСУ ТП должно использоваться только то прикладное программное обеспечение, исходные коды которого имеются у отечественного разработчика соответствующей системы или эксплуатирующей организации. В качестве системного ПО должен использоваться верифицированный и валидированный программный продукт семейства UNIX.

Для сокращения кабельной продукции в проекте приняты следующие решения:

– передачу команд с индивидуальных органов управления БПУ в СКУНЭ и выдачи информации из СКУ НЭ на табло и приборы панелей БПУ выполнить по цифровому каналу связи;

– выполнить максимально возможное приближение ПТК нормальной эксплуатации к КРУЗА и технологическому оборудованию;

– установить МПУ на базе средств ТПТС-ЕМ и АПТС «Дубна» в непосредственной близости к оборудованию: для градирни, береговой насосной и пр. с обеспечением цифрового канала связи с СВБУ (СВСУ).

2.11 Особые требования и особенности реализации УСБТ

В технологической части проекта предусмотрены два канала систем безопасности. В соответствии с этим в АСУ ТП предусмотрено двуканальное построение УСБ. При этом в каждом канале УСБ предусмотрена общая инициирующая часть АЗ, ПЗ, УСБТ для выявления исходного события аварии и выдачи команд управления технологическими системами безопасности через исполнительные части АЗ, ПЗ и УСБТ.

Для обеспечения высокой готовности и исключения отказов, включая по общей причине, приняты следующие решения:

– каналы УСБ автономны и физически разделены. Панели УСБ, включая рабочие станции, выполнены в виде независимых комплектов средств, включая аппаратуру индивидуального и группового (по функциям безопасности) управления оборудованием защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности.

– на каждой панели УСБ размещаются табло аварийных сообщений и индивидуальные приборы, табло сигнализации первопричины срабатывания СУЗ УСБТ, оборудование для вывода в тестирование каналов УСБ, индикаторы положения органов регулирования СУЗ, табло сигнализации неисправностей;

– на РПУ - дополнительно размещены устройства выбора пункта управления (БПУ/РПУ) для дистанционного управления оборудованием СБ;

– инициирующая часть, реализующая все необходимые алгоритмы, включая функциональное разнообразие для ряда исходных событий, построена по логике «2 из 3»;

– программное обеспечение инициирующей части выполнено с разнообразием между каналами;

– исполнительные части управления системами безопасности реализованы на модулях приоритетного управления с внутренним разнообразием. Вид основного канала управления программный или непрограммируемый в модулях приоритетного управления разный в каналах СБ;

– обеспечен приоритет действий команд защит безопасности над

всеми другими командами с сохранением возможности за оператором вмешательства в этот процесс с соблюдением организационных и технических мер по исключению ошибочных команд, направленных против действий аварийных защит;

- УСБТ спроектированы таким образом, чтобы при их автоматическом запуске не требовалось и было невозможным вмешательство оперативного персонала в течение первых 30 минут.
- средства управления СПОТ для выполнения принципа разнообразия приняты отличающимися от средств АЗ. Для СПОТ приняты средства на ПЛИС, а для СУЗ-УСБТ – средства программируемой техники. Все эти средства входят в состав средств TXS;

Дополнительно для обеспечения принципа разнообразия в программном обеспечении в обоих каналах СУЗ-УСБТ применены дополнительные средства защит на «жесткой» логике.

Контроль безопасности обеспечивается путем реализации в проекте следующих информационных функций:

- контроль состояния функций безопасности (КФБ);
- контроль готовности систем безопасности;
- сигнализация, обеспечивающая контроль событий, связанных с выполнением функций безопасности.

Сигнализация, связанная с контролем безопасности, включает**:**

- сигнализацию нарушений эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации;
- сигнализацию запуска аварийных автоматических защитных действий;
- сигнализацию срабатывания технологического оборудования СБ, участвующего в реализации аварийных защитных действий;
- сигнализацию отказов функций управляющих систем безопасности и технологических систем безопасности, приводящих к невыполнению функций безопасности;
- сигнализацию процесса восстановления нарушенных пределов параметров безопасности.

В составе УСБ реализуется также функция поставарийного мониторинга (КИП применяемый на АЭС для оценки окружающей среды и обстановки на станции во время и после аварии). Эта функция реализуется в объеме информации имеющейся в УСБ на средствах и по принципам, примененным в УСБ, а информация выводится на монитор системы безопасности и индивидуальные приборы.

2.12 Особенности реализации СКУ НЭ

- Системы низовой автоматики нормальной эксплуатации реализованы на программируемых средствах;
- При неисправностях, возникающих в резервированных структурах АСУ ТП, осуществляется автоматическая реконфигурация;
- Для возможности останова блока и сохранения дорогостоящего основного оборудования при отказе информационно-управляющей технологической системы на базе компьютерных программно-технических средств (СВБУ) на БПУ предусмотрены панели НЭ на которых имеется минимальный объем индивидуальных приборов и аппаратов управления системами нормальной эксплуатации.
- Для быстрой оценки всеми операторами текущей ситуации на блоке БПУ оснащен экраном коллективного пользования (ЭКП) с выводом на него технологических видеокадров текущего режима с составом информации, которая должна однозначно информировать персонал о режиме работы блока и имеющих место нарушениях. Информация на ЭКП выводится из ЛВС нижнего уровня управления и не зависит от работоспособности СВБУ.

Вследствии такого способа подключения, ЭКП является дополнительным средством предоставления информации операторам БПУ при отказах СВБУ.

Для снижения ошибочных действий операторов обеспечен приоритет действий защит и блокировок над командами оператора, предусмотрена необходимость выдачи команды подтверждения для выполнения дистанционных команд оператора, а также предусмотрено функционально-групповое управление, которое снижает объем действий персонала.

2.13 Особенности реализации систем управления вспомогательных (обеспечивающих) систем

Подсистемы с применением местных постов управления (МПУ) предназначены для реализации в них информационных, управляющих и вспомогательных функций локальных систем управления технологическими процессами (см. п. 2.1.3).

МПУ обеспечивают:

- централизованный контроль и управление, контроль и управление по месту, а также автоматическое управление технологическими процессами по вспомогательным технологическим блочным установкам;

– централизованный контроль и управление, контроль и управление по месту, а также автоматическое управление технологическими процессами общестанционных объектов.

МПУ по своему функциональному и технологическому обеспечению подразделяются на:

– МПУ, в которых реализуются автоматизированные системы контроля и управления технологическими системами, работающими с периодическим присутствием персонала;
– МПУ, в которых реализуются автоматизированные системы контроля и управления технологическими системами, работающими с постоянным присутствием персонала для вспомогательных технологических задач, не связанные с основным технологическим процессом (см. 2.1.3). Например: СКУ ХВО;
– МПУ, в которых реализуются системы контроля и управления работающие, в основном, в автоматическом режиме с периодическим посещением этих систем обслуживающим персоналом при пусковых операциях, регламентных работах требующих дистанционного или ручного управления, а так же настройки оборудования. Дальнейшее обслуживание таких систем выполняется по сигналу вызова при неисправностях в них;
– МПУ, в которых реализуются системы контроля и управления по технологическому оборудованию не меняющего своего состояния при аварийных ситуациях и работающие в автоматическом режиме без постоянного присутствия персонала. Персонал обслуживает эти МПУ только в период первых пусковых операций и поступления от этих МПУ вызывных сигналов неисправности;
– шкафы управления отдельным оборудованием (дренажные насосы, отдельные простейшие вентиляционные подсистемы и т.п.), реализуемые на традиционных релейных средствах и шкафов (панелей) с преобразователями КИП, поставляемых комплектно с оборудованием и не находящихся в постоянной работе (например: необходимо управление при приёмке рабочих сред).

Принимая во внимание необходимость унификации технических средств на АЭС в МПУ приняты следующие подходы к техническим средствам: для МПУ с количеством объектов управления менее 50 единиц, работающие в автоматическом режиме, с обслуживанием по вызывному сигналу неисправности применяются программируемые технические средства типов АПТС «Дубна» со встроенными в них дисплейными модулями.

Подробное описание МПУ приведено в разделе 7.7 «Пункты управления и контроля» и разделе 9 «АСУТП АЭС».

2.14 Информационное обеспечение персонала

Информационное поле технологического объекта управления на АЭС-2006, реализуется как с использованием возможностей программно-технических средств АСУ ТП так и с использованием традиционных способах предоставления информации на панелях. Информационное обеспечение персоналы формируется исходя из следующих подходов:

- определение оперативных зон управления и контроля между персоналом пункта управления;
- определение оперативных зон на пунктах управления (основной, резервной, вспомогательной) управления и контроля;
- определение иерархии информации на основе определения отношения ее к основному процессу АЭС и к безопасности;
- суммой решаемых технологических задач управления и контроля для каждого состояния НЭ;
- суммой решаемых технологических задач обеспечения безопасности АЭС во всех режимах АЭС;
- уровнем автоматизации связи информационной поддержки с проектными исходными событиями;
- использованием и уровнем организации применения электронных архивов технических инструкций.

2.15 Принципы организации сигнализации.

Технологическая сигнализация предназначена для представления персоналу оперативной информации по важнейшим параметрам и обеспечения привлечения внимания персонала к отклонениям в технологическом процессе, срабатываниям защит и неисправностям оборудования.

Технологическая сигнализация на энергоблоке реализуется:

- традиционным способом (на индивидуальных табло с подсветкой табло с текстом) и звуком;
- на мониторах рабочих станций для всех сигналов в виде выделенных групп по сформированным признакам (аварийных, предупредительных, вызывных и диагностических) и протокола последовательных событий, в виде упорядоченных в хронологическом порядке протоколов событий.

Технологической сигнализацией оснащаются:

- управляющие системы безопасности, для которых индивидуальная аварийная и предупредительная сигнализация на табло являются основными средствами сигнализации сообщений, отно-

сящихся к реализации задач безопасности, а формирование протокола событий на РС нормальной эксплуатации является дублирующим средством;

- системы контроля и управления нормальной эксплуатации, для которых индивидуальная сигнализация на табло является дублирующим способом аварийной сигнализации (по отношению к протоколам событий на РС), позволяющим оперативно получать информацию вне зависимости от интенсивности потока сообщений одновременно поступающих персоналу.

Точность формирования сигнализации соответствует точности измерительных каналов. Сигнализация инициируется автоматически с периодичностью от 50 мс до 200 мс однако, общее время запаздывания в выдаче команд на включение табло и звука не превышает 0,5 с.

Технологическая сигнализация на табло.

Задача предназначена для формирования индивидуального сообщения на световом табло и управлением подачей звуковых и световых сигналов. Задача выполняется в системах низовой автоматики и аппаратуре БПУ, РПУ.

Задача решается для процессов и оборудования систем безопасности как основное средство технологической сигнализации и как дублирующее для ограниченного объема параметров и систем нормальной эксплуатации. Перечень сигнализаций определяется в Технологическом задании на проектирование АСУТП.

Выполняемые процедуры:

- просмотр результатов первичной обработки по заданному списку параметров и, при наличии сигналов перехода порогового значения, формирование выходных сигналов - кодов текстовых сообщений на табло, сигналов на подачу звука соответствующего тона и громкости, выделение вновь поступившего сообщения «миганием» световых индикаторов транспаранта данного сообщения;
- съем звука с выдержкой времени 3-10 сек;
- прием сигналов квитирования сообщений после их прочтения с переводом световых индикаторов транспаранта на ровное свечение;
- автоматическое изменение режима свечения табло с текстовым сообщением о событии при возврате исходного сигнала о параметре в пределы нормальной эксплуатации.

При возврате исходного сигнала в пределы нормальной эксплуата-

ции обеспечивается снятие с табло текстового сообщения без привлечения внимания оператора. При необходимости должна быть предусмотрена возможность модификации процедуры так, чтобы привлечение внимания оператора к этому событию обеспечивалось подачей звука и переводом табло на «мерцание».

Квитирование сигнала обеспечивается оператором. Кнопки для квитирования световых индикаторов табло и ламп положения механизмов и регуляторов независимы.

Звуковые сигналы аварийных защит, аварийной и предупредительной технологической сигнализации, а также пожарной сигнализации отличаются.

Срабатывание технологической сигнализации фиксируется в архиве.

Ведение протокола текущих событий на РС.

Протокол текущих событий предназначен для оперативного представления оперативному персоналу текущих событий на РС. Задача выполняется в СВБУ.

Протокол текущих событий формируется на основе предварительной обработки потока текущих событий, которая производится с целью:

- сокращения объема сообщений, выводимых на монитор;
- распределения сообщений по группам важности.

Сокращение объема выводимых сообщений с целью снижения нагрузки на оперативный персонал путем подавления неактуальной сигнализации, выполняется с учетом информации:

- о взаимосвязи событий;
- о состоянии оборудования в системе;
- о режиме работы оборудования и характере протекания переходных процессов.

В протокол текущих событий включаются события - первопричины цепочки взаимосвязанных событий. Все остальные события цепочки включаются в список - расширение первопричины, который представляется по специальному запросу.

Сообщения сортируются по пяти группам (в зависимости от влияния на безопасность и выполнение основного технологического процесса).

К первой (по приоритету) группе «аварийная» относятся сообщения характеризующие:

- срабатывание АЗ и ПЗ РУ, а также запуск систем безопасности;

- превышение заданных уставок параметрами, по которым формируются команды на запуск систем безопасности, АЗ и ПЗ;
- нарушение пределов безопасной эксплуатации;
- обобщенная информация о количестве сообщений 2 и 3 групп.

Ко второй группе «предупредительная» относятся сообщения характеризующие:

- срабатывание технологических защит;
- превышение уставок, по которым формируются защиты;
- аварийная сигнализация по системам важным для безопасности и основному оборудованию.

К третьей группе «технологическая» относятся сообщения, характеризующие:

- срабатывание защит, не вошедших в предыдущие группы и превышение уставок параметров по ним;
- срабатывание АВР по основному оборудованию;
- аварийная сигнализация по системам нормальной эксплуатации;
- предупредительная сигнализация по системам важным для безопасности и основному оборудованию.

К четвертой группе «события» относятся события диагностики технологического оборудования, рассогласования измерительных каналов, изменения состояния технологического оборудования и пр.

К пятой группе «отказы» относятся все диагностические сообщения АСУТП.

Ведение протокола событий реализовано в полном объеме для процессов и оборудования систем нормальной эксплуатации; и в объеме подготовки сообщений в АРХИВ для систем безопасности.

Информация в протоколах обновляется по инициативе сообщений от НУ; задержка в обновлении информации в протоколе текущих событий с момента обнаружения события на НУ не более 2 с.

Задача выполняется автоматически. Квитирование производит оператор.

Детальное описание сигнализации и выходная формы представления протоколов сигнализации приведены в разделе 5.3 «СВБУ».

2.16. Представление информации на индивидуальных приборах

Основное назначение: обеспечение персонала на постах управления информацией о важнейших параметрах при отказах СВБУ при нормальной эксплуатации и при проектных авариях связанных с

обесточением АЭС. Задача выполняется на панелях СКУ РО и СКУ ТО БПУ и панелях СУЗ-УСБТ БПУ/ РПУ.

Эти параметры необходимы для выполнения процедур по аварийным инструкциям (РУЗА, РУТА).

Характеристики и требования по точности приведены в разделе 2.18 (±3 % - для цифровых приборов, ±4 % - для аналоговых приборов (стрелочных), ±6 % - для дискретно-аналоговых приборов), а по надежности в таблице 2.5 (50000час на канал).

На приборах отображаются действительные значения, характеризующего параметр, на входе АЦП (при статусе "достоверен" соответствующего признака) или сохраняется последнее значения параметра при статусе "недостоверен" соответствующего признака. Кроме того подаётся команда на указание недостоверности на соответствующем индикаторе.

Значение параметра передаётся потенциальным сигналом в диапазоне 0-10 В.

Номенклатура параметров определяется при разработке проекта для обеспечения возможности действий персонала по контролю за состоянием и управления основного оборудования СКУ НЭ при отказах СВБУ и обеспечения возможности работы по аварийным инструкциям УСБТ при авариях связанных с потерей источников энергоснабжения.

2.17 Требования к надёжности

Состав показателей надёжности АСУ ТП в соответствии с ГОСТ 27002-89) [10].

Надёжность - Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Наработка на отказ - наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа.

Срок службы - календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения предельного состояния.

Назначенный ресурс **-** суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта может быть продолжена только после принятия решения о возможности продления данного показателя.

Время восстановления **-** продолжительность восстановления рабо-

тоспособного состояния объекта.

На основании общих технических требований к АСУ ТП (ОТТ-86, ГОСТ 27002-89) устанавливаются следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ или вероятность безотказной работы;
- срок службы (назначенный ресурс);
- среднее время восстановления.

Таблица 2.17 – Требуемые показатели надежности, предназначенные для определения структуры и кратности резервирования технических средств и обоснования проектных решений [7].

Наименование функции	Средняя наработка на отказ x 10^3 ч		
	I	II	III
	группа объектов управления		
1. Аварийные защиты остановки реактора (АЗ) (на одно исходное событие)	1500		
2. Технологические защиты (на одну защиту)	600	200	100
3. Дистанционное управление исполнительным механизмом (на один канал управления)	400	100	80
4. Автоматическое управление (на один канал управления)	80	50	50
5. Технологическая сигнализация (на один канал)	50	50	50
6. Автоматическое регулирование (на один контур)	50	50	50
7. Измерения, индикация (на один канал)	50	50	50
8. Регистрация (на один канал)	50	50	50
9. Вычисления, не связанные с предыдущими функциями (на один канал)	20	20	20
10. Расчет оперативных показателей (на один канал)	20	20	20

Примечание – расшифровка групп управления: I - УСБ; II - важные для безопасности; III - устройства нормальной эксплуатации.

Критерии отказа функций.

Отказом управляющей функции является событие, приводящее:

- к невыдаче команды при наличии условий на ее формирование;
- к невыполнению требований по точности, временным характеристикам и др. показателям, устанавливаемым в проекте и ЧТЗ;
- к выдаче ложной команды при отсутствии условий на ее формирование.

Отказом информационной функции является выдача искаженной информации без указания её недостатка или отсутствие достоверной информации хотя бы на одном из средств поста управления, не позволяющие оператору принять правильное решение или приводящее к ошибке оператора.

Отказом вспомогательной функции является событие, приводящее к невозможности реализации информационных или управляющих задач в части управления функционированием АСУ ТП.

Требования к ресурсу (сроку службы)

Ресурс КТС должен быть не менее 30 лет при условии восстановления отказавших технических средств и замены устройств и модулей, имеющий меньший срок.

Требования к времени восстановления.

Среднее время восстановления технических средств должно быть не более двух часов, а для оборудования АЗ и УСБТ не более одного часа без влияния на технологический процесс. При расчетах надежности необходимо время восстановления принимать 8 час для УСБ и 24 часа для УСНЭ с учетом организационно-технических мероприятий на АЭС, включая техобслуживание после устранения дефекта.

Временные характеристики реализации функций

Поддержание единого времени в АСУ ТП должно быть с погрешностью не хуже ±5 мс. Привязка единого времени АСУ ТП к астрономическому времени должна быть с погрешностью не хуже 10 мс. Обработка аналоговых и дискретных сигналов АСУ ТП для систем оперативного контроля и управления должна осуществляться в режиме реального времени с циклом не более 50 мс. АСУ ТП для систем оперативного контроля и управления должна обеспечивать фиксацию последовательности независимых событий, отличающихся на время не менее 50 мс. Длительность дискретных сигналов ввода информации, которые фиксируются в АСУ ТП для систем оперативного контроля и управления, должна быть не менее 50 мс.

АСУ ТП должна регистрировать сигнал датчиков с привязкой к единому времени по аналоговым параметрам с точностью не хуже 1с., не учитывая увеличение времени за счет демпфирования, выбираемого индивидуально для каждого параметра.

2.18 Требования к метрологическим характеристикам

Основы метрологического обеспечения.

Метрологическое обеспечение АСУ ТП осуществляется в соответствии с положениями закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» [9] и федерального закона «Об использовании атомной энергии», других актов законодательства, требованиями нормативных документов государственной системы обеспечения единства измерений РФ и основано на:

- использовании допущенных к применению единиц величин;
- применении средств измерений (СИ), допущенных к применению в установленном Росстандартом порядке;
- поверке СИ и измерительных каналов (ИК) АСУ ТП (если не оговорено отдельно);
- применении аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);
- применении стандартных образцов состава и свойств веществ и материалов, стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов;
- функционировании метрологической службы АЭС;
- необходимой подготовке персонала метрологической службы АЭС.

Организационной основой МО является Государственная метрологическая служба и метрологические службы организаций, участвующих в разработке, проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС.

Основные задачи метрологического обеспечения

Основными задачами МО являются:

- установление номенклатуры физических величин (параметров), подлежащих измерениям;
- установление диапазонов изменений физических величин при пуске АЭС, эксплуатации, проектной и запроектной авариях;
- установление требований к точности измерения;
- нормирование метрологических характеристик измерительных каналов (ИК) АСУ ТП;

- установление номенклатуры эталонов для поверки измерительных каналов и их компонентов;
- расчет метрологических характеристик каналов ИК АСУ ТП по метрологическим характеристикам компонентов;
- установление номенклатуры СИ (типы, модели, модификации, пределы измерений, метрологические и другие технические характеристики) с регламентацией вида метрологического обслуживания при эксплуатации.

Требования к метрологическому обеспечению.

На стадии ПНР должны быть определены метрологические характеристики (МХ) ИК информационных систем (ИС), нормируемые или расчетные, номенклатура СИ и ИК, подлежащих поверке, недоступных для метрологического обслуживания через межповерочный интервал.

Применяемые в проекте АСУ ТП средства измерений должны быть внесены в Госреестр средств измерения и допущены установленным порядком к эксплуатации на АЭС.

Метрологические характеристики ИК ИС должны быть регламентированы в соответствии с положениями ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологические характеристики должны быть подтверждены в ходе первичной поверки (калибровки) при вводе ИК в эксплуатацию.

При выполнении техническими средствами АСУ ТП совокупных и косвенных измерений (например, тепловой мощности реактора) в качестве МХ должна использоваться приписанная погрешность измерений регламентированной методики выполнения измерений. Методики должны быть аттестованы в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563-2009.

ИК АСУ ТП должны пройти испытания для подтверждения метрологических характеристик и иметь разработанные методики поверки. СИ (измерительные компоненты ИК АСУ ТП) должны пройти испытания для подтверждения метрологических характеристик и иметь разработанные методики поверки.

Все СИ (в том числе измерительные компоненты ИК), применяемые в проекте АСУ ТП, имеют утвержденный тип, действующее свидетельство о поверке при выпуске из производства и методики поверки и калибровки.

Расчётные метрологические характеристики ИК должны соответствовать установленным техническим заданием на АСУ ТП нормам точности, которые приведены в таблице 2.18.1.

В данной таблице указаны нормы точности представления параметров на мониторах рабочих станций БПУ, РПУ.

Для представления параметров (кроме расхода и параметров химического контроля), при выводе показаний на индивидуальный прибор, в проекте устанавливаются следующие нормы точности:

- ±3 % - для цифровых приборов;
- ±4 % - для аналоговых приборов (стрелочных);
- ±6 % - для дискретно-аналоговых приборов.

Таблица 2.18.1. – Требования к точности измерительных каналов энергоблока [7], [8]

Наименование параметра	Основная погрешность измерения не более, %	
	Защиты и блокировки	Представление параметров
Температура	± 1,5	± 2,0
Давление, перепад давлений	± 1,0	± 1,5
Уровень	± 1,0	± 1,5
Расход	± 4,0	± 4,5
Концентрация бора	± 4,0	± 4,5
Хим. параметры	± 6,0	± 6,0
Концентрация H_2, O_2	± 6,0	± 6,0
Влажность	± 6,0	± 6,0
Ток, напряжение, активная мощность, частота	± 2,0	± 2,0

Таблица 2.18.2. – Требования по точности и инерционности измерительных каналов РУ [7]

Параметр		Диапазон измерения	Предел допускаемой основной погрешности		Инерционность, с
			Относительной	Абсолютной	
Температура теплоносителя в горячих нитках, °С		0 - 400	0,5	2	8
Разность температур, °С	T_{s1}	-10- 0- 90	3	3	8
	T_{s2}	-10- 0- 100	2	2,2	1

Параметр	Диапазон измерения	Предел допускаемой основной погрешности		Инер-ционность, с
		Относительной	Абсолютной	
Давление, МПа	0 - 25	0,5	0,125	1
Перепад давления, МПа	0 - 10	0,5	0,05	1
Уровень, м	0 - 4	1,0	0,04	1
	0 - 6,3		0,063	
	0 - 10		0,1	

Список литературы к главе 2

1. Концепция управления АЭС-2006.

2. Технический проект АСУТП том 2. Кн.1.

3. Технический проект АСУТП том 3.

4. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС».

5. Нововоронежская АЭС-2 с энергоблоками №1 и №2. Техническое задание на разработку проектной документации.

6. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (НП-001-15).

7. Автоматизированная система управления технологическими процессами энергоблока. Техническое задание.

8. Технический проект АСУТП том 2. Кн. 2.

9. Федеральный закон от 26.06.2008 N 102-ФЗ (ред. от 28.07.2012) «Об обеспечении единства измерений».

10. ГОСТ 27002-89 Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

11. Проектная документация по СППБ.

12. ГОСТ Р МЭК62340-2011. Атомные станции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Требования по предотвращению отказов по общей причине.

3 СТРУКТУРА АСУ ТП ЭНЕРГОБЛОКА

При разработке структуры АСУ ТП в максимальной степени использован положительный опыт эксплуатации энергоблоков с реакторами ВВЭР-1000 и проектов АСУ ТП АЭС с ВВЭР зарубежных и российских АЭС (энергоблок № 3 Калининской АЭС, энергоблок № 1 АЭС Бушер /Иран/, энергоблоки №№ 1,2 АЭС Куданкулам /Индия/, АЭС Тяньвань /Китай/). На данных энергоблоках был осуществлен переход от аналоговых принципов управления к использованию цифровых средств контроля управления.

Основные исходные требования к АСУТП энергоблоков и АЭС в целом изложены в техническом задании на разработку проекта строительства Нововоронежской АЭС-2 а также «Концепцией управления энергоблоком АЭС-2006», техническим заданием «Автоматизированная система управления технологическими процессами энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (АСУ ТП-2006)» и технологическим заданием на автоматизацию, разрабатываемых в соответствии с требованиями ТЗ на разработку проекта строительства.

Схема формирования объёма автоматизации и структуры АСУТП приведена на рис.3.1. Кроме того основные положения формирования объёма автоматизации изложены в разделе 1.3 главы 1, а принципы построения АСУТП в главе 2.

Структура автоматизированной системы управления технологическими процессами имеет иерархический принцип построения в соответствии с разделением энергоблока, как объекта управления, на технологические функциональные части.

АСУ ТП состоит из ряда подсистем, выделенных по технологическому или функциональному признаку. Все системы объединяются в единую систему с помощью системы верхнего блочного уровня (СВБУ), которая обеспечивает сбор и обмен информации, дистанционное управление предусмотренного проектом состава оборудования.

АСУ ТП предназначена для:

- контроля и управления основными и вспомогательными технологическими процессами на энергоблоке АЭС;
- обеспечения безопасности во всех режимах работы, включая аварийные ситуации и аварии;
- повышения экономичности работы АЭС в условиях нормальной эксплуатации.

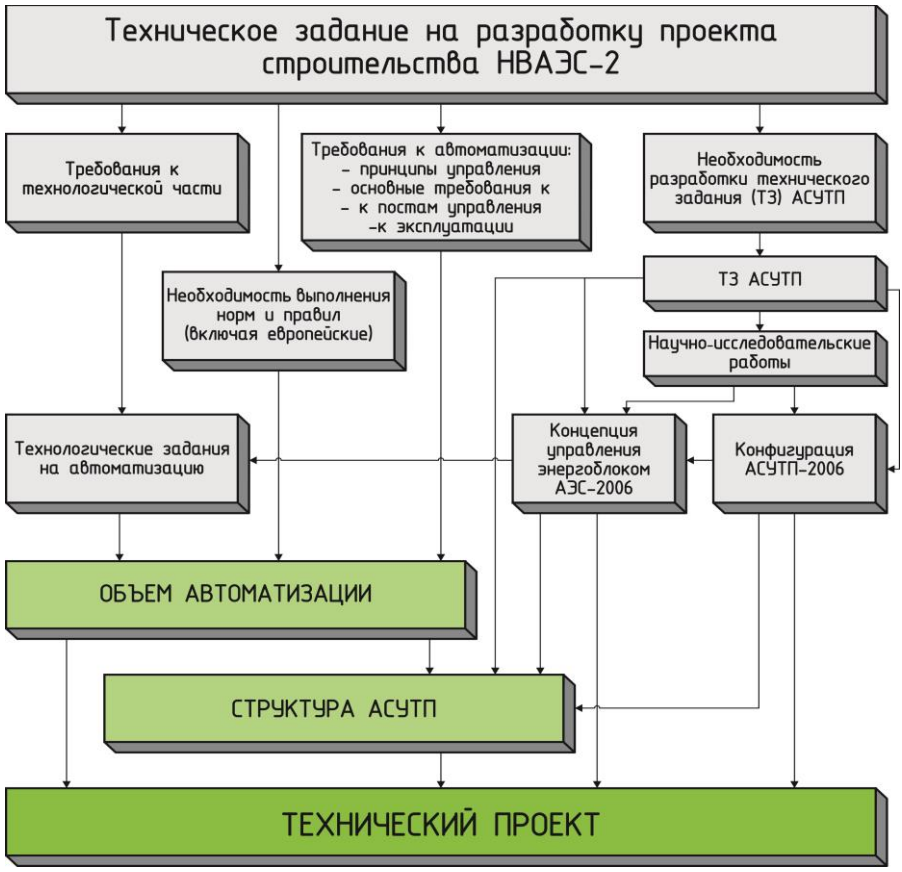


Рисунок 3.1 Схема формирования объёма автоматизации и структуры АСУТП

АСУ ТП функционирует непрерывно в течение всего срока службы энергоблока.

В отношении влияния на безопасность АСУ ТП функционально делится на системы важные для безопасности и остальные, не влияющие на безопасность.

Системы, важные для безопасности состоят из управляющих систем безопасности (УСБ) и систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности (СНЭ ВБ). В свою очередь, УСБ состоят из системы аварийной защиты (АЗ), предназначенной для останова реактора и управляющей системы безопасности по технологическим параметрам (УСБТ), которые предназначены для отвода тепла

от активной зоны и удержания радиоактивных выбросов при авариях в проектных пределах.

Технологическая схема предусматривает два канала систем безопасности. В соответствии с этим в АСУ ТП предусмотрено два канала УСБ. При этом в каждом канале УСБ предусмотрена общая инициирующая часть АЗ, УСБТ для выявления исходного события аварии и выдачи команд управления технологическими системами безопасности через исполнительные части АЗ и УСБТ. Инициирующая часть ПЗ входит в состав СУЗ-УСБТ, но реализована на отдельных технических средствах (смотри раздел 5.3.1).

В составе УСБ реализуется также функция постававарийного мониторинга (КИП применяемый на АЭС для оценки окружающей среды и обстановки на станции во время и после аварии). Эта функция реализуется в объеме информации имеющейся в УСБ на средствах и по принципам, примененным в УСБ, а информация выводится на монитор системы безопасности и индивидуальные приборы.

Основные решения по АСУ ТП вытекают из двух основных целей: выработка энергии и обеспечения безопасности.

При разработке структуры АСУ ТП учитывались следующие требования:

- исключение, многократного измерения одного параметра в нескольких ПТК, за исключением УСБ;
- объединения в ПТК одного канала УСБ всех задач, включая УСБ АЗ и УСБТ в части выявления аварийной ситуации;
- независимости каналов УСБ;
- выделения в отдельные сети контроль и управление вспомогательным оборудованием.

Структура комплекса технических средств системы управления строится как распределенная магистрально-модульная система на основе локальных сетей с распределенной обработкой данных.

В проекте АСУ ТП используются те программные продукты, по которым имеются исходные коды и по которым, при необходимости, могут разработчиком проводиться анализы и доработки.

АСУ ТП функционирует как единая система, включающая техническое, организационное, математическое, информационное, эргономическое, метрологическое, лингвистическое и программное обеспечение.

АСУ ТП построена с максимальным использованием унифицированных аппаратно-программных средств, основанных на отказобез-

опасной схемотехнике и содержащих средства встроенного контроля и тестирования.

АСУ ТП содержит средства ее самоконтроля и диагностирования для обеспечения автоматической реконфигурации при возникновении отказов и выдачи соответствующей информации о характере и месте возникновения неисправности, вызова обслуживающего персонала для восстановления работоспособности и/или исправности системы.

Структура системы и характеристики технических средств АСУ ТП обеспечивают возможность развития системы в объеме в среднем до 10 %.

Подсистемы АСУ ТП представляют собой один или группу программно-технических комплексов, реализующих основные задачи по отдельной технологической системе, комплексу технологического оборудования или задачи, общие для технологического управления. Подсистемы и их ПТК разрабатывались как компоненты АСУ ТП, работающие в режиме единого времени.

Подсистемы разделены на программно-технические комплексы, исходя из функционального назначения, а также принципа минимизации связей с другими ПТК и подсистемами.

Системообразующим элементом, объединяющим все подсистемы в единую систему - АСУ ТП, является система верхнего блочного уровня (СВБУ).

Подробно основные решения проектирования АСУТП изложены в разделе 2.10.

Состав основных систем АСУТП энергоблока АЭС-2006 приведён на рисунке 3.1.

Наименование систем и их назначение систем приведены в таблице 3.1

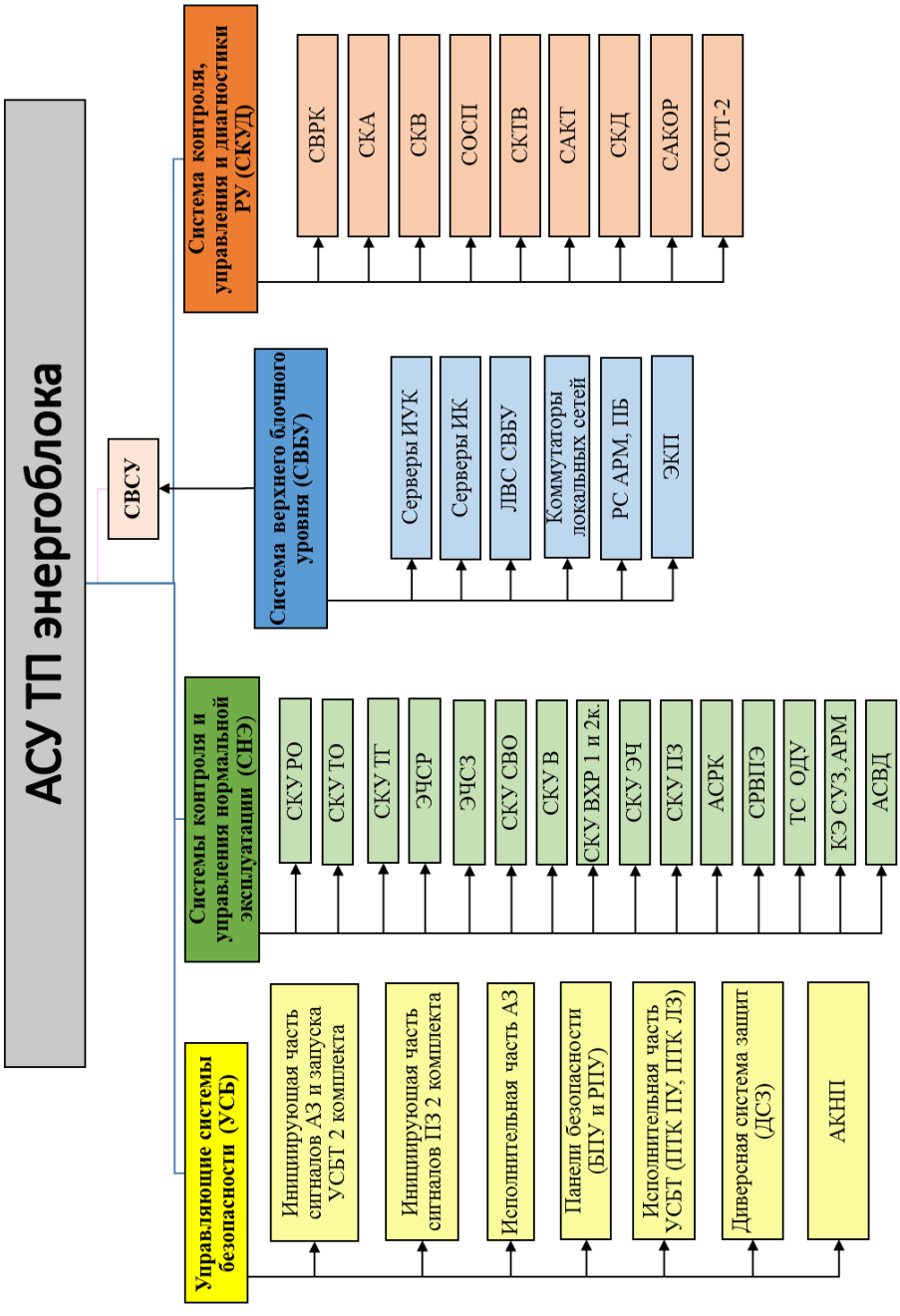


Рисунок 3.1 Состав основных систем АСУТП энергоблока АЭС-2006

Таблица 3.1 – Состав и назначение основных систем АСУ ТП

Наименование и обозначение системы	Назначение системы
1 Управляющие системы безопасности (УСБ)	
УСБИ АЗ Инициирующая часть сигналов АЗ и запуска УСБТ 2 комплекта	формирование инициирующих сигналов защиты в исполнительную часть УСБТ
УСБИ ПЗ Инициирующая часть сигналов ПЗ 2 комплекта	формирование инициирующих управляющих сигналов и их передачи в исполнительную часть ПЗ
ИЧ АЗ Исполнительная часть АЗ	предназначена для реализации срабатывания аварийной защиты при поступлении, по крайней мере, двух из трех обобщенных сигналов АЗ от любого комплекта инициирующей части АЗ
Панели безопасности (БПУ и РПУ)	контроль и управления системами безопасности при аварийных ситуациях с потерей СВБУ осуществляется с панелей безопасности с помощью индивидуальных аппаратных средств, приборов и табло
Исполнительная часть УСБТ (ПТК ПУ, ПТК ЛЗ)	обеспечивает реализацию команд на запуск СБ поступающих из инициирующей части УСБ, контроль и управление защитными, локализирующими и обеспечивающими системами безопасности
ДСЗ Диверсная система защит	формирование команд на запуск технологических систем безопасности, обесточивание приводов ОР СУЗ в соответствии с алгоритмами, обеспечивает выполнение защитных действий, преодолевающих возможные отказы по общей причине в инициирующей части из-за отсутствия разнообразия в ТС.
АКНП Аппаратура контроля нейтронного потока	предназначена для контроля нейтронной мощности РУ, периода и реактивности реактора по значению плотности нейтронного потока и скорости ее изменения, а также формирования сигналов управления и защиты при превышении контролируемыми параметрами значений, заданных базовых уставок.

Наименование и обозначение системы	Назначение системы
2 Системы контроля и управления нормальной эксплуатации (СНЭ)	
СКУ РО Система контроля и управления оборудованием реакторного отделения	предназначена для контроля и управления оборудованием реакторного отделения
СКУ ТО Система контроля и управления оборудованием турбинного отделения	предназначена для контроля и управления оборудованием турбинного отделения
СКУ ТГ Система контроля и управления вспомогательным оборудованием турбогенератора	температурный контроль генератора, контроль и управление оборудованием охлаждениям генератора
ЭЧСР Электронная часть системы регулирования турбины	автоматизация процессов управления, которая призвана обеспечить надёжное и качественное управление и регулирование работы турбины
ЭЧСЗ Электронная часть системы защиты турбины	автоматическое управление устройствами паровой турбины К-1200-6,8/50 в случае возникновения аварийной ситуации на турбине или вспомогательном оборудовании с целью экстренного прекращения работы турбины
СКУ СВО Система контроля и управления оборудованием специальной водоочистки	предназначена для контроля и управления оборудованием специальной водоочистки
СКУ ВХР Система контроля и управления водно-химическим режимом	предназначена для корректного ведения и поддержания водно-химического режима первого и второго контура
СКУ ЭЧ Система контроля и управления электротехническим оборудованием	предназначена для выполнения функций контроля и управления электротехническим оборудованием
СКУ ПЗ Система контроля и управ-	предназначена для контроля параметров работы технологического оборудования пожаротушения и формирования инфор-

Наименование и обозначение системы	Назначение системы
ления противопожарной защитой	мации о ходе тушения
АСРК Автоматизированная система радиационного контроля	обеспечение радиационной безопасности АЭС посредством оперативного получения и обработки информации о контролируемых параметрах, характеризующих радиационное состояние АЭС
СРВПЭ Система регистрации важных параметров эксплуатации	регистрация и хранения предаварийной, аварийной и постававарийной информации при нарушениях нормальной эксплуатации энергоблока, при проектных и запроектных авариях
ТС ОДУ Технические средства оперативно-дистанционного управления	предназначены для информирования оперативного персонала, оперативного контроля и управления оборудованием, исполнительными механизмами (в т.ч. при отказе СВБУ)
КЭ СУЗ Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора **АРМ** Автоматический регулятор мощности реакторной установки	обеспечение с необходимой надежностью электроэнергией требуемых параметров потребителей (приводы ОР СУЗ) приведение мощности реактора в соответствие с мощностью турбогенератора при одновременном поддержании заданного уровня давления пара в ГПК и заданного значения нейтронной мощности реактора
АСВД Система контроля вибрации и механических величин основного роторного оборудования	предназначена для контроля вибрационных характеристик и механических величин элементов основного роторного оборудования
3 Система верхнего блочного уровня (СВБУ) и система верхнего станционного уровня (СВСУ)	
СВБУ Система верхнего блочного уровня	предназначена для централизованного контроля за технологическими процессами на энергоблоке и передачи команд оператора по управлению оборудованием и механизмами систем нормальной эксплуатации энергоблока и оборудованием и механизмами систем безопасности при отсутствии инициирующих сигналов на автома-

Наименование и обозначение системы	Назначение системы
	тический запуск СБ, архивирования всей получаемой ПТК СВБУ информации и ее протоколирования в виде отчетов, графиков, гистограмм и т.д., а также выдачи информации о технологическом процессе в локальную вычислительную сеть АЭС, Кризисный центр АО «Росэнергоатом», систему верхнего станционного уровня
СВСУ Система верхнего станционного уровня	предназначена для централизованного контроля за технологическими процессами общестанционным объектов и передачи команд управления с АРМов оперативного персонала общестанционных объектов для управления оборудованием общестанционных объектов.
4 Система контроля и управления и диагностики РУ (СКУД)	
СВРК Система внутриреакторного контроля	предназначена для контроля нейтронно-физических и теплогидравлических параметров и показателей состояния активной зоны реактора, теплогидравлических параметров первого и второго контуров
СКВ Система контроля вибраций	контроль и диагностирование в режиме нормальной эксплуатации основного оборудования и трубопроводов РУ с целью выявления аномальных вибрационных состояний этого оборудования, вызванных условиями закрепления оборудования или возрастанием гидродинамических нагрузок со стороны теплоносителя
СКА Система комплексного анализа	предназначена для информационной поддержки эксплуатационного персонала в режиме нормальной эксплуатации
СОСП Система обнаружения свободных предметов	обеспечивает в режиме нормальной эксплуатации РУ обнаружение свободнодвижущихся и слабозакрепленных предметов в ГЦТ путем акустического контроля корпусного шума основного оборудования и трубопроводов РУ
СКТВ Система влажностного контроля течей	контроль влажностным способом герметичности оборудования и трубопроводов и своевременного обнаружения течей теплоносителя первого контура

Наименование и обозначение системы	Назначение системы
САКТ Система акустического контроля течей	контроль акустическим способом герметичности оборудования и трубопроводов и своевременного обнаружения течей теплоносителя первого контура
САКОР Система автоматизированного контроля остаточного ресурса	автоматизированный учет накопления циклического повреждения элементов оборудования и трубопроводов первого контура и оценки их остаточного ресурса
СОТТ-2 Система контроля течей теплоносителя второго контура	предназначена для контроля герметичности оборудования и трубопроводов и своевременного обнаружения течей теплоносителя второго контура

3.1 Описание структуры АСУ ТП энергоблока

АСУ ТП энергоблока представляет собой децентрализованную и пространственно распределенную по функциям и средствам иерархическую структуру (рисунок 3.1.1). АСУ ТП включает в себя следующие уровни иерархии:

- уровень связи с ТОУ (датчики, насосные агрегаты, электроприводная арматура) – обеспечивает подготовку и проведение автоматических измерений параметров технологического процесса, контроля состояния оборудования, отработку управляющих команд автоматического и автоматизированного управления и защит (подача силового питания на исполнительные механизмы);
- уровень низовой автоматики (НА) – обеспечивает прием и обработку данных автоматических измерений и контроля, обмен информацией с верхним уровнем, АСУ ТП, осуществляет реализацию алгоритмов управления системами безопасности, технологических защит и блокировок, автоматического и автоматизированного (по командам с БПУ и РПУ) управления технологическим процессом. Выдает управляющие сигналы в НКУ или в смежные подсистемы АСУ ТП. Реализуется на базе аппаратуры ТПТС-ЕМ, АПТС «Дубна», Teleperm XS и др.;
- верхний уровень АСУ ТП – обеспечивает обработку информации, ее архивирование, документирование и представление оперативному персоналу БПУ и РПУ, осуществляет формирование команд автоматизированного управления технологи-

ческим процессом энергоблока с рабочих станций(АРМ), с панелей и пультов, обеспечивает передачу необходимой информации через коммутаторы межсерверного обмена в систему верхнего общестанционного уровня (СВСУ) для АРМ начальника смены станции (НСС) и АРМ локального кризисного центра, а также от СРВПЭ в АРМ СРВПЭ, размещенном в помещении ЛКЦ защищенного пункта управления (ЗПУ).

Подробно рассмотрим каждый из уровней иерархии.

Уровень связи с ТОУ

На уровне связи с ТОУ обеспечивается формирование сигналов по параметрам, положению объектов управления, наличию электропитания, а также выдача команд управления в устройства коммутации силового электропитания приводов арматуры, механизмов.

Связь низовой автоматики с ТОУ осуществляется через следующее оборудование:

- датчики (первичные преобразователи);
- кабельные линии, клеммные коробки;
- низковольтные комлектные устройства(НКУ), шкафы силового управления;
- электроприводы исполнительных механизмов (задвижки, регулирующие клапаны, соленоидные клапаны, насосы;
- силовые кабельные линии связывающие электроприводы с силовыми коммутационными устройствами.
- Примеры видов оборудования для связи нижнего уровня АСУ ТП с технологическим объектом управления представлены на рисунке 3.1.2

Для контроля основных теплотехнических параметров используются приборы и оборудование, удовлетворяющие требованиям стандартов, действующих в области приборостроения, технических условий. Пределы измерений датчиков обеспечивают контроль параметров во всех режимах эксплуатации и имеют необходимый запас для контроля их максимальных отклонений в аварийных режимах. Погрешности измерений датчиков обеспечивают выполнение измерений с необходимой точностью. Поверка датчиков производится при их изготовлении в период пусконаладочных работ и периодически при эксплуатации. Конструкция датчиков рассчитана на воздействие измеряемых сред и внешних факторов в местах их установки при нормальных и аварийных режимах эксплуатации.

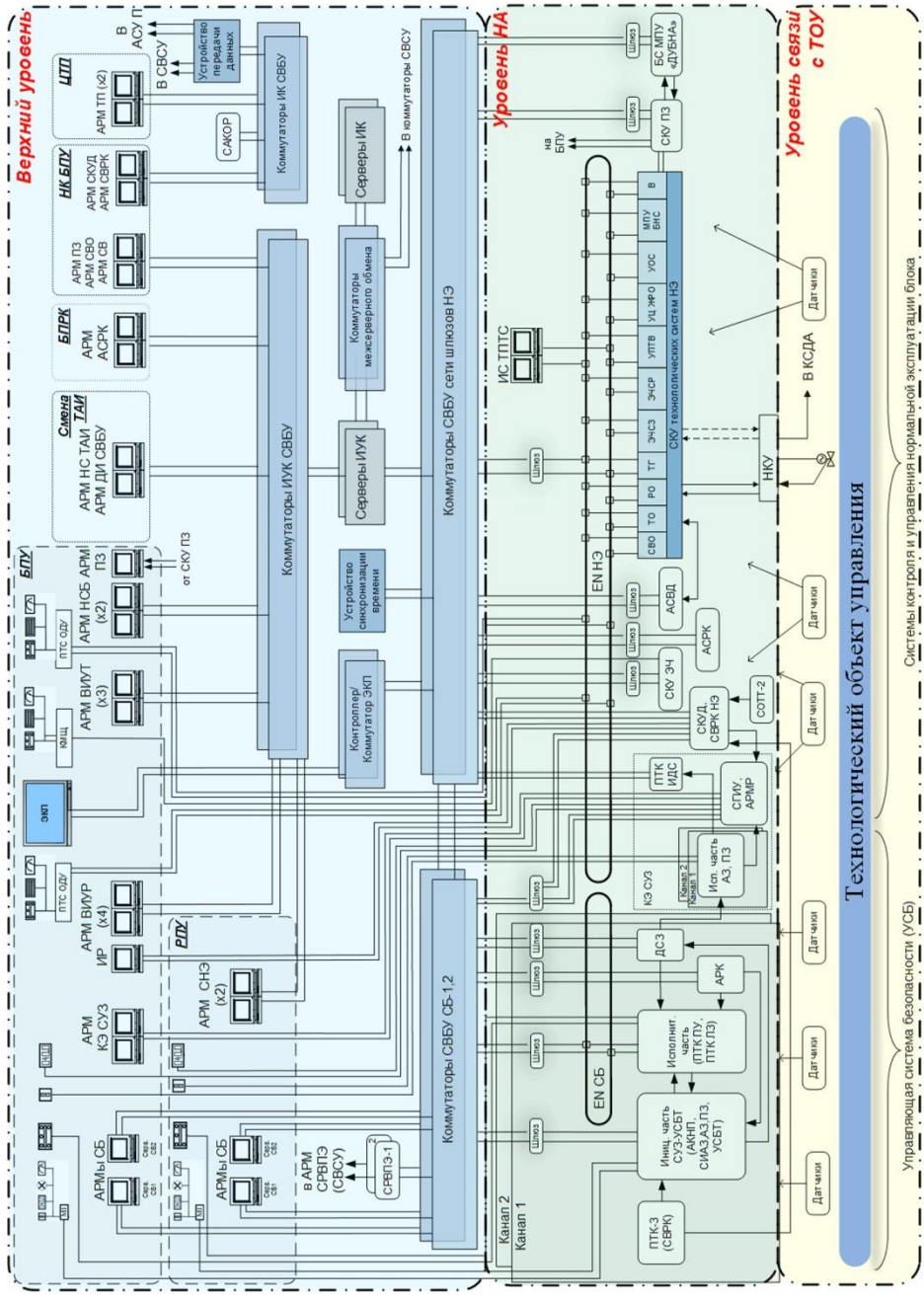


Рисунок 3.1.1 Структурная схема АСУ ТП Для передачи сигналов от первичных преобразователей применяются контрольные экранированные кабели различной жильности и типов.



Манометр МТИ и датчик давления ТЖИУ



Отсечная электроприводная арматура REGADA

Рисунок 3.1.2 Оборудование для связи нижнего уровня АСУ ТП с технологическим объектом управления

Назначение датчиков – измерение параметров технологического объекта управления, преобразование его в электрический сигнал и передача в шкафы низовой автоматики АСУ ТП.

Подключение датчиков, исполнительных механизмов к приборным стойкам (ПС) низовой автоматики (СКУ НЭ, СУЗ-УСБТ, АСВД, СКУД, СКУ ЭЧ и др.) осуществляется напрямую или через соединительные коробки (СК), компенсационные коробки (КК), стойки сопряжения (СС), осуществляющие функции кросса аналогового, дискретного и промреле.

Аппаратура низовой автоматики связана с датчиками, исполнительными механизмами, средствами оперативно-диспетчерского управления и другими системами энергоблока преимущественно при помощи проводных связей. Кроме того, предусмотрены подключения по шине RS-485 (СКУ ЭЧ, АСВД, АСРК, МПУ ТПТС) по протоколу MODBUS.

Для контроля технологических параметров используются первичные преобразователи температуры, давления, перепада давления, уровня.

При измерении расхода в различных средах применяются: ультразвуковые, вихревые, датчики перепада давления.

Сигналы с датчиков принимаются и обрабатываются в соответствующей аппаратуре различными модулями с возможностью их резервирования.

Датчики размещаются в специальных помещениях первичных преобразователей или устанавливаются по месту.

В зоне контролируемого доступа датчики давления, разности давлений, как правило, размещаются в специальных помещениях датчики, контролирующие работу оборудования, размещенного в защитной оболочке, устанавливаются за ее пределами также в специальных помещениях. В обсуживаемых зонах датчики устанавливаются непосредственно у мест отбора. Для установки датчиков давления, разности давлений используются, как правило, стенды, остальные датчики устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах.

При выборе мест размещения датчиков и ИМ могут учитываться следующие факторы:

- обеспечение доступности и удобства обслуживания для периодических испытаний, проверок работоспособности (продувка импульсных линий, контроль работоспособности);
- обеспечение доступности для проведения технического обслуживания и ремонта (ремонт или замена неисправного датчика);
- соблюдение требований завода-изготовителя (климатическое исполнение, вибростойкость, механическая устойчивость, воздействие агрессивных сред и т.п.);
- соблюдение проектных требований (обеспечение резервирования, надежности питания, безопасности, отказа по общей причине и т.п.)

В зависимости от территориального расположения, важности, потребляемой мощности, а также необходимости контроля и управления ТОУ питание датчиков и ИМ может осуществляться как от шкафов низовой автоматики (в т.ч. с МПУ), так и от НКУ.

Типовая схема предусматривают организацию питания датчиков технологических параметров и электрических преобразователей от стоек НА напряжением постоянного тока 24 В (48 В) в тех случаях,

когда этого требует схема подключения датчика или электрического преобразователя.

Если требуемое напряжение питания источника не соответствует указанным характеристикам, то для источника сигнала используется питание от внешнего блока питания. В этом случае для защиты входных схем приема аналоговых сигналов модулей ТПТС в приборную стойку устанавливаются термосопротивления, ограничивающего входной ток или предохранителя в стойку сопряжения или приборную стойку.

Типовые схемы подключения для оборудования (запорной арматуры, регулирующих клапанов, электромагнитных клапанов, электродвигателей, электрических выключателей и т.п.) можно разделить на две группы:

- схемы подключения блоков управления в шкафах НКУ (КРУЗА, КРУ 10 кВ) или подключения сигналов состояния исполнительного механизма к приборной стойке напрямую или через стойку сопряжения;
- схемы подключения мозаичных элементов, установленных на панелях (пультах) БПУ или РПУ к функциональным модулям ПС.

НКУ предназначены для ввода и распределения электроэнергии переменного тока потребителям собственных нужд, включая управление электродвигателями запорной и регулирующей арматуры и механизмов.

Электроприводы исполнительных механизмов предназначены для преобразования электрической энергии в механическую с целью перемещения органов (клапан, задвижка, лопасти насоса, ОР СУЗ) для воздействия на технологический процесс в ТОУ.

НКУ КРУЗА-0.4кВ - предназначены для распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 380/220В потребителям, защиты от перегрузок и КЗ, а также для управления исполнительными механизмами по внешним сигналам или по месту, измерения и сигнализации состояния ИМ.

НКУ КРУЗА имеют модульную конструкцию, которая позволяет проектным путём формировать необходимую для реализации функций управления исполнительными механизмами конфигурацию НКУ В составе КРУЗА имеются блоки, которые кроме основной функции управления исполнительным механизмом имеют функцию мониторинга и диагностирования приводов и трубопроводной арматуры и регулирующих клапанов. Информация от таких блоков используются для определения и прогнозирования технического состояния с

целью применения стратегии ремонта оборудования по их фактическому техническому состоянию. Функцию сбора информации от блоков КРУЗА с диагностикой и выполнение самой диагностики выполняет система КСДА.

Уровень низовой автоматики

«Нижний» уровень АСУ ТП – обеспечивает прием и обработку данных автоматических измерений и контроля, обмен информацией с «верхним» уровнем, осуществляет реализацию алгоритмов управления системами безопасности, технологических защит и блокировок, автоматического и автоматизированного (по командам с БПУ, РПУ и МЩУ) управления технологическим процессом.

К нижнему уровню автоматизации АСУ ТП относится следующее оборудование:

- шкафы низовой автоматики (программно-технические комплексы) различных производителей - реализующие функции контроля, функции защит, ФГУ, блокировок, автоматического регулирования, дистанционного управления, относящиеся как к системам нормальной эксплуатации, так и к системам важным для безопасности;
- ЛВС нижнего уровня, обеспечивающие связь между оборудованием нижнего уровня и шлюзы, обеспечивающие связь с верхним уровнем АСУ ТП.

Несмотря на реализованную в проекте унификацию программно-технических средств АСУ ТП, их многообразие остается существенным. При выборе средств НА принимался положительный опыта функционирования этих средств или их прототипов на АЭС, готовность к выполнению задач подсистемы, реализация принципа разнообразия для повышения надежности АСУ ТП, политика импортозамещения.

Локальная вычислительная сеть низовой автоматики (ЛВС НА, сеть нижнего уровня) принимает и передает в ПТК нижнего уровня автоматизации команды дистанционного управления из СВБУ, позволяет ПТК нижнего уровня автоматизации обмениваться командами защит и блокировок. К ЛВС НА подключены: совокупность ПТК СКУ технологических систем низовой автоматики, реализованные на ТПТС: СКУ РО, СКУ ТО, СКУ В, СКУ ТГ, ЭЧСР, ЭЧСЗ, СКУ СВО, УПТВ, УОС, МПУ БНС, а также исполнительная часть системы УСБТ (ПТК ПУ и ПТК ЛЗ) и инженерная станция (ИС ТПТС) для оперативной настройки и диагностики оборудования.

Для информационного обмена между отдельными ПТК СКУ нор-

мальной эксплуатации, используется коммуникационная система – шина EN (Ethernet Network), имеющая кольцевую структуру.

Приборные стойки ПТК объединяются в единую сеть с помощью оптической магистральной коммутируемой шины EN. Шина EN разбивается на сегменты, для повышения надежности.

Каждый сегмент представляет собой кольцевую структуру устойчивую к единичным отказам. Такая устойчивость обеспечивается применением коммутаторов-менеджеров резервирования, соединяющих, образовавшиеся при отказе, два отдельных участка сегмента в единую сеть.

Для связи ПТК подключенных к шине «EN» с серверами СВБУ используются шлюзы сопряжения. Каждый шлюз сопряжения представляет собой две ЭВМ в горячем резерве друг к другу, каждая из которых имеет резервированный канал подключения к шине «EN».

ПТК систем, не подключенных к шине «EN» имеют связь с СВБУ через дублированные шлюзы связи.

При реализации информационной сети между смежными системами нижнего уровня и передачи данных на верхний уровень (СВБУ), применяются цифровые каналы связи. Обмен данными в таких сетях происходит преимущественно по интерфейсам RS-232/485 и Ethernet (IEEE 802.3) стандартного стека протоколов TCP/IP.

Функционирование шины EN происходит в соответствии со стандартным протоколом канального уровня LLC (IEEE 802.2/ISO 8802-2:1998). Благодаря тому, что связь осуществляется с помощью коммутаторов, передача информации осуществляется в режиме полного дуплекса. При этом каждое соединение «точка – точка» (звено данных) ведет передачу своих данных независимо от работы других абонентов.

Для соединения компонентов EN-шины могут использоваться два типа кабелей:

- промышленная экранированная витая пара (для подключения абонентов к коммутаторам) с различными вариантами установленных соединителями – DB-9/DB-9, DB-9/RJ-45;
- многомодовый/одномодовый волоконно - оптический кабель с соединителями BFOC (ST) (для соединения коммутаторов или трансиверов).

Пропускная способность такой сети 100 Мбит/с между коммутаторами и 10 Мбит/с между абонентом и коммутатором. Количество коммутаторов в одном кольце может достигать 50 единиц.

В качестве среды передачи между коммутаторами используется волоконная оптика, а

между коммутатором и абонентом – волоконная оптика или витая пара.

На рисунке 3.1.3 представлено оборудование нижнего уровня АСУ ТП.

Оборудование верхнего уровня АСУ ТП

К верхнему уровню АСУ ТП относится следующее оборудование:

– Оборудование СВБУ связанное через шлюзы с ПТК низовой автоматики:

- коммутаторы;
- серверы;
- автоматизированные рабочие места АРМ (рабочие станции);
- экран коллективного пользования;
- локальная вычислительная сеть(ЛВС);
- устройства печати информации

– Оборудование оперативно-диспетчерского управления:

- панели, пульты, средства обмена информацией входящие в состав ОДУ;
- линии связи.

– АРМы, средства индикации и управления - связанные непосредственно с уровнем низовой автоматики.

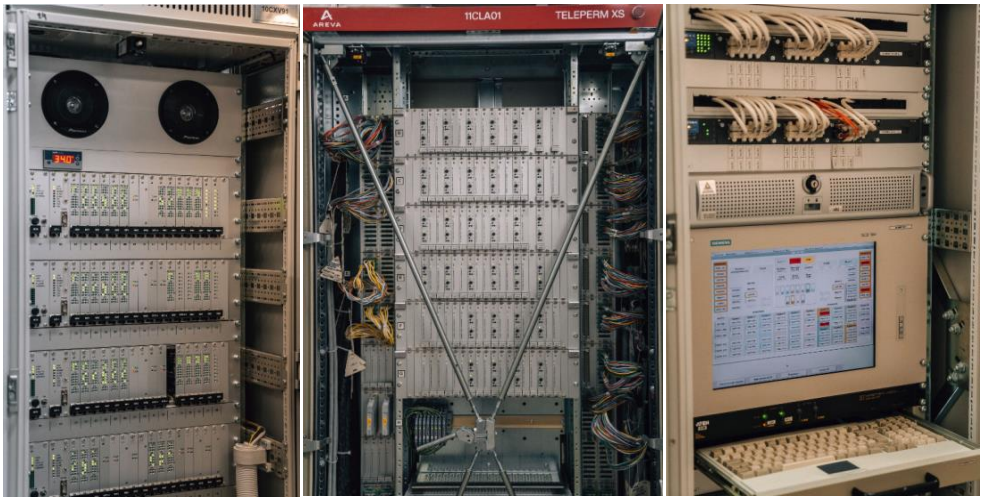
Коммутаторы сети обеспечивают:

– прием пакетов информации по ЛВС, чтения адреса назначения каждого пакета информации;

– определения по своей маршрутной базе - мест нахождение порта адресата назначения;

– отправление пакета адресату через найденный порт.

Объединяя функционально-связанные информационные сегменты (узлы) в единую локально-вычислительную сеть коммутаторы обеспечивают коммутацию каналов связи, автоматизированную диагностику состояния устройства, защиту от несанкционированного доступа, оптимизацию сетевого траффика.



Шкаф АПТС «Дубна» Шкаф TXS Шкаф СГИУ

Рисунок 3.1.3 Оборудование уровня низовой автоматики АСУ ТП

Серверы обеспечивают информационное взаимодействие элементов программно-технических комплексов, объединенных в ЛВС в качестве центра приема, обработки, хранения и выдачи информации. Серверы обеспечивают автоматизированную диагностику состояния собственных средств и обеспечивают защиту от несанкционированного доступа.

Серверы выполняют следующий однотипный набор задач:

- прием и обработка аналоговых и дискретных сигналов от шлюзовых процессов и их занесение в локальную базу данных сервера;
- ведение локальной базы данных;
- ведение архивов по своим технологическим подсистемам и задачам;
- подготовка и передача рабочим станциям требуемой информации;
- прием и обработка диагностической информации, получаемой от элементов СВБУ и от шлюзовых процессов, связанной с работой внешних к СВБУ систем, к которым данные шлюзы подключены;
- решение задач диагностики технологических процессов в объеме обслуживаемого сервером набора технологических подсистем;

- хранение инструкций, технологической и др. документации в машинно-ориентированном виде;
- решение общесистемных задач, возложенных на данный сервер (например, расчет ТЭП).

Информация, полученная от шлюзов подсистем через коммутаторы сети СВБУ, обрабатывается серверами, после чего поступает на рабочие станции (РС).

Одно и двухдисплейные рабочие станции находятся в составе автоматизированных рабочих мест (АРМ), посредством которых оперативный персонал получает сигнализацию о нарушениях в работе технологического оборудования и оборудования АСУ ТП, доступ к измеряемым (контролируемым) и расчетным параметрам, и осуществляет ввод управляющих воздействий для дистанционного дисплейного управления.

Рабочая станция предназначена для организации автоматизированных рабочих мест в составе ПТК СВБУ, реализующих информационные, управляющие и вспомогательные функции в составе СВБУ АСУ ТП энергоблока.

Для быстрой оценки всеми операторами текущей ситуации на блоке БПУ оснащен экраном коллективного пользования (ЭКП) с выводом на него технологических видеокадров текущего режима с составом информации, которая должна однозначно информировать персонал о режиме работы блока и имеющих место нарушениях. Информация на ЭКП выводится от СКУ НЭ, минуя серверы СВБУ. Таким образом, в случае отказа СВБУ ЭКП может служить резервным источником отображения информации о текущих параметрах энергоблока.

Экран коллективного пользования предназначен для сбора, обработки и представлению информации на экранах видеокубов, соответствующей режиму работы блока и необходимой для общей оценки ситуации всеми лицами, находящимися на БПУ. Запрос на вывод информации на ЭКП производится с пульта на рабочем месте НСБ, а сама информация на ЭКП выводится от СКУ НЭ через шлюзы, коммутатор сети шлюзов, сервер ЭКП.

ЭКП выполняет функции по представлению информации на экранах видеокубов, соответствующей режиму работы блока и необходимой для общей оценки ситуации всеми лицами, находящимися на БПУ. Обеспечивает поддержку оперативного персонала БПУ визуальной информацией о работе оборудования энергоблока.

Рабочие станции СВБУ, серверы, сетевые коммутаторы, шлюзовые

устройства, и другое важное оборудование СВБУ имеет встроенные устройства бесперебойного питания и устройства автоматического переключения питания на резервный фидер питания. Фидеры, питающее данное оборудование, подключены к разным сборкам, получающих питание от разных инверторов АБП.

ЛВС верхнего блочного уровня (сеть СВБУ) принимает сигналы от систем нормальной эксплуатации (СНЭ) и систем безопасности (СБ) через сеть дублированных шлюзов (коммутаторы НЭ и коммутаторы СБ1, СБ2), далее обрабатывая полученную информацию средствами СВБУ архивирует ее и предоставляет персоналу АЭС посредством АРМ СВБУ. ЛВС СВБУ реализована на основе стандарта IEEE 802.3, как наиболее развитого и поддерживаемого всеми фирмами-производителями. Работа серверов в сети и обмен данными между коммутаторами осуществляется на скорости 1 Гбит/с, связь абонентов с серверами и коммутаторами осуществляется на скорости 100 Мб/с.

Обмен данными между основными элементами СВБУ (между серверами и РС, между шлюзами и серверами) осуществляется по локальной сети СВБУ с использованием протокола UDP, передача архивных данных происходит с использованием протокола TCP/IP.

На БПУ используется как компьютерный способ управления, так и традиционный, основанный на индивидуальных средствах.

При нормальной эксплуатации и нарушениях режима нормальной эксплуатации операторы контролируют и управляют оборудованием блока, используя один интерфейс – мониторы рабочих станций.

При аварийных ситуациях контроль и управление системами безопасности осуществляется с панелей и пультов безопасности с помощью индивидуальных аппаратных средств, приборов и табло.

Конструкция БПУ условно разделена на 2 контура управления:

- оперативный;
- неоперативный.

Оперативная часть БПУ предназначена для организации управления основным оборудованием I, II контуров и электрической частью энергоблока с расположением трех автоматизированных рабочих мест управления: ВИУР, ВИУТ и НСБ.

Неоперативный контур управления БПУ предназначен для управления технологическими системами, являющимися вспомогательными или обеспечивающими по отношению к основным технологическим системам.

Если управление с блочного пункта управления невозможно (например, в случае пожара), то используется резервный пункт управления (РПУ) для выполнения следующих задач:

- управление системами безопасности;
- перевод и удержание реактора в подкритическом состоянии;
- организация отвода тепла от реактора;
- контроль состояния реакторной установки.

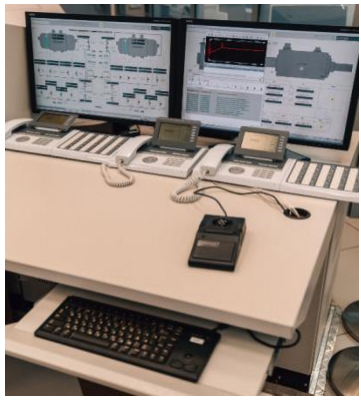
Подробное описание пунктов управления приведено в главе 7.

Для оперативной настройки и диагностики оборудования низовой автоматики, а также выдачи информации оператору предусматривается использование средств, работающих в автономной сети, не связанной с ЛВС СВБУ (ИС ТПТС, АРМ СКУ ПЗ, АРМ ИР и др.).

На рисунке 3.1.4 представлено оборудование верхнего уровня АСУ ТП.



Шкаф ЭКП



2-х дисплейный АРМ



Шкаф передачи данных ИК

Рисунок 3.1.4 Оборудование верхнего уровня АСУ ТП

3.2 Используемые средства автоматизации

Средства автоматизации определены «Конфигурацией АСУ ТП энергоблоков в проектах Нововоронежская АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2», и рядом дополняющих и детализирующих документов.

При выборе средств принималось во внимание:

- готовность средств к выполнению задач подсистемы;

- наличие положительного опыта функционирования этих средств или их прототипов на АЭС;
- унификация средств разных подсистем

В проекте АСУ ТП АЭС-2006 используются следующие основные разработчики и изготовители средств автоматизации:

- платформа TELEPERM XS фирмы AREVA – для управляющих систем безопасности инициирующей части СУЗ-УСБИ;
- ТПТС-ЕМ ФГУП «ВНИИА» – для исполнительной части каналов УСБТ;
- системы российского производства – для исполнительной части АЗ (шкафов аварийных команд АЗ), АКНП, ПТК-3 из состава СКУД;
- средства ТПТС-ЕМ ФГУП «ВНИИА» – для управляющих систем нормальной эксплуатации (СКУ НЭ);
- программная платформа «Портал» для средств СВБУ;
- средства ВНИИЭМ – для СГИУ и АРМР из средств СУЗ-УСБТ;
- средства ОАО «Тензор», сертифицированные для использования в системах пожарной автоматики – реализованы для СКУ ПЗ.

Датчики давления, уровня и перепада давления приняты серии ТЖИУ (ВНИИА) с выходным унифицированным сигналом 4-20 мА.

Панели и пульты БПУ/РПУ разработки НИИИС.

Подробное описание средств и систем АСУТП приведено в разделе 5.

3.3 Функционирование АСУ ТП

АСУ ТП представляет собой многоуровневую иерархическую систему, в которой устройства нижнего уровня автоматизации могут функционировать независимо, в объеме, предусмотренном проектом.

Функционирование АСУ ТП осуществляется путем автоматического выполнения функций в распределенной системе сбора и обработки информации, обмена данными и представления информации персоналу.

Во всех режимах эксплуатации блока АСУ ТП введена в работу. При выявлении самодиагностикой или в процессе опробования систем дефектов они подлежат устранению в заданное регламентом время для обеспечения надежной работы АСУ ТП.

Внешними по отношению к АСУ ТП блока являются АСУ П (пред-

приятия) и АСУ-ОС (общестанционных систем, включая СВСУ) АЭС, а также технологическое и электротехническое оборудование.

В АСУ П выдается информация необходимая для управления предприятием в объеме сведений, имеющихся в АСУ ТП

В АСУ ОС АЭС и в АСУ П выдается информация, необходимая для контроля за работой энергоблока со стороны НС АЭС и другим заинтересованным лицам (директор, главный инженер и др.) за пределами энергоблока, а также для представления информации в локальный кризисный центр(ЛКЦ) и Кризисный центр АО «Концерн Росэнергоатом» (КЦ).

Предоставление технологических параметров энергоблоков атомных станций в ЛКЦ и КЦ является необходимым условием безопасной и надежной эксплуатации АС, обеспечения противоаварийного планирования в эксплуатирующей организации. Способы предоставления технологических параметров обеспечивают единое информационное пространства для персонала АС, КЦ, ЛКЦ в процессах противоаварийной готовности и аварийного реагирования.

В целях соблюдения информационной безопасности цифровые линии связи АСУ П и АСУ ОС подключены к коммутаторам сети информационного контура АСУ ТП. Данное решение позволяет свести к минимуму вероятность внешнего влияния на АСУ ТП и нейтрализовать последствия возможных кибератак. Кроме того, физическая реализация подобной схемы подключения исключает возможность управления извне основными технологическими процессами и оборудованием.

3.4 Взаимодействие подсистем АСУ ТП

Для реализации задач контроля и управления на уровне связи с ТОУ используются первичные преобразователи (датчики) и исполнительные механизмы.

Для передачи сигналов от первичных преобразователей применяются контрольные экранированные кабели различной жильности и типов. Для подвода питания к преобразователям от внешних источников применяются неэкранированные кабели.

Номенклатура, применяемых на АЭС кабелей многообразна как по функциональному назначению (кабели силовые, контрольные, управления, сигнализации, связи, измерительные), так и по области применения (терморадиационностойкие кабели для гермозоны АЭС, кабели для оборудования систем безопасности и важных для безопасности АЭС, кабели для оборудования систем нормальной эксплуатации).

Требования к видам и способам подключения кабелей устанавливаются разработчиками оборудования где данный кабель будет использоваться.

В классическом виде, информация по контролируемым параметрам от датчиков передается в ПТК нижнего уровня по кабельным экранированным линиям аналоговыми сигналами постоянного тока 4−20 мА, электрическими сигналами термопреобразователей сопротивления и термоэлектрических преобразователей, и от сигнализаторов – дискретными сигналами типа «сухой контакт». Часть подсистем из состава СКУ НЭ связывается с датчиками по интерфейсу RS-485. При этом, в зависимости от потребляемой мощности, предусматривается питание датчиков как от функциональных модулей шкафов низовой автоматики, так и от НКУ.

Подсистемы нижнего уровня (низовой автоматики) обеспечивают:

- сбор данных по параметрам и положению объектов управления, их обработку при изменении и расчете косвенных измерений и передачу их в СВБУ для представления информации;
- авторегулирование;
- самодиагностику средств АСУ ТП в предусмотренном проектом объеме.

Технические средства уровня низовой автоматики связаны с датчиками, исполнительными механизмами проводными связями, а со средствами оперативно-диспетчерского управления (мозаичные панели БПУ, РПУ) цифровыми связями.

Управляющие, информационные и вспомогательные функции, выполняемые СКУ НЭ, распределяются между средствами низовой автоматики, верхним уровнем СВБУ и пультами управления.

Аппаратура низовой автоматики осуществляет периодический автоматический контроль устройств и модулей, входящих в ее состав.

Цифровые каналы связи реализованы на базе резервированной шинной системы «EN» ТПТС, и обеспечивают вывод аналоговой и дискретной информации на ОМС, контроль и индивидуальное управление оборудованием с БПУ.

Реализация цифровых каналов связи мозаичных панелей БПУ с ПТК на базе ТПТС позволяет значительно сократить объем кабельных связей между БПУ и помещениями, в которых размещены ПТК.

Связь панелей нормальной эксплуатации с соответствующим ПТК осуществляется по шине EN. В этих модулях производится преобразование принимаемых от мозаичных элементов сигналов в циф-

ровую информацию, которая передается по шине EN в ПТК и выдача на мозаичные элементы сигналов, после преобразования информации, полученной по шине EN.

Связь панелей систем безопасности БПУ с соответствующими ПТК осуществляется проводными связями.

Коммуникационная шина EN выполнена из волоконно-оптического кабеля. Шина «EN» - высокоскоростная шина (100 Мбит/с), для которой транспортное время практически не зависит от удаленности абонентов и их количества.

Подключение абонентов к шине EN реализовано по экранированной витой паре. Скорость передачи подключенным абонентам – 10 Мбит/с. Шина EN работает в режиме полного дуплекса в соответствии со стандартным протоколом LLC (IEEE 802.2/ISO 8802-2:1998)

Подсистемы нижнего уровня реализованные не на базе шины EN (АСВД, СКУ ЭЧ, КЭ СУЗ, СОТТ-2 и др.) также через шлюзы по цифровым каналам связи обеспечивают передачу информации в СВБУ для решения общеблочных задач, представления информации персоналу, архивации.

При таком взаимодействии систем нижнего и верхнего уровней автоматизации по инициативе оператора могут выбираться необходимые ему видеокадры на мониторах, а также предоставляется возможность дистанционного управления оборудованием.

Реализация АСУ ТП верхнего уровня предусматривает следующие способы предоставления информации:

- традиционный (на индивидуальных табло, пультах, панелях);
- на мониторах рабочей станции;
- на экране коллективного пользования (находится на БПУ, и управляется НСБ).

При нарушениях нормальной эксплуатации, возникновении исходного события аварии и выходе параметров технологического процесса за пределы безопасной эксплуатации формируются светозвуковые сигнализации на панелях БПУ и мониторах рабочих станций СВБУ для привлечения внимания оператора, автоматически вводится в работу УСБ, которая запускает системы безопасности и вызывает срабатывание АЗ в соответствии с проектными алгоритмами.

ЛВС СВБУ реализована на основе стандарта IEEE 802.3 как наиболее развитого и поддерживаемого всеми фирмами-производителями. Для обеспечения возможности резервирования все домены

ЛВС СВБУ включают в себя две подсети — основную сеть и резервную сеть. Обе подсети равноправны и идентичны друг другу.

К ЛВС верхнего уровня подключены:

- элементы, относящиеся к СВБУ;
- система регистрации важных параметров эксплуатации (СРВПЭ);
- ПТК СКУ следующих систем: СКУД, АСРК, СКУ ПЗ, СКУЭЧ, КЭ СУЗ, инициирующая часть СУЗ-УСБТ;
- шлюзы СКУ НЭ, соединяющие ЛВС СВБУ и ЛВС НА.

В качестве транспортного протокола принят протокол TCP/IP, который обеспечивает двунаправленный, последовательный и неповторяющийся поток данных неограниченного размера. Протокол имеет встроенные функции диагностики, осуществляемые путем обмена контрольными посылками с заданной периодичностью по основной и резервной сети.

Сеть СВБУ реализована на базе цифровых каналов связи (оптические линии и витая пара). Передача данных происходит с периодичностью не чаще чем один раз в секунду, или по запросу. Синхронизация времени между СВБУ и подсистемами АСУ ТП осуществляется путем активной синхронизации (СВБУ по ЛВС посылает синхронизующие телеграммы в подсистемы АСУ ТП). Серверы смежных подсистем синхронизируются от системы единого времени СВБУ с точностью 10 мс по протоколу NTP (Network Time Protocol).

При передаче информации из ПТК на базе ТПТС в СВБУ по системной шине в каждой отправленной телеграмме указывается адрес источника (модуль управления интерфейсами, отправивший телеграмму), тип программного блока (источника) (например, блок для отправки аналоговых данных), его номер.

Передача данных от шлюза серверу осуществляется в ответ на запрос данных от сервера. В ответ на первый после инициализации запрос данных шлюз передает значения всех сигналов. Элемент данных по каждому сигналу содержит его значение и метку времени в секундах и миллисекундах. В ответ на дальнейшие запросы данных шлюз передает сигналы, значения которых изменились после предыдущей передачи. Шлюз просматривает архивные кольцевые буфера и, если они не пусты, данные из них передаются серверу для архивирования.

В процессе эксплуатации предусматривается возможность внесения санкционированных изменений для систем нормальной эксплуатации. Для внесения подобных изменений предусмотрены сервис-

ные (инженерные, отладочные) станции, которые напрямую подключаются к сети низовой автоматики по цифровым каналам связи. Такие станции предусмотрены в следующих подсистемах: ТПТС, АПТС «Дубна», СВРК, АКНП, СГИУ, АЗ-ПЗ УСБИ (TXS) и др.

Говоря о АСУ ТП АЭС-2006, необходимо особо отметить следующие характеристики:

- оптимизация человеко-машинного интерфейса;
- обеспечение достаточного уровня резервирования и независимости, чтобы наиболее вероятный отказ не приводил к потере функции интерфейса человек-машина;
- возможность установления взаимодействия и связи с центрами поддержки, находящимися за пределами площадки АЭС (кризисные центры), с целью обмена данными со станцией;
- обеспечена долгосрочная поддержка со стороны изготовителей, гарантирующая поставки запасных частей и предоставление технической информации (типа «ноу-хау») по системам АСУ ТП в течение всего их срока службы;
- сигналы, идущие от измерительных устройств, подвергаются селекции и предварительной обработке в соответствии с их предназначением в АСУ ТП;
- сигналы и аварийная сигнализация, демонстрирующие состояние приводов и соответствующего электротехнического оборудования, представляются с помощью человеко-машинного интерфейса;
- данные имеют метки, характеризующие качество сигнала, что необходимо для облегчения диагностики.

Список литературы к главе 3

1. Алпеев А.С. Автоматизированное управление и безопасность АС. – Атомная энергия, 2001, т. 90, вып. 2, с.96-100.

2. АЭС-2006. Нововоронежская АЭС-2. Технический проект АСУ ТП.

4. УРОВЕНЬ СВЯЗИ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ И ПРОЦЕССАМИ

К технологическому контролю относятся сбор и обработка информации о тепловом цикле технологического процесса (температуре, давлении, расходе, уровне и др.), а также о состоянии оборудования (вибрация, осевой сдвиг, тепловые перемещения ротора и др.) и качестве воды, газа и пара (содержание кислорода, водорода, солесодержание, pH и др.).

Технологический контроль осуществляется с помощью средств измерений. Средство измерения, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного восприятия наблюдателем, называют измерительным прибором.

Средствами измерений на АЭС, являются следующие:

- первичные преобразователи (датчики) для преобразования измеряемой величины в другую физическую величину;
- первичные приборы с отсчетными устройствами для непосредственного наблюдения измерительной информации;
- первичные приборы, снабженные передающим преобразователем с унифицированным выходным сигналом (4-20мА) для дистанционной передачи унифицированного сигнала измерительной информации;
- вторичные приборы (показывающие, цифровые) для работы в комплексе с первичными преобразователями, с ТПТС.

На АЭС имеется значительное количество факторов, влияющих на точность измерительных устройств, к которым относится наличие зон со значительным тепловыделением и влагосодержанием, высоких магнитных, электрических и радиационных полей, вибрации.

Чтобы иметь условия для средств измерений, близкие к нормальным, на БПУ предусматривают кондиционирование воздуха, используют отвод тепла, выделенного работающими приборами, принимают меры против передачи вибраций от оборудования к конструктивным элементам помещений, в которых размещаются щиты с приборами, избегают установки местных приборных щитов в зонах высоких температур, стабилизируют напряжение питания ответственных приборов.

Все эти мероприятия позволяют уменьшить погрешности, обусловленные условиями измерений. При выборе приборов необходимой

точности исходят из условий обеспечения безопасности работы оборудования, определения экономичности работы установки и эксплуатационной необходимости.

Наряду с общепромышленными приборами, особенно для контроля реакторной установки, используются специально сконструированные и изготовленные приборы.

Все приборы, служащие для различных измерений в контурах с радиоактивным теплоносителем должны удовлетворять следующим требованиям:

- конструкция первичных преобразователей должна обеспечить их герметичность во избежание утечек радиоактивного теплоносителя;
- по условиям недоступности оборудования приборы должны быть, как правило, с дистанционной передачей показаний;
- приборы должны обладать достаточно большой точностью, быстродействием и надежностью;
- части приборов, размещаемые в активной зоне реактора, должны быть выполнены из материалов, обладающими определенным физико – химическими свойствами: сохранением прочности при облучении и при высоких температурах, малым поглощением нейтронов, малой наведенной активностью при поглощении нейтронов, сохранением метрологических характеристик при облучении нейтронами и γ – излучением;
- части приборов, соприкасающиеся с активным теплоносителем, должны допускать обмывку дезактивирующим составом;
- должна обеспечиваться длительная работоспособность в условиях размещения приборов в герметичных объемах, где климатическая и радиационная обстановка может значительно отключаться от нормальной.

4.1 Технические средства измерения температуры

Теплофизические процессы, определяющие энергонапряженность конструкций тепло-технического оборудования АЭС, прежде всего характеризуются их температурой, т.е. измерение температуры является одной из важнейших областей измерительной техники на станции.

Для термоконтроля оборудования АЭС, включая термоконтроль оборудования в герметичной зоне АЭС с реакторами типа ВВЭР наиболее широко используются термоэлектрические преобразователи (термопары), термометры сопротивления.

4.1.1 Термопреобразователи сопротивления

Принцип действия термопреобразователя сопротивления (ТС) основан на изменении электрического сопротивления проводника при изменении температуры.

Зависимость электрического сопротивления платинового термосопротивления от температуры определяется уравнением Каллендара-Ван Дьюзена [1]:

$$R_t = R_0[1 + At + Bt^2 + C(t - 100°C)t^3],$$
для диапазона t $(-200°C..0°C)$;

$$R_t = R_0(1 + At + Bt^2),$$ для диапазона t $(0°C..850°C)$;

где R_t – сопротивление ТС, Ом при температуре $t, °C$; R_0 – номинальное сопротивление ТС, Ом при температуре $0, °C$; α – температурный коэффициент электрического сопротивления; $A = 3{,}9690 * 10^{-3}, °C^{-1}$; $B = -5{,}841 * 10^{-7}, °C^{-2}$; $C = -4{,}330 * 10^{-12}, °C^{-4}$ – коэффициенты – константы, нормированные стандартом.

В виду того, что коэффициенты B и C относительно малы, то сопротивление растет практически линейно при увеличении температуры. Линейная зависимость электрического сопротивления от температуры удобна тем, что позволяет использовать более простые схемы измерения и обработки сигнала.

Металлы имеют невысокие положительные температурные коэффициенты сопротивления (для платины 0,00391/°С). Это означает, что при повышении температуры на 1°С электрическое сопротивление платинового проводника увеличивается на 0,391 Ом.

Технические термосопротивления на АЭС с чувствительным элементом из платины (ТСП), применяются в диапазоне температур -50..400°С, с чувствительным элементом из меди (ТСМ) в диапазоне -50..180°С.

Наиболее распространенными являются термосопротивления платиновые градуировок 50П и 100П, медные 50М и 100М; числа 50 и 100 обозначают сопротивление чувствительного элемента при 0°С (50 Ом; 100 Ом), а буквы М и П обозначают материал обмотки термосопротивления – соответственно медь и платина.

Чувствительным элементом термометра сопротивления является металлическая проволока, безиндукционно намотанная на каркас (бифилярная намотка).

Платиновые термосопротивления выпускаются одинарными и двойными. В двойных установлены два чувствительных элемента, электрически изолированных друг от друга. Чувствительные эле-

менты двойных термосопротивлений подключаются к двум различным измерительным приборам и работают независимо друг от друга.

Для контроля температуры подшипников электронасосных агрегатов, турбогенератора, обмоток и железа статора электродвигателей используются ТС с выводным проводником длиной до 10 м. На трубопроводах воды, пара, вентиляционных воздуховодах, сосудах и емкостях, а также для контроля температуры воздуха в помещениях используются ТС с головками – сборки. Для подключения внешней связи у сборок ТС используется быстроразъемное соединение со штепсельным разъемом.

Конструкция термопреобразователя сопротивления представлена на рисунке 4.1.1.1. Для защиты от механических повреждений и воздействия среды, температура которой измеряется, чувствительный элемент 2 и удлиняющие провода, армированные изоляцией помещены в специальный защитный чехол 1, со штуцером 5, для вкручивания в бобышку, головкой 7, для соединения удлиняющего кабеля, крышкой 8 и штуцером под кабель 9 [2].

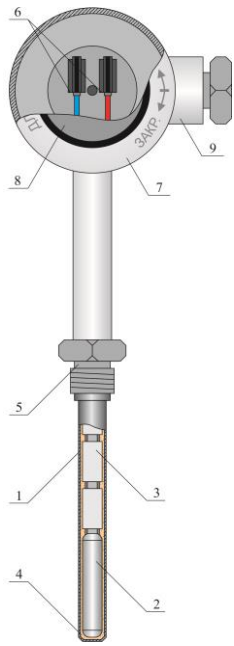


Рисунок 4.1.1.1 Конструкция термопреобразователя сопротивления:
1 – защитный чехол; 2 – чувствительный элемент; 3 – изоляционные бусы; 4 – порошок; 5 – штуцер; 6 –клеммы; 7 – головка; 8 – крышка; 9 – штуцер под кабель.

Обычно термопреобразователи погружаются в трубопровод внутри защитной гильзы (см. рисунок 4.1.1.2). Гильза (4) (иногда ее еще называют термокарманом) либо вваривается в трубопровод (6), либо вворачивается во вваренную в трубопровод бобышку (3). А уже в гильзу погружается (по поясок) и фиксируется гайкой (2) (штуцером) термопреобразователь (1) [2].

Гильза защищает корпус термопреобразователя от гидроударов и воздействия «посторонних предметов», которые могут появиться в потоке теплоносителя. Но в то же время она препятствует точному измерению температуры, поскольку отделяет чувствительный элемент от контролируемой среды. Чем толще стенки гильзы, тем больше будет тепловая инерционность измерительного прибора.

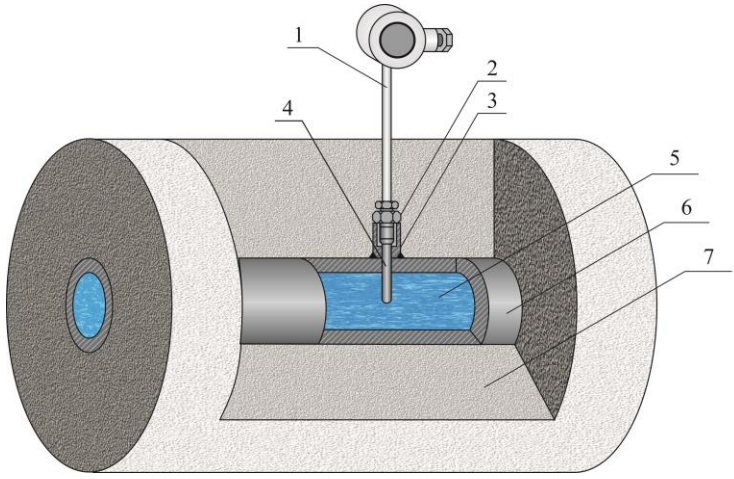


Рисунок 4.1.1.2 Пример монтажа термопреобразователя в термоизолированный трубопровод: 1 – термопреобразователь; 2 – фиксирующая гайка термопреобразователя; 3 – бобышка; 4 – защитная гильза; 5 – измеряемая среда; 6 – трубопровод; 7 – теплоизоляция.

4.1.2 Термоэлектрические преобразователи

Термопара представляет собой спай двух разнородных металлических проводников (см. рисунок 4.1.2.1) *A* и *B* (термоэлектродов). Конец термопары, помещаемый в объект измерения температуры, называется «горячим» спаем (*t*), свободные или «холодные» концы термопары (t_0) подключаются к измерительным приборам, измерительным преобразователям, программируемым техническим комплексам.

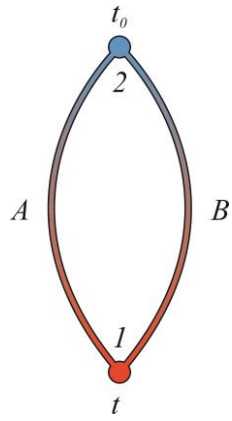


Рисунок 4.1.2.1 Термоэлектрическая цепь
из двух различных однородных проводников

Принцип работы термоэлектрических преобразователей (ТП) основан на эффекте Зеебека, т.е. свойстве металлов и сплавов создавать термоэлектродвижущую силу (термо-э.д.с.), зависящую от температуры места соединения (спая) концов двух разнородных проводников (термоэлектродов), образующих чувствительный элемент преобразователя – термопару [3]. В различных металлах плотность свободных электронов (число электронов в единице объема) неодинакова. Вследствие этого в местах соприкосновения двух разнородных металлов, например, в спае 1 (см. рисунок 4.1.2.1), электроны будут диффундировать из металла *A* в металл *B* с меньшей плотностью свободных электронов в большем количестве, чем обратно из металла *B* в металл *A*. Возникающее при этом в месте соединения электрическое поле будет препятствовать этой диффузии, и когда скорость диффузионного перехода электронов станет равна скорости их обратного перехода под влиянием магнитного поля, наступит состояние подвижного равновесия. При таком состоянии между металлами *A* и *B* возникает разность потенциалов. Так как плотность свободных электронов зависит от температуры места соединения металлов *A* и *B*, то в месте соприкосновения металлов при любых температурах возникает ЭДС: $E_{AB}(t) = f(t)$

На АЭС используются термопары типа ТХА (хромель-алюмелевые) и ТХК (хромель-копелевые). Хромель состоит из 90% Ni и 10% Cr, алюмель состоит из 90% Ni и 5% (Al, Si, Mn).

Конструкция термопары сходна с конструкцией термопреобразователя сопротивления (см. раздел 4.1.1). Горячий спай выполняется

скруткой и последующей сваркой двух разнородных материалов. Холодные (свободные) концы термопары, находящиеся на зажимах в головке, располагаются около нагретых поверхностей (обмуровки, изоляции трубопроводов и пр.), т.е. в зоне с переменной температурой.

Чтобы перенести эти концы в зону с постоянной или более низкой температурой, применяются термоэлектродные удлиняющие провода, изготовленные из металлов или сплавов, имеющих одинаковые термоэлектрические свойства с термоэлектродами термопары. Термопары типа ТХА применяются с удлиняющими проводами из меди и константана.

4.2 Технические средства измерения давления

При измерении давления различают: атмосферное, избыточное, вакуумметрическое и абсолютное давление (см. рисунок 4.2.1).

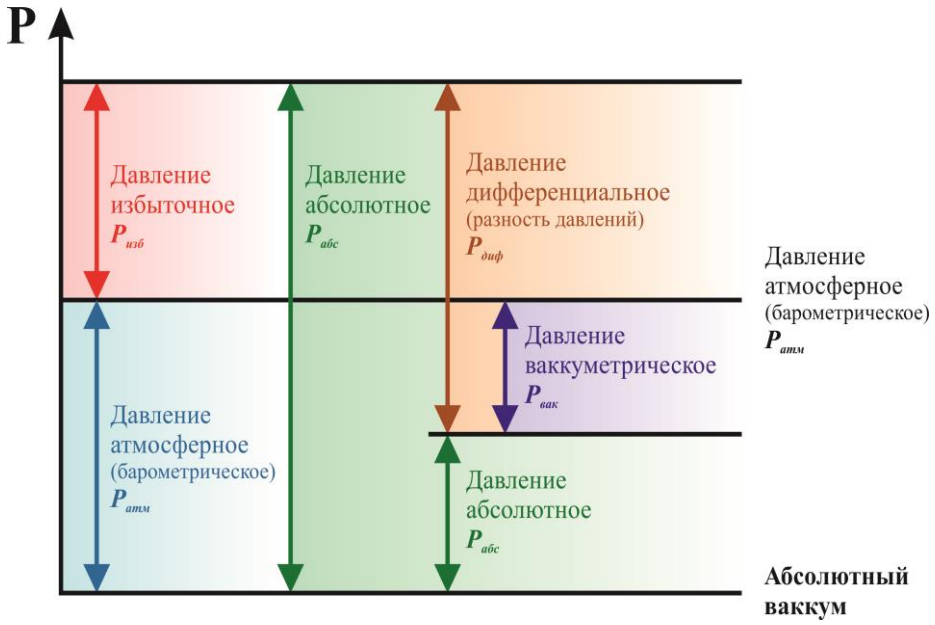


Рисунок 4.2.1 Виды измеряемых давлений

Атмосферное (барометрическое) давление *Ратм* создается массой воздушного столба земной атмосферы. Оно имеет переменное значение, зависящее для конкретной местности от метеорологических условий.

Избыточное давление *Ризб* выражает превышение давления среды над атмосферным давлением. Вакуумметрическое давление (разрежение) *Рвак* среды характеризует давление, недостающее до атмосферного давления.

Абсолютное давление *Рабс* среды может быть больше или меньше атмосферного. В первом случае: *Рабс* = *Ратм* + *Ризб*. Во втором случае: *Рабс* = *Ратм* – *Рвак*.

Приборы для измерения давления, с непосредственным отображением значения на шкале, называются манометрами. Если сигнал, соответствующий измеряемому значению передается дистанционно, то такой прибор называют датчиком давления или измерительным преобразователем давления.

В зависимости от измеряемой величины разделяются на манометры (для измерения избыточного и абсолютного давления), барометры (для измерения атмосферного давления), вакуумметры (для измерения вакуумметрического давления). Для измерения разности давлений используют дифференциальные манометры (дифманометры) [4].

На АЭС применяются манометры с трубчатым и электрическим чувствительным элементом.

Трубчатые манометры относятся к наиболее распространенным приборам измерения давления. Они изготовляются с трубчаткой одновитковой и многовитковой пружинами.

Конструкция трубчатого манометра представлена на рисунке 4.2.2. Под действием избыточного измеряемого давления трубчатая пружина (трубка Бурдона) 3 деформируется (в пределах упругих деформаций), стремясь распрямиться. При этом свободный конец пружины, перемещаясь совместно с поводком 5, разворачивает относительно оси зубчатый сектор, который в свою очередь, поворачивает на определенный угол зубчатую шестеренку 2 и стрелку прибора.

Трубчатая пружина 3 в сечении имеет эллипсовидную или овальную форму, которая под действием измеряемого давления газа или жидкости стремится к окружности. При подаче на вход манометра избыточного давления трубка разжимается, а при подаче разрежения – сжимается.

При отключении измеряемого давления упругая деформация пружины исчезает, пружина восстанавливает свое первоначальное положение, и стрелка прибора устанавливается на нулевую отметку шкалы.

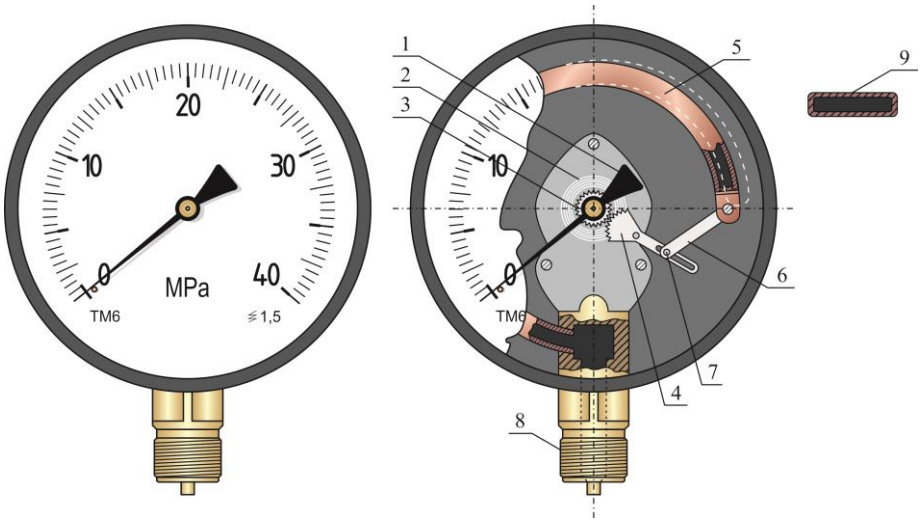


Рисунок 4.2.2 Кинематическая схема и внешний вид манометра

Некоторые типы манометров имеют электрическое сигнальное устройство, с помощью которого можно осуществлять сигнализацию заданных пределов давлений (см. рисунок 4.2.3). Электрическое контактное устройство манометров применяется в схемах автоматической сигнализации и контроля технологических параметров, защите и блокировках оборудования.

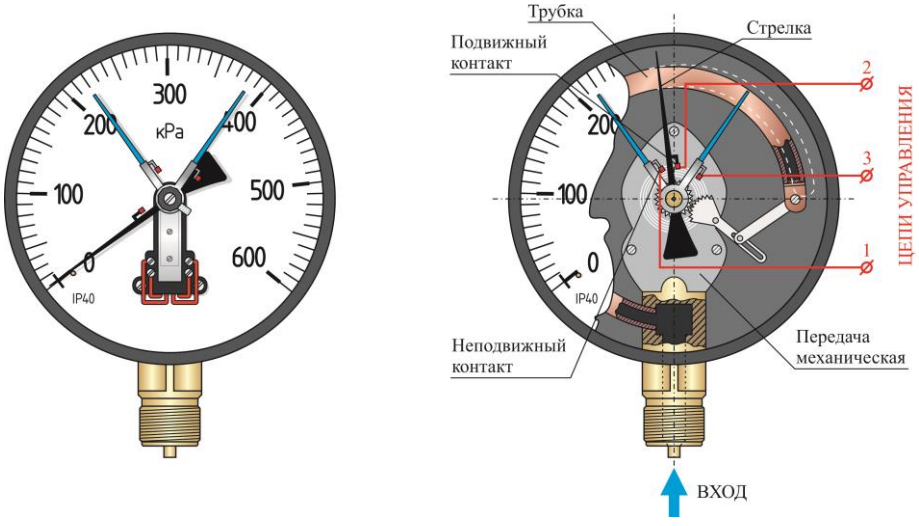


Рисунок 4.2.3 Устройство и общий вид электроконтактного манометра

С помощью устройства установки контактов, неподвижные контакты 5 можно перемещать относительно шкалы прибора, тем самым изменяя задание сигнализации, защиты, блокировок. При изменении давления стрелка 2 вызывает перемещение подвижного контакта 1, и при достижении установленного значения давления замыкается соответствующий контакт в цепи управления.

Измерительные преобразователи давления (в дальнейшем датчики) предназначены для непрерывного преобразования измеряемой величины – давления избыточного, абсолютного, разности давлений жидких, газообразных сред и пара в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 0-5 или 4-20 мА. На НВАЭС применяется токовый сигнал 4-20 мА, в связи с тем, что с таким диапазоном достаточно просто реализовать проверку достоверности сигнала, который поступает в систему управления. Датчик состоит из измерительного блока 2 и усилителя-преобразователя 1 (см. рисунок 4.2.4) [5].

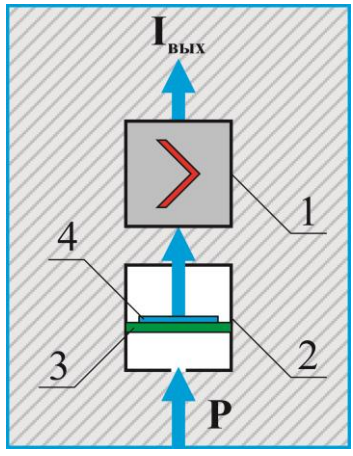
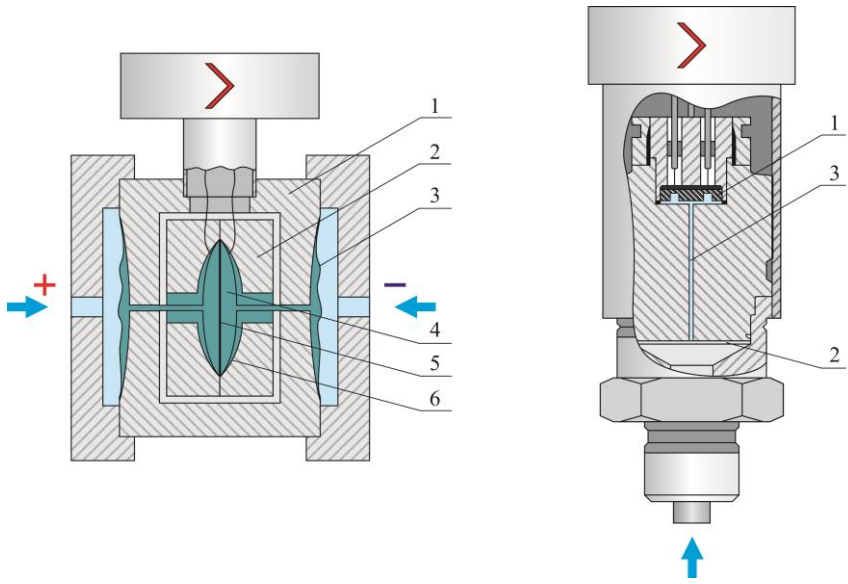


Рисунок 4.2.4 Структура измерительного преобразователя давления:
1 – усилитель; 2 – измерительный блок; 3 – мембрана;
4 – чувствительный элемент.

Давление *p* подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала *Iвых*.

На рисунке 4.2.5 а представлена конструкция датчиков разности давления.

Измерительный блок датчиков состоит из корпуса 1 и емкостной измерительной ячейки 2. Измеряемое давление передается через разделительные мембраны 3 и разделительную жидкость 4 (электроизоляционная кремнийорганическая жидкость) к измерительной мембране 5, расположенной в центре емкостной ячейки.



а б

Рисунок 4.2.5. Устройство измерительных преобразователей давления.

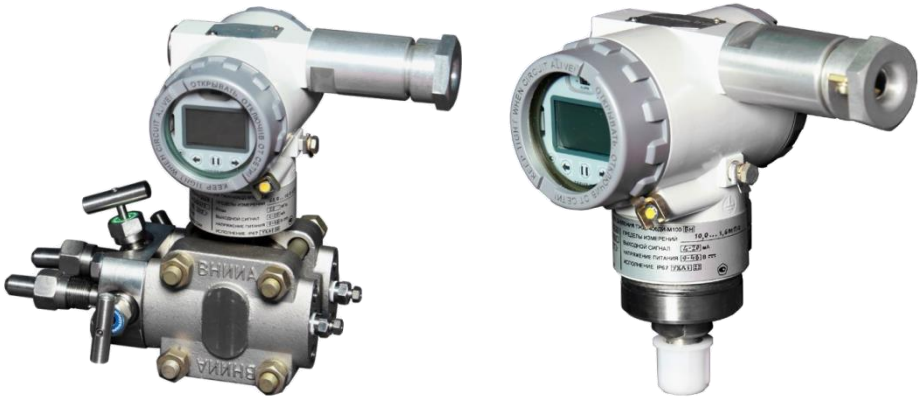
Воздействие давления вызывает изменение положения измерительной мембраны. Изменение положения мембраны приводит к появлению разности емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора 6, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны. Разность емкостей измеряется АЦП, преобразуется электронным преобразователем в соответствующий выходной сигнал.

В измерительных блоках моделей измерения абсолютного и избыточного давления используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 (см. рисунок 4.2.5 б) из кремния с пленочными тензорезисторами.

Давление через разделительную мембрану 2 и разделительную жидкость 3 передается на чувствительный элемент тензомодуля.

Воздействие давления пре образуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов и разбаланс мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь. Электронный преобразователь преобразует это изменение в соответствующий выходной сигнал.

На рисунке 4.2.6 приведен пример общего вида датчиков ТЖИУ406-ДД для измерения разности давления (а), ТЖИУ406-ДИ для измерения избыточного давления (б).



а б

Рисунок 4.2.6 Модификации измерительных преобразователей давления

4.3 Технические средства измерения расхода

Расходом называют количество вещества, проходящего через данное сечение трубопровода в единицу времени.

Приборы, измеряющие расход, называются расходомерами. В зависимости от принятого метода измерения приборы используемые на НВАЭС для измерения расхода подразделяются на:

- расходомеры переменного перепада давления;
- бесконтактные ультразвуковые расходомеры;
- вихревые расходомеры.

4.3.1 Расходомеры переменного перепада давления

Большинство расходомеров используемых на НВАЭС составляют расходомеры переменного перепада давления. Это связано с про-

стотой конструкции, их невысокой стоимостью и возможностью пространственного разделения сужающего устройства и измерительного преобразователя. Последнее свойство позволяет устанавливать сужающее устройство практически в любом месте, не учитывая наличие вредных и опасных производственных факторов, так как простота конструкции позволяет отказаться от обслуживания сужающего устройства. При этом посредством импульсных линий измерительный преобразователь, возможно, устанавливать на достаточно большом расстоянии в помещениях, безопасных для обслуживания и с внешними параметрами (температура, вибрация, влажность, ионизирующее излучение, магнитное поле) оказывающими меньшее негативное влияние на измерительный преобразователь.

Сужающее устройство выполняет функции первичного преобразователя, устанавливается в трубопроводе и создает в нём местное сужение, вследствие чего при протекании среды в трубопроводе повышается скорость в суженном сечении по сравнению со скоростью потока до сужения (см. рисунок 4.3.1.1).

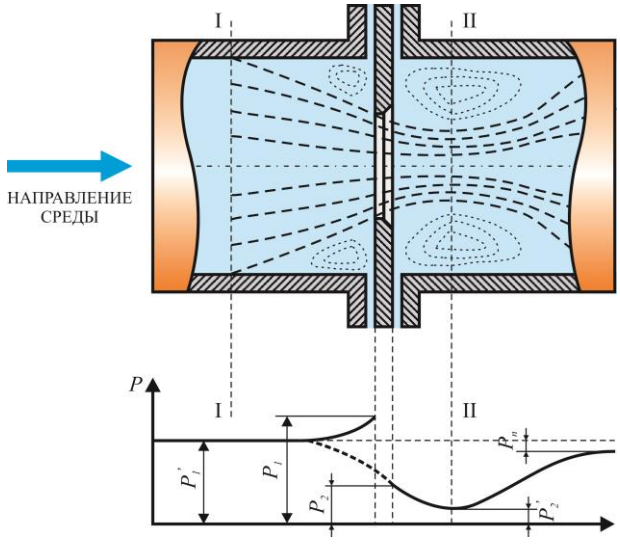


Рисунок 4.3.1.1 Вид потока и зависимость давления при течении жидкости через сужающее устройство.

Увеличение скорости, а следовательно, и кинетической энергии вызывает уменьшение потенциальной энергии потока в суженном сечении. Соответственно статическое давление в суженном сечении будет меньше, чем в сечении до сужающего устройства. Таким образом, при протекании вещества через сужающее устройство со-

здается перепад давления $\Delta P = P_1 - P_2$, который зависит от скорости потока и, следовательно, расхода жидкости [6].

Уравнение расхода для несжимаемой жидкости, связывающее перепад давления, расход, параметры сужающего устройства и среды имеет вид:

$$Q = \alpha F_0 \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}$$

где Q – расход жидкости; α – коэффициент расхода сужающего устройства; F_0 – проходное сечение сужающего устройства; ρ – плотность жидкости. Откуда следует, что расход зависит только от перепада давления.

Таким образом, для измерения расхода приборами переменного перепада давления необходимо иметь: сужающее устройство для создания перепада давления в измеренном потоке; первичный датчик – дифференциальный манометр, измеряющий перепад на сужающем устройстве; импульсные соединительные линии, соединяющие сужающее устройство с дифференциальным манометром.

В соответствии с ГОСТ используют стандартные сужающие устройства, для которых коэффициенты расхода достоверны в широком диапазоне расхода, что позволяет их использовать без индивидуальной градуировки:

- диафрагмы;
- сопла Вентури;
- трубы Вентури.

На НВАЭС в качестве сужающих устройств используются диафрагмы.

Диафрагмы бывают двух основных типов: бескамерные (рис. 4.3.1.2 а) и камерные (рис. 4.3.1.2 б). Поперечный разрез диафрагмы представлен на рисунке 4.3.1.3.



а) бескамерная б) камерная

Рисунок 4.3.1.2 Общий вид стандартных диафрагм

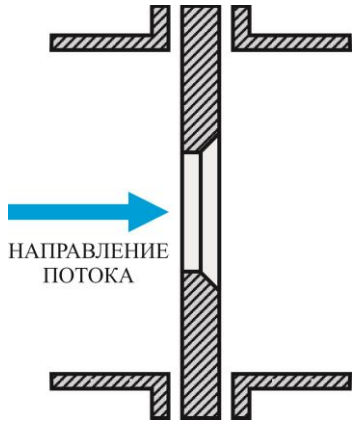


Рисунок 4.3.1.3 Поперечный разрез диафрагмы

Стандартные сужающие устройства могут применяться в комплекте с дифманометрами для измерения расхода жидкостей, газов и пара в горизонтальных, вертикальных и наклонных трубопроводах на основании расчета без индивидуальной градуировки. При этом необходимо, чтобы измеряемое вещество заполняло всё поперечное сечение трубопровода перед сужающим устройством и за ним, фазовое состояние вещества не изменялось при прохождении сужающего устройства. При измерении расхода вещества, вызывающего отложения на сужающем устройстве, обеспечена возможность периодической продувки импульсных линий.

На рисунке 4.3.1.4 представлена схема соединения сужающего устройства с дифманометром.

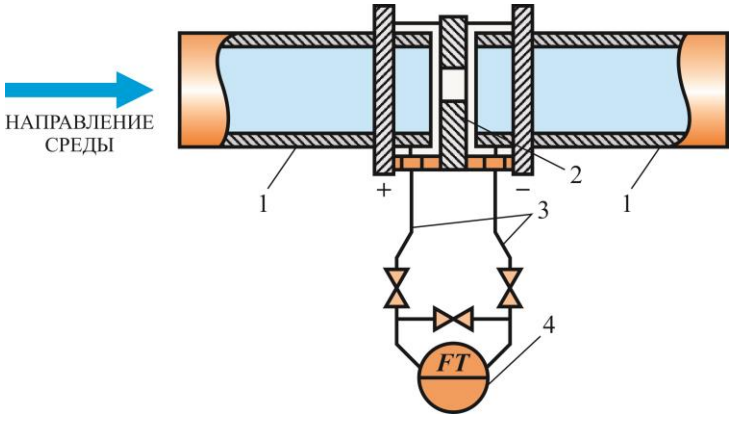


Рисунок 4.3.1.4 Схема соединения сужающего устройства с дифманометром: 1 – трубопровод; 2 – сужающее устройство; 3 – импульсные линии; 4 – дифманометр.

Все дифманометры переменного перепада для измерения расхода имеют неравномерную квадратичную шкалу в связи с существующей квадратичной зависимостью между перепадом давлений и расходом.

Поэтому для получения линейной характеристики в модуле ТПТС производится извлечение квадратного корня. Коэффициент α учитывает диаметр сужающего устройства, тепловое расширение материала сужающего устройства и трубопровода при температуре измеряемой среды перед сужающим устройством.

4.3.2 Ультразвуковые расходомеры

Принцип действия ультразвуковых расходомеров основан на том, что скорость распространения звуковой волны в движущейся среде равна геометрической сумме скорости звука в неподвижной среде и скорости среды [6].

Измерение скорости звука в движущейся среде осуществляется методом определения интервала времени, за который звуковая волна проходит от излучателя до приемника. Это - так называемый времяимпульсный метод. Как правило, для измерения применяют дифференциальные схемы с двумя каналами прохождения ультразвука (см. рисунок 4.3.2.1).

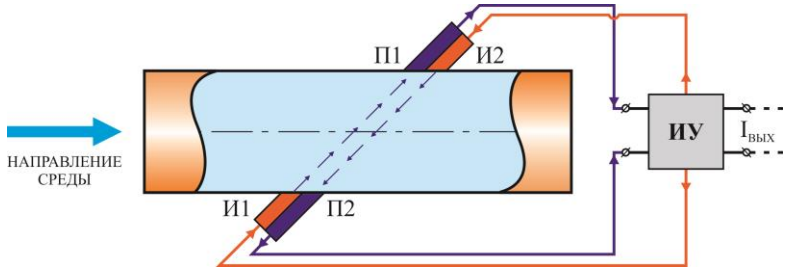


Рисунок 4.3.2.1 Схема измерения расхода ультразвуковым расходомером.

Пьезоэлектрические излучатели И1 и И2 излучают ультразвуковые колебания в виде коротких импульсов в направлении приемников излучения П1 и П2. Измерительное устройство ИУ управляет работой излучателей, а также преобразует выходные сигналы приемников излучения в унифицированный токовый сигнал.

Движение среды увеличивает скорость ультразвука в канале, направленном по потоку, и, соответственно, уменьшает ее в канале, направленном против потока.

Поэтому, время распространения импульса от излучателя И1 к приемнику П1 (t1) будет меньше, чем от И2 к П2 (t2):

$$t_1 = \frac{L}{a + V\cos\alpha},$$
$$t_2 = \frac{L}{a - V\cos\alpha},$$

где *L* - расстояние между излучателем и приемником;

a - скорость звука в неподвижной среде,

α - угол между направлением потока и направлением распространения ультразвуковых колебаний.

Частота следования импульсов от И1 к П1 (*f1*) будет больше, чем от И2 к П2 (*f2*):

$$f_1 = \frac{a + V\cos\alpha}{L},$$
$$f_2 = \frac{a - V\cos\alpha}{L}.$$

Выходной токовый сигнал, вырабатываемый измерительным устройством, пропорционален разности частот распространения импульсов по потоку и против него:

$$I_{\text{ВЫХ}} = k(f_1 - f_2) = k\left(\frac{a + V\cos\alpha}{L} - \frac{a - V\cos\alpha}{L}\right) = CV,$$

где *C* - постоянный коэффициент.

$$C = k\frac{2\cos\alpha}{L}.$$

Таким образом, выходной токовый сигнал пропорционален скорости потока *V*, а значит и объемному расходу вещества.

4.3.3 Вихреакустические расходомеры

Принцип действия вихреакустических расходомеров основан на «эффекте Кармана», согласно которому при обтекании неподвижного тела потоком жидкости за телом образуется вихревая дорожка, поочередно срывающихся с противоположных сторон тела вихрей (см. рисунок 4.3.3.1) [4, 6].

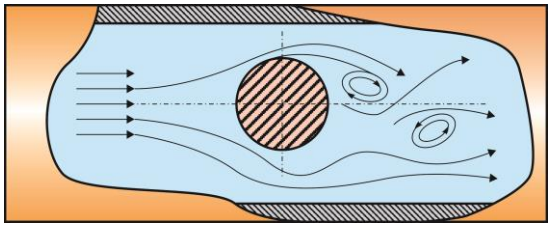


Рисунок 4.3.3.1 Образование вихрей в потоке за телом обтекания

Частота образования вихрей за телом обтекания пропорциональна скорости потока жидкости. Определение частоты образования вихрей позволяет определить объемный расход среды.

В вихреакустических расходомерах в качестве тела обтекания применяется призма трапециевидного сечения, а определение вихрей производится с помощью ультразвуковых преобразователей.

Расходомер состоит из проточной части и электронного блока (см. рисунок 4.3.3.2).

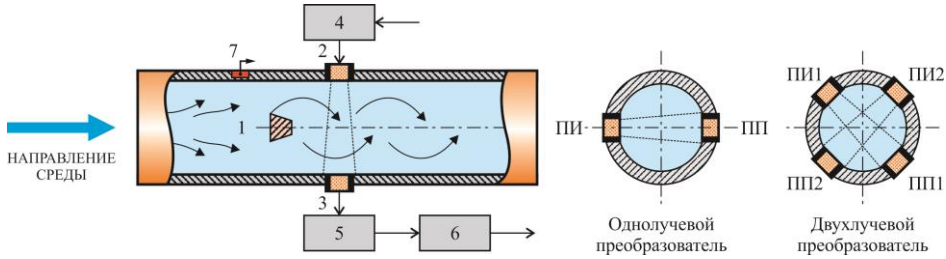


Рисунок 4.3.3.2 Конструкция и принцип действия вихрекустического расходомер: 1 – тело обтекания; 2 – пьезоизлучатель; 3 – пьезоприемник; 4 – генератор; 5 – фазовый детектор; 6 – микропроцессорный блок; 7 – термодатчик.

В корпусе проточной части расположены тело обтекания 1, пьезоизлучатели (ПИ) 2, пьезоприемники (ПП) 3, термодатчик. Электронный блок включает в себя генератор 4, фазовый детектор 5, микропроцессорный блок формирования выходных сигналов 6. За телом обтекания в корпусе проточной части расположены противоположно друг другу ультразвуковый излучатель ПИ и приемник ПП. На пьезоизлучатель с генератора подается переменное напряжение, которое на пьезокристалле преобразуются в ультразвуковые колебания. Проходя через поток жидкости с вихрями ультразвуковые колебания получают фазовый сдвиг, относительно исходного сигнала. В пьезоприёмнике ультразвуковые колебания преобразуются в электрические и подаются на фазовый детектор, где определятся разность фаз между исходным сигналом с опорного генератора и сигналом с пьезоприемника. На выходе фазового детектора образуется напряжение, которое по частоте и амплитуде соответствует частоте и интенсивности вихреобразования, которая является мерой расхода.

4.4 Технические средства измерения уровня

Под уровнем жидкости понимается граница, разделяющая жидкость от газа или жидкости меньшей плотности, расположенных выше.

Измерение уровня жидкости заключается в измерении высоты ее уровня от положения принятого за нулевое.

Для измерения уровня жидкостей применяются специальные средства измерений - уровнемеры.

В зависимости от выполняемых функций различают следующие типы уровнемеров применяемых на НВАЭС:

- уровнемеры, снабженные передающими преобразователями, предназначены для работы с вторичными показывающими приборами и функциональными модулями обработки сигналов измерения;
- сигнализаторы уровня, снабженные контактным устройством, срабатывающим при некотором заданном значении уровня;
- показывающие уровнемеры, предназначенные для измерения уровня непосредственно на объекте.

4.4.1 Гидростатические уровнемеры

Данный метод измерения уровня основан на определении гидростатического давления, оказываемого жидкостью измерительный прибор. Величина гидростатического давления зависит от высоты столба жидкости и её плотности:

$$P = \rho g h,$$

откуда

$$h = \frac{P}{\rho g}.$$

Измерение гидростатического давления может осуществляться:

- датчиком избыточного давления, подключаемого на высоте, соответствующей нижнему предельному значению уровня;
- дифференциальным датчиком давления, подключаемому одной камерой к резервуару на высоте, соответствующей нижнему предельному значению уровня и второй камерой над поверхностью жидкости.

На рисунке 4.4.1.1 приведена схема измерения уровня датчиком избыточного давления.

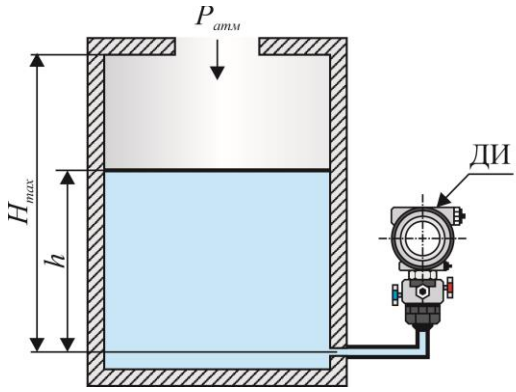


Рисунок 4.4.1.1 Схема измерения уровня
в резервуаре с применением датчика избыточного давления

При таком способе измерения имеется погрешность от изменения атмосферного давления и изменения плотности жидкости $P = \rho gh + P_{\text{атм}}$. При этом если сосуд будет под давлением, то данная измерительная схема неработоспособна, т.к. к гидростатическому давлению прибавляется избыточное давление над поверхностью жидкости, которая не компенсируется данной измерительной схемой.

При измерении уровня в аппаратах, находящихся под избыточным давлением, применяют схему, приведенную на рисунке 4.4.1.2.

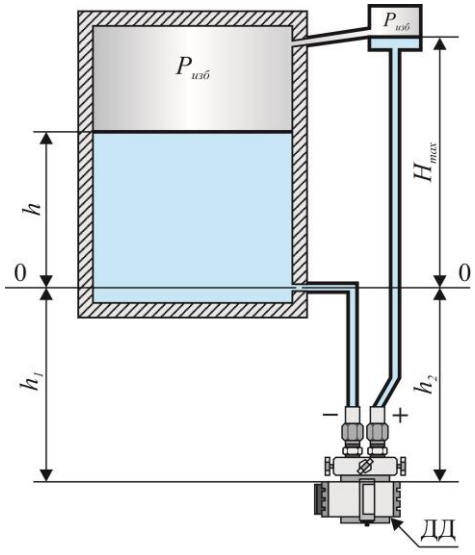


Рисунок 4.4.1.2 Схема измерения уровня в сосуде под давлением

Для такой схемы избыточное давление поступает в обе импульсные трубки дифманометра, поэтому измеряемый перепад давления можно представить плюсовой камеры:

$P_+ = \rho g(h_2 + H_{max}) + P_{изб}$,

для минусовой камеры:

$P_- = \rho g(h_1 + h) + P_{изб}$,

перепад давления:

$$\Delta P = P_+ - P_- = \rho g(h_2 + H_{max}) + P_{изб} - (\rho g(h_1 + h) + P_{изб}),$$

так как $h_1 = h_2$, то $\Delta P = \rho g(H_{max} - h)$.

При $h = 0, \Delta P = \Delta P_{max}$, при $h = max, \Delta P = 0$.

Следовательно, при такой измерительной схеме, шкала измерительного прибора будет обратной, прямой шкала становится при обработке сигнала от датчика в ТПТС.

4.4.2 Радарные уровнемеры

В радарных уровнемерах применяются СВЧ-сигналы с несущей частотой, лежащей в диапазоне 5,8..26 ГГц. Измерительная схема радарного уровнемера приведена на рисунке 4.4.2.1 [6].

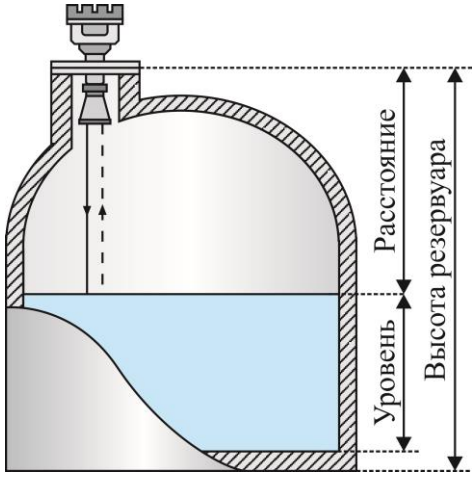


Рисунок 4.4.2.1 Схема измерения уровня радарным уровнемером

При непрерывно частотно-модулированном методе измерения излученный микроволновой сигнал уровнемера f_0 (см. рисунок 4.4.2.2), частота которого изменяется непрерывно по линейному закону между двумя значениями f_{min} и f_{max} отражается от поверхности контролируемой среды и принимается для обработки.

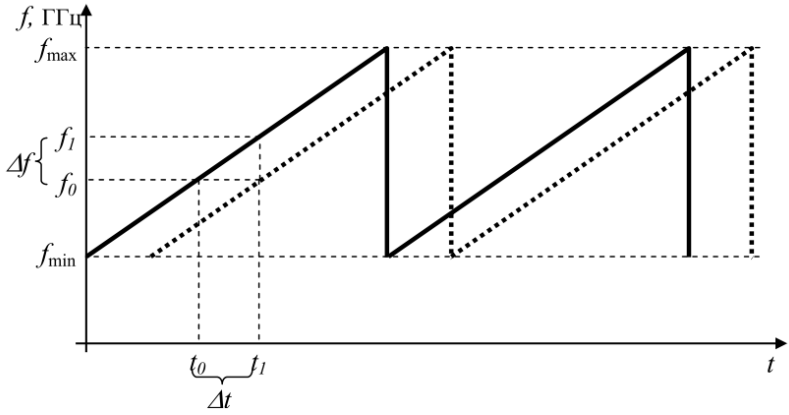


Рисунок 4.4.2.2 Принцип измерения уровня
при использовании частотно-модулированного сигнала

Частота принимаемого сигнала в момент времени t_1 сравнивается с частотой сигнала излучаемого в данный момент времени, при этом разница частот Δf будет прямо пропорциональна расстоянию до измеряемой среды.

4.4.3 Сигнализаторы уровня

Сигнализаторы уровня имеют дискретный выходной сигнал, который формируется в тех случаях, когда уровень контролируемой среды достиг заранее значения уровня, определяемого местом установки чувствительного элемента сигнализатора уровня.

Для определения предельного уровня на НВАЭС применяются:

- поплавковые датчики;
- кондуктометрические датчики;
- ёмкостные датчики.

Кондуктометрические сигнализаторы уровня

Принцип работы основан на преобразовании изменения электрического сопротивления между электродом датчика и стенкой металлического резервуара или дополнительным электродом (при токопроводящем материале корпуса) в электрический релейный сигнал (см. рисунок 4.4.3.1) [7]. Применение кондуктометрических сигнализаторов ограничено контролем проводящих жидкостей. Необходимо наличие у контролируемого вещества минимальной проводимости (более 1 мкС/см), чтобы при измерении уровня кондуктометрическим методом можно было получить различимый сигнал изменения тока.

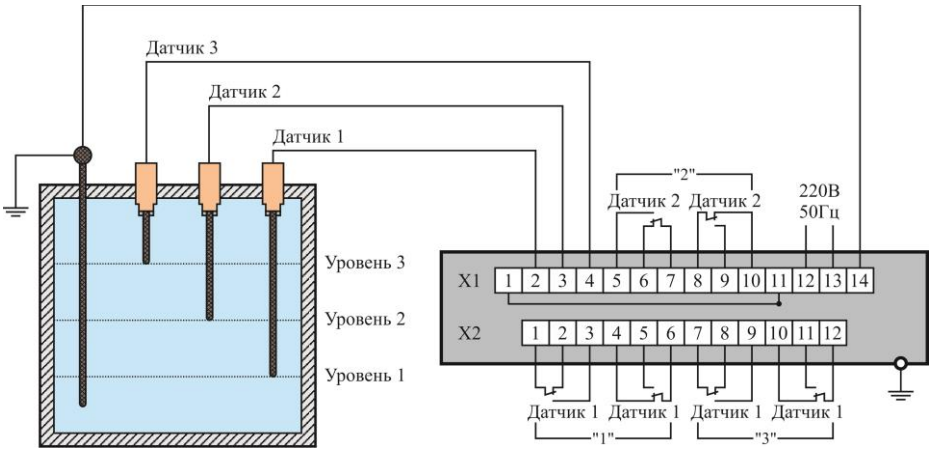


Рисунок 4.4.3.1 Схема подключения кондуктометрического сигнализатора уровня

Касание контролируемой средой электрода датчика вызывает срабатывание соответствующего реле. При отсутствии контакта контролируемой среды с электродом датчика сопротивление увеличивается, происходит отпускание реле.

Емкостные сигнализаторы уровня

Датчики-реле предназначены для контроля предельных положений уровня электропроводных и неэлектропроводных жидкостей в резервуарах, а также контроля раздела сред с сильно отличающимися диэлектрическими проницаемостями. Принцип действия датчика основан на высокочастотном методе преобразования изменения электрической ёмкости чувствительного элемента, вызванного изменением уровня контролируемой среды в дискретный выходной сигнал [8]. Электрическая емкость образована стенкой резервуара и погруженным в сосуд измерительным зондом. В общем виде емкость плоского конденсатора определяется выражением:

$$C = \frac{\varepsilon * \varepsilon_0 * S}{d}$$

где C – ёмкость конденсатора; ε – относительная диэлектрическая проницаемость вещества, заполняющего межэлектродное пространство; ε_0 – диэлектрическая проницаемость вакуума; S – площадь обкладок конденсатора; d – расстояние между обкладками.

Сам датчик, по сути, представляет собой одну из обкладок пространственного конденсатора. В качестве диэлектрика выступает преимущественно воздух. Так как диэлектрическая проницаемость

воздуха мала (ε = 1), то емкость такого конденсатора невелика. Если же ёмкость начинает заполняться жидкостью с более высоким значением ε (аммиак $\varepsilon = 17$, вода $\varepsilon = 80$, серная кислота $\varepsilon = 101$), то суммарная емкость конденсатора начнет увеличиваться (рисунок 4.4.3.2).

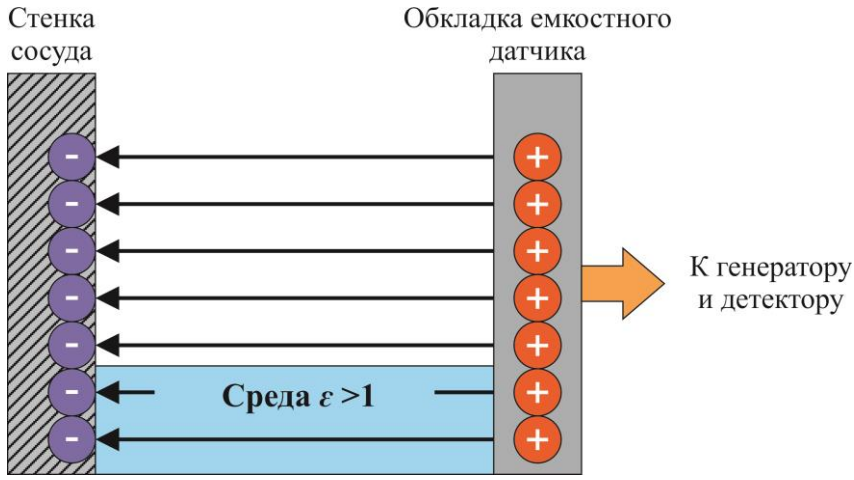


Рисунок 4.4.3.2 Принцип работы чувствительного элемента емкостного сигнализатора уровня

Таким образом, по величине емкости конденсатора чувствительного элемента можно судить о наличии среды в ёмкости, вблизи чувствительного элемента. Обкладка датчика подключена к генератору (см. рисунок 4.4.3.3).

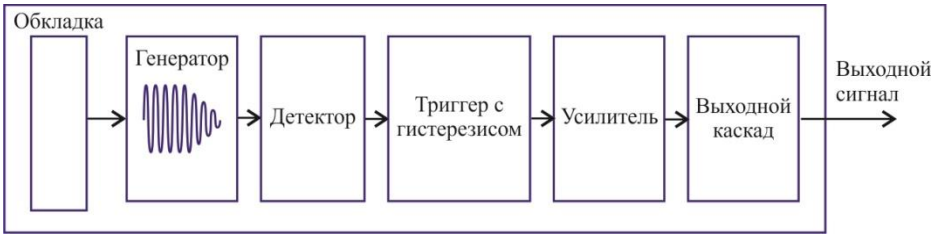


Рисунок 4.4.3.3 Структурная схема преобразователя емкостного сигнализатора уровня

Амплитуда генерации зависит от значения величины емкости чувствительного элемента при его взаимодействии с контролируемой средой (см. рисунок 4.4.3.4).

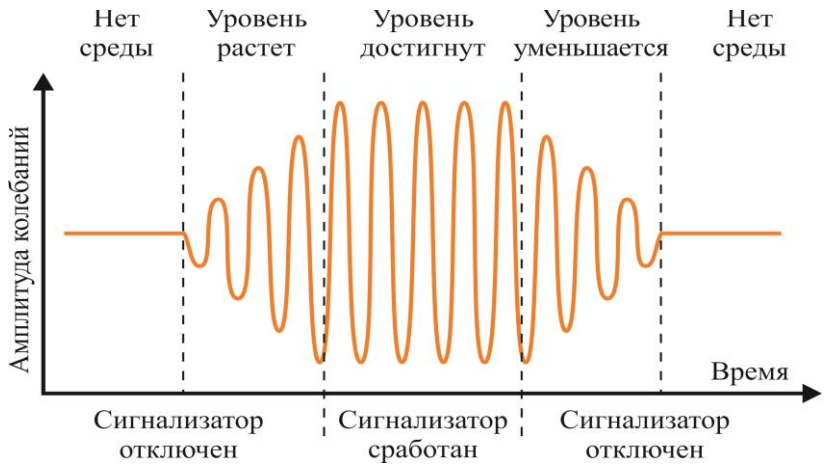


Рисунок 4.4.3.4 Формирование выходного сигнала схемой емкостного преобразователя

Как только сигнал с генератора достигает порогового значения, формируется выходной сигнал на переключательном элементе – триггере, снабженным гистерезисом для исключения ложных срабатываний. При этом включение и выключение триггера происходят при различных уровнях колебаний. На выходе сигнализатора формируется выходной сигнал, который используется для коммутации электрических цепей управления и сигнализации [8, 9].

4.5 Технические средства системы контроля водно-химического режима

Систему контроля водно-химического режима условно можно разделить на две основные части:

1. Система (устройства) подготовки проб;

2. Система измерений контроля водно-химического режима, куда входят измерительные приборы.

Задачей устройств подготовки проб (УПП) (рис. 4.5.1, 4.5.2) является подготовка и обеспечение параметров контролируемой среды, соответствующих условиям работы автоматических анализаторов, хроматографов и отбора проб для лабораторного контроля [10, 11, 12, 13]. Основная задача – это снижение рабочих параметров среды (температура, давление) до значений, позволяющих подавать пробу на автоматические анализаторы и выполнять отбор пробы для лабораторного контроля.

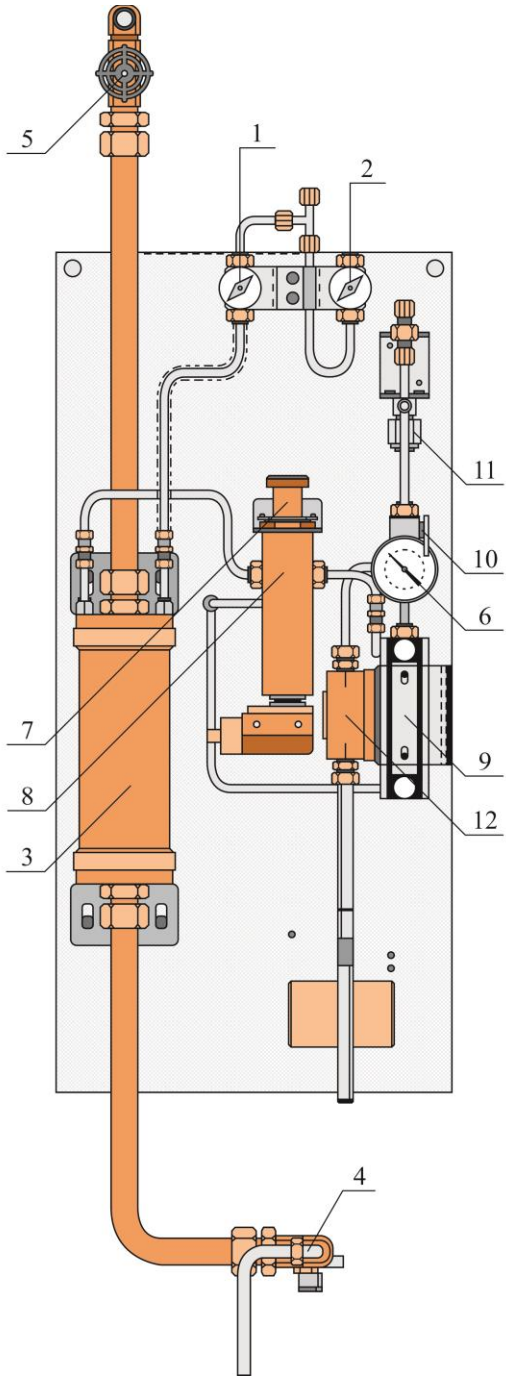


Рисунок 4.5.1 Устройство подготовки пробы (УПП)

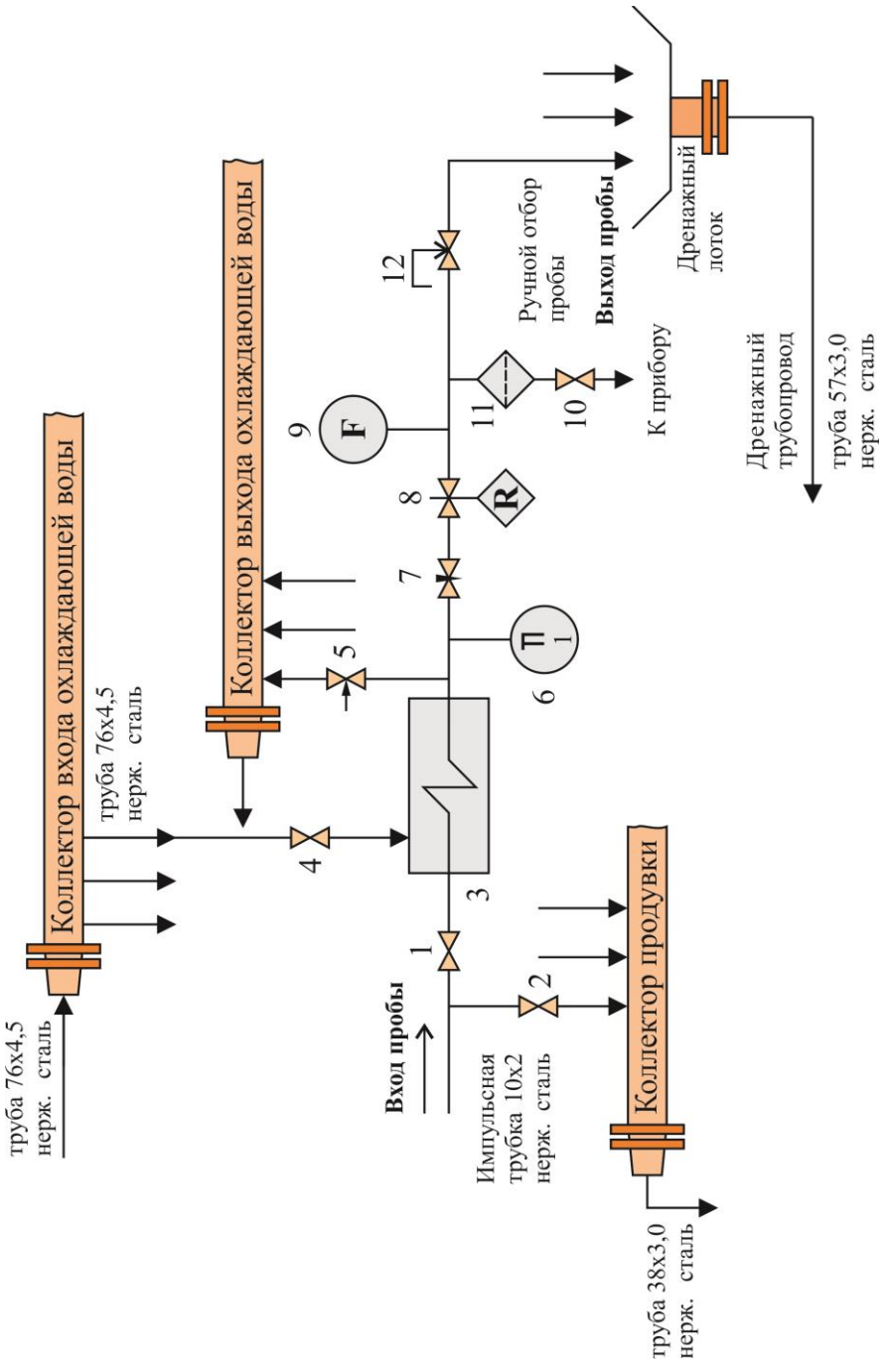


Рисунок 4.5.2 Устройство подготовки пробы. Схема принципиальная.

Отобранная проба поступает по импульсной линии из нержавеющей стали (рис. 4.5.1, 4.5.2). На входе пробы установлен отсекающий вентиль (1). Для промывки импульсной линии после запуска или простоя оборудования предусмотрена продувочная линия с вентилем продувки (2) . Подвод охлаждающей воды к охладителю пробы (3) осуществляется при помощи шарового вентиля (4) из коррозионно-стойкой стали. Расход охлаждающей воды регулируется с помощью выходного игольчатого вентиля (5). На выходе пробы из охладителя (3) установлен термометр (6) для контроля температуры пробы. После охлаждения проба проходит через редуцирующий вентиль (7), который снижает ее давление до требуемого значения. Этот вентиль служит также для регулирования общего расхода пробы, необходимого для измерения всех заданных параметров с помощью автоматических анализаторов, а также для отбора пробы для лабораторного анализа. Значение расхода определяется по показаниям индикатора расхода (9). Для защиты анализаторов от попадания в них пробы высоких параметров в комплекте УПП предусмотрен механический защитный термоотсечной клапан с сигнализацией (8), который устанавливается сразу за редуцирующим вентилем (7). Расход пробы на анализаторы может быть отрегулирован с помощью вентиля (10), устанавливаемого перед каждым анализатором. Он может использоваться также для отключения поступления пробы при техническом обслуживании анализаторов. Регулятор давления «до себя» (12) поддерживает постоянное давление в линии отбора пробы для анализаторов, обеспечивая ее постоянный расход, независимо от колебаний давлений на входе в УПП, а также выполняет роль предохранительного сбросного клапана. Проба на сливе из регулятора «до себя» (12) используется для лабораторного контроля. Вентиль на выходе охлаждающей воды (5) позволяет регулировать расход охлаждающей воды при вводе УПП в эксплуатацию и является запорно-регулирующим, позволяя полностью отсечь охлаждающую воду [13].

4.5.1 Измерение удельной электропроводности водных растворов

Измерение удельной электропроводности водных растворов широко распространено при химическом контроле водного режима паросиловых установок, эффективности работы установок очистки воды, а также различных показателей качества, характеризующих протекание технологических процессов [14].

Технические средства, предназначенные для измерения удельной электропроводности водных растворов, принято называть кондук-

тометрическими анализаторами жидкости. Единица измерения, применяемая в АСУТП является сименс на сантиметр (См/см).

Удельная электропроводность представляет собой величину, обратную удельному сопротивлению, и при контроле водного режима является мерой концентрации солей.

Безэлектродные кондуктометрические анализаторы жидкости

Индуктивный безэлектродный первичный преобразователь кондуктометра состоит (см. рисунок 4.5.1.1) из силового (2) и измерительного (4) трансформатора, связанных между собой электрически жидкостным контуром (3) [15].

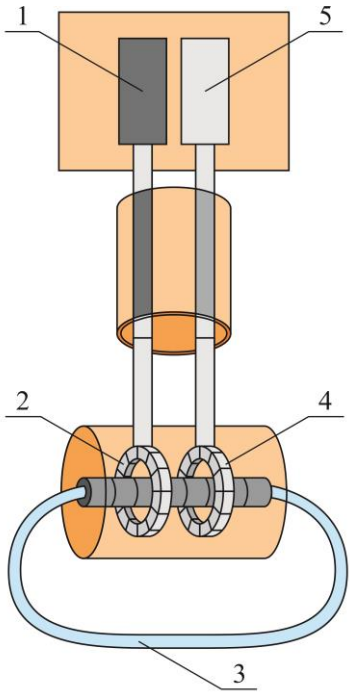


Рисунок 4.5.1.1 Схема безэлектродного кондуктометра жидкости:
1 – генератор; 2 – силовой трансформатор; 3 – электрический жидкостный контур; 4 – измерительный трансформатор; 5 – приёмник.

Этот контур (3) выполняет функции вторичной обмотки силового трансформатора (2) и первичной обмотки измерительного трансформатора (4) и представляет собой замкнутую трубу из изоляционного материала, через которую протекает анализируемая жидкость.

Генератор (1) создает переменное магнитное поле в силовом трансформаторе (2), которое индуцирует ток в среде (3). Сила индуцированного тока зависит от электропроводности и, таким образом, от концентрации ионов в среде. Электрический ток в среде создает другое магнитное поле в измерительном трансформаторе (4). Индуцированный в измерительном трансформаторе (4) результирующий ток измеряется приёмником (5) и обрабатывается для определения электропроводности.

Безэлектродные кондуктометры жидкости не могут использоваться для контроля конденсата пара турбины и питательной воды парогенераторов, а также других водных растворов, аналогичных по электропроводности конденсату пара.

Электродные кондуктометрические анализаторы жидкости

Первичные преобразователи электродных кондуктометров представляет собой две погружные в жидкость пластины (электроды), сопротивление раствора R между которыми связано с удельной электропроводностью следующей зависимостью:

$$R_\chi = \frac{l}{\chi * S} = \frac{k}{\chi},$$

где l – расстояние между электродами; S – площадь электродов.

Коэффициент k, имеющий размерность см$^{-1}$, называют постоянной первичного преобразователя [6].

Измерение электропроводности растворов с использованием электродных преобразователей производят, как правило, на переменном токе с частотой 50 Гц. Применение переменного напряжения позволяет устранить эффект поляризации. При использовании постоянного тока происходит поляризация электродов, при которой около их поверхности собираются ионы противоположного знака и продукты электролиза, вызывая образование внутренней противоЭДС и увеличение сопротивления раствора.

При питании электродных преобразователей переменным током между электродами помимо активного сопротивления возникает и емкостное, зависящее от диэлектрической проницаемости раствора. Комплексное сопротивление учитывается в измерительной схеме преобразователя [6].

Состав измерительного прибора приведен на рисунке 4.5.1.2.

Схема кондуктометрического датчика представлена на рисунке 4.5.1.3.



Рисунок 4.5.1.2 Состав электродного кондуктометра

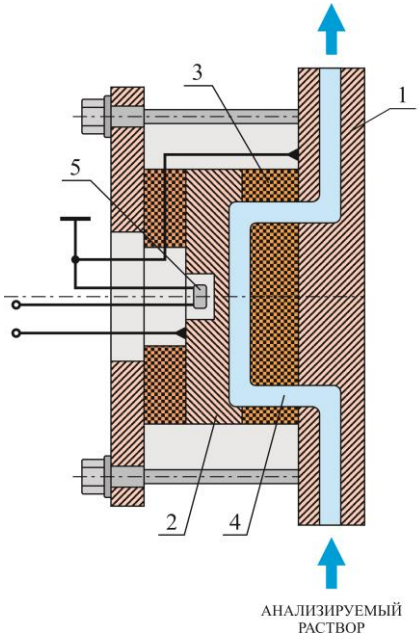


Рисунок 4.5.1.3 Схема проточного кондуктометрического электродного датчика

Выполненный из нержавеющей стали корпус 1 служит одним электродом, второй электрод 2 отделен от первого изолирующей прокладкой 3. Постоянная электродного преобразователя меняется за счет изменения высоты прокладки 3 и сечения каналов 4, подводящих анализируемый раствор. Внутри электрода 2 находится кремниевый терморезистор 5, с помощью которого осуществляется компенсация влияния температуры.

4.5.2 Анализаторы растворенного в воде кислорода

Для обеспечения надежной эксплуатации высокопроизводительных энергоблоков введены строгие ограничения на допустимое содержание растворенного кислорода в питательной воде. Известно, что присутствие растворенного кислорода в питательной воде вызывает коррозию металла внутренних поверхностей пароводяного тракта парогенераторов. Для уменьшения коррозии металла необходимо ограничивать содержание растворенного кислорода в питательной воде до 7-10 мкг/кг. Повышение надежности эксплуатации мощных парогенераторов в известной степени связано с возможностью автоматического точного и непрерывного контроля микроконцентраций растворенного в питательной воде кислорода [14].

Принцип работы датчика анализатора кислорода основан на амперометрическом методе. В анализаторе применяется в качестве чувствительного элемента гальванический электрод (см. рисунок 4.5.2.1), основанный на принципе Кларка.

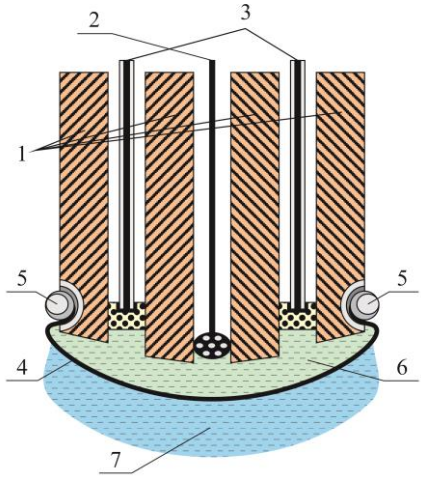


Рисунок 4.5.2.1 Измерительная ячейка Кларка: 1 – корпус; 2 – индикаторный (рабочий) электрод из платины; 3 – электрод сравнения (анод) из хлорида серебра; 4 – полимерная мембрана; 5 – фиксирующее кольцо; 6 – раствор электролита; 7 – контролируемая среда.

В пластмассовом цилиндрическом корпусе 1 выполнены сквозные отверстия для проводников, в которых размещены индикаторный (рабочий) электрод 2 из платины и электрод сравнения 3 из серебряных проволок, концы которых покрыты пастой из хлорида серебра. Нижний конец корпуса обтягивают газопроницаемой полимерной мембраной 4 из полипропилена (полиэтилена, фторопласта, целлофана и т.п.), которую механически фиксируют на корпусе с помощью резинового кольца 5. В пространство между электродами и мембраной залит водный раствор хлорида кальция 6. Извне мембрана 4 контактирует с контролируемой средой 7.

Если в контролируемой среде кислорода нет, то при подаче напряжения между электродом сравнения (анод) и рабочим электродом, установившийся стационарный ток очень мал. При наличии в контролируемой среде кислорода его молекулы диффундируют сквозь мембрану 4 и через раствор 6. Когда они достигают индикаторного электрода 2, то благодаря каталитическим свойствам платины здесь происходит реакция восстановления

$$O_2 + 4e^- + 4H^+ \rightarrow 2H_2O$$

вследствие которой, ток через электрохимический элемент значительно возрастает.

Стационарный ток линейно зависит от концентрации кислорода в контролируемой среде. Этим данный чувствительный элемент существенно отличается от других применяемых газовых сенсоров, у которых разность электродных потенциалов зависит от концентрации газа логарифмически.

Измеряемый сигнал зависит от температуры, поэтому он автоматически компенсируется (приводится к 25°С). Температура пробы непрерывно измеряется температурным датчиком находящимся внутри кислородного электрода.

4.5.3 Анализаторы водородного показателя pH

Одним из важных нормируемых и контролируемых показателей качества водного теплоносителя АЭС является водородный показатель. Изучено, что при повышенных, а также при пониженных значениях pH возрастает скорость коррозионных процессов конструкционных материалов, что приводит к уменьшению надежности и безопасности АЭС. [14] В виду того, что скорость коррозии металла определяется совокупностью факторов, а именно водным и температурным режимом, то для этого необходим непрерывный автоматический контроль за концентрацией водорода в воде, для повышения надежности и продления срока службы парогенераторов.

Для измерения величины pH используется потенциометрический метод анализа, который основан на использовании зависимости электрического сигнала (потенциала) специального датчика, называемого измерительным электродом, от состава анализируемого раствора. Измерительный электрод реагирует на ионы водорода, а его потенциал зависит от содержания этих ионов в растворе и подчиняется уравнению Нернста [16]:

$$E = E_0 + \frac{R * T}{F * \ln ah} = E_0 - \frac{2{,}3 * R * T}{F * pH}$$

где R – универсальная газовая постоянная; T – температура раствора; F – число Фарадея; ah - активность ионов водорода в растворе; E_0 – потенциал стеклянного электрода по отношению к стандартному водородному электроду при $ah = 1$.

В виду того, что абсолютное значение величины потенциала измерить невозможно, в анализаторе потенциал измеряется относительного другого электрода, потенциал которого не зависит от состава раствора и условно равен нулю. Такой электрод называют электродом сравнения или вспомогательным электродом. На электроде сравнения индуцируется постоянный потенциал. Потенциал на измерительном электроде изменяется вместе со значением pH.

Оба электрода объединены в один корпус - комбинированный электрод (см. рисунок 4.5.3.1).

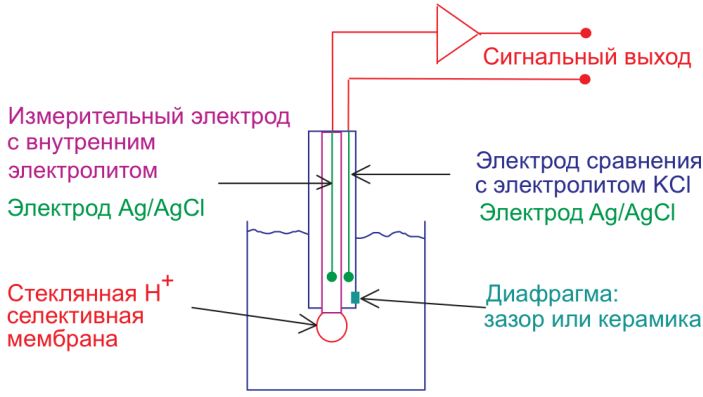


Рисунок 4.5.3.1 Схема чувствительного элемента pH-метра

Кончик измерительного электрода изготовлен из специального стекла, на который нанесено тонким слоем водород-селективное покрытие. Ионы водорода проходят сквозь слой покрытия, тогда как другие ионы – нет (см. рисунок 4.5.3.2). Это и является возникновением потенциала.

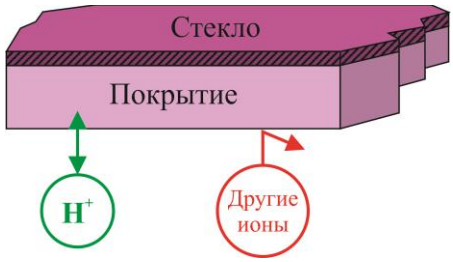


Рисунок 4.5.3.2 Схема взаимодействия ионов водорода с селективной мембраной pH-метра

При погружении электрода в раствор между поверхностью селективной мембраны стеклянного электрода и измеряемым раствором происходит обмен ионами, в результате которого ионы в поверхностных слоях стекла замещаются ионами водорода, и стеклянный электрод приобретает свойства водородного электрода.

Между поверхностью стекла и контролируемым раствором возникает разность потенциалов E_X (см. рисунок 4.5.3.3), величина которой определяется активностью ионов водорода в растворе и его температурой.

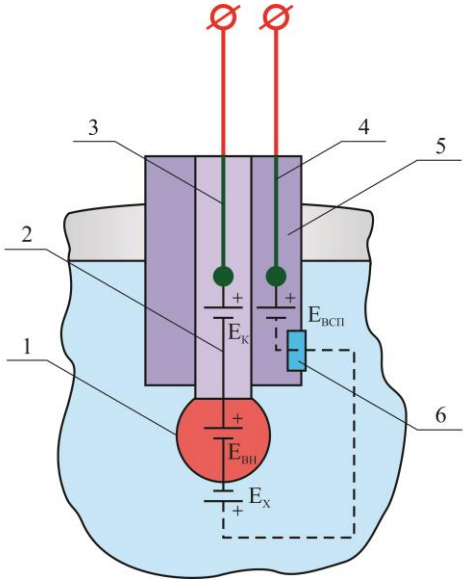


Рисунок 4.5.3.3 Схема взаимодействия потенциалов электродов чувствительного элемента при измерении pH: 1 – стеклянная селективная мембрана; 2 – стеклянный электрод; 3 – внутренний контактный электрод; 4 – вспомогательный электрод; 5 – электролит; 6 – диафрагма.

При измерении, для создания электрической цепи служат контактные электроды – внутренний контактный электрод – 3, осуществляющий электрический контакт с раствором, заполняющим внутреннюю часть стеклянного электрода, и внешний контактный электрод (вспомогательный) – 4, осуществляющий электрический контакт с контролируемым раствором.

Для защиты от воздействия высоких температур (при измерении pH растворов, температура которых выше температуры окружающего воздуха) вспомогательный электрод помещают вне контролируемого раствора и связь с ним осуществляется с помощью электролитического ключа 5 – трубки, наполненной раствором хлористого калия и заканчивающейся пробкой со стеклянным волокном 6.

Раствор хлористого калия непрерывно просачивается через стеклянное волокно пробки, предотвращая проникновение из контролируемого раствора в систему электрода 4 посторонних ионов, которые могли бы изменить величину потенциала электрода.

Электродвижущая сила электродной системы равна алгебраической сумме потенциалов контактов электродов E_K и $E_{\text{ВСП}}$ потенциала, возникающего на внутренней поверхности стеклянного электрода и определяемого величиной pH внутреннего раствора Евн и потенциала, возникающего на наружной поверхности стеклянного электрода E_K. Величины E_K, $E_{\text{ВСП}}$, и $E_{\text{ВН}}$ не зависят от состава контролируемого раствора и меняются только при изменении температуры.

$$E = E_K + E_{\text{ВСП}} + E_{\text{ВН}} + E_{\text{Х}} = E_0 - \frac{2{,}3 * R * T}{F * pH}$$

Таким образом суммарная электродвижущая сила электродной системы зависит от величины pH раствора.

4.5.4 Измерительные преобразователи влажности

Принцип работы чувствительного элемента относительной влажности основан на зависимости диэлектрической проницаемости влагочувствительного слоя от влажности окружающей среды. В качестве влагочувствительного слоя использован полимерный материал [17].

Емкостной полимерный слой (см. рис. 4.5.4.1) внутри зонда взаимодействует с влажностью между двумя металлическими слоями, покрывающими стеклянную подложку. Впитывание воды зависит от относительной влажности окружающей среды и влияет на электрическую постоянную. Теоретическая зависимость влажности воздуха и ёмкости конденсатора выражается следующей зависимостью:

$$C(RH) = \frac{\varepsilon_{RH} * \varepsilon_0 * S}{d}$$

где C – ёмкость конденсатора; ε_{RH} – диэлектрическая проницаемость измеряемой среды; ε_0 – диэлектрическая проницаемость воздуха; S – площадь обкладок конденсатора; d – расстояние между электродами; RH – относительная влажность. Следовательно, ёмкость измерительного конденсатора зависит только от влажности воздуха. В виду того, что диэлектрическая проницаемость воды сильно отличается от диэлектрической проницаемости воздуха, то при повышении влажности воздуха и насыщением полимерного чувствительного элемента водой, ёмкость конденсатора будет существенно увеличиваться. Измеренный сигнал прямо пропорционален относительной влажности.

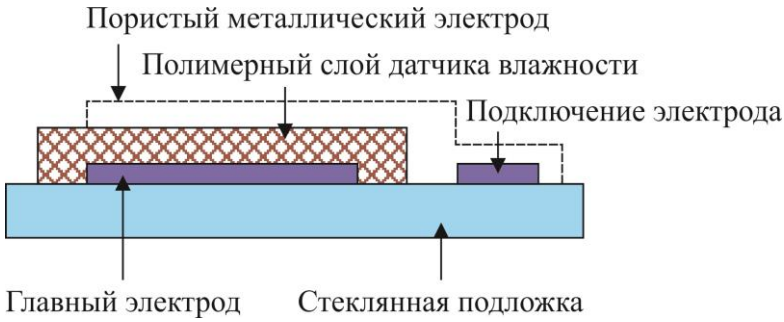


Рисунок 4.5.4.1 Устройство емкостного датчика для измерения относительной влажности

Чувствительные элементы относительной влажности и температуры установлены на конце цилиндрического зонда и закрыты металлическим колпачком, обеспечивающим защиту их от механических повреждений и свободный доступ анализируемой среды.

Схема формирования сигнала текущего значения относительной влажности преобразует емкость первичного преобразователя относительной влажности в масштабированное напряжение и линеаризует его.

4.5.5 Концентратомер бора

В качестве корректирующих добавок в теплоноситель первого контура ВВЭР вводят борную кислоту H_3BO_3. Борная кислота в теплоносителе первого контура используется в качестве поглотителя нейтронов. Бор, введенный в виде борной кислоты, используется

при плавном регулировании реактивности реактора. Высокая концентрация борной кислоты обеспечивает прекращение цепной ядерной реакции в реакторе [14]. Для контроля концентрации борной кислоты в воде применяется нейтронный анализатор раствора НАР-12.

Принцип действия концентратомера основан на нейтронно-абсорбционном методе анализа при поглощении ядрами B^{10} тепловых нейтронов, термализованных в водородсодержащем замедлителе [18]. Количество нейтронов, регистрируемых детектором уменьшается при увеличении содержания B^{10} в растворе, т.к. изотоп B^{10} имеет аномально высокое сечение поглощения медленных нейтронов. Величина выходного сигнала, таким образом определяется концентрацией (массовой долей) B^{10} в растворе.

Аппаратные средства состоят из датчика и устройства обработки информации УНО-60М-02 с соответствующим программным обеспечением. Структурная схема концентратомера НАР-12М представлена на рисунке 4.5.5.1.

Нейтроны, испускаемые плутоний-бериллиевым источником быстрых нейтронов, попадают в анализируемый раствор борной кислоты, где происходит их замедление при взаимодействии с ядрами водорода и поглощение ядрами изотопа B^{10}. Часть замедленных нейтронов отражается из раствора и попадает в чувствительный объём гелиевого счётчика СИ19Н, расположенного в блоке детектирования нейтронов БДИН-3М. Количество нейтронов, попадающих в объём счётчика СИ19Н, уменьшается с увеличением концентрации изотопа B^{10} в растворе. В результате взаимодействия медленных нейтронов с наполнителем счетчика по реакции $He^3(n,p)T$ возникают импульсы токового сигнала, которые затем поступают на вход блока предварительной обработки, где осуществляется их усиление, формирование и амплитудный отбор. Затем последовательность импульсов поступает на плату предварительной обработки ППА-5М. Плата ППА-5М предназначена для работы в составе блока БДИН-3М и осуществляет усиление, формирование, амплитудный отбор и преобразование в цифровую форму импульсов, поступающих со счётчика нейтронов, а также стабилизацию коэффициента усиления. Каждый измерительный тракт датчика имеет два выходных частотных канала. По одному из них передаётся сигнал, соответствующий измеряемой концентрации изотопа B^{10} в теплоносителе, а второй сигнал является контрольным и предназначен для оценки работоспособности измерительного тракта по соотношению величин.

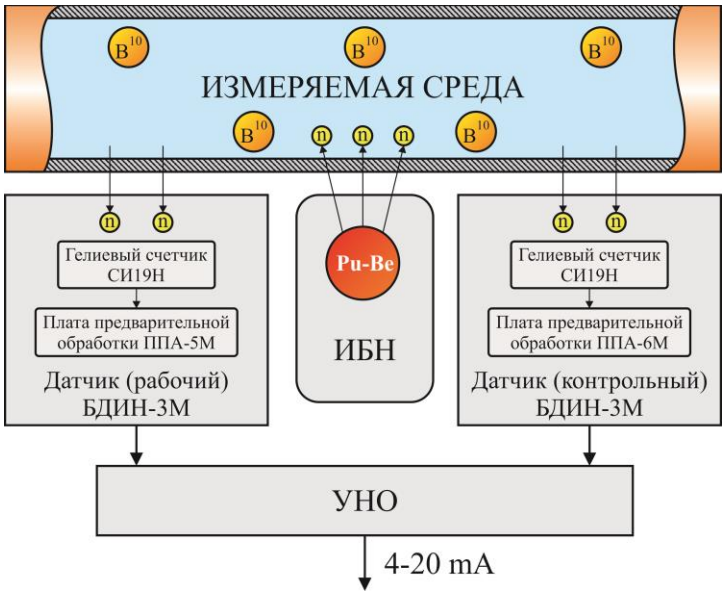


Рисунок 4.5.5.1 Структурная схема концентратомера НАР-12М

Информация в виде импульсов с одного или двух блоков БДИН-3М поступает на УНО, представляющее собой микропроцессорное устройство, где по входным сигналам рассчитывается концентрация изотопа B^{10} в растворе. На другой вход УНО может подаваться аналоговый сигнал, пропорциональный температуре анализируемого теплоносителя в месте размещения датчика и предназначенный для введения температурной компенсации в результаты измерений концентрации изотопа B^{10} (борной кислоты). После вычисления на выход УНО выдается унифицированный сигнал, 4..20 мА пропорциональный концентрации изотопа B^{10}. Предел допускаемой основной приведенной погрешности относительного конечного значения диапазона не превышает ± 2,5%. Время установления выходного сигнала при скачкообразном изменении концентрации B^{10} (борной кислоты) не превышает 20 с.

Расчет значения концентрации борной кислоты по известному значению концентрации B^{10} производится по формуле:

$$C(H_3BO_3) = K1 * C(B^{10})$$

где $K1$=31,2 – коэффициент пересчета.

Конструкция датчика навесного типа, устанавливаемого на технологических трубопроводах (НАР-12М-Тр) представлена на рисунке 4.5.5.2.

Два блока БДИН-3М датчика крепятся между двух плит, которые соединяются друг с другом шпильками. Конструкция плит позволяет устанавливать датчик на трубопроводы различного диаметра. К одной из плит крепится корпус, представляющий собой трубу с фланцем, внутри которой помещён подпружиненный источник быстрых нейтронов типа ИБН. Труба закрывается крышкой. Эта крышка, а также шпильки, крепящие корпус к плите, пломбируются, после этого устанавливается скоба. Таким образом, исключается несанкционированный доступ к источнику нейтронов.

Помимо модификации НАР-12М-Тр (установка на трубопровод) существуют датчики для установки в баках и емкостях (модификация НАР-12М-П); датчики погружного типа, устанавливается в ячейках измерительной ёмкости, размещаемой на линии пробоотбора (модификация НАР-12М-ИК).

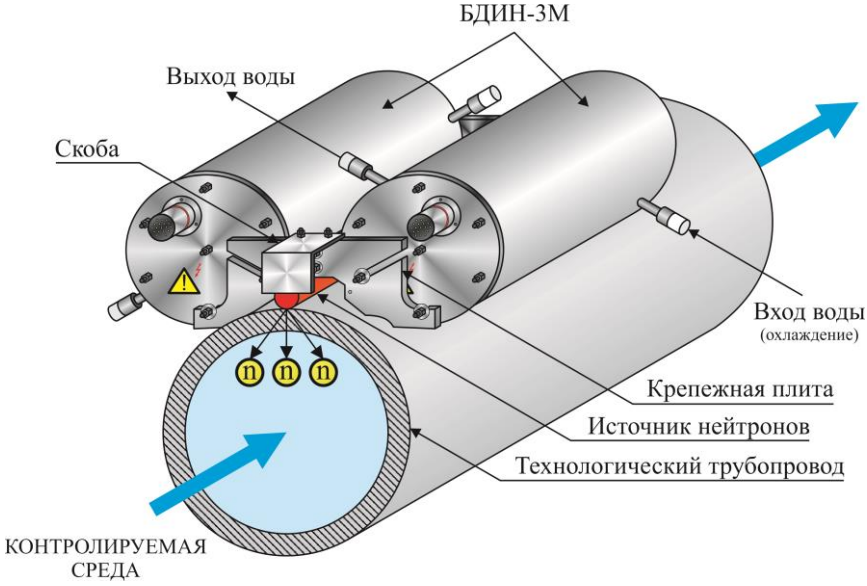


Рисунок 4.5.5.2 Конструкция датчика НАР-12М-Тр

Источник быстрых нейтронов (ИБН) представляет собой цилиндр диаметром 21-29 мм и высотой 31-39 мм с выходом нейтронов $5*10^6$ нейтр/с. Максимальная мощность эквивалентной дозы излучения может достигать на поверхности датчика $3,0*10^{-3}$ Зв/ч и $2,0*10^{-5}$ Зв/ч на расстоянии 1 м от поверхности, что требует при работах с датчиком, извлечения источника нейтронов и помещения его в защитный блок, а также применения ряда административных и технических мер для обеспечения безопасности персонала.

4.6 Типовые схемы подключения измерительных каналов

Схема подключения измерительного преобразователя с унифицированным токовым сигналом

На рисунке 4.6.1 представлена схема подключения к ТПТС датчика с унифицированным токовым сигналом 4 – 20 мА, который запитан от модуля ТПТС 1722.

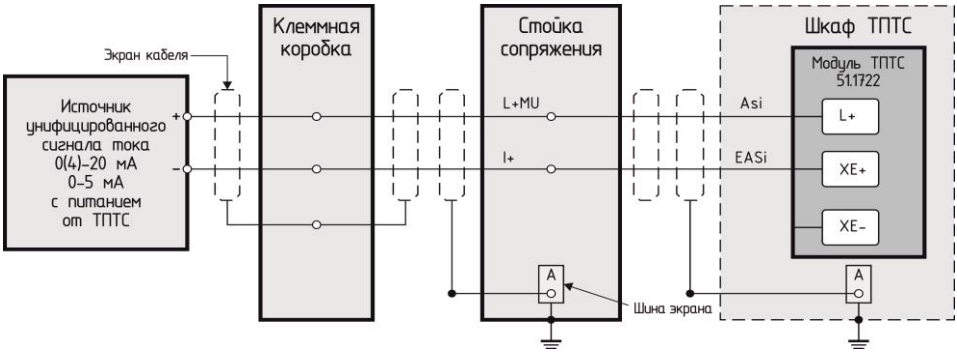


Рисунок 4.6.1 Схема подключения к ТПТС датчика с унифицированным токовым сигналом

Подключение к приборной стойке (ПС) осуществляется по двухпроводной схеме с использованием стойки сопряжения (СС). Используется один входной канал модуля (EA,S,i) и один дискретный выход (A,S,i) для питания источника аналогового сигнала [19].

Схема подключения термометра сопротивления

На НВАЭС применяется четырёхпроводная схема подключения термосопротивления, которая приведена на рисунке 4.6.2.

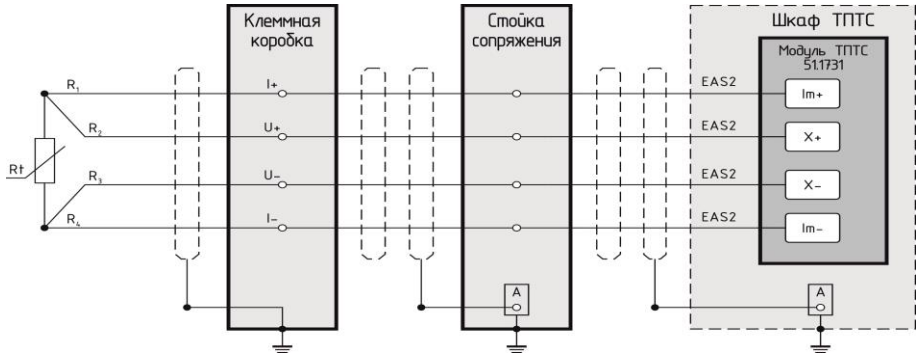


Рисунок 4.6.2 Схема подключения к ТПТС термометра сопротивления

Ток *I*, выдаваемый модулем ТПТС через выводы *Im+* и *Im-* протекает по соединительным проводам и сопротивлению *Rt* создавая на нем падение напряжения *Ut = Rt * I*, которое поступает на входы *X+* и *X-* модуля. Поскольку в данной схеме измеряется разность потенциалов между входами *X+* и *X-* модуля, то падение напряжения на соединительных проводах участков *Rt - Im+* и *Rt – Im-* не оказывает влияние на результаты измерения. В виду того, что входное сопротивление модуля ТПТС 1731 существенно больше сопротивления соединительных проводов на участках *Rt - X+* и *Rt – X-*, то их влиянием можно пренебречь. Таким образом, приведенная четырехпроводная схема подключения ТС обеспечивает независимость измерения от сопротивления соединительных проводов [19].

Схема подключения термоэлектричекого преобразователя

На рисунке 4.6.3 приведена схема подключения термопары к модулю ТПТС 1731, с применением компенсационной коробки.

При данной схеме подключения холодные концы термопары располагаются в компенсационной коробке, которая располагается вблизи технологического оборудования. При этом температура воздуха в компенсационной коробке контролируется термометром сопротивления, и модуль ТПТС для одного замера обрабатывает два сигнала [19].

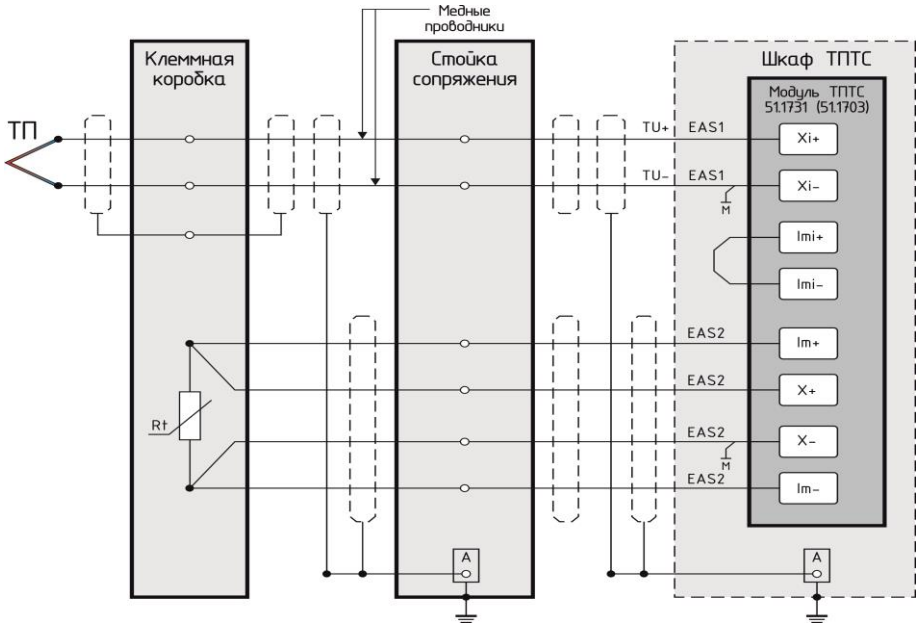


Рисунок 4.6.3 Схема подключения к ТПТС термоэлектрического преобразователя

Схема подключения прибора с дискретным сигналом

На рисунке 4.6.4 приведена типовая схема подключения датчиков с дискретным выходным сигналом типа сухой нормально разомкнутый контакт.

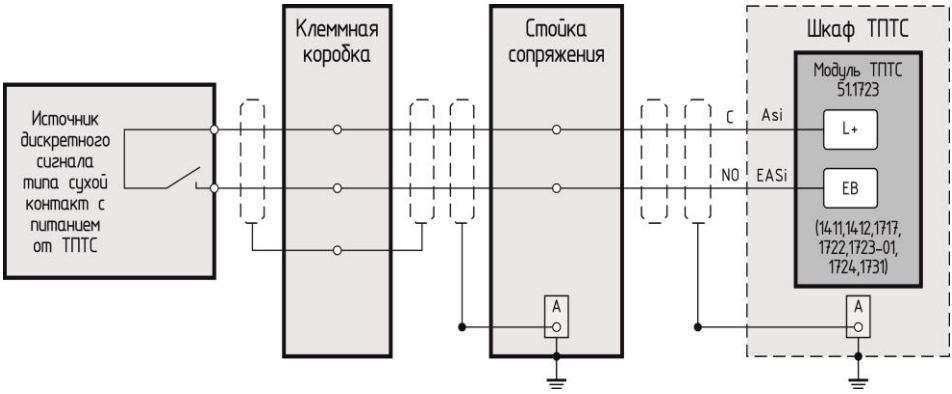


Рисунок 4.6.4 Схема подключения к ТПТС дискретного сигнала типа сухой контакт

Приведенная схема применяется при подключении дискретных датчиков, технологических и электротехнических сигнализаторов параметров, кнопок и ключей управления, а так же для счета импульсов длительностью более 20 мс. Аналогичным образом выглядит схема для подключения нормально замкнутого или перекидного контакта.

При такой схеме подключения используется один вход и один выход модуля ТПТС: A,S – выход модуля для выдачи дискретного сигнала (питания контакта); E,S – вход модуля для определения состояния контакта [19].

Состояние контакта контролируется встроенными средствами по уровням напряжения. Алгоритм контроля позволяет распознавать различные состояния контактов и возможные нарушения (контакт замкнут, разомкнут, обрыв, замыкание, неоднозначность).

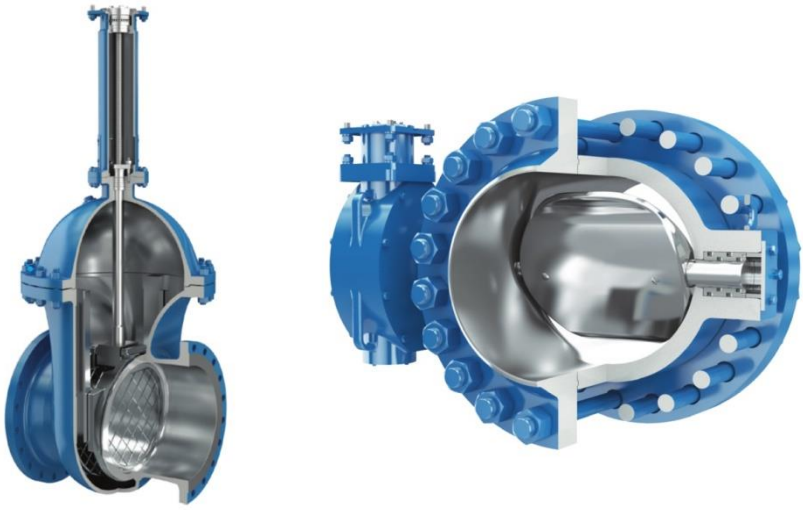
4.7 Исполнительные механизмы

АСУТП это комплекс систем и оборудования предназначенный для ведения технологических процессов на предприятии. Одной из составляющих данного комплекса являются исполнительные механизмы. Под исполнительными механизмами подразумеваются электроприводы запорной и регулирующей арматуры, электронагреватели, а также электродвигатели различных устройств (насосов, поворотных фильтров и т.п.).

Трубопроводная арматура и приводы

При управлении технологическими процессами на энергоблоке одним из наиболее распространенных элементов, на который необходимо воздействовать для изменения параметров технологических объектов управления является трубопроводная арматура.

Трубопроводная арматура - техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения. Пример трубопроводной клиновой и дисковой арматуры представлен на рисунке 4.7.1а и 4.7.1б соответственно [20].



а) б)

Рисунок 4.7.1 Конструкция трубопроводной арматуры

Трубопроводная арматура классифицируется по видам и типам.

Вид арматуры – классификационная единица, характеризующая функциональное назначение арматуры. Примеры видов арматуры: запорная арматура, регулирующая арматура, предохранительная арматура, обратная арматура и др.

Тип арматуры – классификационная единица, характеризующаяся направлением перемещения запирающего или регулирующего элемента относительно потока рабочей среды и определяющая основные конструктивные особенности арматуры. Примеры типов арматуры: задвижка, кран, клапан, затвор дисковый.

Для управления арматурой применяется привод – устройство, предназначенное для перемещения запирающего или регулирующего элемента, а также для создания усилия для обеспечения требуемой герметичности затвора. В зависимости от вида потребляемой энергии привод может быть ручным, электрическим, электромагнитным, гидравлическим, пневматическим или их комбинацией. Общий вид арматуры с электроприводом представлен на рисунке 4.7.2.



Рисунок 4.7.2 Арматура с электроприводом

Электрический привод (далее – электропривод) – это привод, содержащий электродвигатель постоянного или переменного тока и редуктор. Электродвигатель электропривода является электромеханическим преобразователем, предназначенным для преобразования электрической энергии в механическую. Общий вид и состав электропривода показан на рисунке 4.7.3 [21].

Основные элементы электропривода:

Электродвигатель привода (1) – трёхфазный асинхронный с высоким пусковым моментом для обеспечения сдвига арматуры из крайнего положения.

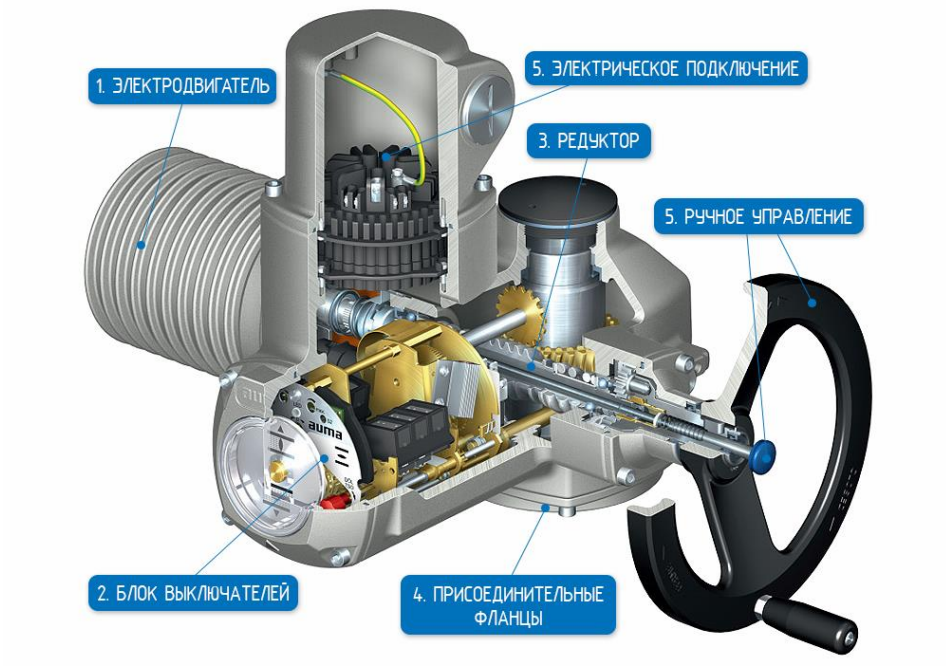


Рисунок 4.7.3 Общий вид и состав электропривода

Редуктор (2) выполнен с червячной передачей и является основным узлом, на котором устанавливаются составные части электроприводов. Для понижения частоты вращения электродвигателя до требуемой частоты вращения выходного органа используется червячная передача.

Блок управления (3) предназначен для контроля крайних и промежуточных положений выходного вала и установленных крутящих моментов электропривода, а также (при наличии прецизионного потенциометра) выработки позиционного сигнала о положении запорного органа арматуры. В блоке управления скомпонованы необходимые элементы для управления и сигнализации положения электропривода. Ограничение перемещения выходного вала, блокирование и сигнализация его в крайних и промежуточных положениях осуществляется при помощи шести микро выключателей. Для этого в блоке выключателей существует две независимые системы измерений: перемещения и крутящего момента. Они измеряют, соответственно, перемещение арматуры и приложенный на выходном валу крутящий момент. Выключатели выдают сигнал на средства ПТК ТПТС о достижении точек переключения, что приводит к остановке привода.

Присоединительный фланец (4) для установки для установки на арматуру выполнен в соответствии со стандартом ISO 5210.

Ручное управление (5) позволяет выполнять в ручном режиме настройку и аварийное управление. Переводя рычаг включения ручного дублера при остановленном приводе, производят расцепление выходного органа с электродвигателем и одновременное зацепление с механизмом ручного управления. При пуске электродвигателя последует автоматическое расцепление с механизмом ручного управления. При работе привода от электродвигателя маховик ручного дублера остается неподвижным.

Электрическое подключение (6) выполнено в виде штепсельных разъёмов для подключения к силовым цепям электродвигателя и цепей управления. Штепсельный разъем обеспечивает быструю проверку работоспособности на месте установки, быстрое отключение и правильное подключение при техническом обслуживании.

На АЭС требования к приводам и электрической части арматуры определяются Федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии «Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования» НП-068-05 [22].

На АЭС электропитание электроприводов запорной и регулирующей арматуры осуществляется переменным током частотой 50 Гц и напряжением:

- однофазной сети 220 В;
- трехфазной сети 380/220 В.

Нейтраль - глухозаземленная.

Каждый выключатель (концевой или путевой) и каждый выключатель ограничителей момента электропривода имеет один замыкающий и один размыкающий контакт с раздельными выводами.

Электропривод запорной арматуры имеет два концевых и два путевых выключателя, и выключатели двухстороннего ограничителя момента, которые обеспечивают выключение электродвигателя и сигнализацию положения «Закрыто/не закрыто», «Открыто/не открыто», «Превышен момент в направлении закрыто/открыто» (смотри рисунок 4.9.1 и п. 4.9.1).

Электропривод регулирующей арматуры имеет два концевых и два путевых выключателя. Требования о наличии двухстороннего ограничителя момента у электропривода регулирующей арматуры предъявляются при заказе в зависимости от существующей схемы управления.

Электропривод запорной арматуры рассчитан для работы в повторно-кратковременном режиме с продолжительностью включения не менее 25%, при этом допускается не более 6 пусковых режимов в час.

Электропривод регулирующей арматуры рассчитан для работы в повторно-кратковременном реверсивном режиме с числом включений не менее 320 в час и продолжительностью включения не более 25% при нагрузке на выходном органе в пределах от номинального значения противодействующей нагрузки до 0,5 номинального значения сопутствующей нагрузки. При этом электропривод регулирующей арматуры допускает работу в течение 1 ч в повторно-кратковременном реверсивном режиме с числом выключений до 630 в час и продолжительностью включений до 25% со следующим повторением не менее чем через 3 часов. Интервал времени между выключением и включением на обратное направление должен быть не менее 50 мс.

Электропривод регулирующей арматуры имеет встроенный электрический датчик положения, который может быть двух типов.

Первый тип - токовый датчик положения, который выдает унифицированный токовый сигнал в диапазоне от 4 до 20 мА, подключается по двухпроводной схеме, источником электропитания данного типа датчика является оборудование ТПТС или МПУ АПТС «Дубна». Токовый датчик положения электропривода применяется на регулирующей арматуре, расположенной вне герметичного ограждения реакторной установки, за исключением клапанов регулирующих редукционной установки сброса пара в атмосферу (БРУ-А).

Второй тип электрического датчика положения – омический датчик положения (потенциометр) номинальным сопротивление 100 Ом или 1000 Ом, подключается по трехпроводной схеме, источником электропитания данного типа датчика является нормирующий преобразователь, который монтируется в шкафу КРУЗА. Омический датчик положения электропривода применяется на регулирующей арматуре, расположенной в герметичном ограждении реакторной установки, а также в электроприводах клапанов регулирующих редукционной установки сброса пара в атмосферу (БРУ-А).

Для подключения кабельных шлейфов конструкцией электропривода запорной арматуры предусмотрено два ввода: одного - для цепей питания электродвигателя, другого - для цепей управления и сигнализации. У электропривода регулирующей арматуры три ввода, третий - для цепей датчика положения.

Электропривод арматуры, предназначенный для эксплуатации в

условиях пониженных температур или повышенной влажности может оснащаться нагревательным элементом в блоке концевых выключателей. Нагревательный элементом получает электропитание переменным током частотой 50 Гц напряжением 220 В от блока КРУЗА. Такая схема реализована в электроприводах арматуры системы РАВ башенной испарительной градирни 10(20)URA.

Для защиты электродвигателя от повреждения и выхода из строя в конструкции электропривода арматуры некоторых исполнений может применяться термовыключатель, который при достижении определенной температуры электродвигателя срабатывает и формирует сигнал «Превышена температура исполнительного механизма». Данный сигнал носит информационный характер, к остановке исполнительного механизма не приводит, но служит для привлечения внимания оперативного персонала и последующего принятия решения об изменении режима работы оборудования.

Для ограничения величины люфтов и выбега, а также для исключения самоперемещения запирающего элемента арматуры под влиянием среды в трубопроводе и внешних факторов в конструкции электропривода и арматуры могут применяться элементы самоторможения как электрические, так и механические, например использование самотормозящей ходовой резьбы в узле перемещения шпинделя.

Электроприводы имеют широкую линейку исполнений, отличающихся величиной крутящего момента, необходимого для приведения в движение запорного органа арматуры, а также количеством оборотов выходного вала и частотой вращения выходного вала. Исполнения электроприводов также отличаются в зависимости от предполагаемого места применения. К электроприводам, используемым в герметичном ограждении реактора предъявляются повышенные требования к степени защиты оболочки от попадания внутрь твердых предметов и от проникновения воды, такие электроприводы должны иметь степень защиты не менее IP55 по ГОСТ 14254-2015. Электроприводы вне герметичного ограждения должны иметь степень защиты не менее IP44. Также для электроприводов, предназначенных для применения в герметичном ограждении реактора производители зачастую используют электродвигатели повышенной нагревостойкости, термозащиту, рассчитанную на повышенную температуру, высокотемпературные радиационно-стойкие микровыключатели, уплотнения и консистентные смазки, улучшенные противокоррозионные покрытия корпусов, устройства сброса повышенного давления внутри корпуса.

Как видно из названия арматуры по своему функциональному назначению схемы дистанционного управления запорной арматуры (задвижек) предназначены для полного открытия или закрытия арматуры в зависимости от состояния технологического процесса в данный период времени с определенным временем хода электропривода, по командам технологических защит и блокировок или командам оператора. Причем приоритет данных команд определен таким образом, что первыми выполняются команды защит, затем блокировок и уже в последнюю очередь команды оператора с АРМ (подробнее смотри раздел 2.10).

Схемы дистанционного управления регулирующего клапана предназначены для управления клапанами, предназначенными для регулирования подачи среды на определённый объект регулирования и поддержания на данном объекте необходимого технологического параметра (уровня, давления, температуры или расхода) в зависимости от закона регулирования в автоматическом режиме или по командам оператора в дистанционном режиме (подробнее смотри глава 6).

Схема управления электродвигателем привода насосов, вентиляторов и иных механизмов по своей структуре проще схемы управления арматуры в виду того, что такой механизм имеет только два состояния – включен/выключен, и в отличие от арматуры не имеет сигналов обратной связи в виде концевых выключателей положения. Поэтому в данной главе подробно будет рассмотрено управление более сложным механизмом – электроприводной арматурой. Схемы управления/подключения электродвигателей аналогичны схемам управления/подключения арматуры за исключением отсутствия концевых выключателей положения и их сигналов.

4.8 Управление электроприводной арматурой

4.8.1 Управление электроприводной арматурой системы нормальной эксплуатации

Упрощенная структурная схема типового канала дистанционного управления арматурой системы нормальной эксплуатации представлена на рисунке 4.8.1.1.

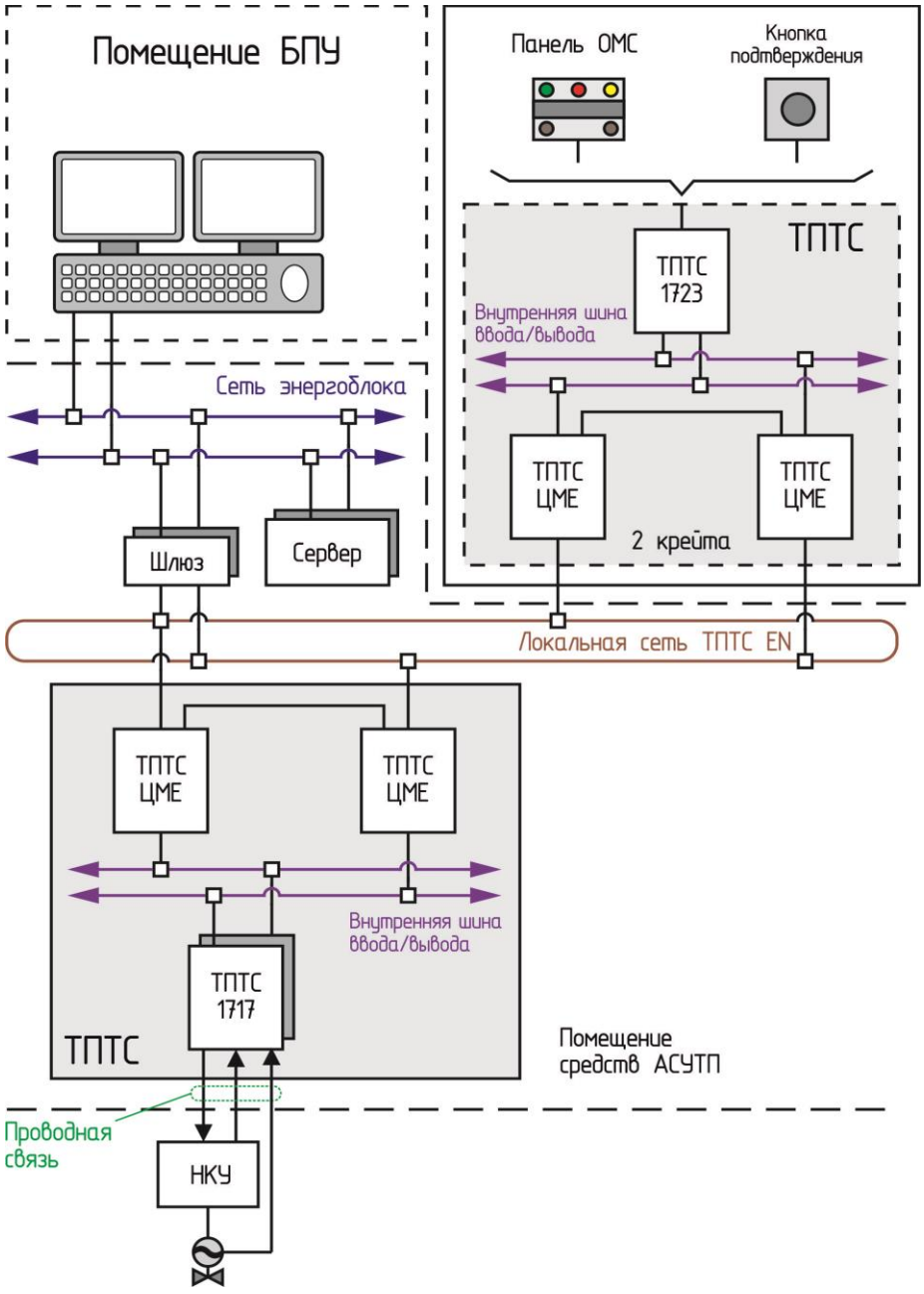


Рисунок 4.8.1.1 Структурная схема типового канала дистанционного управления электроприводом с видеотерминала рабочей станции и/или панели БПУ

На схеме показано взаимодействие модулей управления ТПТС, средств СВБУ и традиционных средств управления и сигнализации.

Команды на включение/отключение, открытие/закрытие, информация о состоянии механизма вводятся, обрабатываются и формируются в модуле индивидуального управления ТПТС 51-2.1717.

На схеме показаны также общие для всех каналов элементы аппаратной реализации: модули управления шинами ввода/вывода, шины, шлюзы, серверы, рабочие станции, ОМС (обобщенная мнемосхема) и др.

Управление традиционными средствами с ОМС (ключи управления, ламповая сигнализация состояния ИМ) БПУ выполняется через модули обработки двоичных сигналов ТПТС51-2.1723, соединённые с модулями управления ТПТС 51-2.1717 через шину EN. Соединение модулей ТПТС с мозаичными элементами управления и сигнализации БПУ выполняется проводными связями. На каждой панели БПУ имеется кнопка подтверждения команд, общая на панель. Подтверждение передаётся по шине EN в модули ТПТС 51-2.1717 соответствующих шкафов ТПТС. Команды от защит и блокировок, если они реализованы в отдельных от модулей управления (ТПТС 51-2.1717) шкафах ТПТС, передаются по шине EN.

На структурной схеме типового канала дистанционного управления с видеотерминала рабочей станции и/или панели БПУ в качестве возможных технологических объектов управления показаны электропривод трубопроводной арматуры и электродвигатель механизма.

Управляющие сигналы с ПТК выполненного на базе аппаратуры ТПТС51, поступают в НКУ (низковольтное коммутационное устройство) на базе КРУЗА (комплектное распределительное устройство закрытого типа управления запорной арматурой и механизмами), где происходит коммутация и подача питания на исполнительный механизм (электропривод) через соединительную коробку. Сигнал конечных выключателей, выключателей моментных муфт и указателя положения с электропривода через соединительную коробку передается напрямую в приборные стойки ПТК, где происходит его обработка и передача на верхний уровень СВБУ оператору БПУ.

4.8.2 Управление электроприводной арматурой системы безопасности

На рисунке 4.8.2.1 показано взаимодействие модуль приоритетного управления ТПТС 52-2.1718 (МПУ), инициирующей частью СУЗ-УСБТ на средствах TXS «головных» защит, средств ТПТС локальных защит, традиционных средств управления и сигнализации БПУ/РПУ, средств СВБУ.

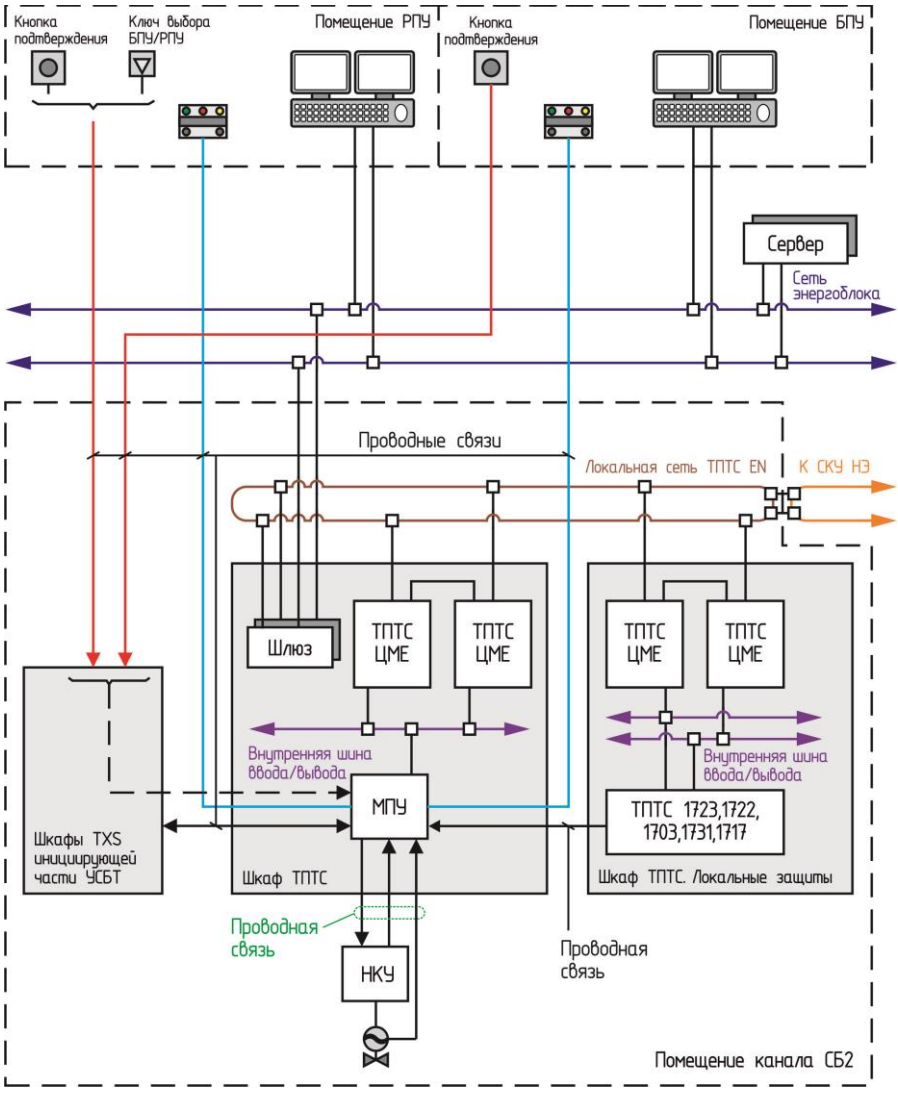


Рисунок 4.8.2.1 Структурная схема типового канала управления с БПУ и РПУ с модулем приоритета ТПТС

Команды на открытие/закрытие, включение/отключение, информация о состоянии арматур и механизмов вводятся индивидуальными проводными связями, обрабатываются и формируются в модуле ТПТС 52-2.1718. На структурных схемах показаны также общие элементы аппаратной реализации: модули управления шинами ввода/вывода, шины, модули связи, шлюзы, серверы, рабочие станции, ОМС и т.д.

На РПУ установлен ключ выбора БПУ/РПУ. На БПУ/РПУ на каждой панели устанавливаются кнопки подтверждения команд. Данные ключи и кнопки проводными связями соединяются с узлом формирования и распределения сигнала системы TXS. После обработки в TXS сигнал по проводным связям распределяется по модулям ТПТС 52-2.1718.

Связь между модулями ТПТС 52-2.1718 и АРМ СВБУ для реализации ДУ механизмами СБ в режимах нормальной эксплуатации ЭБ осуществляется через шину EN посредством шлюзов ТПТС с СВБУ.

Модуль приоритетного управления ТПТС 52-2.1718 обеспечивает возможность управления запорной арматурой по командам, поступающим от аппаратуры управляющей системы безопасности, от панели безопасности на блочном пункте управления (панель СБ БПУ), от панели безопасности на резервном пункте управления (панель СБ РПУ), а также от аппаратуры системы нормальной эксплуатации (СНЭ), включая СВБУ. При управлении с панели безопасности БПУ и РПУ подача команды с кнопки «ОТКРЫТЬ» или «ЗАКРЫТЬ» должна сопровождаться нажатием соответствующей кнопки подтверждения команды «ПОДТВЕРДИТЬ». Управление по командам СБ имеет приоритет перед управлением по командам от СНЭ.

4.8.3 Управление электроприводной регулирующей арматурой системы нормальной эксплуатации

Упрощенная структурная схема типового канала дистанционного управления арматурой системы нормальной эксплуатации показана на рисунке 4.8.3.1.

Команды на включение/отключение, открытие/закрытие, информация о состоянии механизма вводятся, обрабатываются и формируются в модуле S-регулятора ТПТС51-2.1411.

Управление традиционными средствами с ОМС БПУ выполняется через модули обработки двоичных сигналов ТПТС51-2.1723, соединённые с модулями управления ТПТС51-2.1411 через шину EN. Представление информации на ОМС БПУ выполняется через модули ТПТС 1722, соединенных с модулем ТПТС51-2.1411 через шину EN. Соединение модулей ТПТС с мозаичными элементами управления и сигнализации БПУ выполняется проводными связями. На каждой панели БПУ имеется кнопка подтверждения команд, общая на панель. Подтверждение передаётся по шине EN в модули ТПТС51-2.1411 соответствующих шкафов ТПТС. Команды от защит и блокировок, если они реализованы в отдельных от модулей управления (ТПТС51-2.1411) шкафах ТПТС, передаются по шине EN.

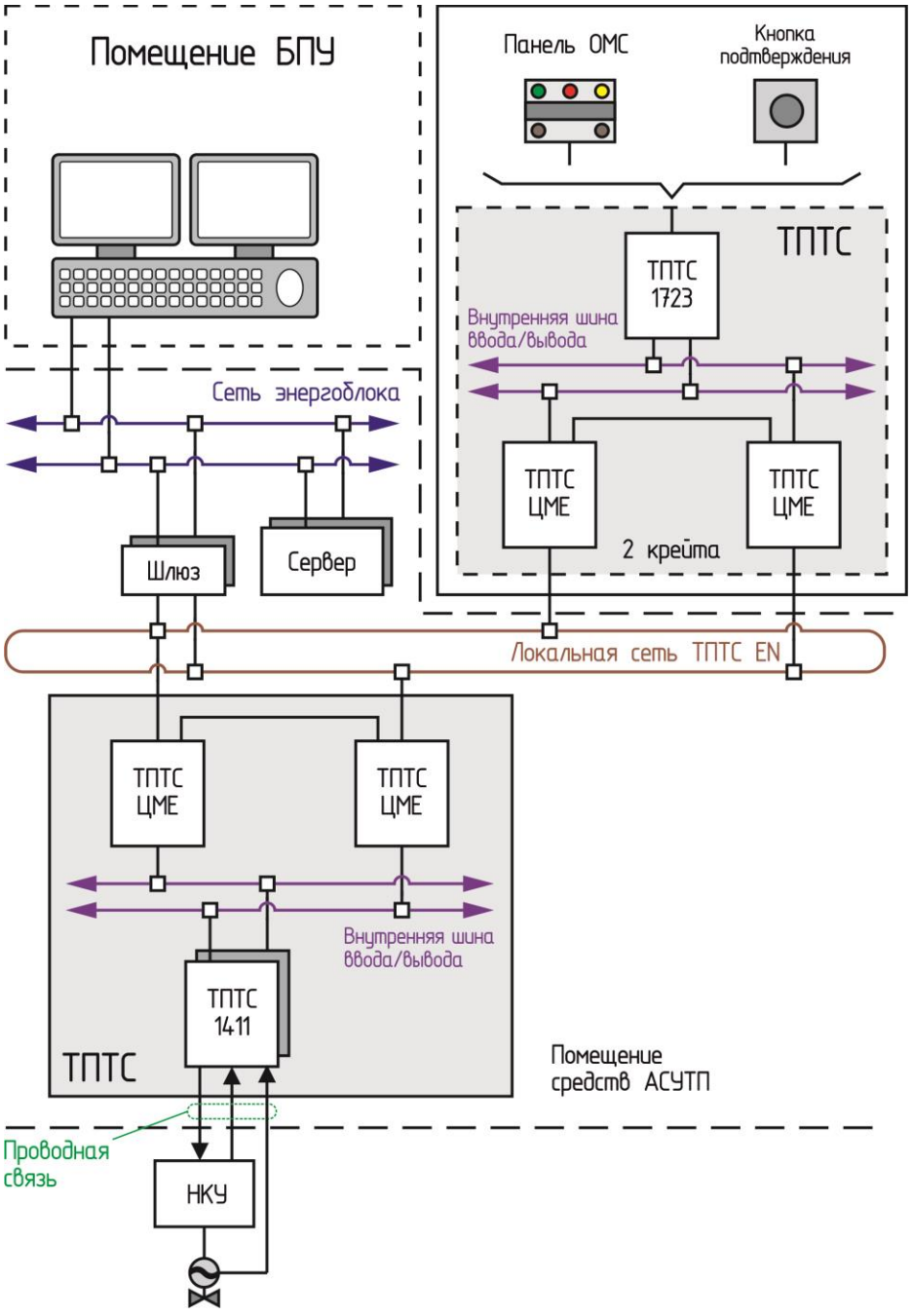


Рисунок 4.8.3.1 Структурная схема управления электропривода регулирующей арматуры системы нормальной эксплуатации

4.9 Схемы подключения электроприводной арматурой

4.9.1 Схема подключения электропривода отсечной арматуры к модулю ТПТС

Схема подключения электропривода запорной арматуры к блоку контактных зажимов, схема блока управления КРУЗА и подключения к ТПТС представлена на рисунке 4.9.1.1.

На рисунке 4.9.1.1 представлены следующие обозначения:

- «SQFC1» - выключатель ограничителя момента в направлении «ОТКРЫТО»;
- «SQFT1» - выключатель ограничителя момента в направлении «ЗАКРЫТО»;
- «SQC1» - концевой выключатель в направлении «ОТКРЫТО»;
- «SQT1» - концевой выключатель в направлении «ЗАКРЫТО»;
- «L+G» - питание цепей дискретной информации;

Также, на схемах электрических соединений можно встретить следующие обозначения:

- «I+» - цепи датчика положения;
- «L+G» - питание цепей дискретной информации;
- «ALOE» - выходная команда «ОТКРЫТЬ»;
- «ALS» - выходная команда «ЗАКРЫТЬ»;
- «ALK/M» - выходная команда «ОБЩИЙ»;
- «AZS» - Неисправность внешней цепи питания.

На рисунке показана схема подключения электропривода с трехфазным асинхронным электродвигателем запорной арматуры, блок концевых выключателей которого имеет два концевых и выключатели двухстороннего ограничителя момента. Каждый выключатель и каждый выключатель ограничителей момента электропривода имеет один замыкающий и один размыкающий контакт с раздельными выводами.

Из схемы видно, что сигналы состояния концевых выключателей – «ОТКРЫТО» (WEAF), «НЕ ОТКРЫТО» (WENAF), «ЗАКРЫТО» (WEZU), «НЕ ЗАКРЫТО» (WENZU) и моментных «Моментный выключатель открытия не сработал» (DENAF), «Моментный выключатель закрытия не сработал» (DENZU) выключателей с коммутационной коробки (блока контактных зажимов) по кабельной линии связи заведены в стойку приборную ТПТС и поступают в модуль индивидуального управления ТПТС 51-2.1717, входящий в состав данной стойки.

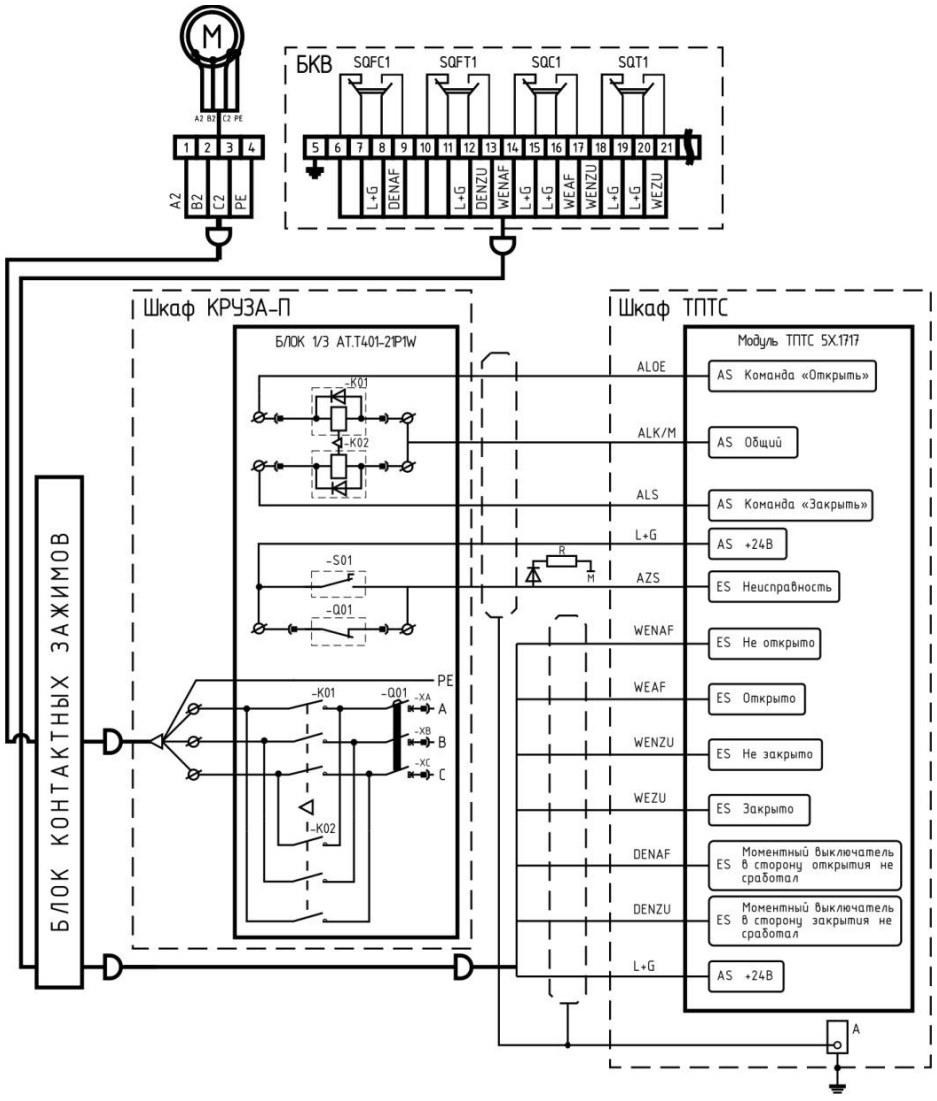


Рисунок 4.9.1.1 Схема подключения электропривода запорной арматуры к модулю ТПТС

Управление запорной арматурой с электроприводом осуществляется посредством выдачи тем же самым модулем ТПТС 51-2.1717 команд в блок НКУ 0,4 кВ КРУЗА П, а также получением информации об исправности схемы управления. Модуль ТПТС выдает команду ALOE (открыть) или ALS (закрыть) и команду подтверждения ALK, которые поступают в блок КРУЗА.

Для обеспечения электропитания трехфазного асинхронного электродвигателя запорной арматуры в НКУ 0,4 кВ применяется блок КРУЗА П 1/3АТ.Т401-21Р1W.

Электрическая схема блока КРУЗА П 1/3АТ.Т401-21Р1W обеспечивает управление запорной арматурой в направлении «ОТКРЫТЬ» и «ЗАКРЫТЬ». При подаче команды управления «ALOE»/«ALS» и команды «ALK/M» через катушку электромагнитного контактора К01/К02 протекает постоянный ток напряжением 24 В, что приводит к коммутации силовых цепей соответствующего контактора и подачи напряжения питания (380 В) на электродвигатель арматуры для его вращения в прямом или реверсивном направлении. Оба контактора соединены между собой и имеют механическую блокировку от одновременного нахождения в замкнутом состоянии их силовых цепей. Совместное поступление команды ALOE или ALS с командой разрешения ALK выполнено для исключения ложного срабатывания контакторов К01/К02 при случайном замыкании шины ALOE или ALS с шиной + 24 В.

В блоке КРУЗА предусмотрено формирование сигнала «Неисправность» (AZS), который передается в ПТК ТПТС. Сигнал неисправности формируется по состоянию двух элементов схемы управления:

«Блок КРУЗА в нерабочем положении» (состояние концевого выключателя положения блока S01, разомкнут при рабочем положении блока и замкнут, когда ячейка КРУЗА в не рабочем положении);

«Отключен Q01» (состояние дополнительного контакта автоматического выключателя Q01, разомкнут при включенном (рабочем) положении выключателя, замкнут при выключенном состоянии либо сработанном состоянии по превышению тока).

Схема соединения этих контактов обеспечивает обработку их состояния по логике ИЛИ.

Питание цепей состояния концевых выключателей «L+G» и сигналы о состоянии концевых и моментных выключателей «DENAF», «DENZU», «WEAF», «WENAF», «WEZU», «WENZU» одним кабелем передаются в стойку приборную ТПТС.

На рисунке электропривод запорной арматуры подключен к блоку контактных зажимов (БКЗ), предназначенному для коммутации электрических цепей с помощью двух кабельных шлейфов, поставляемых комплектно с БКЗ, электропривод регулирующей арматуры подключается к БКЗ тремя кабельными шлейфами. В схемах ди-

станционного управления регулирующей арматурой цепи датчика положения передаются отдельной кабельной линией. Кабельные шлейфы подключаются к БКЗ с помощью штепсельного соединителя, состоящего из двух частей: вилки и розетки. В зоне контролируемого доступа применяются БКЗ с корпусами, изготовленными из нержавеющей стали, в зоне свободного доступа – с корпусами из углеродистой стали с лакокрасочным покрытием. В корпус БКЗ кабели заводятся через кабельные вводы, соответствующие диаметру входящего кабеля.

Схема подключения электропривода запорной арматуры системы безопасности к ТПТС аналогична схеме подключения электропривода запорной арматуры системы нормальной эксплуатации к ТПТС, за исключением применяемого модуля приоритетного управления ТПТС 52-2.1718 вместо модуля индивидуального управления ТПТС 51-2.1717.

4.9.2 Схема подключения электропривода регулирующей арматуры к модулю ТПТС

Для обеспечения электропитания трехфазного асинхронного электродвигателя регулирующей арматуры в НКУ 0,4 кВ применяется блок КРУЗА П 1/2RT.T412-21P1W, упрощенная функциональная схема которого представлена на рисунке 4.9.2.1 Основные функциональные элементы ПБР [24]:

- плата фильтров питания (ПФП), вырабатывает напряжения необходимые для работы всех элементов блока;
- платы силовые тиристорные (ПС1, ПС2), предназначены для подключения силовой нагрузки к питающей сети переменного тока. На этих платах установлены пять пар тиристоров, обеспечивающих реверсивную коммутацию трёх фаз;
- плата процессора принимает и обрабатывает внешние сигналы управления (команды «ОТКРЫТЬ»/«ЗАКРЫТЬ» от ТПТС), формирует дискретные выходные сигналы «НЕИСПРАВНОСТЬ», а также сигналы «БОЛЬШЕ»/«МЕНЬШЕ» на управление силовых цепей ПС1, ПС2;
- элементы гальванической развязки (ГР1..3);
- трансформаторы тока (ТТ1, ТТ2), сигналы с которых поступают на вход АЦП процессора для обеспечения контроля тока электродвигателя ЭПА.

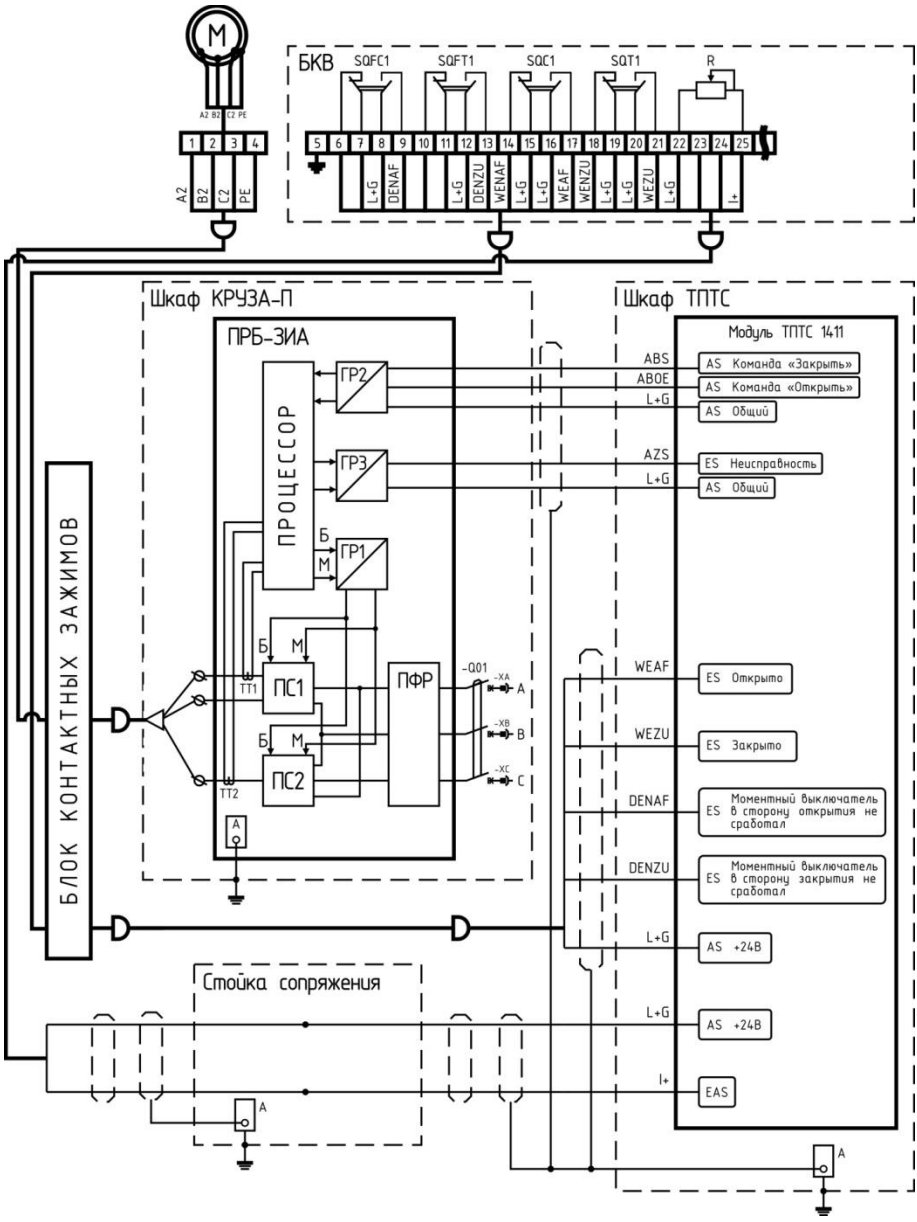


Рисунок 4.9.2.1 Схема подключения электропривода регулирующей арматуры к модулю ТПТС

Для управления регулирующим приводом необходим сигнал обратной связи во всём диапазоне промежуточных положения. В схеме управления электроприводом регулирующей арматуры системы

нормальной эксплуатации, расположенной в герметичном ограждении реактора энергоблока АЭС в качестве датчика положения электропривода используется потенциометр (на схемах электрических соединений обозначается «R2» - омический датчик положения) сопротивлением 100 Ом или 1кОм. Сигналы омического датчика положения по трехпроводной схеме с клемм БКЗ передаются через герметичную проходку ограждения реактора в НКУ 0,4 кВ КРУЗА П, где подключены к преобразователю нормирующему.

Преобразователь нормирующий усиливает и преобразует сигнал омического датчика положения электропривода в унифицированный выходной сигнал «I+» в диапазоне от 4 мА до 20 мА, который по отдельной кабельной линии по двухпроводной схеме через стойку сопряжения ТПТС поступает в модуль ТПТС51-2.1411. Электропитание «L+G» датчика положения осуществляется от модуля ТПТС.

В отличие от блока управления арматурой в качестве силового выключателя используется не электромеханический контактор, а бесконтактный (электронный) пускатель (ПБР). Основные технические характеристики приведены в таблице 4.9.2.1.

Пускатели бесконтактные реверсивные ПБР-3ИА предназначены для бесконтактного управления электроприводами регулирующими трубопроводной арматуры, в которых использованы трехфазные электродвигатели.

Пускатель ПБР-3ИА-9(16) может выполнять следующие функции:

- реверсивное бесконтактное управление электродвигателем электропривода по командам «ОТКРЫТЬ», «ЗАКРЫТЬ», подаваемым на дискретные входы пускателя;
- выполнение команд настройки, контроля состояния от внешнего пульта настройки PN1, подключаемого через интерфейс RS-232;
- формирование выходного сигнала «ГОТОВНОСТЬ», сигнализирует о готовности пускателя выполнять команды дистанционного управления, формируется, если отсутствует неисправность пускателя или ЭД;
- защитное отключение электродвигателя, формирование выходного сигнала «НЕИСПРАВНОСТЬ» и индикация неисправности;
- функционирование в режиме «Резервирование» – при соответствующей настройке параметров пускатель может быть использован в схеме управления электродвигателем с резервированием пускателей.

Таблица 4.9.2.1 – Основные технические характеристики пускателей ПБР-3ИА

Технические характеристики	ПБР-3ИА-9	ПБР-3ИА-16
Число фаз подключаемого электродвигателя	3	
Номинальный ток подключаемого ЭД по каждой фазе, А	не более 8	не более 15
Максимальная мощность ЭД, кВт	4	7,5
Максимальный коммутируемый ток, А - в продолжительном режиме включения - в повторно-кратковременном реверсивном режиме с частотой включений до 630 в час, и продолжительностью включения до 25% - кратковременно в импульсе до 10 мс	 не более 5 не более 9 не более 300	 не более 10 не более 16 не более 600
Падение напряжения на силовых ключах, при максимальном импульсном токе, В	не более 10	не более 10
Динамические характеристики: - время запаздывания выходного тока, при подаче и снятии управляющего сигнала, мс - минимальная длительность паузы между реверсивным включением, мс	 не более 40 не менее 20	

Электрическая схема блока КРУЗА-П 1/2RT.T412-21P1W, схема его подключения к ЭПА и ТПТС сходна со схемой, используемой магнитные пускатели и обеспечивает управление регулирующей арматурой в направлении «ОТКРЫТЬ» и «ЗАКРЫТЬ», которые поступают с модуля ТПТС 1411. При подаче команды управления «ABOE»/«ABS» на пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-3ИА-9(16) происходит коммутация силовой электрической цепи.

4.9.3 Схема подключения электропривода регулирующей арматуры с резервированием ПБР

Для управления ЭПА к которой предъявляются повышенные требования к сохранению её работоспособности (основные регуляторы уровня в парогенераторах и регуляторы уровня в подогревателях низкого давления) применяется схема функционирования ПБР в режиме «Резервирование», которая приведена на рисунке 4.9.3.1

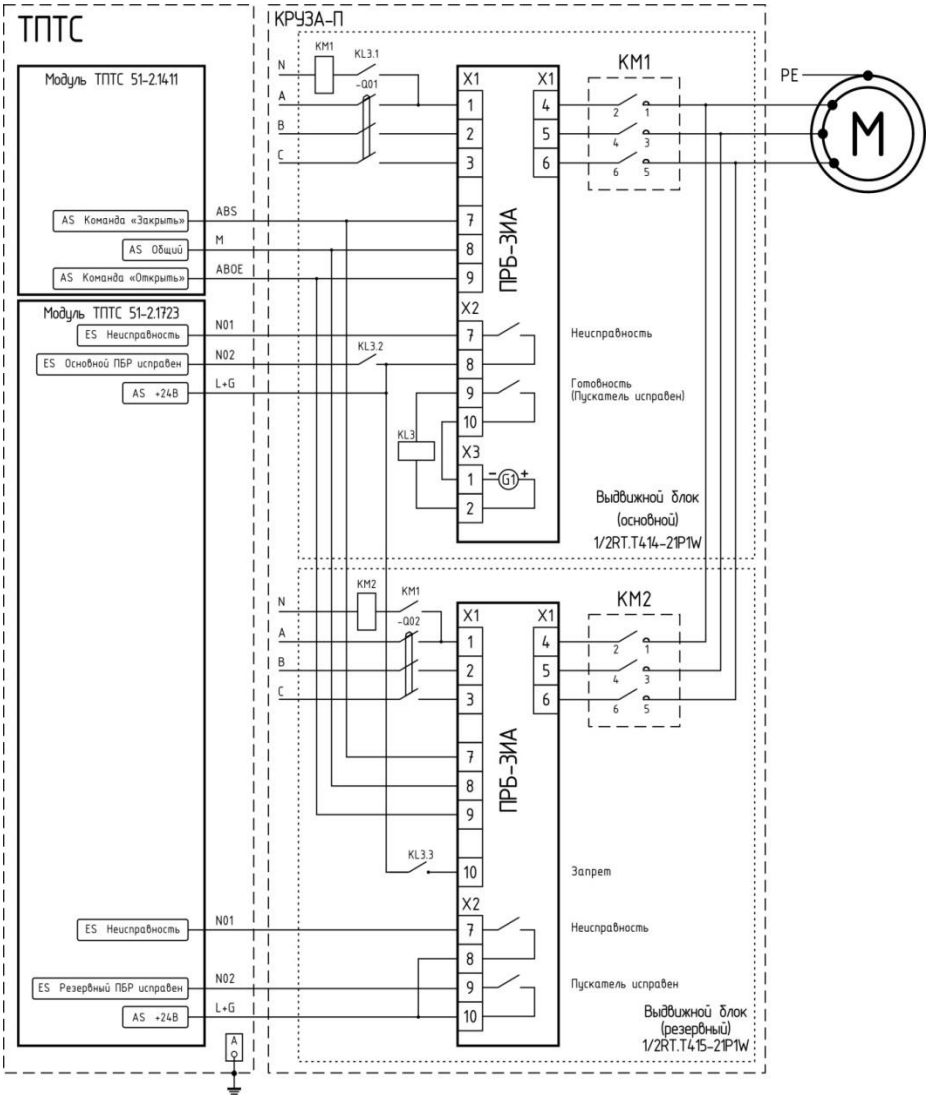


Рисунок 4.9.3.1 Схема функционирования ПБР в режиме «Резервирование»

При работе ПБР-ЗИА в основном режиме, отсутствии внутренней неисправности ПБР и неисправности ЭПА, на выходах 9-10 формируется дискретный сигнал «Готовность». При этом реле KL3 будет в сработанном состоянии и его контакты:

- KL3.1 замкнут цепь питания магнитного пускателя KM1, в результате чего силовой выход основного ПБР будет подключен к электроприводу, а цепь питания магнитного пускателя KM2 будет обесточена, в результате чего силовой выход резервного ПБР будет отключен от электропривода;
- KL3.2 замкнет цепь сигнализации «Осн. ПБР исправен», в результате чего +24 В с выхода модуля ТПТС51-2.1723 будет поступать на его вход K N02.
- KL3.3 замкнет цепь питания входа резервного ПБР «Запрет», что приводит к подаче на вход «Запрет» дискретного сигнала + 24 В с выхода ТПТС L+G и блокировке управления ЭПА.

При появлении неисправности в основном ПБР, на выходах 7-8 формируется дискретный сигнал «Неисправность» и +24 В с выхода ТПТС L+G поступает на вход модуля ТПТС N01 «Неисправность». При этом будет отсутствовать на основном ПБР сигнал «Готовность» и реле KL3 будет обесточено, и его контакты:

- KL3.1 разомкнет цепь питания магнитного пускателя KM1, в результате чего силовой выход основного ПБР будет отключен от электропривода, а цепь питания магнитного пускателя KM2 будет запитана, в результате чего силовой выход резервного ПБР будет подключен к электроприводу;
- KL3.2 разомкнет цепь сигнализации «Осн. ПБР исправен», в результате чего на входе K N02 не будет дискретного сигнала.
- KL3.3 разомкнет цепь питания входа резервного ПБР «Запрет», что приведёт резервный ПБР в рабочий режим.

  Резервный ПБР будет работать до тех пор, пока на основном ПБР будет сигнал «Неисправность» и отсутствовать сигнал «Готовность».

4.10 Низковольтное коммутационное устройство

4.10.1 Назначение КРУЗА П

Комплектные распределительные устройства управления запорной арматурой (КРУЗА П- индекс завода изготовителя) предназначены для применения в устройствах ввода и распределения электроэнергии, управления электродвигателями механизмов и арматурой собственных нужд АС. Изготовитель ОАО «Протвинский опытный завод «Прогресс».

КРУЗА П состоит из 8 основных типов шкафов и является проектно-компонуемыми устройствами. Конкретное наполнение шкафа электрооборудованием, устройствами управления, защиты и автомати-

ки производится в соответствии со схемами задания заводу.

КРУЗА П 9Ш и 14Ш предназначены для управления электродвигателями механизмов, запорной и регулирующей арматуры и подразделяются на вводно-распределительные, распределительные, вводно-секционные и секционно-распределительные.

КРУЗА П 7Ш и 12Ш предназначены для использования в качестве панелей стыковки или кабельных панелей – для подвода большого количества и/или сечения подключаемых кабелей для их ввода.

4.10.2 Технические характеристики КРУЗА П

Номинальное напряжение главной цепи 380 В переменного тока частотой 50 Гц, 220 В и 110 В постоянного тока. Номинальное напряжение вспомогательных цепей – 24 В, 220 В постоянного тока и 220 В (230 В) переменного тока.

КРУЗА П ориентированы на совместную работу со средствами автоматизации в составе АСУ ТП. Информация в АСУ ТП выдается, как правило, в виде перекидного контакта для использования в цепях постоянного и переменного тока. Предусмотрена гальваническая развязка цепей контроля и управления постоянного тока 24 В от силовых цепей.

4.10.3 Состав КРУЗА П

В основе каждого КРУЗА П лежит несущая конструкция – жесткая, недеформируемая и ударопрочная. Оболочка КРУЗА П состоит из колонны (каркаса), крыши, дверей отсеков, лицевых панелей выдвижных блоков, боковых стенок и пола.

Общий вид шкафа КРУЗА П одностороннего обслуживания показан на рисунке 4.10.3.1.

Конструкция шкафов обеспечивает подвод кабелей снизу и сверху, установку шинных перемычек и шинопроводов сверху и сбоку.

В шкафах КРУЗА место для подключения заземления переносного определяется информационной табличкой к шине PE, расположенной:

- в 9Ш и 14Ш – горизонтально в нижней части фасада шкафа;
- в 7Ш и 12Ш – горизонтально в нижней части задней стороны шкафа.

Конструкция шкафов КРУЗА П предусматривает два варианта установки в помещениях распределительных устройств одностороннее обслуживание (7Ш и 9Ш) и двухстороннее обслуживание (12Ш и 14Ш).

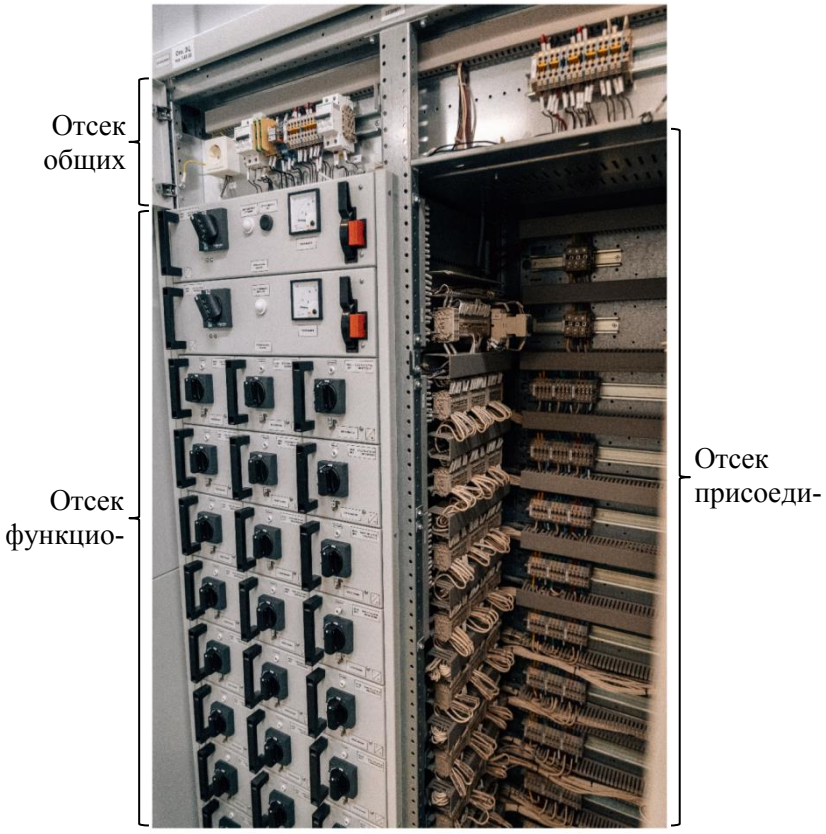


Рисунок 4.10.3.1 Общий вид шкафов КРУЗА П одностороннего обслуживания

Каждый КРУЗА П (кроме шкафов, используемых в качестве кабельных панелей) состоит из отсеков:

- функциональной аппаратуры;
- сборных и распределительных шин;
- присоединений кабелей;
- общих шинок.

В кабельных панелях КРУЗА П 7Ш и 12Ш основное пространство внутри шкафа занимают переходные кабельные сборки, обеспечивающие переход с кабеля большого диаметра на кабель меньшего диаметра. Поэтому, как таковые функциональные отсеки в этих шкафах не выделяются.

Отсек функциональной аппаратуры

Отсек функциональной аппаратуры составляет главную часть шкафа и для удобства проектирования и изготовления условно разделен на модули.

Полезная высота отсека и модулей для шкафов 9Ш, 14Ш составляет 1650 мм – 11 модулей по 150 мм. В шкафу в один ряд устанавливаются блоки только одной модульности. Высота устанавливаемых в шкафы блоков с аппаратурой кратна принятой высоте модуля.

Место расположения блока идентифицируется номером последнего занятого модуля. Отсчет модулей производится сверху отсека. Если в одном модуле расположены два блока, то они идентифицируются латинскими буквами слева направо – «A» и «B», если три блока – «A», «B» и «C», если четыре блока – «A», «B», «C» и «D».

Варианты блоков различной модульности для шкафов МСС представлены на рисунке 4.10.3.2.



выдвижные блоки 1/4М (2 блока)



выдвижные блоки 1/3М (3 блока)



выдвижные блоки 1/2М (2 блока)



выдвижной блок 1М



выдвижной блок 2М



выдвижные блоки 3М (2 блока)

Рисунок 4.10.3.2 Варианты модульности и установки блоков для шкафов КРУЗА (9Ш и 14Ш)

В отсеке предусматривается установка выдвижных, съемных и стационарных блоков. Вся аппаратура, монтируемая внутри выдвижных блоков, имеет только стационарную установку.

Для распределенной системы АСУ ТП в состав КРУЗА П могут входить модули УСО и модули связи с верхним уровнем АСУ по оптическому или проводному интерфейсу. Состав модулей УСО и модулей связи с верхним уровнем АСУ определяется разработчиком системы АСУ ТП по согласованию с изготовителем.

В КРУЗА П предусмотрено использование трех видов привода АВ:

- ручной привод, проходящий сквозь лицевую панель блока (выносная рукоятка);
- ручной привод на АВ, выходящий на лицевую панель блока (поворотная рукоятка – для АВ «Compact NSX»);
- электрический дистанционный привод.

Выдвижные блоки и съемные части КРУЗА П обеспечивают возможность их установки в шкафу с фиксацией в положениях в соответствии с ГОСТ Р 51321.1, каждое из которых обозначено и фиксировано – присоединенное, испытательное, отсоединенное (изолированное) и отделенное.

В конструкции присоединенного и испытательного положения выдвижных блоков предусмотрена механическая фиксация положения блока.

В присоединенном положении замкнуты контрольные и силовые электрические цепи выдвижного блока КРУЗА П, команды управления приводят к подаче силового электропитания потребителю электроэнергии.

В испытательном положении замкнуты контрольные, разомкнуты силовые электрические цепи выдвижного блока КРУЗА П, команды управления приводят к срабатыванию аппаратуры блока без подачи силового электропитания потребителю электроэнергии.

В отсоединенном положении разомкнуты контрольные и силовые электрические цепи выдвижного блока КРУЗА П, команды управления не приводят к срабатыванию аппаратуры блока, блок остается внутри своего адаптера.

В отделенном положении блок КРУЗА П изъят из своего адаптера, находится отдельно от шкафа.

Шкафы КРУЗА П и их выдвижные части снабжены блокировками, обеспечивающими безопасное отсоединение и подсоединение

электрической аппаратуры от главной цепи, когда эта цепь находится под напряжением в соответствии с ГОСТ Р 51321.1.

В шкафах предусмотрена возможность представления информации для АСУ ТП об отсоединенном и испытательном положениях выдвижных частей.

Главные и вспомогательные разъединяющие контакты выдвижных частей (блоков) – самоцентрирующиеся.

Механизм выкатывания блоков, занимающих всю ширину функционального отсека (1М – 4М), снабжен упором, ограничивающим максимальное перемещение блока и стопоры для предотвращения перехода через положение.

Выдвижные блоки оснащены системой механической кодировки, которая исключает установку блока в несоответствующую ему ячейку. Кодировка обеспечивает различные комбинации кода для каждого типоразмера блока в пределах шкафа.

Выдвижные блоки 1/2М - и 1/3М - снабжены блокировками, обеспечивающими:

- невозможность установки выдвижного блока в присоединенное положение при включенном положении АВ;
- невозможность выкатывания выдвижного элемента из присоединенного положения в испытательное при включенном положении АВ;
- невозможность включения АВ в случае, если блок находится в промежуточных положениях (незафиксированных в присоединенном или испытательном положении).

В одном блоке, как правило, объединены силовые цепи (главные цепи) и цепи управления, сигнализации и контроля (вспомогательные цепи).

Конструкция выдвижного блока представляет собой несущую раму с механизмами управления АВ, механизмом выдвижения блока и механизмом блокировки от выдвижения при включенном АВ. Выдвижные блоки устанавливаются в адаптеры, обеспечивающие фиксацию блоков в шкафу.

Отсек сборных и распределительных шин

Отсек сборных и распределительных шин включает в себя сборные (горизонтальные) и распределительные (вертикальные) шины и полностью изолирован от других отсеков КРУЗА П.

Сборные шины располагаются горизонтально (на ребро) в верхней части КРУЗА П и соединяются между собой при сборке шкафов в щит при помощи накладок, крепящихся болтами.

Распределительные шины располагаются сзади отсека функциональной аппаратуры и предназначены для питания АВ и блоков.

Доступ к сборным шинам для обслуживания контактных болтовых соединений осуществляется через съемную крышу (или люк). Вертикальные распределительные шины не требуют обслуживания, и доступ к ним в процессе эксплуатации не предусматривается.

Шины в КРУЗА П изготавливаются из меди и крепятся на опорах.

Отсек присоединений кабелей

Отсек присоединений кабелей примыкает к отсеку функциональной аппаратуры. В шкафах 9Ш отсек присоединения кабелей расположен с правой стороны отсека функциональной аппаратуры; 14Ш – с задней стороны КРУЗА П.

В каждом КРУЗА П предусмотрена возможность присоединения защитной жилы кабеля каждого присоединения (ввода, вывода) к защитной шине PE (или к шине PEN).

Подвод кабелей в отсек присоединений КРУЗА П возможен как сверху (через крышу), так и снизу (через пол).

Отсек общих шинок

Отсек общих шинок располагается в верхней части шкафа КРУЗА П (смотри рисунок 4.10.1) и состоит из двух отделений. Одно отделение отсека (расположенное над отсеком функциональной аппаратуры) закрывается отдельной дверью, другое (расположенное над отсеком присоединения кабелей) – закрывается дверью отсека присоединения кабелей.

В отсеке установлены: блок сигнализации для индикации аварийного срабатывания АВ шкафа, блок освещения с розеткой для проведения ремонтных работ в КРУЗА П, а так же, при наличии, блоки обогрева и вентиляции.

Общие шинки шкафов, определяемые схемой блока организации шинок сигнализации на объекте при сборке в щит соединяются между собой шлейфом (жгутом).

4.10.4 Диагностика запорной и регулирующей арматуры

КРУЗА П имеют в своём составе блоки для реализации функции диагностирования запорной и регулирующей арматуры (технические средства встроенной системы диагностирования электропри-

водной арматуры – ТС ВСДЭА). Они предназначены для мониторинга и диагностирования арматуры, определения и прогнозирования её технического состояния с целью применения стратегии ремонта оборудования по фактическому техническому состоянию.

ТС ВСДЭА в составе КРУЗА П не влияют на выполнение основных функций КРУЗА П по электроснабжению потребителей. Любой отказ в средствах ТС ВСДЭА, встроенных в КРУЗА П не приводит к отказу основной аппаратуры КРУЗА П.

Для обеспечения возможности реализации функции диагностики арматуры в блок управления арматурой установлены модуль измерения токов и напряжений (МДТН) и накопитель электрических параметров (НЭП). МДТН обеспечивает измерение мгновенных значений напряжения и токов фаз электродвигателя электропривода, состояние команд открыть/закрыть по токам электромагнитам пускателей и запись измеренной информации в память НЭП. Для хранения информации НЭП имеет съёмный накопитель информации (карта флэш-памяти). Передача накопленной информации производится по запросу в сервер ВСДЭА для обработки или путём копирования информации с карты памяти на сервисном компьютере. Обработка информации и формирование диагностических заключений, ведение баз данных состояние арматуры выполняется на сервере ВСДЭА в режиме «off line». Диапазон измеряемых частот информации:40-1000Гц в каждом канале. Количество каналов измерения - 8. Объём памяти > 256МВ, что обеспечивает хранение 10 циклов хода открыть/закрыть арматуры.

Структурная схема блока управления КРУЗА с функцией диагностики и его подключения к электроприводу и ТПТС приведена на рисунке 4.10.4.1.

При наличии в блоках средств встроенной системы диагностирования арматуры (ТС ВСДЭА) обеспечивается диагностирование до 30 единиц электроприводной арматуры. Места встраивания блоков с ТС ВСДЭА в КРУЗА П соответствуют местам, идентифицированным латинской буквой «А», «В» и «С».

Передача диагностической информации с ТС ВСДЭА осуществляется по Ethernet-каналу в Ethernet-маршрутизатор, расположенный на уровне 6-го модуля отсека по оптическому кабелю. Для снятия диагностической информации дополнительно предусмотрен разъем ТС ВСДЭА, который выведен на лицевую панель блоков КРУЗА П. На сервер сбора информации ВСДЭА диагностическая информация передается по оптоволоконному кабелю.

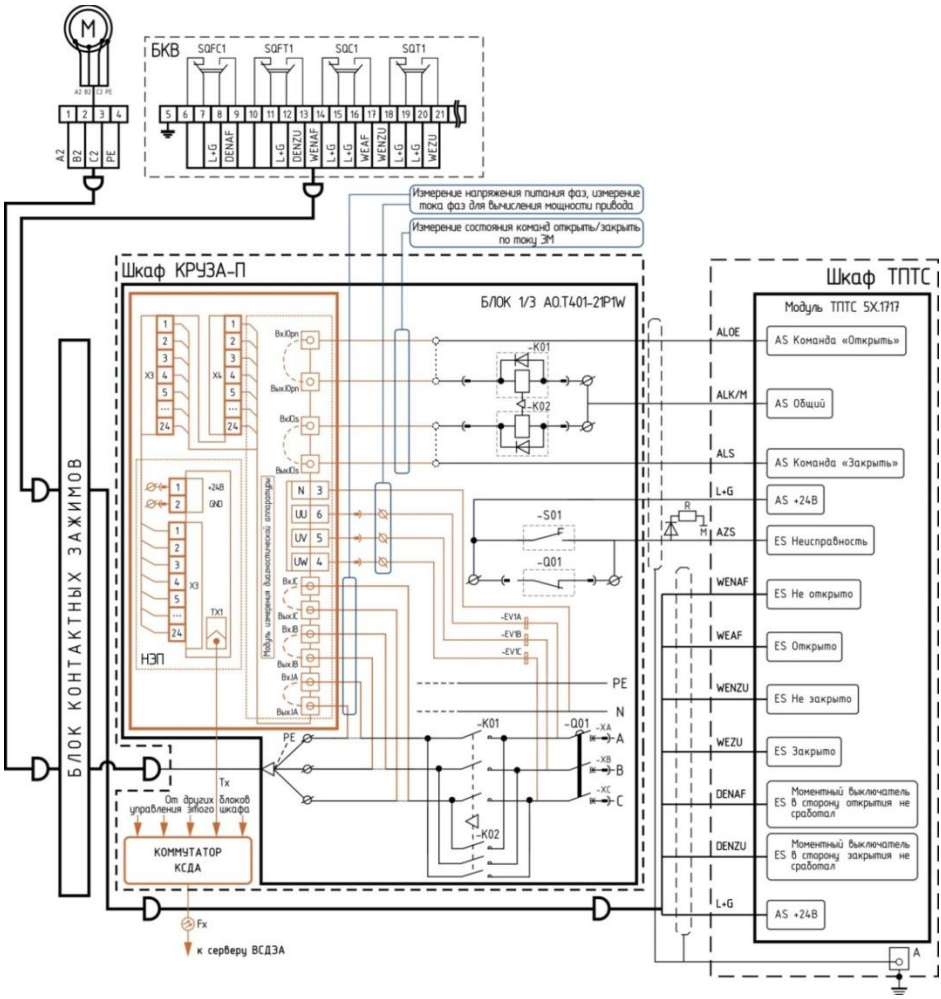


Рисунок 4.10.4.1 Структурная схема блока управления КРУЗА с функцией диагностики и его подключения к электроприводу и ТПТС

Список литературы к главе 4

1. ГОСТ 6651-2009 Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний. 2011 г.

2. Термопреобразователь сопротивления ТСМ-01, ТСП-01, ТСМ-02, ТСП-02. Руководство по эксплуатации. 427.07 РЭ.

3. Сажин, С. Г. Средства автоматического контроля технологических параметров [Электронный ресурс] [Текст]: учебное пособие /

Сажин С. Г. - Санкт-Петербург : Лань, 2014. - 368 с.

4. Технические измерения и приборы. Часть 1. Измерение теплоэнергетических параметров: Учебное пособие / Н.В. Чистофорова, А.Г. Колмогоров. – Ангарск. АГТА, 2008. – 200 с.

5. Датчики давления Метран-150 исполнения АС. Руководство по эксплуатации. СПГК.5295.000.00 РЭ Версия 1.0.

6. Иванова Г.М. Теплотехнические измерения и приборы: учебник для вузов/ Г.М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2005. 460 с., ил.

7. Датчик-реле уровня РОС 301А. Руководство по эксплуатации ИНСУ1.430.057 РЭ.

8. Датчики бесконтактные емкостные KIPPRIBOR. Руководство по эксплуатации.

9. Датчики приближения Autonics: индуктивные и емкостные.

10. Кондуктометр автоматический КАЦ-037 руководство по эксплуатации Москва 2011 КАЦ 114.00.00.000РЭ 24 стр.

11. Инструкция по эксплуатации анализатора растворенного кислорода AMI Oxytrace Январь 2008 А-96.250.531 79 стр.

12. Руководство по эксплуатации, установке и техническому обслуживанию pH-метра AMI pH-Redox 76 стр. 2006 г.

13. Нововоронежская АЭС-2 с энергоблоками № 1,2. Система подготовки проб и измерений в составе системы автоматизированного химического контроля второго контура (АХК-2). Техническое задание ТА13-002-ТЗ. ООО «Техноаналит», г. Москва 2013 г.

14. Рощектаев Б.М. Водно-химический режим АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и РБМК-1000: Учебное пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2010. – 132 с.

15. Инструкция по эксплуатации кондуктометра AMI Powercon апрель 2007 77 стр.

16. Дамаскин, Б.Б Электрохимия [Текст]: Учеб. пособие для ВУЗов / Б.Б. Дамаскин, О.А. Петрий. - М.: Высш. школа, 1987. - 295 с.

17. Паспорт Преобразователи измерительные температуры и влажности (Модификация ИПТВ-206А-М3-03 для АЭС) 13 стр.

18. Инструкция по эксплуатации нейтронных анализаторов раствора бора энергоблоков № 1, № 2 Нововоронежской АЭС-2.

19. Нововоронежская АЭС-2 с энергоблоками № 1,2. Подключение технологического оборудования. Каталог стандартов подключения к ТПТС. АО «Атомэнергопроект» 2016 г.

20. Каталог продукции ПТПА. Часть 4. «Арматура для атомной энергетики».

21. Каталог продукции AUMA.

22. Технический проект АСУТП. Нововоронежская АЭС-2. Том 7.

23. Устройства комплектные низковольтные распределения и управления, шкафного исполнения. Шкаф КРУЗА П. Э1509.00.00.00РЭ.

24. Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-3ИА. Руководство по эксплуатации ЯЛБИ.421235.027 РЭ.

25. Устройства комплектные низковольтные распределения и управления, шкафного исполнения КРУЗА П. Схемы электрические принципиальные. Часть 3. РД-0721-66-02-07.

5 ПОДСИСТЕМЫ АСУТП

5.1 Система верхнего блочного уровня

5.1.1 Общее описание

Успешное выполнение оператором задач по управлению блоком на БПУ (рисунок 5.1.1.1) и целевых задач безопасности предполагает наличие информационно-управляющей системы, позволяющей оперативно обнаруживать, идентифицировать ситуации или события, связанные с нарушением в работе энергоблока или его отдельного оборудования, обеспечивать поддержку необходимых действий и контроль за их выполнением.

СВБУ является подсистемой АСУТП энергоблока и предназначена для централизованного контроля за технологическими процессами на энергоблоке и передачи команд оператора по управлению оборудованием и механизмами СНЭ энергоблока и оборудованием и механизмами СБ при отсутствии инициирующих сигналов на автоматический запуск СБ.



Рисунок 5.1.1.1 Блочный пункт управления проекта АЭС-2006

СВБУ, в соответствии с классификацией, приведенной в НП-001-15 [1], относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности (класс 3Н).

Основными целями создания СВБУ являются обеспечение:

- контроля и управления технологическим процессом;
- интеграции всей информации по энергоблоку от всех систем и подсистем АСУТП;
- дисплейного управления оборудованием СНЭ и оборудованием СБ в режимах, предусмотренных проектом;
- централизованного контроля и представления, как обобщенной, так и детализированной информации о состоянии энергоблока, отдельных параметрах технологического процесса и состоянии оборудования (арматуры и механизмов);
- контроля состояния барьеров безопасности энергоблока;
- необходимой информацией персонала различных подразделений АЭС, которым эта информация необходима в процессе работы;
- формирования сигнализации о нарушениях в работе энергоблока, отдельных систем, отдельного оборудования;
- необходимой информацией АЦ АЭС;
- возможности обмена информацией с подсистемами АСУТП;
- ведения архивов;
- обеспечение возможности обмена информацией СВБУ с СВСУ;
- единого подхода в организации информационного обеспечения;

Основными направлениями достижения указанных целей является использование:

- современного программного обеспечения на базе программной платформы ПОРТАЛ, обеспечивающего возможность обработки оперативных данных, получения на этой основе информации о состоянии технологических процессов и оборудования, характере и причинах нарушений и позволяющего операторам ЭБ принимать адекватные решения по управлению оборудованием ЭБ;
- современных компьютерных технологий, обеспечивающих эффективный человеко-машинный интерфейс;
- структурирование информации и развитие информационной поддержки оперативного персонала.

СВБУ энергоблока представляет собой совокупность:

- информационного обеспечения;
- программно-технических средств;
- документации;
- ЗИП;
- сервисного оборудования;
- кабельных линий связи.

СВБУ реализована как расширяемая информационно-управляющая система, допускающая ввод функций и наращивание задач системы, изменение или дополнение справочной информации.

СВБУ обеспечивает информацией следующие категории персонала:

- оперативный персонал БПУ, постоянно присутствующий на БПУ;
- оперативный персонал при управлении с НК БПУ, РПУ;
- оперативный, ремонтный и административно-технический персонал ЦТАИ;
- персонал блочного пункта радиационного контроля;
- инженерно-технический и административный персонал цехов и АЭС;
- инженерно-технический и административный персонал цехов и АЭС в АЦ (через специализированное устройство передачи данных).

СВБУ обеспечивает следующие технические возможности в части сбора, обработки, хранения, представления и передачи данных: прием, обработку, представление, хранение и передачу данных в соответствии с требованиями, предъявляемыми ЧТЗ [2]:

- сбор данных и обмен информацией с подсистемами АСУТП: СКУ РО, СКУ ТО-1, СКУ ТО-2, УСБТ-1-1, УСБТ-1-2, УСБТ-2-1, УСБТ-2-2, СКУ В, СКУ СВО, СУЗ УСБТ-1, СУЗ-УСБТ-2, ПЗ-1, СВРК, САУДГ НЭ, АРК-1, АРК-2, СРВПЭ-1, СРВПЭ-2, АКНП-1, АКНП-2, АСРК, СКУ ПЗ, АСВД, КЭ СУЗ, СКУД, СКУ ВХР, СКУ ЭЧ, АКГА, САУДГ-1, САУДГ-2, ДДСЗ-1, ДДСЗ-2, МПУ БС;
- представление данных на более 1500 технологических видеокадрах с не более 200 изменяющимися графическими объектами на одном видеокадре;
- объем базы данных: порядка 20 000 аналоговых сигналов и

160 000 бинарных и дискретных сигналов;

- глубина оперативного архива равна длительности топливного цикла РУ;
- глубина долгосрочного архива – весь срок эксплуатации энергоблока;
- время задержки в передаче данных от шлюзов подсистем низовой автоматики до мониторов СВБУ не превышает 1 с.;
- время задержки в передаче команд дистанционного управления с дисплеев рабочих станций СВБУ в шлюзы ПТК нижнего уровня АСУТП не превышает 1 с.;
- цикл изменения дискретных и аналоговых данных на экранах видеомониторов не превышает 1 с.;
- время смены видеокадра мнемосхемы на экранах мониторов не превышает 1,5 с.

СВБУ обеспечивает выполнение всех определенных проектом функций при следующих условиях функционирования:

- нормальные условия загрузки СВБУ (прием и обработка до 3 000 изменяющихся сигналов в секунду).
- экстремальные условия загрузки СВБУ (прием и обработку 10 000 изменяющихся сигналов в секунду; длительность экстремальных условий не более 1 минуты; до и после экстремальных условий количество изменяющихся сигналов не более 3 000 в секунду).

В состав оборудования СВБУ включены АРМ СБ (МВ-НВ). Они предназначены для реализации функции отображения информации на мониторах секций ПБ, поступающей из систем безопасности в локальную вычислительную сеть СВБУ энергоблока напрямую с коммутаторов систем безопасности СВБУ (минуя сервера СВБУ).

Рабочие станции панелей СБ СВБУ должны выполнять следующие функции:

- сбор данных от следующих подсистем СБ АСУТП: УСБТ-1-1, УСБТ-1-2, УСБТ-2-1, УСБТ-2-2, СУЗ-УСБТ-1, СУЗ-УСБТ-2, СВРК, АРК-1, АРК-2, СРВПЭ-1, СРВПЭ-2, АКНП-1, АКНП-2, АСРК, САУДГ-1, САУДГ-2;
- обработка данных в проектном объеме;
- представление информации в части технологических форматов по СБ;

– сигнализации в объеме принимаемых данных;

– оперативная помощь по работе с системой и функциями.

Элементы и СВБУ в целом не требуют метрологического обслуживания, так как в состав СВБУ не входят измерительные каналы, другие СИ. Программное обеспечение «ПОРТАЛ», применяемое для реализации функций СВБУ, используется для обработки результатов измерения, оно классифицируется как универсальное программное обеспечение и не требует оценивания вносимой погрешности. Проверка конфигурации/модификации ПО, а именно соответствия передаваемой от внешних подсистем в СВБУ информации, производится на этапах интеграционных испытаний подсистем и СВБУ на заводе-изготовителе, а также на этапе комплексных интеграционных испытаний СВБУ на площадке АЭС. Средний срок службы СВБУ при условии восстановления выработавших ресурс (или отказавших) технических средств должен быть не менее 30 лет при соблюдении правил эксплуатации, оговоренных в эксплуатационной документации.

5.1.2 Функционирование системы

СВБУ относится к классу систем длительного непрерывного пользования. СВБУ должна функционировать во всех предусмотренных проектом режимах работы энергоблока, включая режим нормальной эксплуатации, плановые пуски и остановы энергоблока, режимы с нарушениями нормальной эксплуатации, аварийные режимы. Временной режим работы СВБУ – круглосуточный, непрерывный.

СВБУ энергоблока имеет следующие режимы функционирования:

– автоматический;

– автоматизированный;

– пуск/останов/рестарт.

Часть функций выполняется в автоматическом режиме, часть функций – в автоматизированном. В автоматическом режиме выполняются:

– сбор и обработка сигналов от источников информации СВБУ;

– формирование единого астрономического времени на энергоблоке;

– передача данных в аварийный центр (АЦ) АЭС;

– ведение архивов;

– сигнализация о нарушениях в работе энергоблока или его отдельных систем;

– диагностирование работы СВБУ и вывод информации о возникших отказах и/или сбоях в работе СВБУ;
– реализация расчетных функций (например, «Состояние систем безопасности»);
– представление данных в СВСУ и общестанционную сеть АЭС.

В автоматизированном режиме должны выполняться:

– представление данных на экранах мониторов АРМ СВБУ в виде видеокадров-мнемосхем, протоколов, трендов, гистограмм;
– передача команд на управление оборудованием энергоблока;
– передача команд на запуск программно-логического пошагового управления технологическим оборудованием энергоблока;
– передача команд операторов (например, на изменение режимов работы регуляторов, задание уставок регуляторов и т.д.);
– работа с сигнализациями;
– выбор операторами необходимой информации;
– работа с архивными данными;
– отображение состояния ТЗиБ при наличии соответствующей информации от нижнего уровня АСУТП;
– функции модификации БД, видеокадров и справочной информации;
– диагностирование состояния технологических систем и оборудования (при наличии диагностической информации и соответствующих алгоритмов);
– вывод на печать необходимой информации.

Структура СВБУ обеспечивает выполнение назначенных СВБУ функций с требуемым качеством и надежностью. В состав СВБУ включены следующие компоненты:

– средства обработки поступающей в СВБУ информации (серверы);
– дисплейные рабочие станции;
– средства, обеспечивающие установку и поддержание в АСУТП единого времени;
– локальную вычислительную сеть верхнего блочного уровня (ЛВС СВБУ) для обмена информацией между компонентами СВБУ и внешними системами;

– устройства печати;
– устройства хранения архивов.

Структурная схема СВБУ представлена на рисунке 5.1.1.2.

СВБУ функционирует непрерывно (круглосуточно) в течение всего срока службы за исключением времени на техническое обслуживание.

СВБУ обеспечивает функционирование СВБУ во всех предусмотренных проектом режимах работы энергоблока, включая режим нормальной эксплуатации, плановые пуски и остановы энергоблока, нарушения нормальной эксплуатации, аварийные ситуации и аварии.

СВБУ функционирует в автоматическом режиме. После включения (подачи электропитания) всех ПТС из состава ПТК СВБУ происходит автоматический ввод в работу всех ШТК, происходит автоматическая загрузка СПО и запуск ППО на всех серверах, автоматическая загрузка СПО и выход на службу авторизации пользователя на всех рабочих станциях.

СВБУ обеспечивает синхронизацию внутренних часов вычислительных компонентов СВБУ (серверов и РС) и других подсистем АСУТП энергоблока от глобальных спутниковых систем навигации (ГЛОНАСС/GPS) по протоколу NTP.

В основе структуры системы лежит деление СВБУ на подсети функционально связанных абонентов ЛВС:

– подсеть АРМ информационно-управляющего контура СВБУ;
– подсеть АРМ информационного контура СВБУ;
– подсеть межсерверного обмена;
– подсеть шлюзов.

Каждая подсеть организуется путем подключения группы абонентов СВБУ к одному из коммутаторов (ШТК):

– ШТК 1, 2 каналов СБ и ШТК подсистем сети шлюзов совместно с АРМ образуют подсеть сбора данных с подсистем АСУТП ЭБ и управления разрешенным оборудованием;
– ШТК МСО совместно с серверами ИУК/ИК образуют подсеть МСО;
– ШТК совместно с АРМ образуют подсеть ИУК;
– ШТК совместно с АРМ образуют подсеть ИК.

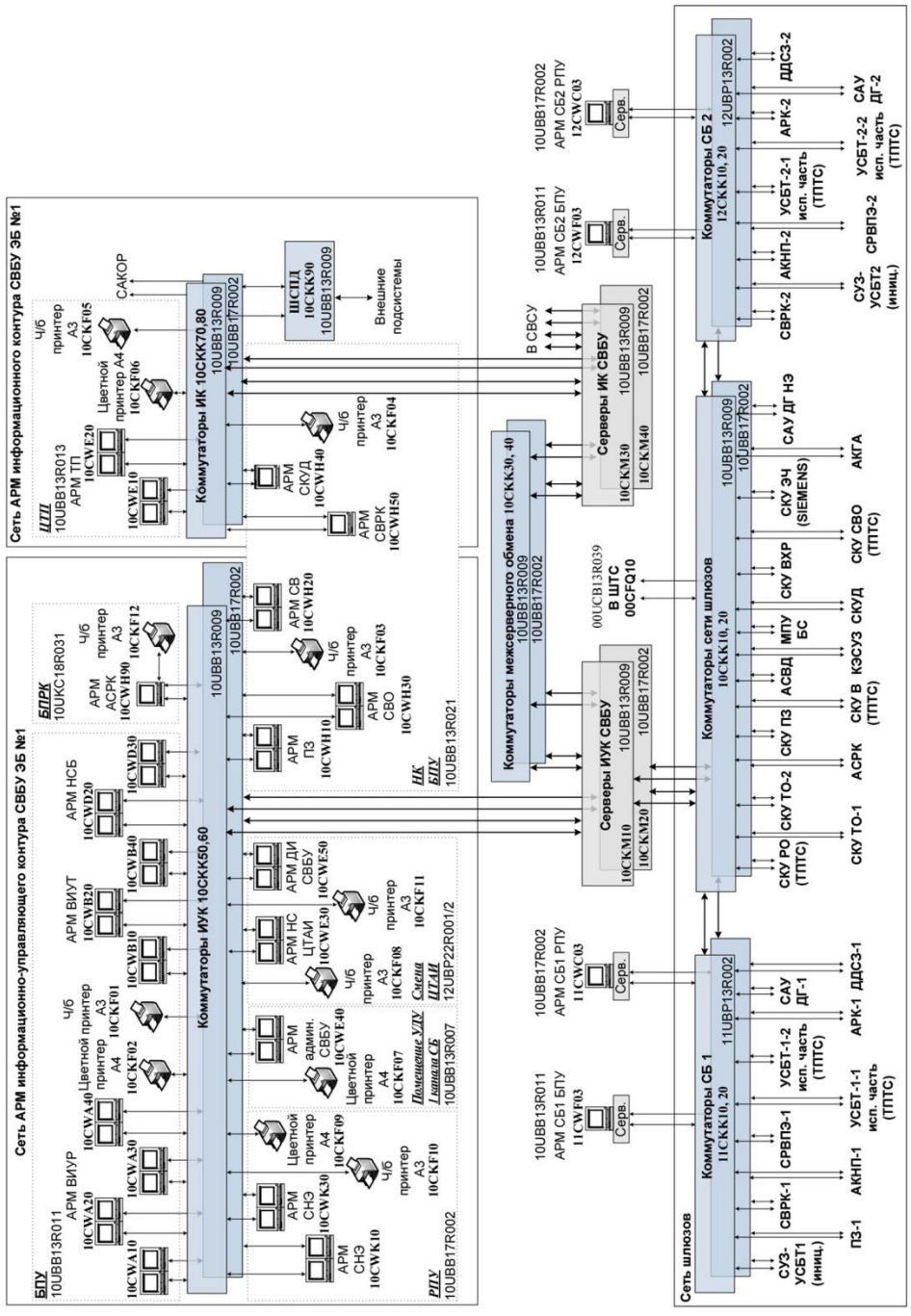


Рисунок 5.1.1.2 Структурная схема СВБУ энергоблока

Деление ЛВС СВБУ на подсети минимизирует взаимовлияние информационных потоков и обеспечивает требуемую пропускную способность каналов ЛВС.

Основой активной частью ЛВС являются шкафы телекоммуникационные ШТК (коммутаторы), служащие для обеспечения информационных потоков между шлюзами, серверами, рабочими станциями и вспомогательным оборудованием.

ЛВС СВБУ построена на основе волоконно-оптических линий связи для исключения влияния электромагнитных помех и увеличения длины сегментов ЛВС.

Состав ПТК СВБУ приведен в таблице 5.1.2.1.

Таблица 5.1.2.1 – Состав ПТК СВБУ

№ п/п	Наименование	Количество, шт.
1.	Рабочая станция двухдисплейная (РС-2)	19
2.	Рабочая станция однодисплейная (РС-1)	3
3.	Шкаф телекоммуникационный (ШТК)	8
4.	Шкаф телекоммуникационный СБ (ШТК-СБ)	4
5.	Шкаф серверный унифицированный (ШСУ)	4
6.	Шкаф серверный передачи данных (ШСПД)	1
7.	Тестовое программное обеспечение (ТПО)	1
8.	Системное программное обеспечение (СПО)	1
9.	Прикладное программное обеспечение (ППО)	1
10.	Комплект волоконно-оптических линий связи (ВОЛС)	1
11.	Комплект контрольно-сервисной аппаратуры (КСА)	1
12.	Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП)	1
13.	Комплект эксплуатационной документации	1

Взаимодействие СВБУ со смежными системами АСУТП ЭБ осуществляется через программно-аппаратные шлюзы.

Шлюзы подключаются к подсети сети шлюзов и на программно-аппаратном уровне обеспечивают информационную совместимость соответствующих систем с СВБУ. Шлюзы входят в состав ПТК подсистем АСУТП.

5.1.3 Отказоустойчивость

Для предупреждения или защиты оборудования СВБУ от отказов по общей причине (таким как затопление, пожар и др.) проектом АСУТП предусмотрено физическое разделение основного и резервного комплекта оборудования СВБУ по удаленным друг от друга помещениям энергоблока, расположенным на разных высотных отметках.

Резервированные устройства системы работают в синхронном режиме (с единым отсчетом времени) с возможностью включения или отключения любого из них без нарушения функционирования системы в целом. Единичные отказы ТС не приводят к отказу системы в целом. При этом резервированные технические устройства должны обеспечивают самоконтроль, взаимоконтроль, диагностику неисправного устройства на аппаратном и программном уровне.

Требуемые показатели надежности достигаются путем применения:

- надежных программно-технических средств и линий связи;
- избыточности (резервирования) ПТС и линий связи;
- архитектуры реального времени (RTA), которая поддерживает конфигурации с резервированием.

Среднее время наработки на отказ ШСУ – не менее 10000 ч., среднее время восстановления, без учета времени на организационные мероприятия – не более 2 ч.

Восстановление работоспособности СВБУ осуществляется заменой отказавших технических средств из состава ЗИП.

Структура ПТК СВБУ обеспечивает выполнение принципа резервирования основных элементов с целью исключения влияния единичных отказов ПТС на функционирование СВБУ. В ПТК СВБУ резервированными являются серверы ШСУ, коммутаторы ШТК и пассивная часть ЛВС. Рабочие станции всех АРМ имеют два независимых канала связи – с основной и резервной ЛВС СВБУ. Рабочие станции каждого АРМ резервированы функционально, т.е. в пределах АРМ представление информации и управление соответствующими ТОУ обеспечивается с любой рабочей станции.

Проектом комплекта ВОЛС предусмотрен так называемый «холодный» резерв оптического кабеля, который предполагает прокладку и коммутацию резервных оптических кабелей. Переключение на резервный оптический кабель осуществляется при возникновении проблем с основным оптическим кабелем.

Носители информации в серверах и АРМ СБ организованы в RAID-

массивы для объединения нескольких физических дисковых устройств в логический модуль для повышения отказоустойчивости и производительности.

Все технические средства СВБУ запитаны от двух независимых вводов системы надежного питания. Рабочие станции СВБУ, серверы, сетевые коммутаторы, шлюзовые устройства, и другое важное оборудование СВБУ имеют встроенные устройства бесперебойного питания и устройства автоматического переключения питания на резервный фидер питания. Фидеры, питающее данное оборудование, подключены к разным сборкам, получающих питание от разных инверторов АБП. Встроенные устройства бесперебойного питания имеют промышленное исполнение.

Источник бесперебойного питания (ИБП) защищает чувствительное электронное оборудование от наиболее распространенных проблем питания, включая отключение питания сети, проседания напряжения, скачки напряжения, снижение нагрузки, электрические помехи в сети питания, всплески напряжения, колебания частоты, переходные процессы при переключениях и гармонические искажения. При пропадании внешнего электропитания, оборудование сохраняет работоспособность в течение 30 минут, после чего оборудование корректно завершает свою работу. При восстановлении внешнего электропитания оборудование включается автоматически. Аккумулятор ИБП должен быть полностью заряжен. Если аккумулятор частично разряжен, время работоспособности оборудования при пропадании внешнего электропитания может сократиться.

Серверы обеспечивают одновременный обмен информацией с несколькими шлюзами, в том числе резервированными.

Проектом предусмотрена возможность создания резервных копий и восстановления программного обеспечения в процессе эксплуатации системы, его сопровождение и тиражируемость изменений.

Обеспечена идентичность и непрерывность текущих архивов в резервированных средствах, которая не нарушается при переключениях серверов (автоматических или ручных принудительных). Информация в резервированные серверы СВБУ поступает независимо от каждого из источников информации, в том числе и от резервированных.

Все изменения в СВБУ (уставки, алгоритмы, новые сигналы и т.д.) производятся в установленном порядке в одном месте и распространяться на все элементы системы в автоматизированном режиме по команде системного администратора СВБУ. Внесение допустимых изменений в СВБУ с учетом наличия резервированных эле-

ментов не приводит к останову/перерыву выполнения основных информационных и управляющих функций СВБУ. Перечень допустимых изменений приведен в эксплуатационной документации. В СВБУ имеется возможность автоматизированной корректировки базы данных при внесении изменений в СКУ нижнего уровня.

5.1.4 Аппаратное обеспечение

5.1.4.1 Общее описание

Программно-технические средства СВБУ являются достаточными для выполнения системой заданных функций в полном объеме с установленным уровнем качества и надежности.

В состав технических средств СВБУ входят:

- средства вычислительной техники;
- внешние запоминающие устройства;
- алфавитно–цифровые клавиатуры и шаровые манипуляторы;
- устройства печати;
- сетевое оборудование;
- средства связи и коммутации;
- устройства электропитания;
- монтажный комплект;
- вспомогательные средства для сопровождения эксплуатации и ремонта;
- средства для диагностирования отдельных компонентов СВБУ;
- устройства для отображения и вывода информации;
- комплект запасных частей, состав и объем которого рассчитывается исходя из требований надежности ПТС с учетом реализации бесперебойной работы СВБУ в течение 18 месяцев.

Конструктивное исполнение технических средств (шкафное, стоечное, приборное и т.д.) соответствует условиям их установки в помещениях энергоблока, а также требованиям унификации.

Согласно техническому заданию на СВБУ [2] аппаратные средства СВБУ имеют 20% резервные возможности. Программно-технический комплекс СВБУ имеет необходимые резервы вычислительных ресурсов не менее 50 % для обеспечения:

- работы СВБУ при экстремальных загрузках по входным сигналам или запросам из архива;
- ввода в СВБУ данных не менее чем от 5 дополнительных источ-

ников сигналов по стандартным интерфейсам;

- включения в систему новых программных приложений (задач);
- увеличения количества рабочих станций на 20 % (от поставляемого количества).

Для обеспечения пяти дополнительных источников сигналов обеспечены 5 свободных входов на сетевых коммутаторах Ethernet.

Загрузка процессоров серверов не превышает 50% при номинальных режимах работы системы. Допускается кратковременное увеличение загрузки до 100% при обработке запросов к архивным данным.

Каждый сервер обладает достаточным объемом оперативной памяти (32 ГБ и более) и памяти на жестком диске (300 ГБ и более); функционирование операционной системы и прикладного программного обеспечения занимает менее 50% доступной памяти, обеспечивая, как минимум, 50% резервных возможностей.

Каждая рабочая станция имеет в своем составе алфавитно-цифровую клавиатуру и шаровой манипулятор типа «трекбол».

Локальная сеть СВБУ отвечает следующим основным техническим требованиям:

- сеть дублированная;
- сеть состоит, как минимум, из двух независимых сегментов – сегмент приема данных от шлюзов и сегмент рабочих станций. Обмен информацией серверов СВБУ с подсистемами АСУТП энергоблока происходит только через шлюзовые устройства или замещающие их компоненты с полным разграничением ЛВС и сети подсистемы;
- допустимое расстояние между абонентами в пределах помещений энергоблока, в которых расположены отдельные ПТК – не более 1000 м;
- сбои или отказы отдельных абонентов не влияют на передачу сообщений между другими абонентами;
- единичные отказы оборудования в локальных сетях не приводят к потере информации и связи между абонентами сети, а также внешними системами АСУТП;
- сеть СВБУ обеспечивает связь с СВСУ и общестанционной локальной вычислительной сетью по шести полнодуплексным каналам связи спецификации 1000-BaseSX через шлюзовые устройства;

- работа пользователей СВСУ не влияет на работу СВБУ;
- коммутаторы локальной сети СВБУ модульные, промышленного исполнения с развитой поддержкой виртуальных сетей;
- потери в локальной сети СВБУ не превышают уровень 0.1% на 100 000 пакетах;
- гальваническая развязка при подключении удаленных абонентов ЛВС обеспечена с помощью оптоволоконных линий связи;
- данные в ЛВС СВБУ защищены от несанкционированного доступа;
- обеспечена возможность расширения путем подключения новых сегментов, аналогичных по интерфейсам с существующими;
- кабель ЛВС СВБУ проложен в отдельных кабельных каналах, лотках, коробах.

Электропитание ТС СВБУ осуществляется от двух вводов сети переменного тока со следующими характеристиками:

- однофазное напряжение 220 (+22; -33) В;
- частота 50 (+1; -3) Гц.

5.1.4.2 Рабочая станция

РС образуют автоматизированные рабочие места, из состава СВБУ, оперативного персонала, реализованные с учетом следующих требований:

- все рабочие станции СВБУ однотипны по конструкции, отказ одного из дисплеев не приводит к отказу всей рабочей станции;
- при разработке рабочих станций, входящих в БПУ и РПУ обеспечена взаимозаменяемость дисплейной части РС, т.е. возможность вывода любой предусматриваемой для представления информации на любой монитор любой РС;
- на рабочих станциях не функционирует никакое программное обеспечение, не входящее в состав СВБУ;
- предусмотрена возможность безударного ввода в эксплуатацию рабочих станций и вывод их из эксплуатации;
- мониторы рабочих станций имеют диагонали не менее 21” с разрешением не хуже 1280x1024 пикселей; имеется возможность регулировки по высоте и рабочих углов наблюдения;

Конструкция РС представляет собой тумбу со столешницей из искусственного камня, на которой установлены два ЖК-монитора с диагональю 24 дюйма. Тумба разделена на два отсека, каждый из

которых имеет двери спереди и сзади. Конструкция станции и размещение в ней оборудования показано на рисунке 5.1.4.2.1.

В правом (на виде Б) отсеке размещается основное оборудование станции, которое установлено друг над другом так, чтобы расположенные на их лицевой панели элементы индикации, управления и подключения были видны и доступны при открытой задней двери. Со стороны передней двери отсека доступны задние панели установленных устройств с подключенными к ним кабелями и проводами. Таким образом, РС имеет переднюю и заднюю зоны доступа к оборудованию для обслуживания и ремонта.

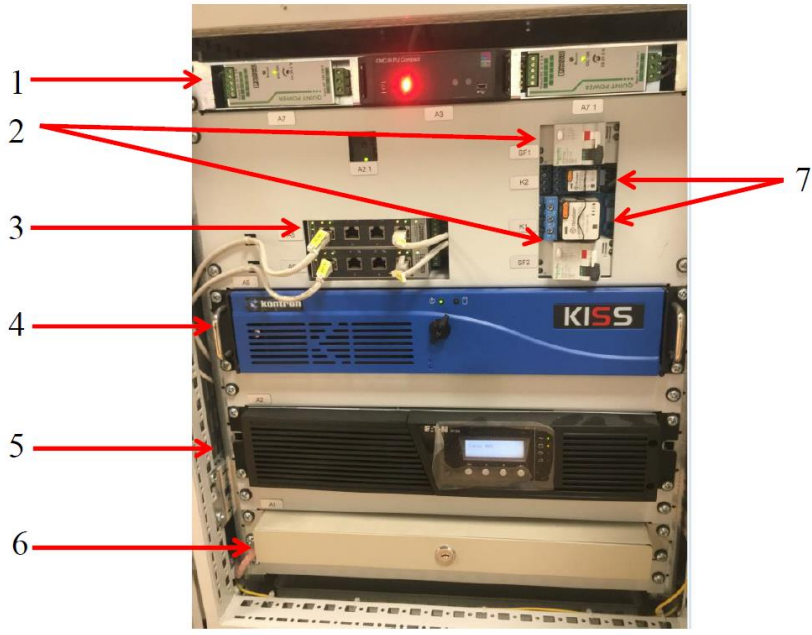


Рисунок 5.1.4.2.1 Основные элементы рабочей станции: 1 – блок мультиконтрольный; 2 – УЗО ввода основного и резервного питания; 3 – коммутаторы; 4 – системный блок; 5 – источник бесперебойного питания; 6 – кроссовая панель для присоединения ВОЛС; 7 – реле УППС;

5.1.4.3 Шкаф серверный унифицированный

Серверы реализованы с учетом следующих требований:

– серверы обеспечивают одновременное обслуживание всех подключенных к ним рабочих станций;

- в каждый момент времени в каждом сервере содержится вся без исключения информация, требуемая для оперативной работы персонала, относящаяся к обслуживаемой данным сервером части СВБУ;
- серверы обеспечивают одновременный обмен информацией с несколькими шлюзами, в том числе резервированными;
- серверы основных подсистем СВБУ резервированные (включая технические и программные средства, базы данных);
- обеспечена идентичность и непрерывность текущих архивов в резервированных средствах, которая не нарушается при переключениях серверов (автоматических или ручных принудительных);
- на серверах не функционирует программное обеспечение, не относящееся к работе СВБУ, что обеспечивается применением нарядно-допускной системой, санкционированным доступом в помещения, парольной системой защиты, разграничением прав пользователей, блокированием USB–портов и другими средствами защиты от НСД.

ШСУ предназначен для обеспечения информационного взаимодействия с рабочими станциями и шлюзами, объединенными в ЛВС, в качестве центра приема, обработки, хранения и выдачи информации в составе ПТК СВБУ.

Структурная схема ШСУ приведена на рисунке 5.1.4.3.1.

После подачи электропитания на ШСУ происходит автоматическая загрузка СПО и ППО. Процесс функционирования сервера включает два основных режима: инициализация и базовый режим.

Режим инициализации запускается автоматически после включения питания сервера. После завершения режима инициализации сервер автоматически переходит в базовый режим. В этом режиме сервер выполняет определенную последовательность действий по приему, обработке входной информации, подготовке и отправке выходной информации. Сервер принимает запросы рабочих станций на установление с ними связи. При получении такого запроса сервер открывает каналы чтения и записи с рабочей станцией. Сервер контролирует наличие связи с рабочей станцией и, в случае разрыва связи, закрывает каналы.

Сервер контролирует наличие связи со шлюзами и время ответа на запрос информации. При разрыве связи или превышении времени ответа сервер принимает решение о переходе на резерв в соответствие с алгоритмом реконфигурации.

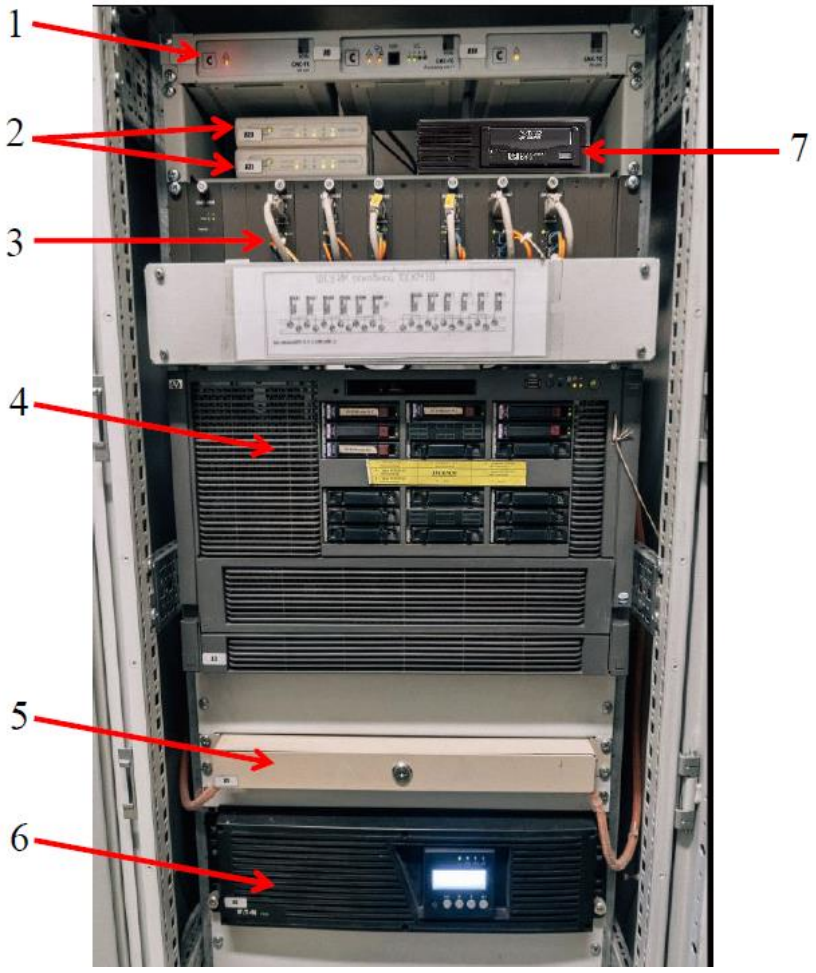


Рисунок 5.1.4.3.1 Основные элементы ШСУ: 1 – блок мультиконтрольный; 2 – коммутаторы; 3 – блок медиаконвертеров; 4 – блок системный сервера; 5 – кросс оптический; 6 – ИБП; 7 – устройство ленточное.

Данные от каждого шлюза поступают в сервер циклически, событийно или по запросу сервера. Различается запрос всей информации и запрос обновившейся информации. Запрос всей информации используется в первом после инициализации случае. Запрос обновившейся информации используется для получения данных, изменившихся за интервал времени между запросами.

Сервер контролирует поступление информации от шлюзов и производит ее обработку:

- ведет архив значений аналоговых и дискретных сигналов контроля и управления;
- ведет собственную базу данных;
- формирует сообщения о текущих значениях аналоговых параметров, текущих значениях дискретных сигналов контроля состояния оборудования, значениях сигналов для протоколов текущих событий, текущих значениях сигналов диагностики исправности системы контроля.

Конструкция ШСУ представляет собой шкаф с установленными в нем электронными блоками.

5.1.4.4 Шкаф телекоммуникационный

ШТК предназначен для объединения и коммутации функционально связанных информационных сегментов (узлов) ПТК СВБУ в единую ЛВС.

Внешние волоконно-оптические линии связи подключаются к ШТК через кроссы оптические. Из оптических кроссов информационные сигналы поступают на коммутатор, который осуществляет коммутацию пакетов абонентов сети Ethernet различных спецификаций.

Внешние кабели электропитания подключаются к соединителю. С соединителя электропитание подается на блоки розеток, которые содержат выключатели электропитания и устройство защиты от перегрузок. Далее электропитание подается на УППС, затем электропитание подается на ИБП, который обеспечивает стабильное электропитание всех блоков ШТК.

Для контроля температуры внутри ШТК, несанкционированного открытия дверей и наличия напряжения электропитания на основном и резервном вводах используется БМ (совместно с датчиками температуры, доступа и реле контроля напряжения).

ШТК имеет четыре конструктивных варианта исполнения в зависимости от количества коммутируемых сигналов. Конструкция ШТК представляет собой шкаф, на передней и задней сторонах которого установлены двери с замком и ручкой, боковые стенки и верхняя крышка ШТК выполнены в виде съемных панелей. Таким образом, ШТК имеет переднюю и заднюю зоны доступа к оборудованию, расположенному за дверями, для обслуживания и ремонта.

5.1.4.5 Шкаф серверный передачи данных

ШСПД предназначен для обеспечения информационного взаимодействия с абонентами ЛВС АЭС. Структурная схема ШСПД представлена на рисунке 5.1.4.5.1.

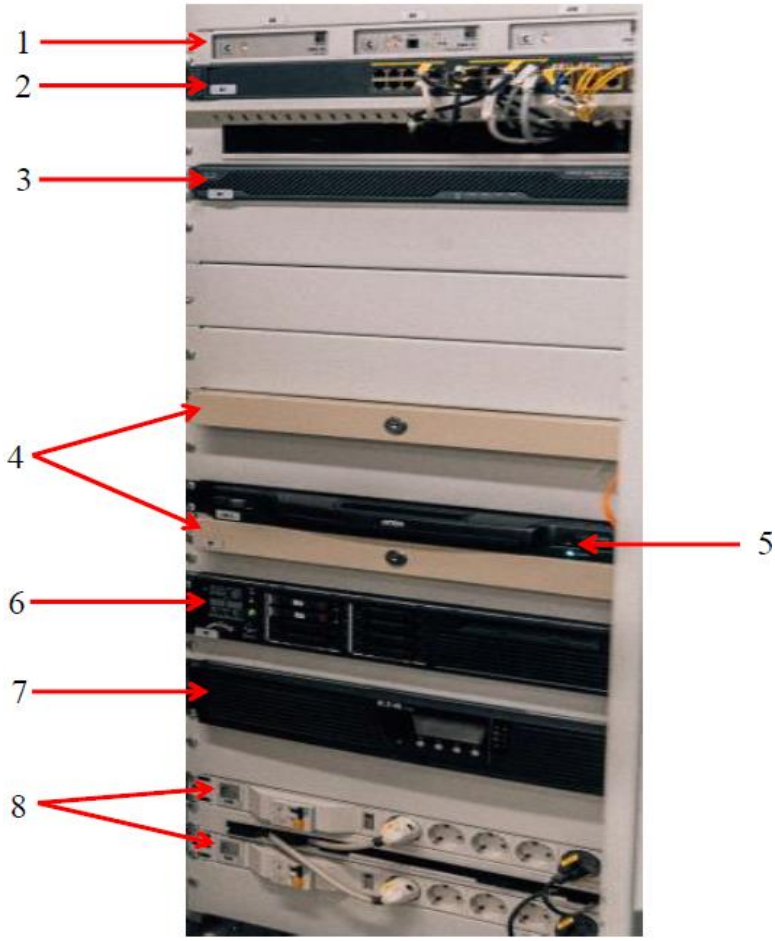


Рисунок 5.1.4.5.1 Основные элементы ШСПД: 1 – блок мультиконтрольный; 2 – коммутатор; 3 – межсетевой экран; 4 – кросс оптический; 5 – серверная консоль; 6 – блок системный; 7 – ИБП; 8 - блок розеток с УЗО.

После включения (подачи электропитания) ШСПД происходит автоматическая загрузка СПО, ППО.

Внешние волоконно-оптические линии связи подключаются к ШСПД через кросс оптический. С кросса оптического информационные сигналы спецификации 100Base-FX от ШТК поступают на медиаконвертер, обеспечивающий прием/передачу данных по волоконно-оптическим линиям связи и преобразование их в электрические сигналы спецификации 100Base-TX. Далее эти сигналы поступают на входы Ethernet блока системного ШСПД для обработки.

Внешние кабели электропитания подключаются к соединителю. С соединителя электропитание подается на блоки розеток. Далее электропитание подается на УППС, затем – на ИБП, который обеспечивает стабильное электропитание всех блоков ШСПД.

Для контроля температуры внутри ШСПД, несанкционированного открытия дверей и наличия напряжения электропитания на основном и резервном вводах используется БМ (совместно с датчиками температуры, доступа и реле контроля напряжения).

5.1.4.6 Комплект ВОЛС

В комплект ВОЛС входят элементы пассивной части ЛВС ПТК СВБУ – кабельные оптические линии связи. Целью комплекта ВОЛС является создание транспортной системы (каналов передачи данных), предназначенной для обеспечения передачи информации в виде оптического сигнала между элементами СВБУ и внешними подсистемами АСУТП энергоблока, размещенными в различных помещениях и зданиях энергоблока.

Проект ВОЛС учитывает:

- структуру ПТК СВБУ (топологию ЛВС);
- параметры оптических передатчиков и приемников активного сетевого оборудования ПТК СВБУ;
- конфигурацию расположения оборудования ПТК СВБУ в помещениях и зданиях энергоблока;
- условия внешней среды.

Топология ЛВС СВБУ представляет совокупность звездообразных соединений (подсетей функционально связанных абонентов), центральными узлами которых являются телекоммуникационные устройства ШТК (коммутаторы) и определяется структурой ПТК СВБУ, приведенной на рисунке 5.1.1.2. ЛВС СВБУ является резервированной и предполагает автоматическую реконфигурацию (переход на резервные каналы в случае отказа основных).

Активное сетевое оборудование ПТС СВБУ состоит из модулей коммутации коммутаторов ШТК и модулей сетевых интерфейсов оконечных устройств – рабочих станций, серверов, сервера передачи данных, сервера синхронизации времени. Во всех ПТС СВБУ оптические интерфейсы выведены на оптические кроссы внутри ПТС, к которым должны подключаться внешние кабели ВОЛС.

В соответствии с требованиями по прочности, стойкости и устойчивости к внешним воздействующим факторам применение просветляющей техники, а так же других мероприятий по восстановлению

прозрачности волоконно-оптический кабель (ВОК) не требуется, так как ВОЛС предназначены для работы в условиях нормальной эксплуатации.

Комплект ВОЛС является основой пассивной кабельной системы, которая в условиях нормальной эксплуатации не требует обслуживания и проведения ремонтно-профилактических мероприятий.

В случае переконфигурации сети или подключения дополнительных абонентов сети к резервным волокнам необходимо предварительно провести контрольные измерения параметров ВОК, очистить разъемы в соответствии с процедурой, описанной в технологии прокладки ВОК и монтажа оптических кроссов.

5.1.5 Программное обеспечение

5.1.5.1 Общее описание

Программное обеспечение СВБУ представляет собой совокупность программных средств, обеспечивающих реализацию функций и задач системы. Программное обеспечение СВБУ состоит из следующих основных частей:

- системное программное обеспечение (СПО);
- прикладное программное обеспечение (ППО);
- тестовое ПО;
- средства разработки (в части разработки видеокадров и конфигурации базы данных) и сопровождения информационного обеспечения СВБУ.

СПО подставляет собой совокупность программ, предназначенных для общей организации вычислительного процесса в соответствующих элементах ПТК СВБУ и решения задач обработки информации, контроля, управления и диагностики ПТС.

В состав СПО входят следующие пакеты программ:

- ядро операционной системы;
- системные библиотеки и утилиты;
- программы, расширяющие функции ОС для обеспечения работы в распределенных сетевых структурах.

Прикладное ПО предназначено для выполнения всего комплекса функциональных задач на блочном уровне. В состав прикладного ПО входят программы обработки и анализа поступающей информации, базы данных, средства регистрации и документирования информации, программы отображения и графического представления информации персоналу энергоблока.

В качестве ОС для серверов и рабочих станций используются ОС семейства Linux: SUSE Linux Enterprise Server и SUSE Linux Enterprise Desktop соответственно.

В качестве прикладного ПО СВБУ используется программная платформа Портал, предназначенная для разработки распределенных систем реального времени. Портал является основой программного обеспечения СВБУ. Функционирование в реальном времени обеспечивается за счет высокой производительности базы данных реального времени, межпроцессного взаимодействия и управлением дублированием в реальном времени. В Портал синхронно используется база данных реального времени и реляционная база данных. Из реляционной базы данных загружаются конфигурационные значения при старте СВБУ.

Средства для сопровождения обеспечивают решение следующих задач:

- формирование/изменение базы данных СВБУ;
- создание и редактирование видеокадров;
- создание форм отчетных документов;
- привязку выходных сигналов СВБУ к системам сопряжения со смежными подсистемами.

Для периодической проверки работоспособности программного обеспечения предусмотрены встроенные программные средства самотестирования, результаты функционирования которых и признак работы в режиме самотестирования отображаются на экране дисплея. Режим самотестирования не влияет на выполнение системой основных функций.

Система Портал включает в себя следующие основные компоненты:

- исполняющая система;
- система визуализации и регистрации технологических данных;
- система конфигурирования технологических данных.

Основными информационными единицами в системе являются технологические данные, называемые Переменными Процесса или, сокращенно – PV. PV являются также программными объектами, которыми оперирует система. Все объекты хранятся резидентно в памяти в базе данных реального времени (RtDb). База данных (RtDb) может быть реплицирована и распределена на значительное количество компьютеров. Другие объекты системы, так же как и Переменные Процесса (PV), являются распределенными объектами.

Прикладные системы на базе Портал содержат от 10000 до 100000 Переменных Процесса и могут обрабатывать несколько тысяч изменений технологических данных в секунду. Базовая функциональность Портал реализуется на языке C++ для обеспечения независимости от платформы и высокой производительности.

На рисунке 5.1.5.1.1 представлена архитектура система Портал.

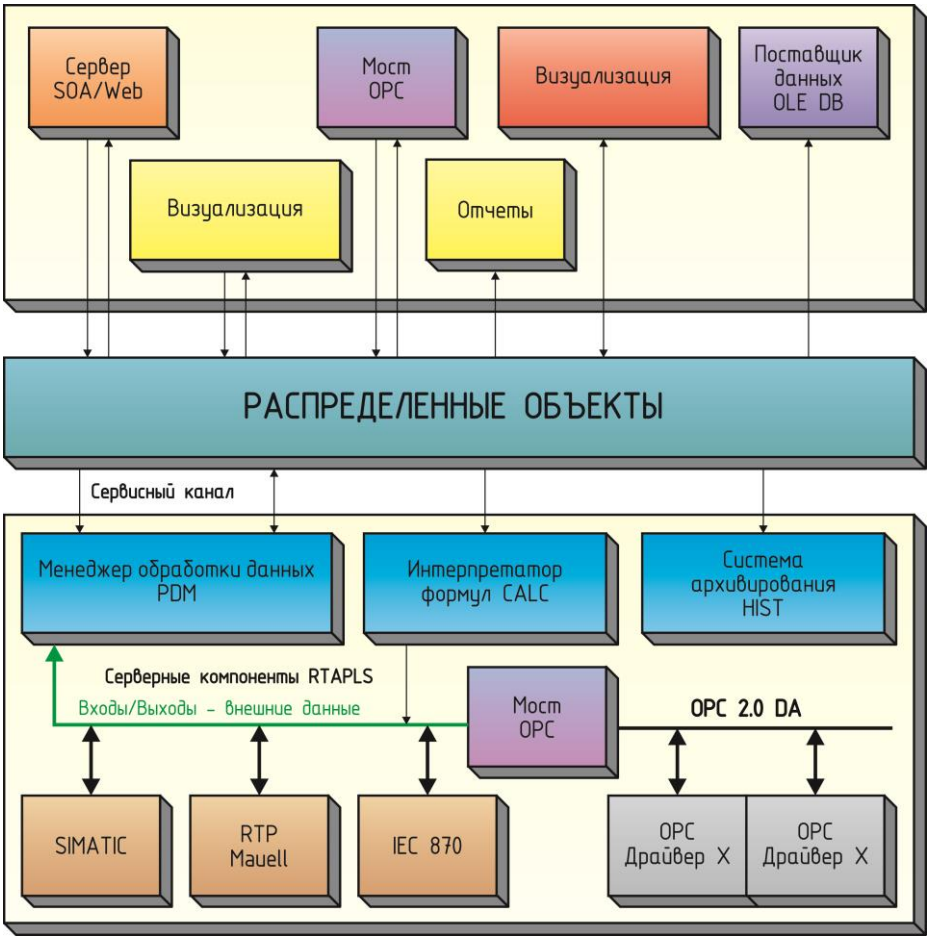


Рисунок 5.1.5.1.1 Архитектура системы Портал

Портал предоставляет обширный набор диагностических инструментов, которые отображают и оценивают состояние системы, состояние программы, ошибки сценария и т.п. Для мониторинга системы и анализа ошибок предусмотрены следующие возможности:

- файлы регистрации системных сообщений для быстрого анализа ошибок;
- функции трассировки облегчают наблюдение за активностью отдельных компонентов;
- программы-мониторы предоставляют оперативную информацию по текущему состоянию компонентов системы и их внутренним ресурсам;
- важные состояния системы доступны в форме системных переменных и могут быть отображены, помещены в архив и оценены.

Исполняющая система Портал включает в себя следующие компоненты:

- ядро (RTA), обеспечивающее работу в режиме реального времени;
- модель распределенных объектов (DBO);
- менеджер обработки данных технологического процесса (PDM);
- интерпретатор формул (CALC);
- система архивирования (HIST);
- информационно-отчетная система (REPORT);
- визуализация технологического процесса (VIEW);
- объектно-ориентированная система проектирования (RtOOS);
- драйверы (интерфейсы к системам ввода-вывода).

При разработке ПОРТАЛ используются принятые стандарты:

- Стандарт ISO C++. Код Портал написан методом объектно-ориентированного программирования на языке C++ стандарта ISO. Программный интерфейс приложений (API) в RTA и исполняющей системе доступен на рабочих станциях и сервере в виде библиотек классов ISO C++.
- SNMP (Простой протокол сетевого управления). ПОРТАЛ содержит драйвер SNMP для интеграции устройств, использующих SNMP.

Вся система базируется на ядре, именуемом Архитектурой Реального Времени (RTA). На рисунке 5.1.5.1.2 представлены основные компоненты RTA.

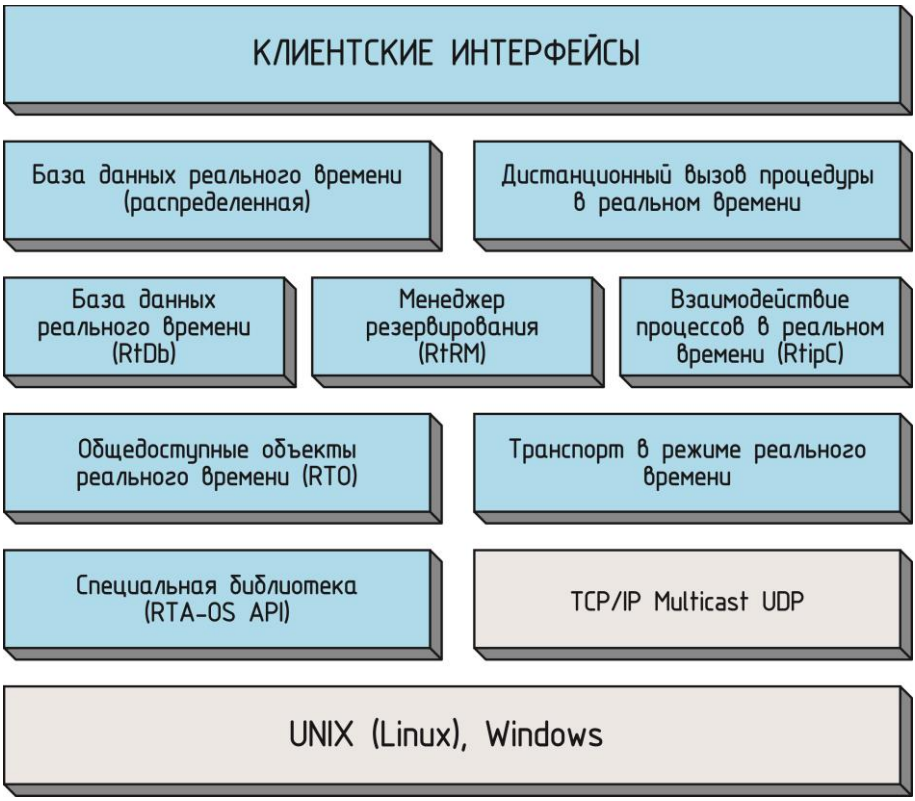


Рисунок 5.1.5.1.2 Основные компоненты RTA

RTA, предоставляя набор базовых служб, служит для разработки распределенных дублирующих систем реального времени. Все функции, используемые для приложений реального времени, предоставляются на основе технологий, независимых от типа используемой операционной системы:

- база данных в реальном времени (RtDb);
- взаимодействие процессов в реальном времени (RtIpC);
- управление резервированием в реальном времени.

Возможность работы RTA в режиме реального времени обеспечивается за счет быстродействия систем RtDb и RtipC. Ответная реакция системы находится в границах нескольких миллисекунд. Архитектура реального времени (RTA) поддерживает конфигурации с резервированием путем дублирования соответствующих серверов и также поддерживает гетерогенные конфигурации ОС.

5.1.5.2 Система визуализации

Система Визуализации является реализацией человеко-машинного интерфейса системы Портал. Она функционирует на рабочих станциях, входящих в состав СВБУ, с установленной на них системой Портал.

Система Визуализации предназначена для выполнения следующих функций:

- создание графических интерфейсов пользователей для рабочих станций СВБУ;
- представление графических интерфейсов пользователям;
- отображение на графических интерфейсах технологических данных, осуществление диагностики, контроля и управления технологическими процессами.

Элементами системы Визуализации, реализующими эти функции, являются:

- исполняющая система Визуализации – представление графических интерфейсов пользователям системы Портал, и осуществление с их помощью контроля и управления технологическими процессами;
- инструментальная система Визуализации – используется для создания графических интерфейсов пользователя для последующего их представления в исполняющей системе Визуализации.

Человеко-машинный интерфейс системы Визуализации состоит из следующих компонентов:

- динамические изображения технологического объекта, основанные на расширяемых библиотеках графических объектов и показывающие состояние технологического объекта на дисплее рабочей станции;
- диалоговые окна, использующиеся для задания команд пользователя;
- статическая информация, использующаяся для вывода инструкций к подмоделям, окна функции помощи; создается в виде файлов в HTML-формате;
- отображение списков, использующееся, например, для показа сигнализации, ожидающей внимания.

Возможность использования различных компонентов обусловлена тем, что в системе Визуализации одновременно применяются несколько технологий. Для реализации динамических изображений технологических объектов система Визуализации использует век-

торный графический стандарт SVG. Стандартный язык Java, принятый для SVG, заменён на RtPL. Формат SVG независим от операционной системы и воспроизводится как на PC с ОС семейства Windows, так и с ОС GNU/Linux.

Видеокадр СВБУ состоит из:

- статической части (изображение всех фиксированных, не изменяющихся элементов и оборудования технологической схемы, например, трубопроводы, арматура, парогенераторы др.);
- динамических элементов, форма, цвет или значение которых изменяются в реальном времени;
- управляющих элементов;
- полей сообщений (сигнализаций).

Динамические элементы видеокадра должны быть следующих типов:

- цифровое поле – для вывода цифровых значений параметров, времени и т.д.;
- строка символов – для вывода сообщений и наименований (например, режимов работы энергоблока и т.д.);
- динамический графический объект, у которого в зависимости от каких-либо условий изменяется значение, форма, цвет или изображение.

Управляющие элементы видеокадра представляют собой графические области с текстовым или мнемоническим изображением для организации переходов на другие видеокадры с помощью графического манипулятора «мышь» или «трекбол».

Технологические видеокадры в формате SVG создаются с помощью инструментальной системы Визуализации. Для отображения актуальной информации о состоянии технологического процесса, подмодели графических объектов привязываются к полям базы данных (переменным процесса и т.д.). Обычно эта связь также нуждается в некотором преобразовании (например, значение в цвет). Для выполнения этих преобразований используются арифметические и логические выражения языка RtPL (язык интерпретатора формул (Калькулятор), интегрированный в Визуализацию), а также таблицы преобразования. Язык RtPL работает как с объектами исполняющей системы ПОРТАЛ (переменные процесса, таблицы базы данных и т.п.), так и с объектами инструментальной системы Визуализации (SVG – объекты) и их атрибутами.

Кроме того, язык RtPL используется в системе Визуализации и для

других целей, например, для управления навигацией между окнами. С его помощью реализуются алгоритмы, специфические для прикладной системы.

Для отображения гипертекстового содержимого (HTML) дополнительно в системе Визуализации имеется встроенный обозреватель. HTML-страницы создаются в отдельном редакторе и посредством языка RtPL добавляются для вызова из графических интерфейсов пользователя.

В зависимости от назначения все видеокадры СВБУ разделены на следующие подмножества:

1. Системные форматы, которые включают в себя:

- обобщенный видеокадр сигнализаций;
- обобщенный видеокадр по подсистемам СВБУ;
- диагностические видеокадры;
- видеокадры помощи;
- отчеты по одной переменной – окно, позволяющий пользователю для любой переменной системы получить следующую информацию: идентификатор, описание, текущее значение (или описание состояния), единицы измерения и качество.

2. Технологические видеокадры СВБУ – основные видеокадры системы, которые должны обеспечивать оперативный персонал информацией о состоянии технологического процесса энергоблока. Каждый технологический видеокадр должен иметь свой индивидуальный идентификатор.

Цветовая кодировка и кодировка миганием соответствуют принятой кодировке для АЭС-2006 [4].

При формировании информации на экране дисплея должна быть обеспечена максимальная наглядность ее представления с использованием цвета, стандартных условных обозначений, форм представления символов, яркости, мигания и т.д.

Основой системы визуализации являются видеокадры РС СВБУ, которые используются для вывода информации о состоянии параметров технологического процесса, программных и аппаратных средств СВБУ и для выполнения операций управления.

Зоны всех видеокадров, выводимых на РС, делятся на активные и пассивные области. Пассивные области образует статический рисунок вместе с подложкой. Активные области образует совокупность элементов, чувствительных к выбору манипулятором или к вводу с клавиатуры. Активные области видеокадра делятся на:

- системные области, состоящие из стандартных элементов окон;
- кнопки и области ввода алфавитно-цифровой информации, являющиеся типовыми объектами (как правило, они имеют объемные контуры и изменяют свою форму при воздействии на них);
- типовые элементы системы визуализации (чтобы отличить их от статических элементов, используется специальная цветовая кодировка);
- области навигации (при щелчке ЛК в этой области происходит смена информации в главной области окна).

Активные и пассивные элементы могут иметь всплывающие подсказки, если таковые запрограммированы на видеокадрах. Подсказка появляется при подведении курсора к элементу и замирании курсора на некоторое время (обычно 1 секунда). Через определенное время (обычно 3 секунды) всплывающая подсказка пропадает.

Видеокадр РС СВБУ (см. рисунок 5.1.5.2.1) разделен следующим образом:

- верхнее меню окна: «Командная строка», «Область главного меню», «Область показаний даты и времени»;
- средняя часть окна: «Область видеокадра»;
- нижнее меню окна: «Область навигации и вывода сигнализации».

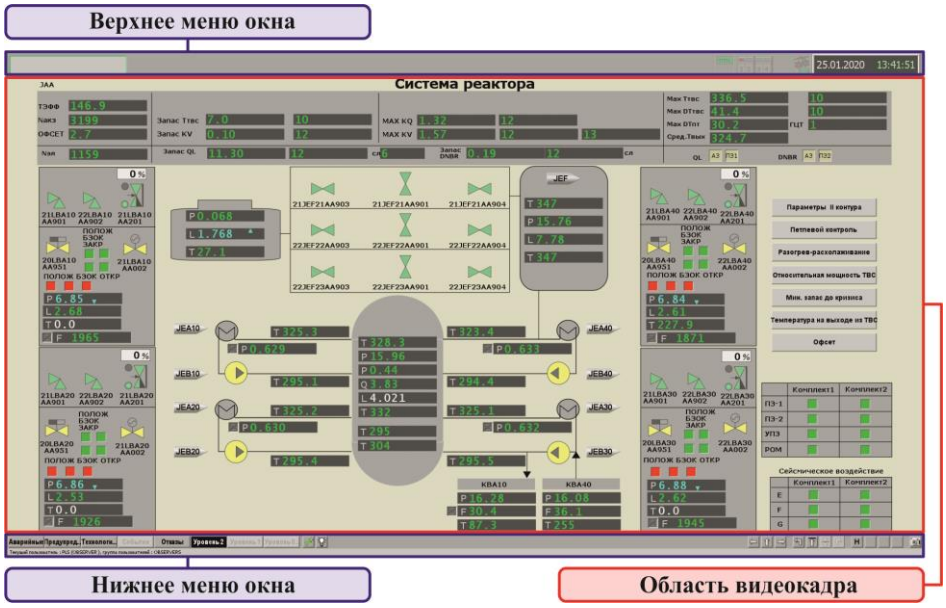


Рисунок 5.1.5.2.1 Пример видеокадра СВБУ на АРМ

Верхнее меню окна (см. рис. 5.1.5.2.2) представляет собой область информационных панелей с индикаторами. Обобщенная информация по диагностике СВБУ отображается (вне зависимости от выбранного видеокадра) в области главного меню с помощью пиктограммы, на которой представлена диагностика текущего состояния следующих подсистем СВБУ:

- диагностика ПТК и ТПТС;
- диагностика состояния серверов (1-й, 2-й – сервера информационно-управляющего контура, 3-й, 4-й – сервера информационного контура);
- диагностика целостности баз данных;
- диагностика работоспособности задач;
- диагностика каналов передачи данных.



Рисунок 5.1.5.2.2 Верхнее меню окна СВБУ

При отсутствии нарушений все индикаторы имеют зеленый цвет. При некритических нарушениях или во время переходных процессов индикаторы имеют желтый цвет. При критических нарушениях индикаторы имеют красный цвет. При отсутствии проверок, или когда невозможно определить статус, индикатор имеет белый цвет. Синий цвет используется для индикации того, что сервер работает в качестве дублирующего. Для привлечения внимания желтый и красный цвета могут мигать. Щелчком ЛК «трекбола» в области пиктограммы вызывается диагностический видеокадр СВБУ «Состояние устройств и диагностика системы», по которому можно уточнить возникшее нарушение. При появлении нарушений в программном обеспечении СВБУ будет выдано сообщение, которое останется на экране до тех пор, пока его не закроют, даже если нарушения были кратковременными и пропали. Если нарушения не пропали, а окно было закрыто, то раз в минуту оно будет открываться снова для напоминания.

Область индикатора времени. Диагностика работоспособности ПО

СВБУ на рабочих станциях осуществляется с помощью индикатора времени в правом верхнем углу. При нормальной работе изменение происходит каждую секунду с изменением цвета. Индикатор времени изменяет свой цвет с частотой 1 Гц. При сбоях и отказах ПО СВБУ время не изменяется или изменяется не каждую секунду, а с перерывами.

Печать и сохранение основных окон. При щелчке по иконке принтера в любом из окон оператору будет выведено диалоговое окно с предложением вывести изображение экрана на печать или сохранить в формате .bmp в папку на диске АРМ.

Средняя часть экрана. Среднюю часть экрана занимает область видеокадра. Она служит для представления вызываемых видеокадров, информационных окон, специальных окон или меню. В верхней средней части выводится полное название текущего видеокадра. Видеокадры технологических систем предназначены для предоставления мнемосхем или блок-схем систем с соответствующими функциями контроля и управления. С данных видеокадров выполняется ввод механизмов в работу и их останов. Пример видеокадра «Система реактора» приведен на рисунке 5.1.5.2.1

Область сигнализаций. В самой левой части нижнего меню расположены 8 кнопок (рисунок 5.1.5.2.3). Их количество обусловлено тем, что система поддерживает до 8 уровней сигнализаций. Для уровня 0 существует 3 типа сигнализаций, поэтому самая правая из восьми кнопок подписана как «Н1, Н2, Н3».



Рисунок 5.1.5.2.3 Нижнее меню окна СВБУ (левая часть)

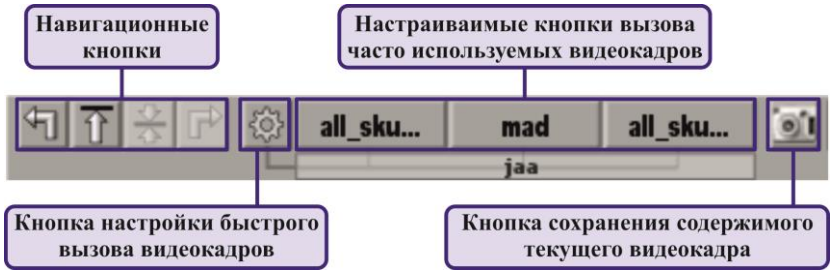


Рисунок 5.1.5.2.4 Нижнее меню окна СВБУ (правая часть)

При подведении курсора к любой (активной) кнопке будет появляться всплывающая подсказка: «Список видеокадров с отклонениями». Если для определённого уровня сигнализации были выявлены отклонения, то соответствующая кнопка нижнего меню становится активной. Если были выявлены несквитированные события для определенного уровня сигнализации, то кнопка дополнительно будет отображаться мигающей.

Нажатие левой кнопкой мыши на кнопки с уровнями сигнализации приводит к появлению дополнительного окна. Внешний вид окна представлен на рисунке 5.1.5.2.5. Возможные сценарии при работе оператора приведены на рисунке 5.1.5.2.6, 5.1.5.2.7

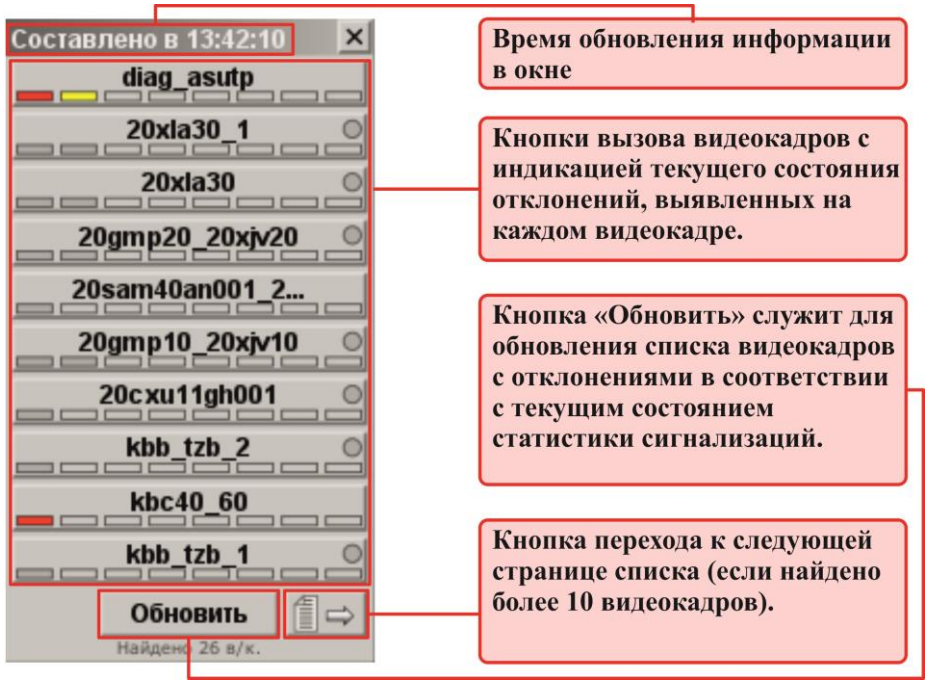


Рисунок 5.1.5.2.5 Вид окна со списком видеокадров и сигнализациями

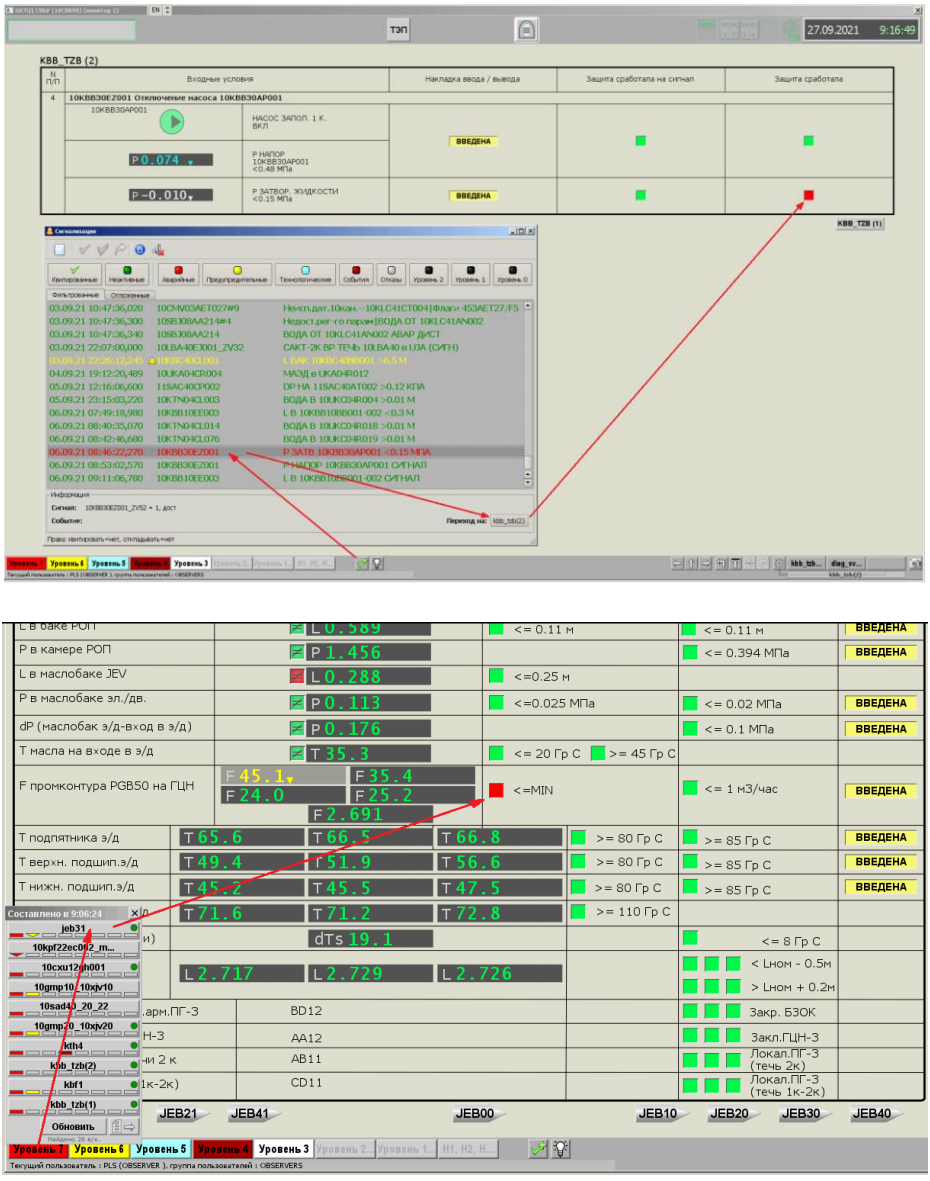


Рисунок 5.1.5.2.6 Вид окон возможные сценарии при работе оператора

Информация в СВБУ выводится на технологические форматы. Перечень основных форматов представлен на стартовом (обобщенном) экране программы визуализации или вызывается с любого формата при нажатии на кнопку «Обобщенный формат». Видеокадры технологических систем предназначены для представления

мнемосхем или блок-схем систем с соответствующими функциями контроля и управления. На каждом видеокадре отображается мнемосхема системы (теплотехническая, электрическая или ПТС).

Цвет на темно-сером фоне существенно притягивает к себе внимание и может затруднять восприятие желтых объектов, его использование кроме целей, указанных выше, должно быть ограничено. Допускается использование белого цвета для обозначения областей переходов на смежные видеокадры:

- зеленый – цвет режима нормальной эксплуатации, а также выключенного состояния оборудования. Используется для вывода показаний технологических параметров при нахождении их в регламентных границах, при выводе сообщений о работе оборудования в соответствии с проектными алгоритмами, индикации выключенного состояния цвет оборудования и закрытого положения арматуры. Поскольку зеленый является информационным, его использование для представления статической информации должно быть ограничено;
- черный – используется как основной цвет для отображения статической информации (линии на мнемосхемах, контуры рисунков оборудования и пиктограмм, надписи и т.д.), а также может использоваться как фоновый или цвет подложки на специальных окнах для вывода показаний, графиков, таблиц и т.д. Использование черного цвета на видеокадрах не ограничивается, поскольку он не отвлекает внимания от основных информационных цветов;
- голубой – цвет выхода параметров за технологические границы. Поскольку нарушение технологических границ еще не является нарушением регламентных границ, то для индикации такого состояния используется цвет, наиболее близкий к зеленому. Использование голубого цвета в других целях в информационном интерфейсе ограничивается;
- синий – цвет режима имитации показаний сигналов. Дополнительно данный цвет используется для подсвечивания рамки вокруг объекта для индикации принадлежности объекта к локальной группе. Допускается использование неконтрастных оттенков синего цвета для представления статической информации, но оттенок необходимо выбирать так, чтобы он по яркости и привлечению внимания не конкурировал с основными информационными цветами;
- темно-серый – цвет для обозначения неправильной привязки объекта, а также для обозначения статических объектов в том

случае, если для них используются готовые пиктограммы без привязки. Поскольку данный цвет всегда используется для обозначения статических объектов, допускается использование темно-серого цвета и в других целях.

Кодировка информации миганием. Помимо цвета, мигание является одним из наиболее эффективных способов привлечения внимания оператора к изменениям в состоянии оборудования представляемым на дисплее. При реализации алгоритмов кодировки миганием на РС обеспечивается их согласование с принятыми в проекте алгоритмами для традиционных средств контроля и управления на панелях и пультах.

При реализации алгоритмов кодировки миганием выбран подход, когда мигает выделенный участок пиктограммы оборудования, рамка вокруг объекта, специально созданный рядом точечный символ и т.д., но не контур оборудования. Мигать может выделенный участок пиктограммы оборудования, рамка вокруг объекта, специально созданный рядом символ и т.д.

Для АРМ выбраны и реализованы следующие алгоритмы мигания:

- мигание не квитированной сигнализации с частотой 2 раза в секунду, если сигнал первопричины присутствует, и 1 раз в 2 секунды, если сигнал, вызвавший ее срабатывание, снялся;
- переход оборудования из одного состояния в другое (например, при движении арматуры на открытие/закрытие) индицируется миганием с частотой 5 раз в секунду соответствующего символа (участка пиктограммы) состояния оборудования;
- мигание соответствующего символа (участка пиктограммы) состояния оборудования с частотой 1 раз в секунду, если его состояние не соответствует последней команде оператора (сработал АВР, произошло включение/выключение от ТЗБ и т.д.);
- при неисправности оборудования, недостоверности показаний датчика и т.д. мигание красной рамки вокруг пиктограммы оборудования с частотой 1 раз в секунду, если сигнал неисправности присутствует;
- мигание участка иконы группы видеокадров/отдельного видеокадра, если на любом из видеокадров данной группы/данном видеокадре имеется отклонение аналогового параметра за регламентные или аварийные границы, и сигнализации, связанные с этими параметрами, являются неподтвержденными. Мигание происходит с частотой 2 раза в секунду, если сигнал первопричины присутствует, и 1 раз в 2 секунды, если сигнал первопричи-

ны снялся. Квитированные сигнализации не должны приводить к миганию.

Для графического представления информации на видеокадрах используются:

- абстрактные рисунки для представления уникального оборудования;
- пиктограммы для представления типового технологического оборудования;
- различные типы линий для отображения функциональных взаимосвязей.
- красная рамка вокруг пиктограммы является признаком неисправности оборудования или управляющих модулей в ТПТС.

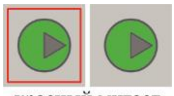
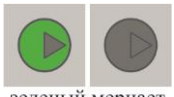
При выводе на видеокадры показаний технологических параметров выполняется цветовая кодировка информации об их состояниях с помощью цвета в соответствии с принятой кодировкой:

- зеленый – значение параметра в регламентных границах;
- желтый – предупреждение о выходе параметра за предупредительные границы;
- красный – аварийное отклонение параметра;
- синий (голубой) – значение параметра находится за пределами технологических границ, если таковые установлены;
- белый – значение параметра недостоверно или находится за пределами измерения (например, если одновременно пришли признаки мигания индикаторов включения и отключения для исполнительного механизма).

При выводе на видеокадры показаний о состоянии оборудования выполняется цветовая кодировка состояния оборудования в соответствии с принятой кодировкой. В качестве примера в таблице 5.1.5.2.1 представлены пиктограммы состояния насоса.

Таблица 5.1.5.2.1 – Пиктограммы состояния насоса

Состояние	Индикация	Условия состояния
Нет привязки		Отсутствует привязка к KKS
Ошибка привязки		Ошибка привязки входного параметра KKS

Состояние	Индикация	Условия состояния
Выведено в ремонт		Сигнал с именем KKS имеет состояние «Выведено в ремонт»
Недостоверность или неопределенность		Недостоверны или нет состояния на ВКЛ ни ОТКЛ или присутствуют оба состояния ВКЛ и ОТКЛ
Объект добавлен в группу		KKS находится в локальной группе
Объект выбран	 контур мигает	Объект выбран на одной из рабочих станций для управления
Сигнализация квитированной неисправности		
Сигнализация неисправности	 красный мигает	
Состояние ОТКЛЮЧЕНО		
Состояние ВКЛЮЧЕНО		
Отключение	 зеленый мерцает	
Включение	 желтый мерцает	
Несоответствие состояния ОТКЛЮЧЕНО	 зеленый мигает	
Несоответствие состояния ВКЛЮЧЕНО	 желтый мигает	

Для выполнения функций управления технологическим оборудованием с дисплейной РС и представления конкретной детальной информации в информационно-управляющем интерфейсе реализована система специальных окон, размер которых существенно меньше размеров области видеокадра. Специальные окна всплывают поверх текущего видеокадра по запросу оператора. Вызов специального окна выполняется нажатием ЛК «трекбола» по пиктограмме оборудования или барографу отображения аналогового параметра.

Реализованы следующие типы специальных окон:

- окна управления технологическим оборудованием;
- окна конкретной детальной информации;
- окно графика технологического параметра;
- окно протокола текущих событий;
- окно представления архивной информации;
- диалоговые окна;
- окно помощи пользователю дисплейной РС.

Оператору предоставлена возможность переносить курсором шарового манипулятора специальные окна с одного экрана на другой. На одном экране может находиться одновременно несколько специальных окон.

Каждое окно контроля/управления имеет общую часть и специальную часть окна. Общая часть выполняет одни и те же функции для всех типов оборудования. В верхней области общей части окна приведено имя (KKS-код) оборудования и кнопка закрытия окна. В нижней области общей части окна находятся кнопки доступа к расширенной информации по функционированию оборудования, кнопка доступа к эксплуатационной документации по оборудованию, кнопка доступа к блокноту, кнопка вывода оборудования в ремонт (только для окон контроля аналоговых параметров и для оборудования, которое не имеет управления). На рисунке 5.1.5.2.7 показаны открытое окно управления задвижкой и расширенное окно контроля состояния и управления.

В расширенном окне управления к органам управления краткого окна помимо кнопок «Квитировать» и «Ремонт» добавляется область диагностики справа (см. рис. 5.1.5.2.7).

При вызове окна управления на основном видеокадре контур объекта также начинает мигать на тех видеокадрах рабочих станций, где этот объект управления представлен. Окно управления может

быть вызвано на всех рабочих станциях. Кнопка «ИЭ» – кнопка доступа к эксплуатационной документации по оборудованию.

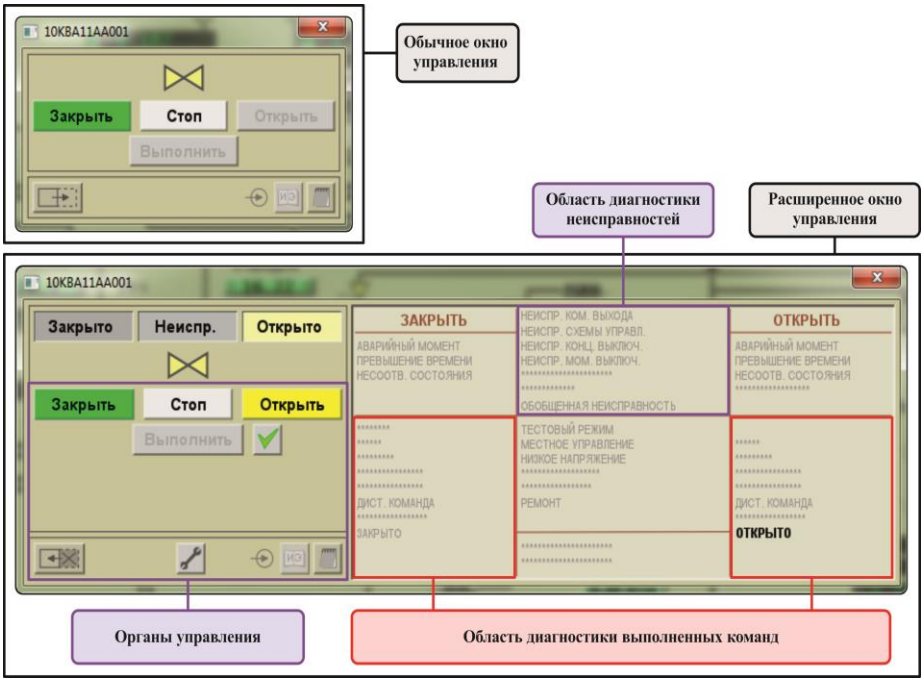


Рисунок 5.1.5.2.7 Окна управления на примере ЭПА

При нажатии ЛК «трекбола» на кнопку «Подробно» открывается расширенное окно с дополнительными кнопками и панелями с диагностическими сообщениями см. рис. 5.1.5.2.7.

При помощи кнопок расширенного окна управления можно выполнять все действия по управлению механизмами.

Кнопка «Квитировать» – используется для квитирования неисправных состояний оборудования, которые являются устранимыми. Кнопка недоступна при отсутствии состояний оборудования, которые подлежат квитированию, или при выводе оборудования в ремонт. При этом команды «Квитировать состояние «Отключено»» или «Квитировать состояние «Включено»» посылаются в зависимости от наличия условий квитирования и выбираются автоматически. При квитировании не требуется нажимать на кнопку «Выполнить». После каждого действия оператора кнопка автоматически возвращается в отжатое положение.

Условиями для квитирования является наличие одного из сигналов ТПТС:

- «ПРЕВЫШЕНИЕ ВРЕМЕНИ»;
- «НЕСООТВЕТСТВИЕ СОСТОЯНИЯ»;
- «ЗАЩИТА 1 СРАБОТАЛА»;
- «принудит. режим: ВЫВЕДЕНА» (для защиты), «ДИСТАНЦИЯ» (для АВР и других механизмов);
- «НЕИСПРАВНОСТЬ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ».

Вывод оборудования в «РЕМОНТ». Если нажать ЛК «трекбола» на кнопку «Ремонт» для данного оборудования устанавливается специальный статус и на диагностической панели появится надпись «РЕМОНТ» красным цветом. Здесь и ниже под выводом в ремонт подразумевается не фактический вывод оборудования в ремонт, а установка индикации того, что оборудование выведено в ремонт. При этом индикация состояния оборудования производится цветом, предназначенным для недостоверного состояния. В СВБУ это грязно-белый цвет. Кнопка «РЕМОНТ» имеет три состояния (отжата, нажата, недоступна). Нажатое состояние кнопки фиксируется, и кнопка показывается нажатой сразу после вызова окна, если оборудование уже было выведено в ремонт. Нажатое состояние активной кнопки отображается белым цветом. Если оборудование выведено в ремонт, то все кнопки управления оборудованием становятся недоступными и отображаются соответствующим образом. Пиктограмма выведенного в ремонт оборудования окрашивается в белый цвет. Для вывода оборудования из ремонта надо щелкнуть на уже нажатую кнопку «РЕМОНТ», которая перейдет в отжатое состояние. Если состояние «Ремонт» устанавливается для аналогового датчика, то в базе данных выставляется флаг, который запрещает изменение переменной, которая отвечает за показания аналоговой величины. Вспомогательные дискретные сигналы при этом не затрагиваются. Для оборудования, для которого не предусмотрено управление с рабочих станций, но предусмотрена диагностика, в набор переменных введена фиктивная переменная, которая используется только для хранения флага состояния «Ремонт». Если элемент управления состоит из нескольких канальных операторов (например, «Сложный регулирующий клапан»), то флаг запрета на управление выставляется только основному элементу управления.

Для окон управления регулирующей арматурой и насосным агрегатом, представленных на рисунках 5.1.5.2.8, 5.1.5.2.9 назначение органов управления и области диагностики аналогично окнам для ЭПА.

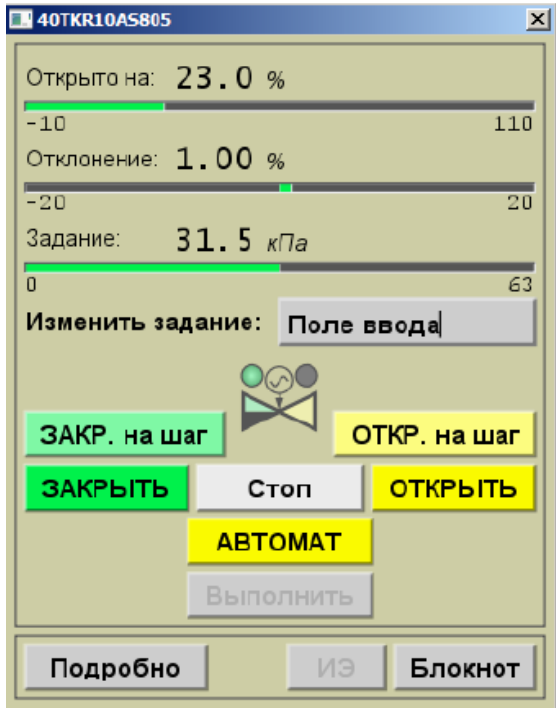


Рисунок 5.1.5.2.8 Окно управления регулирующей арматурой

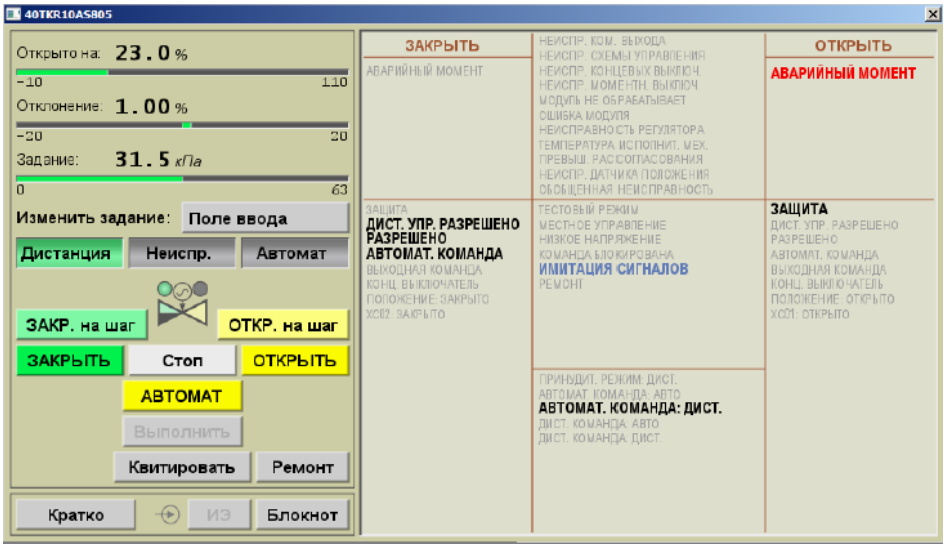


Рисунок 5.1.5.2.9 Расширенное окно управления регулирующей арматурой

Для каждого аналогового параметра существует окно контроля датчика аналоговой величины. Вызов окна производится установкой курсора на выбранном параметре и нажатием ЛК «трекбола». Аналоговые параметры могут быть представлены одним аналоговым сигналом или аналоговым сигналом с дополнительными дискретными сигналами, которые обозначают выход показаний аналогового параметра за уставки.

Контроль одиночного аналогового параметра. Для контроля одиночных аналоговых параметров, цветовая кодировка которых определяется на основании границ, введенных в базу данных, существуют окна контроля одиночного аналогового параметра (рисунок 5.1.5.2.10).

В окне контроля датчика/параметра находятся следующие области и кнопки:

- область описания параметра;
- область значений с использованием того же принципа окрашивания в цвета и мигания (окрашивание происходит на основании качества сигнала и на основании выхода сигнала за границы, справа от области значений выводятся единицы измерения параметра);
- область качества сигнала (цвет качества сигнала тот же, что и цвет значений);
- область в виде таблицы, в которой из базы данных выводятся значения диапазона измерения параметра, верхняя и нижняя аварийные границы, верхняя и нижняя предупредительные границы, верхняя и нижняя технологические границы.

Справа от таблицы расположен вертикальный барограф, который в пределах диапазона показывает уровень аналогового сигнала. Цвет барографа тот же, что и цвет значений. Справа от барографа располагаются уровни границ сигнала, окрашенные в цвета, в которые окрашиваются численные показания при переходе данной границы.

В нижней части окна контроля находится кнопка «Ремонт», по нажатию на которую выполняется вывод оборудования в ремонт. Для выведенного в ремонт оборудования блокируется прохождение сигнализации выхода за границы диапазона предупредительной и аварийной сигнализации и сигнализации неисправности. Параметр на видеокадрах высвечивается белым цветом, кнопка «Ремонт» меняет цвет на белый.

Контроль аналогового параметра со вспомогательными дискретными сигналами. Для контроля сложных аналоговых параметров, цве-

товая кодировка которых происходит на основании вспомогательных дискретных сигналов, существуют видоизмененные окна контроля аналогового параметра (рисунок 5.1.5.2.10, 5.1.5.2.11).

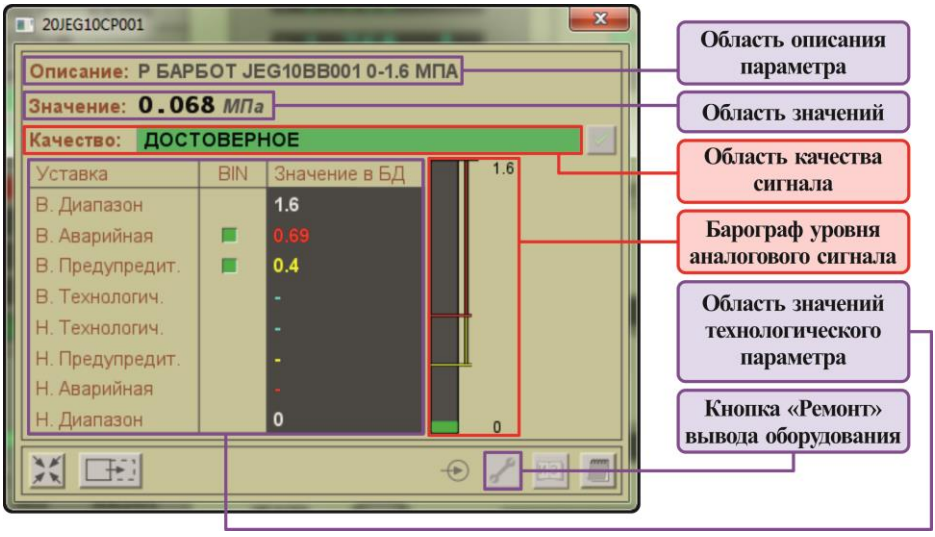


Рисунок 5.1.5.2.10 Окно контроля одиночного аналогового параметра

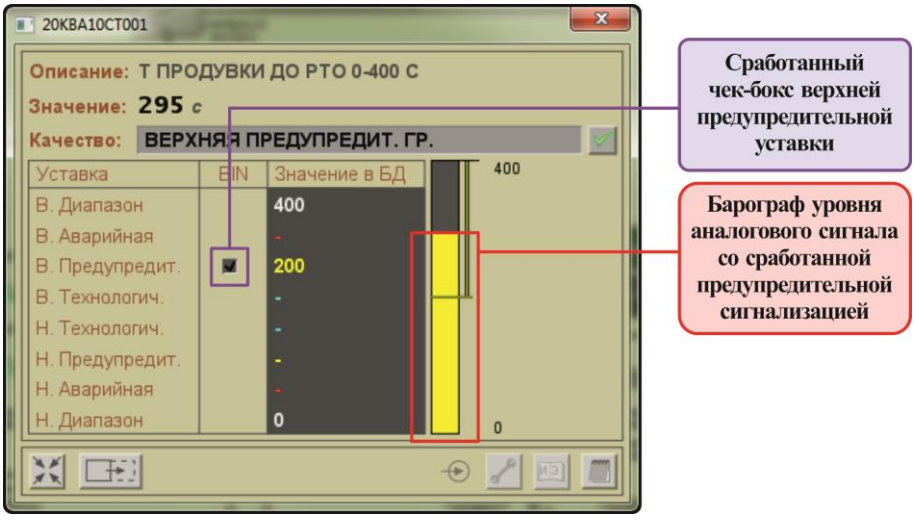


Рисунок 5.1.5.2.11 Окно контроля одиночного аналогового параметра со сработанной сигнализацией

В окне контроля датчика/параметра находятся следующие области и кнопки:

- область описания параметра;
- область значений с использованием того же принципа окрашивания в цвета и мигания (окрашивание происходит на основании качества сигнала и на основании дискретных сигналов, показывающих выход аналогового параметра за границы).
- область качества сигнала.

Цвет качества сигнала тот же, что и цвет значений. Область в виде таблицы, в которой из базы данных выводятся:

- названия уставок;
- значения диапазона измерения параметра;
- верхняя и нижняя аварийные границы;
- верхняя и нижняя предупредительные границы;
- верхняя и нижняя технологические границы.

В столбце «BIN**» отображаются чекбоксы, которые показывают, есть ли выход аналогового параметра за границу. Эти сигналы формируются на нижнем уровне (в ТПТС). Если выхода за границу не было, чекбокс окрашен в сплошной зеленый цвет. Если произошел выход за границу, то чекбокс окрашивается в цвет, соответствующий цветовой кодировке границы, и в нем отображается черная галочка. Недостоверность данных показывается грязно-белым цветом. При подведении курсора к любому из чекбоксов возникает подсказка, которая представляет собой строку описания данного сигнала в базе данных.

В столбце таблицы «Значения в базе данных» расположен вертикальный барограф, который в пределах диапазона показывает уровень аналогового сигнала. Цвет барографа тот же, что и цвет значений. Справа от барографа располагаются уровни границ сигнала, окрашенные в цвета, в которые окрашиваются численные показания при переходе данной границы.

Управление механизмами, АВР и вводом/выводом защит и блокировок

Процедура управления АВР. Функция управления АВР предназначена для дистанционного вывода (ввода) из работы АВР с рабочего места ВИУТ/ВИУР на БПУ. Состояние АВР представлено на видеокадрах следующей пиктограммой 

Представление информации операторам на мониторах организовано с помощью структуры видеокадров. Структура видеокадров должна включать в себя как вертикальное, так и горизонтальное структурирование.

Вертикальное структурирование определяет уровни иерархии видеокадров и необходимо для оптимизации представления информации оператору в зависимости от состояния энергоблока, представлено на рисунках 5.1.5.2.12 и 5.1.5.2.13.

Горизонтальное структурирование определяет различные виды (типы) видеокадров, которые могут находиться на любом уровне вертикальной структуры. Различные виды (типы) видеокадров используются оператором для получения достаточного количества разного рода информации, необходимой для однозначного понимания текущего состояния технологических систем и процессов на энергоблоке, и выполнения, при необходимости, управляющих воздействий.

На самом верху (Уровень 1) находятся обобщенные видеокадры уровня энергоблока и уровня областей: реакторное отделение, турбинное отделение, вспомогательные технологии, выдача и распределение электроэнергии и т.п.

Уровнем ниже находятся обобщенные видеокадры подобластей: реакторная установка, системы борного регулирования, системы безопасности, турбинная установка, пар, конденсатно-питательный тракт, техническое водоснабжение, вентиляция реакторного отделения и т.п.

Третий уровень предназначен для видеокадров технологических групп и технологических систем: система компенсации давления, функциональная группа подпитки-продувки первого контура, система острого пара, функциональная группа дренажей пара высокого давления и т.п.

Четвертый уровень предназначен для детализации крупных агрегатов, имеющих внутреннюю структуру: насос аварийного расхолаживания первого контура, питательный электронасос и т.п.

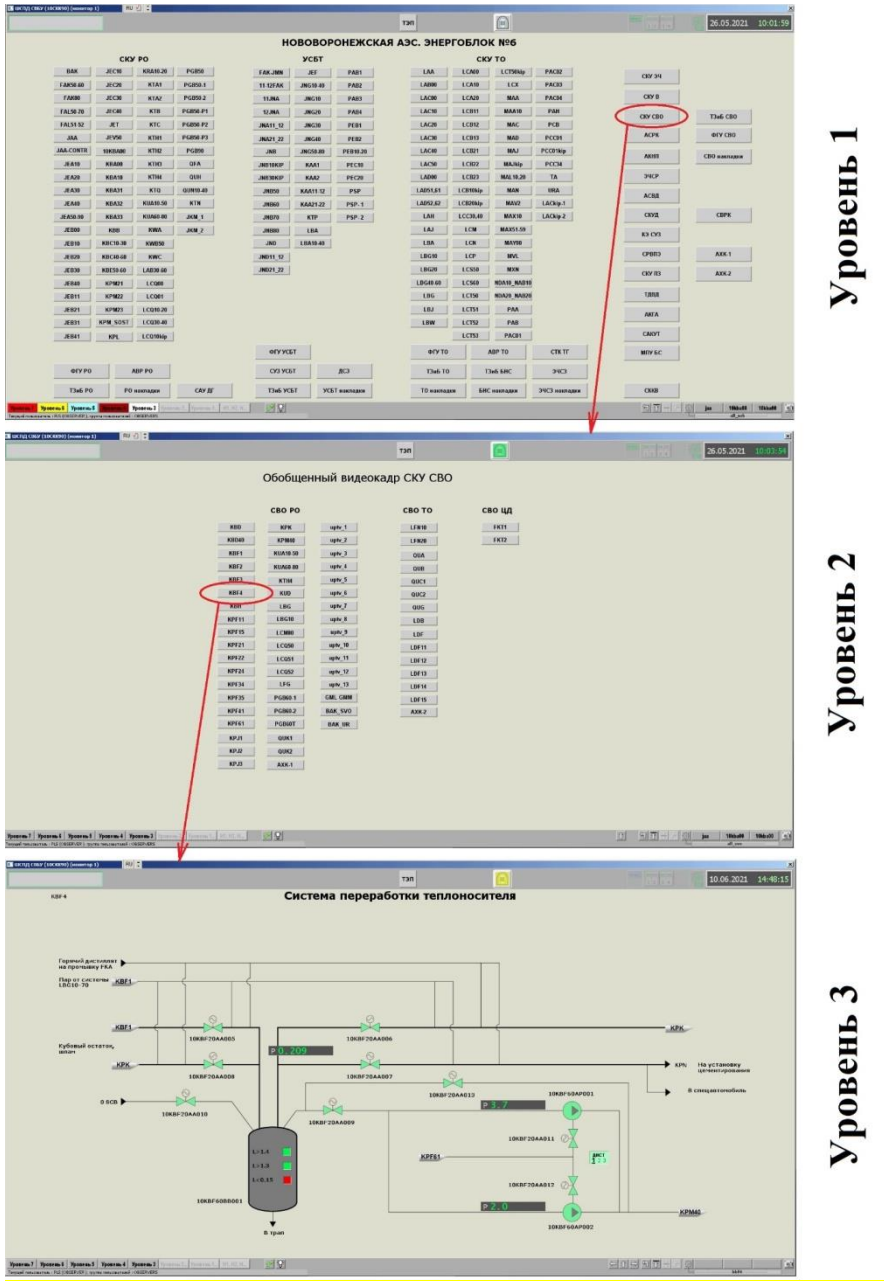


Рисунок 5.1.5.2.12 Пример вертикальной структуры видеокадров: Уровень 1 – обобщенный видеокадр энергоблока №6 НВАЭС, уровень 2 – вложенный видеокадр СКУ СВО, уровень 3 – видеокадр системы переработки теплоносителя KBF4.

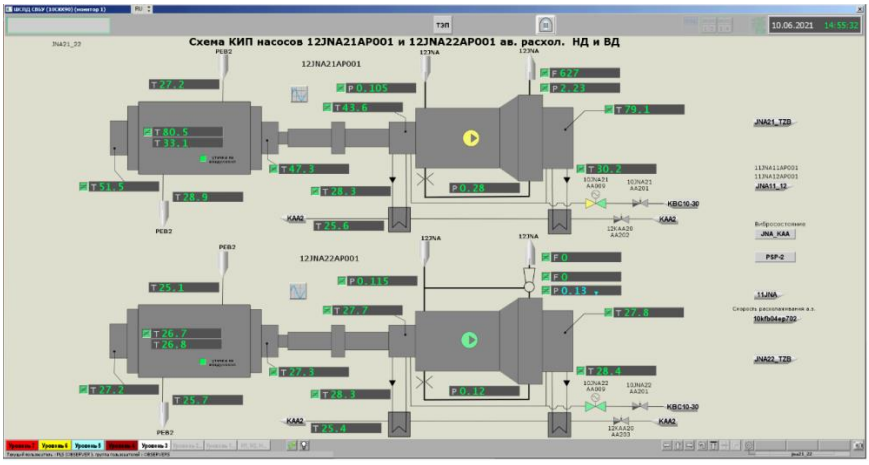


Рисунок 5.1.5.2.13 Пример вертикальной структуры видеокадров: Уровень 4 – видеокадр насосов аварийного и планового расхолаживания.

Выделяются следующие виды (типы) видеокадров:

- видеокадры мнемосхем;
- видеокадры режимов;
- видеокадры технологических параметров;
- видеокадры изменения параметров за заданный интервал времени;
- видеокадры технологических параметров в двухмерном и многомерном отображении;
- видеокадры работы программ пошагового автоматического управления;
- видеокадры инструкций;
- видеокадры контроля текущих событий;
- информационные видеокадры: протоколы состояния оборудования (включен, отключен, в ремонте).

5.1.5.3 Представление данных

Менеджер Представления данных устанавливается на рабочие станции, входящие в состав СВБУ, с установленной на ней системой Портал. Основное назначение менеджера – отображение технологических данных на РС СВБУ.

Поскольку Менеджер Представления данных интегрирован с Визуализацией, то при автоматическом старте программы она запуска-

ется под учетной записью пользователя, который регистрируется в Визуализации. Соответственно, права пользователя Менеджера Представления данных регулируются правами пользователя Визуализации. Если окно Визуализации закрыто, то в Менеджере Представления данных управление (операции квитирования и откладывания сигнализаций и др.) становится невозможным (даже в случае, если оно было ранее разрешено).

При старте программы открывается окно информации (рисунок 5.1.5.3.1), на котором отображается диагностика системы Портал: состояние памяти, загрузка процессора, состояние основной и резервной сетей рабочей станции.

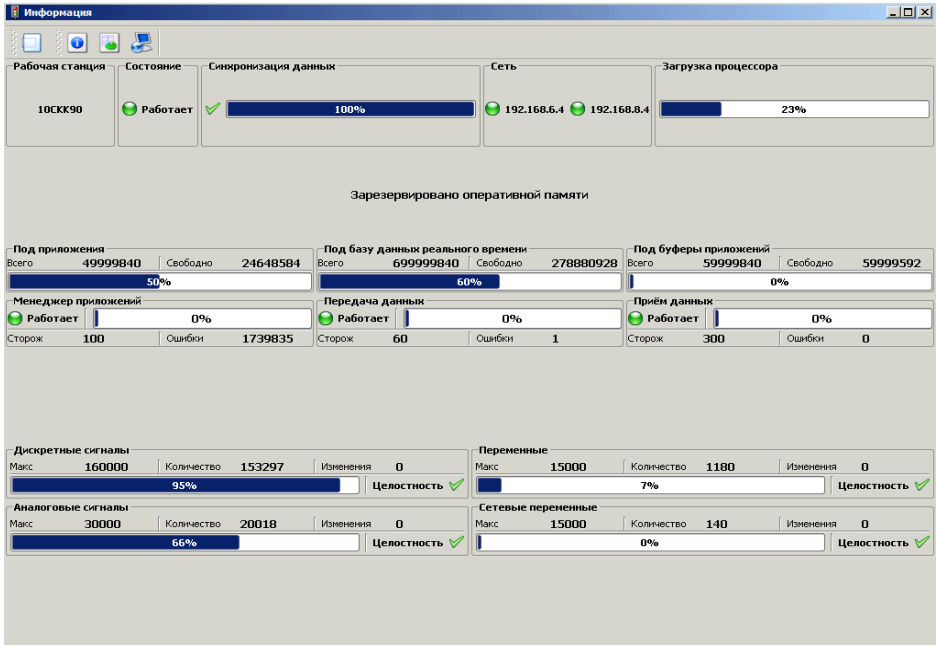


Рисунок 5.1.5.3.1 Информационное окно менеджера Представления данных: состояние памяти

К основным формам отображения данных в менеджере Представления данных относятся:

– Графические формы.

1. Тренд – это графическое представление зависимости значения аналоговой или дискретной переменной от времени. Отображение текущих и архивных данных на тренде регулируется выбо-

ром соответствующего селектора. Тренд архивных данных показывает зависимости в заданном диапазоне времени, изображение в этом режиме не изменяется. В настройках показа тренда текущих данных задается интервал времени до текущего значения, за который будет выводиться тренд. Изображение достраивается справа по мере прихода новых значений, но временной интервал отображения тренда остается неизменным.

Окно трендов Менеджера представления данных имеет вид, представленный на рисунке 5.1.5.3.2.

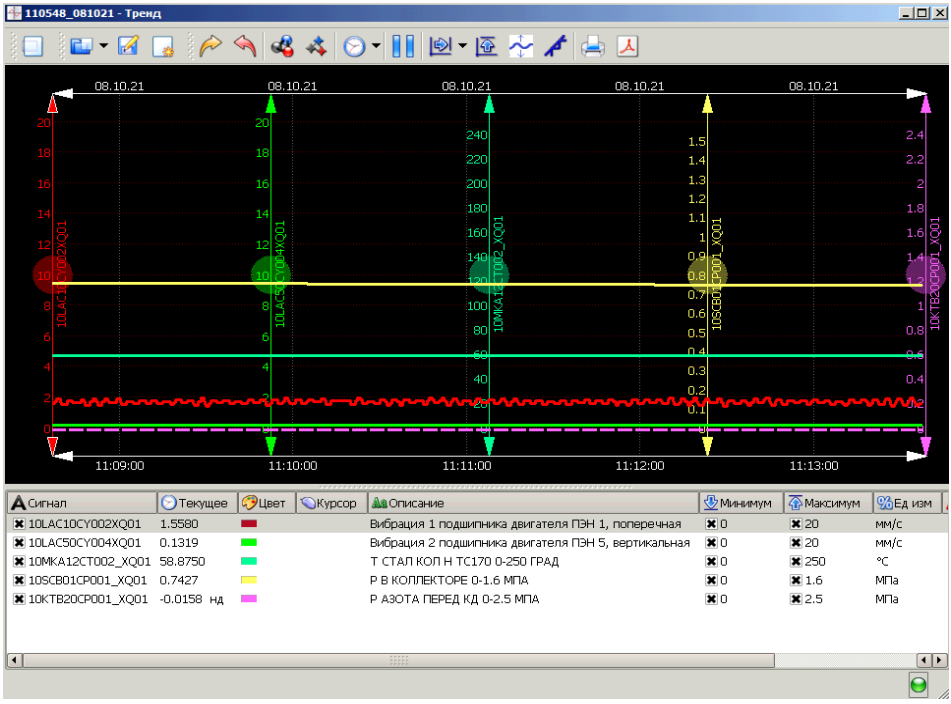


Рисунок 5.1.5.3.2 Окно трендов

В верхней части окна расположена линейка командных кнопок для изменения режима отображения или задания команд. Символ «треугольник» справа от иконки кнопки означает наличие меню для выбора из предопределенных значений.

В нижней части расположена область легенды. Каждая строка соответствует одному сигналу. В легенде отображаются параметры тренда.

2. Гистограмма. В Менеджере Представления данных реализовано отображение простых столбчатых гистограмм. Основное назначение – визуальный контроль значений небольшого числа параметров. Гистограммы представляют собой изменение величины параметра, изображенное в виде вертикального или горизонтального столбца (полоски). На гистограмме должны быть указаны идентификатор параметра и его пороговые значения. Гистограмма может отображать параметр как в абсолютных, так и в относительных единицах. Окно гистограмм реализовано аналогично окну трендов, за исключением способа вывода значений сигналов (рисунок 5.1.5.3.3). Настройка вывода производится путем изменения полей легенды.

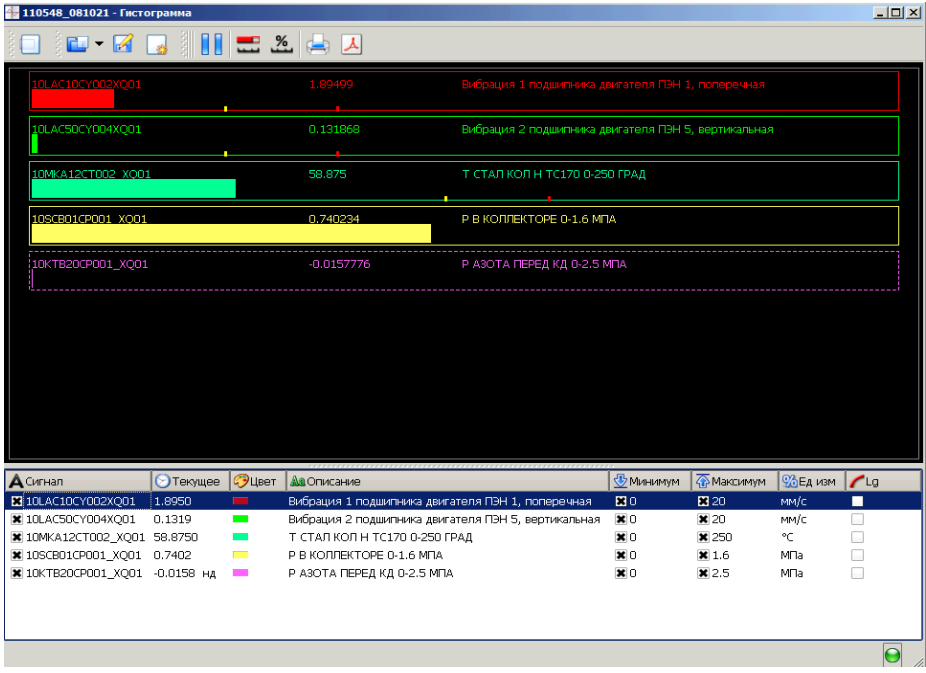


Рисунок 5.1.5.3.3 Окно гистограмм

– Табличные формы.

В программе реализовано представление информации в табличном виде. Хронологическая последовательность событий в заданном интервале времени отображается в виде протокола. Состояния и значения сигналов в заданный момент времени отображаются в виде среза. Сопоставление значений нескольких сигналов в одина-

ковые моменты времени представляется в виде «сравнения». Отображение таблиц осуществляется в унифицированных, настраиваемых окнах.

Окно протокола с конфигурацией по умолчанию представлено на рисунке 5.1.5.3.4.

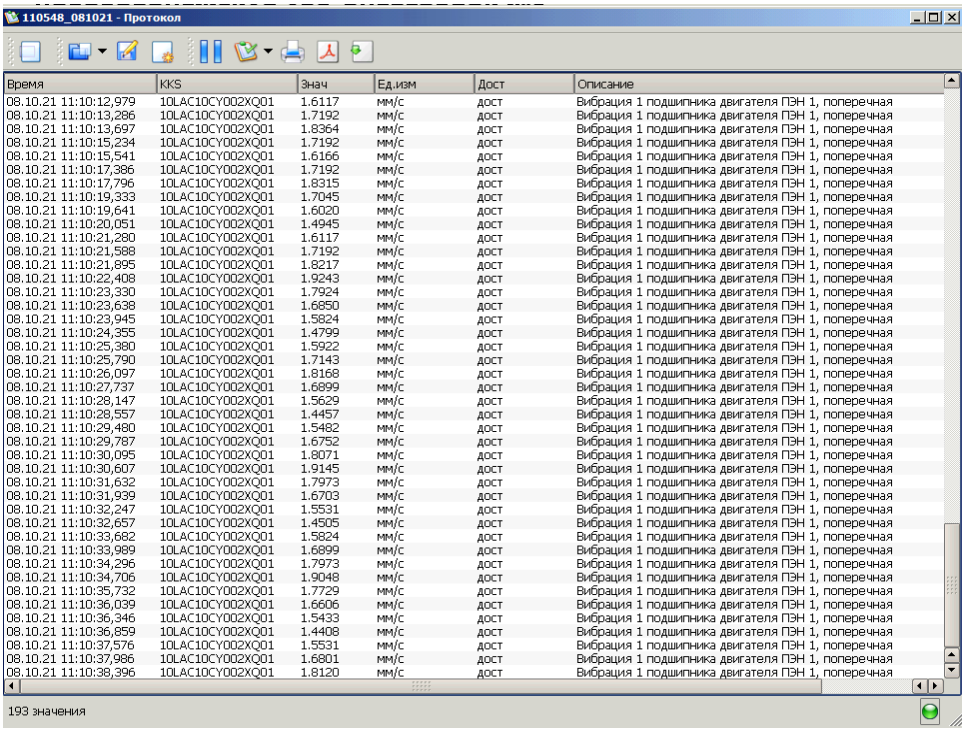


Рисунок 5.1.5.3.4 Окно протокола с конфигурацией по умолчанию

Пример окна среза с конфигурацией по умолчанию приведен на рисунке 5.1.5.3.5.

Окна включают в себя линейку командных кнопок, статусную строку и таблицу с результатом выборки. Окно сравнения (рисунок 5.1.5.3.6) имеет дополнительную таблицу для отображения легенды сигналов, выбранных для сравнения.

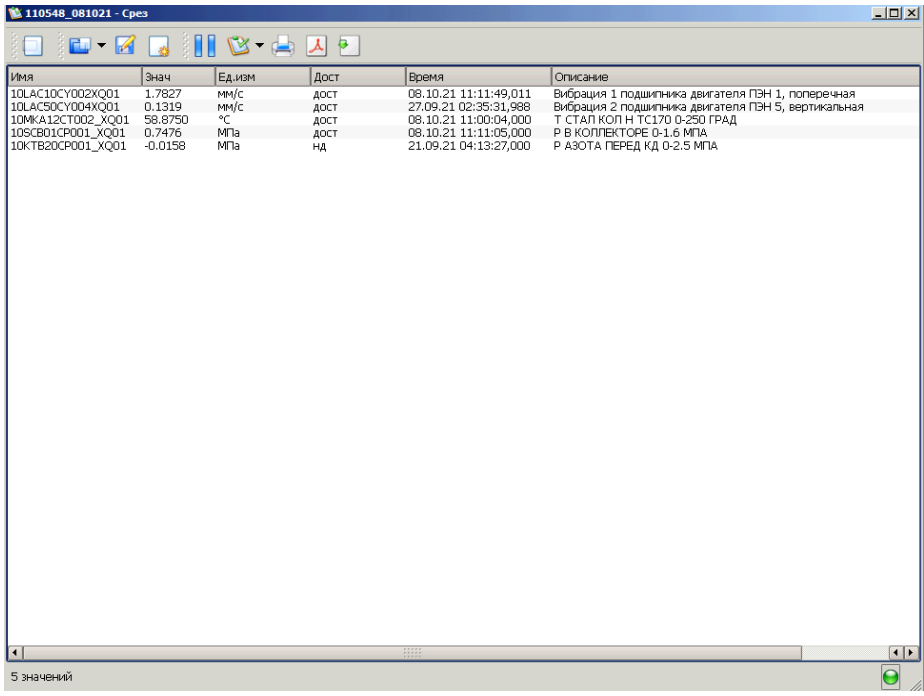


Рисунок 5.1.5.3.5 Окно среза с конфигурацией по умолчанию

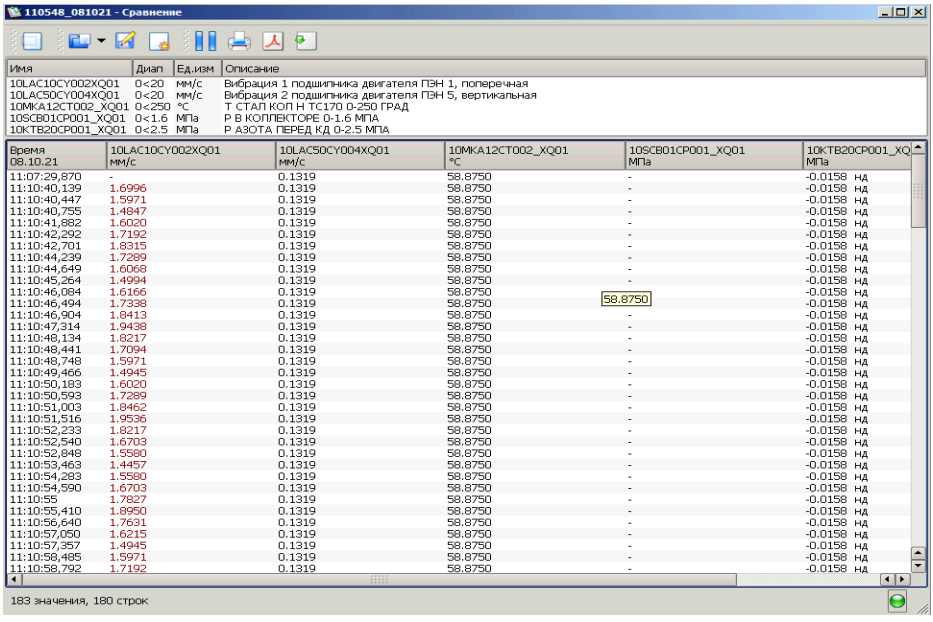


Рисунок 5.1.5.3.6 Окно сравнения

– Диаграмма состояния.

Для отображения диаграмм состояния (фазовых траекторий) используется окно «Диаграмма». Диаграмма состояния состоит из статической части, динамических элементов и управляющих полей. Диаграмма состояний представляет собой эволюцию рабочей точки на плоскости (X; Y) с разрешенными и запрещенными зонами. Пример окна диаграммы приведён на рисунке 5.1.5.3.7.

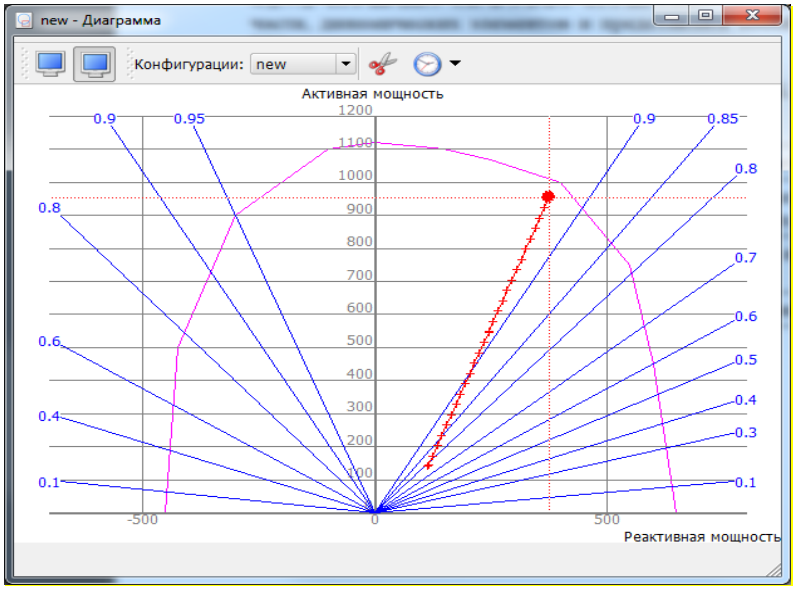


Рисунок 5.1.5.3.7 Окно диаграммы состояний

– Сигнализации.

Менеджер Представления данных предоставляет возможность просматривать текущие сигнализирующие события в специализированном окне сигнализации. События, связанные с отклонениями в работе энергоблока, отдельных параметров или оборудования, должны в оперативном режиме выводиться оператору на монитор в окно сигнализаций и фиксироваться в протоколе сигнализаций. Эффективное представление и обработка сигнализаций должны способствовать выявлению отклонений на их ранней стадии и препятствовать развитию их в нарушение. Сигнализации должны быть разделены по степени их важности (приоритету). Поступление новой сигнализации сопровождается звуковыми сигналами, это происходит даже при закрытом окне сигнализаций.

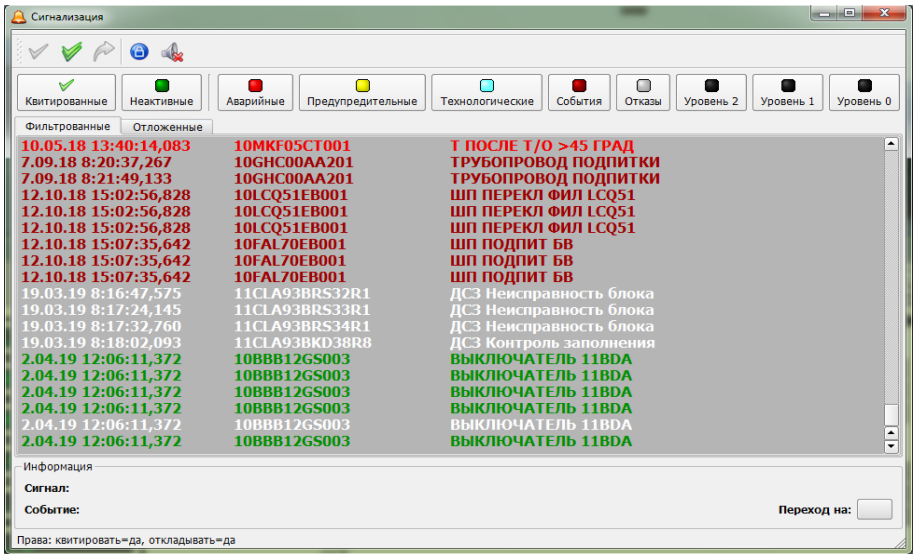


Рисунок 5.1.5.3.8 Окно сигнализации

Окно включает в себя следующие интерфейсные элементы (рисунок 5.1.5.3.8):

- линейка командных кнопок в верхней части окна для выполнения основных команд;
- область списков;
- панель фильтрации списка;
- панель детальной информации выбранной записи списка;
- статусная строка.

5.1.5.4 Система архивирования

Система архивирования используется для сохранения данных процесса с высоким временным разрешением на протяжении продолжительного периода времени, например, нескольких лет.

СВБУ поддерживает функционирование следующих архивов:

– архив оперативного доступа, рассчитанный не менее, чем на 30 суток хранения данных;

– долгосрочные архивные файлы формируются из оперативных архивов и хранятся на сервере информационного контура. Данные долгосрочных архивов периодически копируются на внешний носитель и хранятся в течение всего срока эксплуатации АЭС.

В типичных приложениях объем аналоговых данных значительно больше, чем двоичных и/или текстовых данных. Поэтому при сохранении аналоговых данных система архивирования использует разрешающую способность по времени «всего» 1 миллисекунда (это экономит 13 битов по сравнению с полной временной меткой с разрешением 100 наносекунд). Кроме того, каждую аналоговую переменную процесса можно индивидуально сконфигурировать для сжатия данных согласно алгоритму «зоны нечувствительности», или «вращающейся двери». Цель этих алгоритмов состоит в том, чтобы устранить хранение значений данных, которые «едва отличаются от своего предшественника» или которые «можно предсказать исходя из тенденции изменения переменной процесса».

Независимо от алгоритмов сжатия, дальнейшая оптимизация сохраняет записи аналоговых значений инкрементным способом. Разница значений, состояний переменной процесса или временной метки обычно намного меньше, чем полные значения.

При архивировании двоичных и текстовых данных полная разрешающая способность во времени составляет 100 наносекунд. В связи с их небольшим объемом (по сравнению с аналоговыми величинами) сжатие не проводится. Все текстовые строки сохраняются в размере их фактической, а не максимально допустимой длины.

Сообщения о нарушении границ аналоговых значений сохраняются в формате, подобном формату записей двоичных значений. Сама аналоговая величина является частью этой записи.

Выделенное для хранения архивных данных пространство диска поделено на ежедневные, недельные и помесячные тома. Данные тома можно индивидуально экспортировать в любую среду резервного копирования и импортировать из нее.

Прикладные программы – клиенты системы архивирования, могут получить доступ к архивным данным путем указания имени требуемой переменной процесса и момента времени (или интервала времени). Эти данные представляют собой либо «необработанные значения» (в том виде, как были сохранены в архиве), либо в форме «расчетных накопленных значений» (средняя величина, минимум, максимум и др. за интервал времени).

Поскольку данные конфигурации для переменной процесса могут со временем измениться, система архивирования сохраняет все эти изменения. В тех случаях, когда осуществляется доступ к переменной процесса, также выдается и/или учитывается конфигурации этой переменной.

Архив оптимизирован для случая эффективной записи данных про-

цесса с возрастающей временной отметкой. Тем не менее, данные могут быть добавлены, обновлены или даже удалены и в более позднее время.

Все данные конфигурации хранятся в общей коллекции (согласно возрастающему времени конфигурации) в центральном файле, тогда как данные процесса могут храниться в нескольких «экземплярах». Каждый «экземпляр» можно трактовать как отдельный архив. Подобная функциональность требуется для реализации тренажерных систем. Она упрощает одновременное хранение данных от нескольких тренажерных сеансов в одном центральном архиве.

Архитектура системы архивирования представлена на рисунке 5.1.5.4.1.

Система архивирования пишет данные процесса циклически. Каждую секунду таблицы PLS_ANA_HISTORY и PLS_BIN_HISTORY базы данных Портал (они сохраняют краткосрочную историю аналоговых и дискретных переменных) сканируются для поиска новых записей. Это называется асинхронным архивированием.

Все измененные аналоговые данные обрабатываются согласно заданному алгоритму сжатия («зона нечувствительности» или «вращающаяся дверь»). Слишком малые изменения значения отбрасываются (при условии, что состояние переменной процесса не изменилось). В остальных случаях в файл тома архива записывается новое значение в формате приращения.

Для измененных двоичных и текстовых переменных процесса сжатие не выполняется. Перед записью в архив они сортируются (по меткам времени) в промежуточном буфере (с задержкой на конфигурируемый интервал времени, например 2 секунды). Архивируются только те значения (из буфера), которые «старше 2 секунд» (в данном примере). Функция «старше чем» реализуется путем сравнения метки времени переменной процесса с текущим временем операционной системы. Эта задержка необходима для компенсации неизбежного разброса часов в различных системах ввода-вывода и/или для недетерминированных задержек передачи сигналов.

Двоичные/текстовые архивные файлы содержат последовательности записей в порядке меток времен. Аналоговые архивные файлы накапливаются из блоков истории изменений для одной переменной, внутри блока записи упорядочены в порядке их поступления.

Асинхронное архивирование является основным способом архивирования. Возможно, также, синхроное архивирование, позволяющее приложениям-клиентам добавлять информацию о переменной процесса (например, когда система ввода-вывода или ее сетевое под-

ключение в нерабочем состоянии, но данные можно сохранить в локальной памяти). Данные вставляются в архив без сортировки (иначе нельзя будет включить более старые – пропущенные данные). Реализация вставки не столь оптимизирована, как строго сортируемое по времени добавление в конец архива, но это приемлемо, поскольку вставка данных – это исключительный случай.

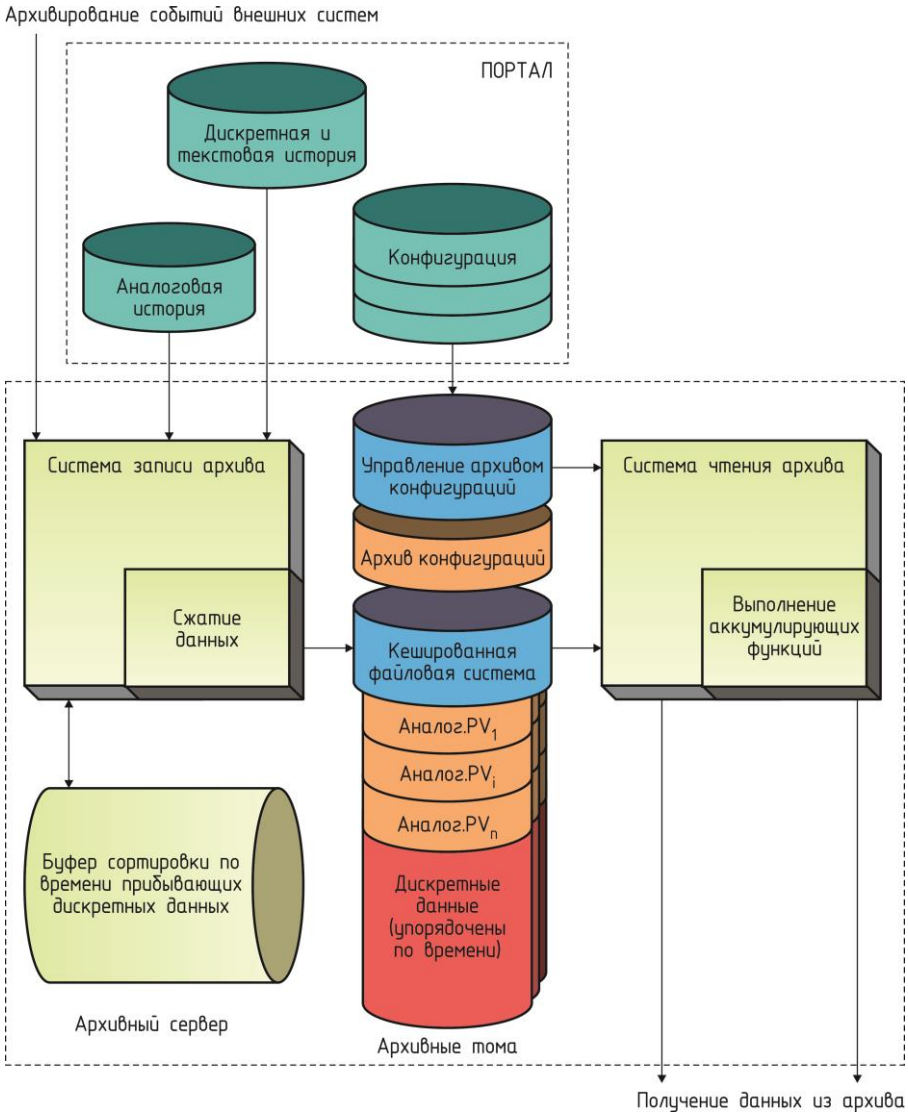


Рисунок 5.1.5.4.1 Архитектура системы архивирования ПО Портал

Что происходит с «несортированными» данными, полученными в процессе асинхронного архивирования? Все «слишком старые» данные переменной процесса пишутся в текстовые файлы с перечисленными через запятую значениями (CSV). Эти файлы можно вставить вручную (с помощью поставляемых утилит) или автоматически (в предварительно конфигурированном цикле обработки системы архивирования).

Данные конфигурации переменной процесса проверяются каждый раз при запуске системы архивирования. Они считываются из нескольких таблиц RtDb, обнаруженные изменения ведут к появлению «новых добавленных в конец» записей конфигурации (ничто не будет удалено). Большинство записей конфигурации генерируется при первом запуске системы архивирования. Кроме того, можно сконфигурировать цикл обработки (например, каждые 5 минут) для проверки конфигураций переменных процесса и архивирования изменения.

Приложения-клиенты могут изменять неоторые параметры системы архивирования (например, глобально включить или отключить фильтрацию по «зоне нечувствительности») или перевести файлы архивных томов в «автономный» режим для резервного копирования.

Интерфейс чтения архива – обычно наиболее используемый интерфейс, доступ к которому имеют клиентские программы. Он обеспечивает выборку необработанных и накопленные данные.

Система архивирования обращается ко всем файлам на диске (за значениями переменных процесса и записями конфигурации) посредством очень эффективного механизма кэширования. Это избавляет от большинства медленных операций ввода-вывода файла.

Процесс системы архивирования может исполнять функции «единственного сервера» (без учета резервирования). При этом варианте система ответственна за все операции чтения и записи. Также, можно запустить два архивных сервера на одном узле Портал. При таком варианте один процесс отвечает за запись, а другой – за все чтение. Преимущество состоит в том, что чрезмерные запросы на чтение не могут поставить под угрозу операцию записи. В последнем случае вышеупомянутое кэширование будет использовать общедоступную память.

5.1.5.5 Графический редактор

Инструментальная система проектирования (графический редактор) содержит полный набор средств для создания и редактирования графических интерфейсов пользователей Визуализации. Графический редактор устанавливается на рабочую станцию администратора и поддерживает многомониторную конфигурацию.

Наиболее важным компонентом системы проектирования является экранный редактор (RtSvgDraw). Изображения создаются на экране в форме векторной графики SVG. Этот редактор снабжен библиотекой стандартных графических примитивов.

Редактор (рисунок 5.1.5.5.1) используется для создания логических и арифметических связей и ссылок на источники данных. Иерархический навигатор системы отображает все источники данных в структуре дерева.

На видеокадре, используя статические и динамические (производные) элементы, изображаются различные участки технологических схем. Один и тот же элемент может встречаться несколько раз на видеокадре. Создание подобных элементов многократного использования возможно благодаря объектной ориентации векторной графики SVG, используемой для создания пользовательских интерфейсов. В графическом редакторе элементы многократного использования называются производными элементами или подмоделями (subviews). Непосредственно сами подмодели создаются с помощью стандартных графических примитивов (прямоугольник, дуга, ломаная линия и т.п.) и других подмоделей, доступных пользователю инструментальной системы Визуализации.

Помимо графического способа создания моделей и подмоделей, существует возможность просмотра и редактирования XML-кода модели/подмодели. Для этого на рабочей станции должен быть установлен любой редактор, способный воспроизводить XML-код. Это позволит облегчить создание и проверку кода управления и динамизации изображений.

Также инструментальная система Визуализации посредством языка RtPL позволяет создавать логические и арифметические связи и ссылки на источники данных, т.е. позволяет большинство производных элементов связывать с переменными процесса, содержащимися в базе данных. Благодаря этому, осуществляется вывод актуальной информации о технологическом процессе на видеокадры и возможность управления оборудованием.

Модели и подмодели, созданные в инструментальной системе Визуализации и отображаемые в исполняющей системе Визуализа-

ции, должны храниться в специально отведенных для них директориях.

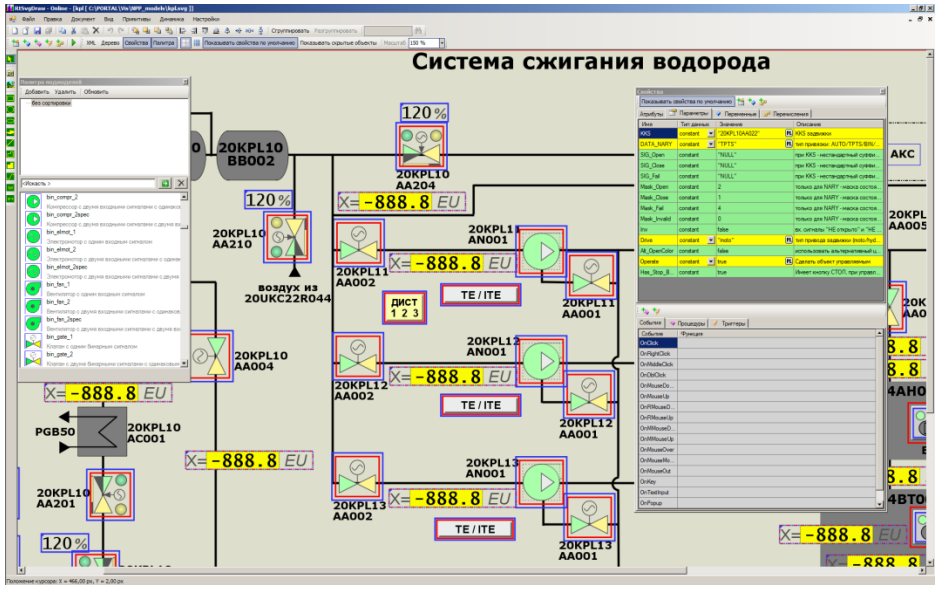


Рисунок 5.1.5.5.1 Главное окно графического редактора

5.1.5.6 Конфигуратор

Программное обеспечение СВБУ имеет возможности для модернизации и расширения функциональности. Все изменения в СВБУ (уставки, алгоритмы, новые сигналы и т.д.) должны производиться в установленном порядке в одном месте и распространяться на все элементы системы в автоматизированном режиме по команде системного администратора СВБУ.

Программное обеспечение (ПО) управления данными Портал (далее – Конфигуратор) предназначено для конфигурирования технологических параметров автоматизированной системы управления технологическими процессами энергоблока АЭС.

Конфигуратор решает следующие задачи:

- передача возможности управления содержимым базы данных (БД) Портал, организации межсерверных информационных потоков и корректировки объемов обмена Портал с низовой автоматикой эксплуатационному персоналу АЭС;
- унификация состава и формата импортных файлов от низовой автоматики;

- автоматизированная генерация БД Портал по импортным файлам низовой автоматики;
- ручная и автоматизированная корректировка БД Портал по техническим решениям и служебным запискам.

Программа Конфигуратор (рисунок 5.1.5.6.1) выполняет основные функции системы по вводу, обработке и хранению информации. Связь с серверами и синхронизация данных осуществляется штатными средствами Портал, которые используются Конфигуратором. Для работы Конфигуратора с серверами оперативного контура он должен располагаться на рабочей станции оперативного контура. Для работы с серверами неоперативного контура – на рабочей станции входящей в неоперативный контур. Функционирование Конфигуратора базируется на основе манипуляций с инженерной БД (ИБД) – информационной моделью данных реального времени Портал. ИБД реализуется в виде набора таблиц, допускающих долговременное хранение на диске.

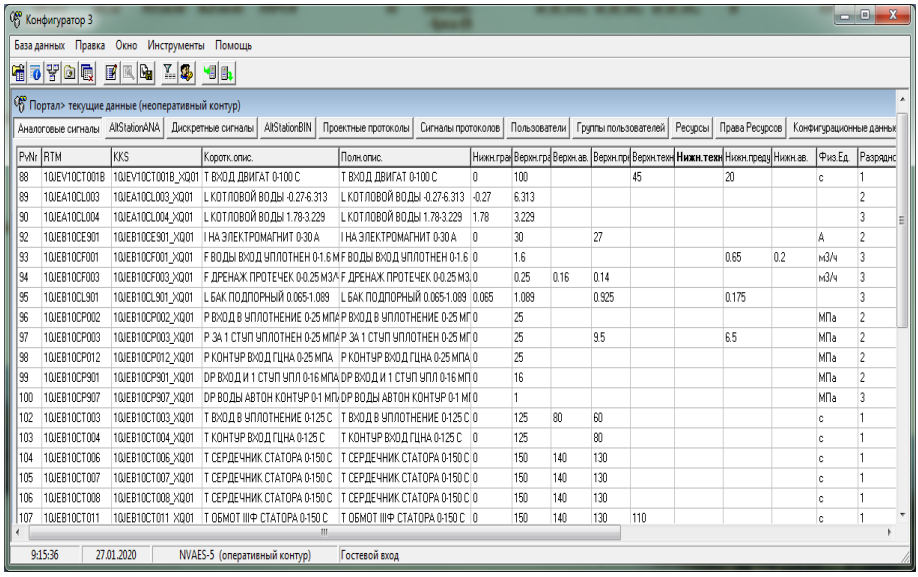


Рисунок 5.1.5.6.1 Окно «Текущие данные» ПО Конфигуратор

5.1.6 Диагностика

СВБУ энергоблока является самодиагностируемой системой. Все компоненты СВБУ обеспечивают диагностику собственных технических и программных средств и передают соответствующую информацию в серверы для ее обработки, представления и регистрации.

Представление диагностической информации имеет иерархическую организацию и предоставляет различным категориям пользователей диагностику различной степени детализации.

Функция диагностики работоспособности системы включает контроль:

- серверов: состояние программной платформы, состояние процессов, состояние базы данных, состояние и диагностика технических средств;
- рабочих станций: статус рабочей станции, состояние сети, загрузка ЦПУ, целостность базы данных на рабочей станции, состояние основных задач, состояние и диагностика технических средств;
- шлюзов: состояние сети и ее абонентов, отказы приема/передачи, состояние и диагностика технических средств;
- сетевого оборудования: состояние линий связи и абонентов СВБУ, состояние и диагностика технических средств;
- подсистем: состояние программного обеспечения и технических средств на основе диагностических сигналов, получаемых из подсистем, диагностики каналов передачи данных;
- контроль текущего времени на серверах СВБУ с сигнализацией о его расхождении со временем рабочей станции.

В СВБУ также осуществляется контроль за работоспособностью ТС АСУТП и информирование соответствующего персонала об отказах. Информация об отказах средств и подсистем АСУТП должна поступать в архивы СВБУ и персоналу ЦТАИ, обеспечивающему их эксплуатацию.

Представление диагностической информации строится по иерархическому принципу. Информация сгруппирована в три иерархических уровня:

- обобщенная информация о состоянии ПТК СВБУ;
- детальная информация о состоянии ПТК СВБУ.
- детализированная информация по отдельным подсистемам:
- мониторинг работоспособности каналов передачи данных;
- диагностика оборудования подсистем АСУТП.

Обобщенная информация по диагностике СВБУ отображается (вне зависимости от выбранного видеокадра) в области главного меню, с помощью пиктограммы, изображенной на рисунке 5.1.6.1.



Рисунок 5.1.6.1 Обобщенная информация по диагностике СВБУ

Диагностика работоспособности системы визуализации осуществляется с помощью индикатора времени в правом верхнем углу (рисунок 5.1.6.2).



Рисунок 5.1.6.2 Индикатор времени

При нормальной работе изменение цвета происходит каждую секунду - «Время мигает». Если обновление показаний времени или смена цвета не происходит, или они меняются не регулярно, значит, задачи на рабочей станции не успевают обрабатываться или произошел сбой визуализации.

Для получения детальной информации по диагностике предусмотрен видеокадр «Состояние устройств и диагностика системы» (файл diag_serv) на рисунке 5.1.6.3. Для его вызова необходимо щелкнуть кнопкой трекбола на пиктограмме (рисунок 5.1.6.1).

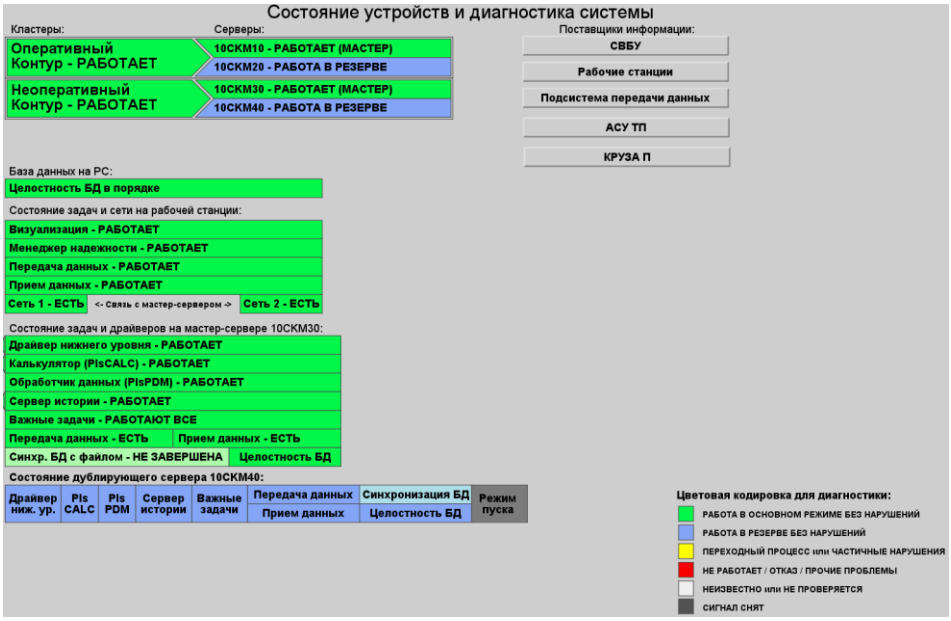


Рисунок 5.1.6.3 Видеокадр «Состояние устройств и диагностика системы»

Видеокадр «Структура СВБУ» (рисунок 5.1.6.4) – это диагностический видеокадр, выполненный в виде структурной схемы СВБУ. На нём отображены следующие виды диагностик: диагностика подсистем передачи данных; диагностика рабочих станций; диагностика МКБ и ИБП; диагностика принтеров, диагностика передачи данных в подсистемы КСДА и СИПО.

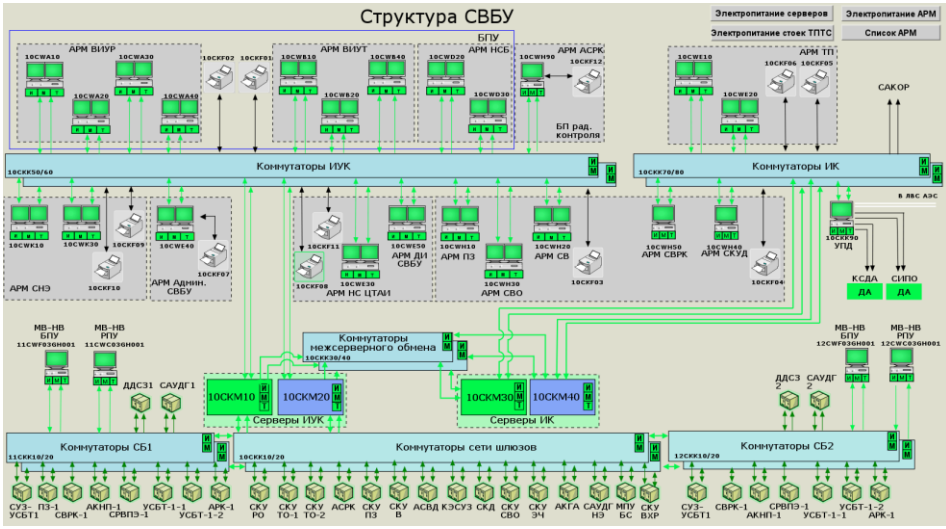


Рисунок 5.1.6.4 Видеокадр «Структура СВБУ»

Для получения детализированной диагностической информации о состоянии рабочей станции (рисунок 5.1.6.5), сервера (рисунок 5.1.6.6) достаточно на видеокадре «Структура СВБУ» нажать левой кнопкой трекбола по пиктограмме рабочей станции или сервера соответственно.



Рисунок 5.1.6.5 Состояние рабочей станции



Рисунок 5.1.6.6 Состояние сервера

Окно «Состояние ИБП» вызывается с видеокадра «Структура СВБУ» нажатием левой кнопкой трекбола по пиктограмме «И». На рисунке 5.1.6.7 приведен видеокадр «Состояние ИБП».



Рисунок 5.1.6.7 Состояние ИБП

Окно «Состояние МКБ» вызывается с видеокадра «Структура СВБУ» нажатием левой кнопкой трекбола по пиктограмме «М». На рисунке 5.1.6.8 приведен видеокадр «Состояние МКБ».

Окно «Синхронизация времени» вызывается с видеокадра «Структура СВБУ» нажатием левой кнопкой трекбола по пиктограмме «Т».

На рисунке 5.1.6.9 приведен видеокадр «Синхронизация времени».

Окно «Диагностика ППД» вызывается с видеокадра «Структура СВБУ». На рисунке 5.1.6.10 приведен видеокадр «Диагностика ППД».

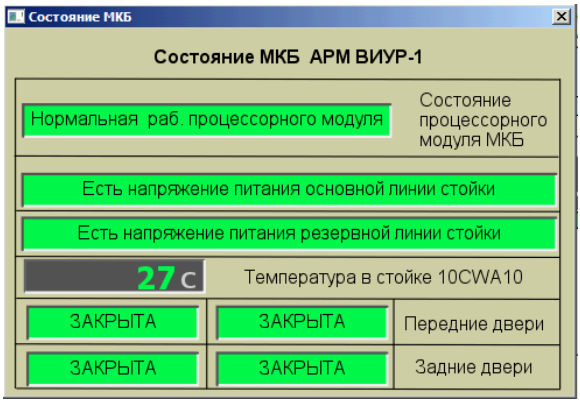


Рисунок 5.1.6.8 Состояние МКБ

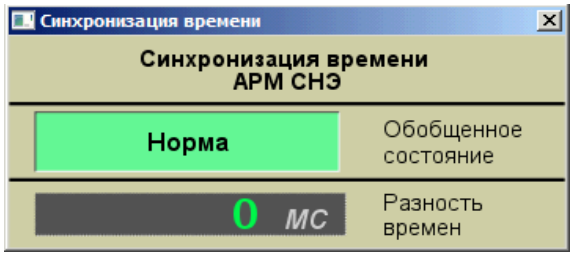


Рисунок 5.1.6.9 Синхронизация времени



Рисунок 5.1.6.10 Диагностика ППД

Окно «Состояние принтера» вызывается с видеокадра «Структура СВБУ». На рисунке 5.1.6.11 приведен видеокадр «Состояние принтера».

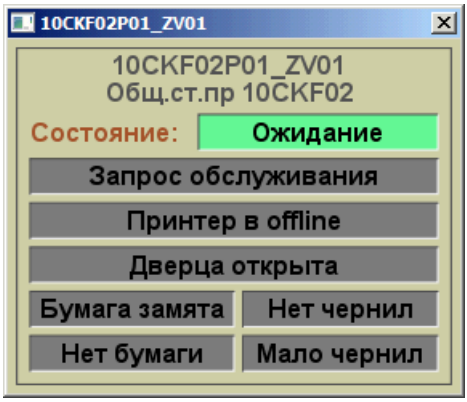


Рисунок 5.1.6.11 Состояние принтера

На видеокадре «Состояние и коммутаторы» (рисунок 5.1.6.12) отображаются состояние электропитания серверов и коммутаторов СВБУ. Для данного оборудования представлена информация о состоянии основной и резервной линии питания.

Серверы и коммутаторы

APMы | Серв + Комм | diag_SVBU

Оборудование		Основное питание				Резервное питание			
		KKS шкафа питания	Расположение шкафа питания	Месторасп.	Автонат	KKS шкафа питания	Расположение шкафа питания	Месторасп.	Автонат
ШСУ ИУК	10CKM10	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q01	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q01
ШСУ ИУК	10CKM20	10BRT63GH002	10UBB18R008	2	Q01	10BRT83GH002	10UBB18R013	2	Q01
ШСУ ИК	10CKM30	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q02	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q02
ШСУ ИК	10CKM40	10BRT63GH002	10UBB18R008	2	Q02	10BRT83GH002	10UBB18R013	2	Q02
ШТК	10CKK10	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q03	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q03
ШТК	10CKK20	10BRT53GH002	10UBB18R008	6	Q03	10BRT73GH002	10UBB18R013	6	Q03
ШТК	10CKK30	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q04	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q04
ШТК	10CKK40	10BRT53GH002	10UBB18R008	6	Q04	10BRT73GH002	10UBB18R013	6	Q04
ШТК	10CKK50	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q05	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q05
ШТК	10CKK60	10BRT53GH002	10UBB18R008	6	Q05	10BRT73GH002	10UBB18R013	6	Q05
ШТК	10CKK70	10BRT53GH002	10UBB18R008	2	Q06	10BRT73GH002	10UBB18R013	2	Q06
ШТК	10CKK80	10BRT53GH002	10UBB18R008	6	Q02	10BRT73GH002	10UBB18R013	6	Q02
ШСПД	10CKK90	10BRT53GH002	10UBB18R008	4	Q03	10BRT73GH002	10UBB18R013	4	Q03
ШТК	11CKK10	11BRU51GH001	11UBP05R003	4	Q01	11BRU53GH001	11UBP05R003	8	Q04
ШТК	11CKK20	11BRU51GH001	11UBP05R003	4	Q02	11BRU53GH001	11UBP05R003	8	Q05
ШТК	12CKK10	12BRU71GH001	12UBP05R003	4	Q01	12BRU73GH001	12UBP05R003	8	Q04
ШТК	12CKK20	12BRU71GH001	12UBP05R003	4	Q02	12BRU73GH001	12UBP05R003	8	Q05
СЕРВЕР СРВПЭ	11CEJ10	11BRU51GH001	11UBP05R003	4	Q03	11BRU53GH001	11UBP05R003	8	Q06
СЕРВЕР СРВПЭ	12CEJ10	12BRU71GH001	12UBP13R002	4	Q03	12BRU73GH001	12UBP13R002	8	Q06

Рисунок 5.1.6.12 Серверы и коммутаторы

5.1.7 Взаимодействие с подсистемами АСУТП

СВБУ должна обеспечивать сбор информации от источников данных через дублированные шлюзы. В качестве шлюзов используются компьютеры промышленного исполнения. Границы системы про-

ходят по выходным разъемам шлюзов подсистем, информация от которых интегрируется в СВБУ. Шлюз входит в состав подсистемы, информация из которой должна быть интегрирована в СВБУ. СВБУ обеспечивает прием информации от следующих источников через дублированные шлюзы:

- СУЗ-УСБТ-1, СУЗ-УСБТ-2 (инициирующая часть);
- ПЗ-1;
- УСБТ-1-1, УСБТ-1-2, УСБТ-2-1, УСБТ-2-2 (исполнительная часть);
- СВРК-1, СВРК-2,
- АКНП-1, АКНП-2;
- СРВПЭ-1, СРВПЭ-2;
- АРК-1, АРК-2;
- ДДСЗ-1, ДДСЗ-2;
- САУДГ-1, САУДГ-2;
- СКУ НЭ (СКУ РО, СКУ ТО-1, СКУ ТО-2, СКУ В, СКУ СВО);
- АСРК;
- СКУ ПЗ;
- АСВД;
- КЭ СУЗ;
- СКУД;
- СКУ ВХР;
- СКУ ЭЧ;
- АКГА;
- САУДГ НЭ;
- МПУ БС (Тензор).

Все данные, независимо от их источника (подсистемы АСУТП), должны быть доступны для обработки, представления, архивирования.

Шлюзы обмена информацией при решении своих задач обеспечивают:

- использование унифицированного стандартизованного интерфейса для подключения к СВБУ других подсистем АСУТП как по техническим, так и по программным средствам;

- передачу от СВБУ в подсистемы АСУТП сигналов для установки точного (единого) времени;
- передачу в СВБУ сигналов с приписанными метками времени и признаками достоверности;
- передача данных из шлюзов должна осуществляться по событийно циклической процедуре (безусловная передача по изменению и циклическая с признаком передачи по циклу), при этом для организации передачи данных "по изменению" разработчики шлюзов должны обеспечивать соответствующую фильтрацию данных (по апертуре и дребезгу дискретных сигналов).
- при необходимости шлюзы (за исключением шлюза (устройства передачи данных) с СВСУ) должны обеспечивать передачу данных от СВБУ в свою подсистему.
- независимость собственных сетей подсистем АСУТП и сети СВБУ;
- максимальный размер потока передаваемых данных между шлюзами и серверами СВБУ с учетом параметров информационной «лавины» - 10000 сигналов в секунду от всех подсистем.

Требования к системному и рабочему программному обеспечению шлюза: (изложены в документе «Общие требования к шлюзам обмена информацией с СВБУ 590 85 090.ТШ.009.М, Москва 2011» [5]):

- операционная система шлюза построена на ядре Linux версии 2.6 или новее;
- для разработки ППО шлюза в составе РПО предусмотрена среда разработки GNU (компилятор g++, make, ar т.д.);
- в состав библиотек компилятора GNU g++, помимо стандартных, должны входить библиотеки работы с POSIX-потоками (pthread), консолью (ncurses) и функциями реального времени (rt);
- для настройки, конфигурации и отладки шлюзового программного обеспечения в составе СПО и РПО должны быть предусмотрены средства контроля и управления процессами (ps, bash), диагностики и управления сетевыми интерфейсами (ifconfig, ping), навигации и редактирования (mc), удаленного доступа (telnet, telnetd, ssh, sshd, ftp, ftpd, sftp, sftpd), архиватор (zip);
- в составе РПО должны присутствовать средства поддержки единого времени по протоколу NTP (ntpdate, ntpd, ntpdc).

Требования к схеме подключения шлюза подсистемы к СВБУ:

- каждая подсистема подключается к СВБУ посредством шлюза. Для систем класса безопасности 2 и 3, шлюз представляет собой две дублирующие друг друга ЭВМ, находящиеся в «горячем» резерве. Для подсистем с классом безопасности 4 и ниже возможно использование одиночной ЭВМ шлюза;
- при подключении шлюзов к СВБУ через внутренние коммутаторы подсистемы должно быть предусмотрено введение виртуальных подсетей на коммутаторах подсистемы для исключения пересечения информационных потоков СВБУ и подсистемы.

Требования к техническим средствам шлюзовых устройств:

- для связи с СВБУ в состав шлюзовых ЭВМ должны входить один или два сетевых адаптера типа Ethernet, с пропускной способностью 100 Мбит/сек;
- сетевые адаптеры связи шлюза с СВБУ находятся в монопольном использовании подсистемой передачи данных;
- тактовая частота процессора должна обеспечивать уровень загрузки процессора не более 50 % при автономном тестировании процессов обмена на максимальном темпе изменения сигналов, но не менее 1 ГГц.
- объем используемого ОЗУ не должен превышать 50 % от его общего объема при автономном тестировании процессов обмена на максимальном темпе изменения сигналов, но не менее 1 ГБ;
- объем свободного дискового пространства после установки СПО и РПО должен быть не менее 500 Мб.

Требования к функционированию шлюза:

- к моменту начала работы шлюзового ПО, все ЭВМ шлюза должны быть синхронизованы по времени с подсистемой единого времени СВБУ;
- для дублированного шлюза необходима параллельная работа обеих ЭВМ шлюза;
- период обновления значений сигналов производится в соответствии с технологическими особенностями подсистемы; сигнал снабжается меткой времени и индивидуальным качеством (признаком достоверности);
- обе ЭВМ шлюза должны формировать сигналы из одного источника информации (передаваемые по резервированным каналам сигналы должны быть идентичны, т.е. иметь одинаковое значение, качество и метку времени);

– определение значений, качеств и времени создания сигналов, подавление дребезга дискретных сигналов, фильтрация по апертуре аналоговых сигналов и вычисление по мажоритарной логике должно производится на технических средствах самой подсистемы;

– темп передачи в СВБУ изменений сигналов регламентируется двумя уровнями – номинальным и максимальным. Значения уровней определяются из 5.1.7.1, 5.1.7.2:

$$Snom = Stotmax * Ngate / Ntot \quad (5.1.7.1)$$

$$Smax = Kp * Snom \quad (5.1.7.2),$$

где Snom – номинальный уровень передачи изменений;

Smax – максимальный уровень передачи изменений;

Stotmax – максимальный темп регистрации изменений сигналов в СВБУ уровень передачи изменений в режиме «лавина» согласно ЧТЗ на СВБУ [2];

Ngate – общее количество сигналов (аналоговых, двоичных, дискретных) передаваемых из шлюза в СВБУ;

Ntot – общее количество сигналов в базе данных СВБУ;

Kp – коэффициент допустимой перегрузки;

Продолжительность передачи с темпом от Snom до Smax не должно превышать длительности режима «лавина». Для исключения перегрузки СВБУ во всех режимах темп передачи должен быть ниже значения Smax.

– прием информации от СВБУ должен осуществляется не реже одного раза в секунду.

5.1.8 Защита данных от НСД

В рамках СВБУ комплекс мер защиты от несанкционированного доступа включает:

– физическую защиту технических средств;

– программную защиту, включающую:

- разграничение прав доступа пользователей на уровне ОС, управление политиками безопасности ОС;
- разграничение прав доступа пользователей на уровне ППО (ПО Портал, применение специальных технических средств система визуализации ПО Конфигуратор);
- применение антивирусных систем;

- (сетевых экранов).

Физический доступ к техническим средствам СВБУ регламентируется в соответствии с пропускным режимом АЭС и нарядно-допускной системой, введенной на Нововоронежской АЭС.

С целью исключения распространения вредоносного программного обеспечения в СВБУ USB-порты системных блоков ТС СВБУ заблокированы на уровне BIOS (basic input-output system). Допускается временная разблокировка USB-портов персоналом участка СВБУ ЦТАИ с целью копирования конфигурационных и прикладных данных для обслуживания СВБУ. При этом перед применением внешний USB-носитель должен быть проверен с использованием антивирусного программного обеспечения на предмет отсутствия вредоносного программного обеспечения.

Технические средства СВБУ реализованы в шкафном исполнении. Двери шкафов имеют ручкой, заключающие в себе замок. Фронтальная панель системных блоков АРМ СВБУ, кроссовые боксы для оптического кабеля в АРМ, ШТК, ШСУ, ШСПД также оборудованы замковыми механизмами.

Каждый шкаф из состава технических средств СВБУ оборудован мультиконтрольным блоком, который позволяет обслуживающему персоналу отслеживать в реальном времени состояние открытия любой из дверей шкафа (см. раздел 5.1.6 Диагностика). Все события, связанные с открытием/закрытием дверей ТС автоматически передаются в систему архивирования СВБУ, сохраняя данную информацию на весь срок эксплуатации СВБУ.

Администратор СВБУ на этапе эксплуатации выполняет:

- управление учетными записями пользователей (операционных систем, SCADA-систем, пользователей терминальных сессий и др.);
- управление сетевым оборудованием СВБУ (управляемые и неуправляемые коммутаторы, сетевые экраны, сетевые интерфейсы АРМ, серверов и др.);
- управление СЗИ (межсетевыми экранами, шлюзами и др.);
- контроль обновлений ПО;
- контроль учета приборов, оборудования и ПТС (включая их перемещение);
- защищенное хранение ключевой информации в персональных аппаратно-программных устройствах аутентификации пользователя;

– пересмотр паролей пользователей СВБУ в соответствии с требованиями к сложности и длине пароля.

Контроль обновлений ПО осуществляется путем:

– документирования всех изменений в ПО (таких как корректировка технологических или диагностических видеокадров, изменение конфигурационных файлов, корректировка баз данных);

– периодической проверки состава программного обеспечения путем сравнения контрольных сумм по алгоритму MD5 для файлов и каталогов.

Для системы СВБУ реализована максимально допустимая изолированность системы. Проектом кроме других подсистем АСУТП для СВБУ предусмотрено подключение только к локальной вычислительной сети АЭС. На границе СВБУ–ЛВС АЭС установлен и сконфигурирован пограничный аппаратный сетевой экран Cisco ASA 5510 из состава ШСПД СВБУ.

Права пользователей системы Портал в целом и Визуализации в частности определяются их принадлежностью к той или иной группе пользователей системы Портал. Каждой группе пользователей могут приписываться разные ресурсы прав (рисунок 5.1.8.1). Каждый ресурс прав контролирует работу пользователей в определенной зоне ответственности системы Портал.

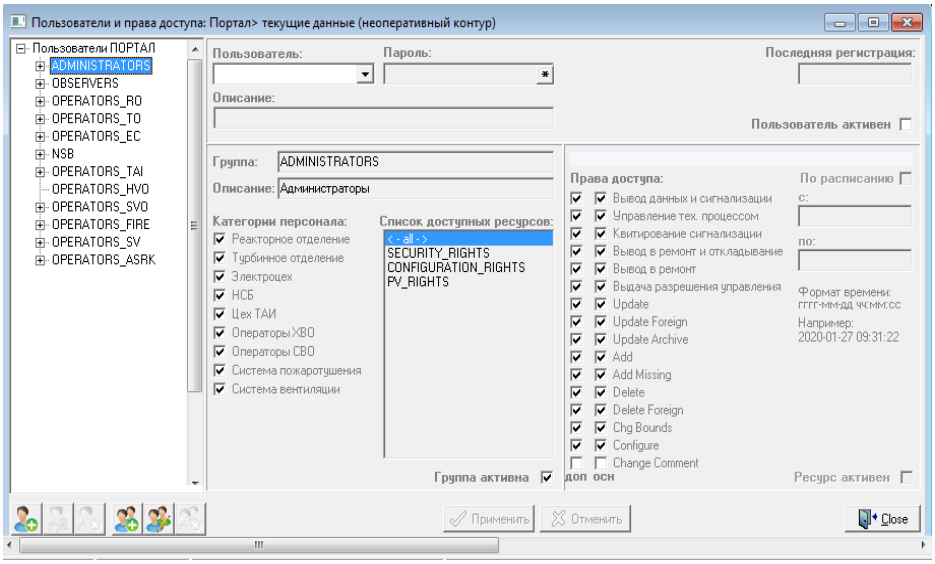


Рисунок 5.1.8.1 Окно менеджера пользователей и прав доступа

Основными являются ресурсы, связанные такими зонами ответственности как безопасность, конфигурирование и переменные процесса. Дополнительно, может быть добавлен ресурс, связанный с отображением видеокадров.

При запуске ПО Конфигуратор необходимо пройти обязательную процедуру аутентификации (рисунок 5.1.8.2). Пройдя процедуру аутентификации и обладая достаточным уровнем доступа пользователь получает возможности открыть менеджер пользователей ПО Конфигуратор (рисунок 5.1.8.3).

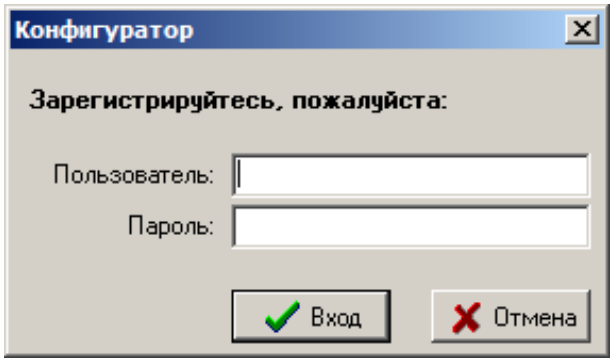


Рисунок 5.1.8.2 Окно регистрации пользователя в ПО Конфигуратор

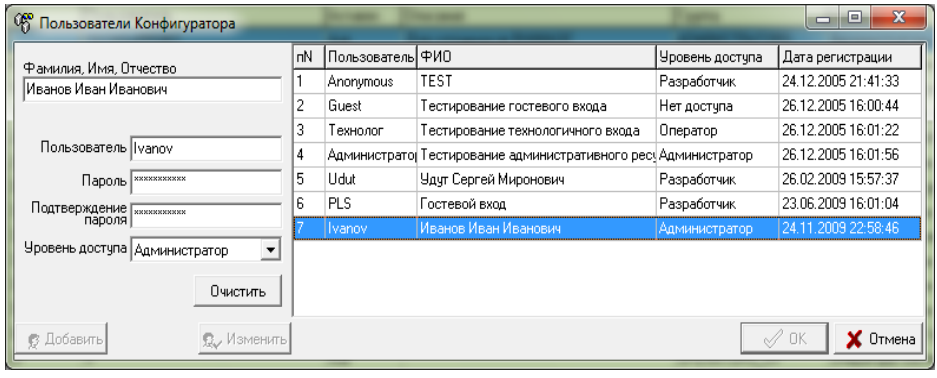


Рисунок 5.1.8.3 Менеджер пользователей ПО Конфигуратор

При запуске системы визуализации ПО Портал необходимо пройти обязательную процедуру аутентификации (рисунок 5.1.8.4).

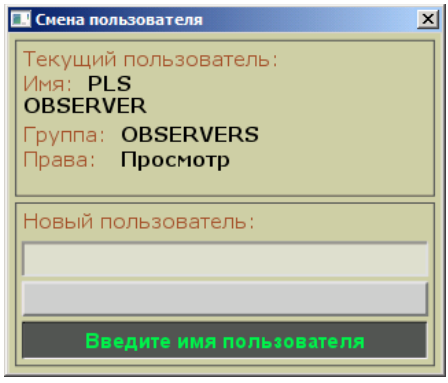


Рисунок 5.1.8.4 Окно регистрации пользователя в ПО Портал

Часть узлов СВБУ сконфигурированы только на предоставление информации без возможности выдачи управляющих воздействий (например, АРМ информационного контура СВБУ). В таком случае при нажатии любой клавишей мыши на технологический объект вместо ожидаемого окна (меню, информационное окно или окно управления) появляется сообщение (рисунок 5.1.8.5).

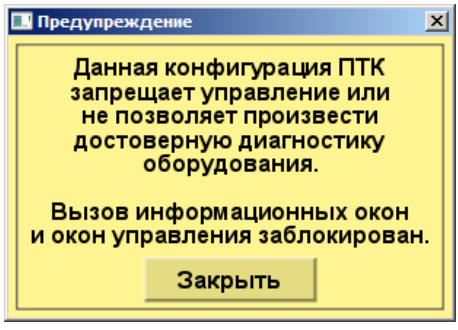


Рисунок 5.1.8.5 Сообщение о запрете управления

Для защиты сегментов сети СВБУ (АСУТП) от несанкционированного доступа с использованием уязвимых мест в протоколах сетевой модели OSI или в программном обеспечении, установленном на компьютерах сети, на стыке сети СВБУ и ЛВС АЭС установлен межсетевой экран (рисунок 5.1.8.6). Фильтрация трафика осуществляется на основе набора предварительно сконфигурированных правил. Межсетевой экран функционирует как последовательность фильтров, обрабатывающих информационный поток. Каждый из фильтров предназначен для интерпретации отдельного правила.

Интегрированное программное приложение формата ASDM (рисунок 5.1.8.7) позволяет осуществлять управление и мониторинг работы сервиса, при этом существенно снижаются финансовые затраты при эксплуатации.



Рисунок 5.1.8.6 Многофункциональный межсетевой экран Cisco ASA 5510



Рисунок 5.1.8.7 Главное окно ASDM Cisco ASA 5510

Список литературы к главе 5.1

1. НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М., Ростехнадзор, 2015;

2. Частное техническое задание на разработку системы верхнего блочного уровня СВБУ 59085 090.33533.033-Ф.СВБУ.ЧТЗ.М;

3. МИ 2891-2004 «ГСИ. Общие требования к программному обеспечению средств измерений»;

4. Технический проект АСУ ТП Описание информационного обеспечения NW2O.B.133.&.&&&&&&.0902&.070.CC.0002, Том 9, Книга 1;

5. Общие требования к шлюзам обмена информацией с СВБУ, 590 85 090.ТШ.009.М, Москва 2011.

5.2 СКУ НЭ

Система контроля и управления нормальной эксплуатации (СКУ НЭ) предназначена для обеспечения контроля и управления оборудованием нормальной эксплуатации соответствующих технологических систем во всех предусмотренных проектом режимах работы энергоблока.

СКУ НЭ обеспечивает ведение технологических процессов систем НЭ в автоматическом и автоматизированном режиме, в том числе важных для безопасности и обеспечивает:

- экономичность и устойчивость технологических процессов;

- защиту оборудования при нарушениях нормальной эксплуатации, включая отказы оборудования.

Перечень СКУ НЭ приведён на рисунке 3.1, а назначение в разделе 2 таблицы 3.1. Часть СКУ НЭ (СКУ ВХР, СКУЭЧ, АСРК, КЭ СУЗ и АСВД) в силу специфики выполняемых функций выполнены на специализированных технических средствах и их описание изложено в соответствующих главах (разделах).

Остальные СКУ НЭ (СКУ РО, СКУ ТО, СКУ ТГ, ЭЧСР, ЭЧСЗ, СКУ В, СКУ СВО, ТС ОДУ) технически реализованы на одних и тех же средствах и имеют одинаковую структуру. В частях 1 и 2 настоящего раздела приведены описание и принципы их построения. В части 3 приведены описания построения на примерах СКУ-турбоустановки.

5.2.1 Состав системы

Система состоит из:

- ПТК СКУ НЭ;
- датчиков;
- кабелей;
- средств оперативно диспетчерского управления (ОДУ).

Исходя из принципов построения АСУТП, изложенных в главе 2,

ограничений на количество абонентов в сегментах ЛВС и удобства эксплуатации, ПТК СКУ НЭ условно подразделяется на:

- ПТК СКУ РО - система, предназначенная для контроля, автоматизированного и автоматического управления оборудованием нормальной эксплуатации реакторного отделения;
- ПТК СКУ СВО - система, предназначенная для контроля, автоматизированного и автоматического управления оборудованием нормальной эксплуатации системами спецводоочистки I и II контуров энергоблока;
- ПТК СКУ ТО - система, предназначенная для контроля, автоматизированного и автоматического управления оборудованием нормальной эксплуатации технологическими системами турбинного отделения, за исключением задач, решаемых в ЭЧСР, СТК ТГ и технологических защит собственно турбины и генератора (ЭЧСЗ);
- ПТК СКУ В - система, предназначенная для контроля, автоматизированного и автоматического управления оборудованием нормальной эксплуатации системами вентиляции энергоблока, включая контроль за обеспечивающими системами вентиляции;
- ПТК СТК ТГ - система, предназначенная для температурного контроля генератора, а также контроля и управления технологическими системами генератора;
- ПТК ЭЧСР - система, предназначенная для контроля и управления системой регулирования турбины;
- ЭЧСЗ - система реализующая собственные технологические защиты турбины и генератора;
- Датчики технологических параметров соответствующих технологических подсистем ЭБ АЭС, являющиеся интерфейсом с технологическим объектом контроля и управления в части контроля.

ПТК СКУ НЭ реализована на типовых программно-технических средствах (ТПТС)-ЕМ, далее ТПТС.

5.2.2 Структура и функционирование СКУ НЭ

Основные решения по АСУ ТП вытекают из двух основных целей: выработка энергии и обеспечения безопасности.

АСУ ТП энергоблока представляет собой децентрализованную и пространственно распределенную по функциям и средствам иерархическую структуру. АСУ ТП включает в себя следующие уровни иерархии (смотри рисунок 3.2):

1) Уровень связи с ТОУ (датчики, пусковые устройства) – обеспечи-

вает подготовку и проведение автоматических измерений параметров технологического процесса, контроля состояния оборудования, отработку управляющих команд автоматического и автоматизированного управления и защит (подача силового питания на исполнительные механизмы).

2) Нижний уровень автоматизации – обеспечивает прием и обработку данных автоматических измерений и контроля, обмен информацией с верхним уровнем, АСУТП, осуществляет реализацию алгоритмов управления системами безопасности, технологических защит и блокировок, автоматического и автоматизированного (по командам с БПУ и РПУ). Нижний уровень автоматизации реализован на ТПТС.
3) Верхний уровень представляет собой систему верхнего блочного уровня (СВБУ), которая предназначена для централизованного контроля за технологическими процессами на энергоблоке и передачи команд оператора по управлению оборудованием на нижний уровень. Подробнее об уровнях автоматизации смотри в главе 3.

Аппаратура СКУ НЭ связана с датчиками, исполнительными механизмами проводными связями, а со средствами оперативно-диспетчерского управления цифровыми связями.

Управляющие, информационные и вспомогательные функции, выполняемые СКУ НЭ, распределяются между средствами низовой автоматики, верхним уровнем СВБУ и пультами управления.

Для связи ПТК с мозаичными панелями БПУ предусмотрены цифровые каналы связи.

Цифровые каналы связи реализованы на базе шинной системы «EN» ТПТС, и обеспечивают вывод аналоговой и дискретной информации на ОМС, контроль и индивидуальное управление оборудованием с БПУ.

Реализация цифровых каналов связи мозаичных панелей БПУ с ПТК на базе ТПТС позволяет значительно сократить объем кабельных связей между БПУ и помещениями, в которых размещены ПТК.

Крейты с модулями ТПТС размещаются непосредственно в мозаичных панелях БПУ. Связь панелей с соответствующим ПТК осуществляется по шине «EN». В этих модулях производится преобразование принимаемых от мозаичных элементов сигналов в цифровую информацию, которая передается по шине «EN» в ПТК, или выдает на мозаичные элементы и на показывающие приборы

сигналы и информацию, после преобразования данных, полученных по шине «EN».

Модули ТПТС, используемые в организации цифровых каналов связи мозаичных панелей БПУ с ПТК, служат для выполнения следующих операций:

- включения (включения/отключения мигания) светодиодов в табло или на мнемознаке оборудования;
- приема дискретных сигналов управления;
- преобразования цифровых сигналов в аналоговые для представления информации на аналоговых приборах панелей.

Типовые каналы контроля и управления приведены в главе 4.

СКУ НЭ в режиме штатного функционирования осуществляет:

- сбор и обработку информации по параметрам и формирование сигналов о выходе параметров за установленные пределы;
- непрерывный контроль исправности технических средств системы и периодические, с участием персонала, проверки её функционирования;
- контроль за технологическим оборудованием систем и представления информации оперативному персоналу;
- реализует локальные технологические защиты и блокировки нормальной эксплуатации систем и выдаёт, в отдельных случаях, управляющие воздействия на технологическое оборудование;
- автоматическое регулирование;
- при необходимости, дистанционное управление;
- приём заданий от оператора об изменении режима работы резервированных агрегатов и авторегуляторов, ввода и вывода защит.

Основной целью управления СКУ НЭ в режимах с нарушением условий нормальной эксплуатации является выявление отклонений от условий нормальной эксплуатации и возврат энергоблока в нормальные условия эксплуатации системами нормальной эксплуатации важными для безопасности без необходимости работы систем безопасности, выявление отклонений от нормальной работы СНЭ и их устранение, сохранение работоспособности систем и оборудования.

При возникновении нарушений нормальной эксплуатации по сигналам о выходе за установленные пределы параметров или

отключении оборудования или иных событиях СКУ НЭ реализует следующие функции:

- по инициирующим сигналам о положении оборудования и параметрам формирует управляющие воздействие на исполнительные механизмы;
- реализует необходимые приоритеты действий автоматики и оператора;
- при срабатывании защит, блокировок и т.п. выдаёт сигналы на табло и в СВБУ для всех задач, включая, представление информации на мониторах и регистрации;
- осуществляет контроль за выполнением заданных функций;
- при необходимости, дистанционное управление.

Для преодоления нарушений условий нормальной эксплуатации, формируются соответствующие программы автоматического управления, направленные на локализацию нарушения и недопущение перерастания предаварийных ситуаций в аварию.

В случаях отказа СВБУ перевод энергоблока в состояния «Горячий останов», «Холодный останов» выполняется с резервной зоны управления и контроля БПУ.

При возникновении аварийных ситуаций, по сигналам из УСБТ, возможно отключение оборудования НЭ в объёме заданном алгоритмами.

Для уменьшения вероятности возможных сбоев в работе системы, элементы СКУ основного технологического оборудования (турбина, ГЦНА, регулирующие клапаны) могут использоваться с резервированием (более подробно см. главу 2).

Для вывода неисправных защит в ремонт, в соответствии с требованиями НП-026-04 предусмотрены средства для вывода защит, так называемые «накладки».

Накладки предусматриваются для следующего оборудования:

- ГЦН
- турбина;
- защиты по внутренним параметрам КЭН;
- защиты по внутренним параметрам насосов неответственных потребителей;
- защиты по насосам подпитки обессоленной водой;
- защиты по системе продувки-подпитки.

Вывод защиты предусматривается воздействием на виртуальную кнопку в «окне» рабочей станции, подав команду «вывод» (подробное описание см. описание СВБУ в главе 5). При этом действие защиты блокируется, а сигнализация о её срабатывании сохраняется. Ввод в работу обеспечивается подачей команды на виртуальную кнопку «ввод» в упомянутом окне. Все действия по вводу и выводу защит регистрируются и архивируются.

Информация о состоянии защит отображается на видеокадрах состояния защит.

Алгоритмы защит позволяют выполнять проверки (опробование) защит согласно действующим нормативным документам, как на остановленном оборудовании, так и на действующем оборудовании.

На действующем оборудовании опробование защит производится без воздействия на исполнительные устройства (защита срабатывает на сигнал или механизмы и арматура находится в испытательном положении).

На остановленном оборудовании опробование защит производится с воздействием на исполнительные устройства.

Локальная вычислительная сеть низовой автоматики (ЛВС НА, сеть нижнего уровня) принимает и передает в ПТК нижнего уровня автоматизации команды дистанционного управления из СВБУ, позволяет ПТК нижнего уровня автоматизации обмениваться между собой информацией о состоянии любых параметров обрабатываемых ПТК НУ, командами защит и блокировок. К ЛВС НА подключены: совокупность ПТК СКУ технологических систем низовой автоматики: СКУ РО, СКУ ТО, СКУ В, СКУ ТГ, ЭЧСР, ЭЧСЗ, СКУ СВО, СКУ ПЗ, СКУ ВХР, а также система УСБТ и инженерная станция (ИС ТПТС) для оперативной настройки и диагностики оборудования ПТК НЭ.

Для последующего развития АЭС и решения новых задач, не предусмотренных проектом или при необходимости внесения модификаций по результатам проведения пусконаладочных работ по шкафам ТПТС, предусматривается резерв технических средств и специализированная рабочая станция (ИС ТПТС) для санкционированного введения изменений. В процессе эксплуатации предусматривается возможность внесения санкционированных изменений для систем нормальной эксплуатации в следующем объеме:

- изменение уставок по защитам и блокировкам, также сигнализации по величине параметра;
- изменение задержек по времени, коэффициентов настроек регуляторов и времени демпфирования сигналов.

СКУ НЭ реализует функции обмена сигналами и командами дистанционного управления:

- с СВБУ через сеть дублируемых шлюзов;
- с ТС ОДУ по цифровым дублированным каналам связи (Шина EN);
- со смежными системами УСБТ по цифровым каналам (Шина EN);
- со СКУ ПЗ через резервированный интерфейс RS 485.

ПТС СКУ НЭ, осуществляющие прием сигналов по цифровым каналам передачи данных, выполняют контроль их нормального функционирования.

При выявлении нарушений нормального функционирования цифрового канала передачи данных, ПТС СКУ НЭ формируют сообщение о недостоверности сигнала.

Измерительные каналы УСНЭ проектируются исходя из принципа обеспечения заданных показателей надежности и качества выполнения измерений (смотри таблицу 2.17.1, 2.18.1 и 2.18.2 главы 2).

В проекте принят принцип однократного ввода информации по параметрам, необходимой для реализации функций контроля и управления. Реализация указанных принципов в проекте достигается путем использования высоконадежных технических средств на базе микропроцессорной техники, кратностью резервирования измерительных каналов, физического разделения резервируемых измерительных каналов.

Выполнение измерений представляет собой автоматизированные действия, реализуемые датчиками и техническими средствами нижнего и верхнего уровней АСУ ТП. Качество выполнения функций измерительных каналов должно оцениваться по критериям обеспечения требуемых норм точности и показателей надежности (смотри таблицу 2.17.1, 2.18.1 и 2.18.2 главы 2).

Типовые структуры измерительных каналов УСНЭ приведены в главе 4.

5.2.3 Программно-технический комплекс

5.2.3.1 Назначение и состав программно-технических средств ТПТС СКУ НЭ

В соответствии с ТЗ на АСУ ТП система автоматизации нормальной эксплуатации (СКУ НЭ) построена на базе единого комплекса современных программируемых средств и унифицированных решений с учетом особенностей технологического оборудования и режимов его работы. СКУ НЭ создана в соответствии с технологическим раз-

делением систем и оборудования.

Нижний уровень автоматизации СКУ НЭ, обеспечивающий прием и обработку данных автоматических измерений, контроля и обмен информацией с верхним уровнем АСУТП, осуществляющий реализацию алгоритмов управления, технологических защит, блокировок и сигнализации, автоматического и автоматизированного (по командам с БПУ) управления технологическим процессом, реализуется на базе аппаратуры ТПТС-ЕМ, изготовитель – «Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова» (ВНИИА).

В состав программно-технических средств ТПТС-ЕМ входят (смотри рисунок 5.2.3.1):

- основное оборудование шкафного исполнения (шкафы двухстороннего обслуживания):
- приборные стойки ТПТС51.2010-00.ХХХ (ПС), оснащенные процессорными модулями и коммутационным оборудованием;
- приборные стойки местного щита управления ТПТС51.2020-00.ХХХ (ПС МЩУ), которые реализуют функции местного щита управления (МЩУ);
- стойки питания ТПТС52.2310-ХХ.ХХХ (СП), осуществляющие подачу необходимого напряжения питания на приборные стойки;
- стойки сопряжения ТПТС52.2110-ХХ.ХХХ, осуществляющие связь ПС с датчиками и исполнительными механизмами и другими периферийными устройствами в тех случаях, когда требуется переход с одного типа кабеля на другой или преобразование вида сигнала.
- средства коммуникации, включающие оборудование коммуникационной системы – шины EN: коммутаторы Moxa EDS-508A (в составе ПС) для объединения абонентов в единую систему;
- трансиверы (в составе ПС) для подключения удаленных абонентов к шине EN;
- интерфейсные модули для подключения абонентов к шине EN;
- оптоволоконные кабели и промышленные витые пары для передачи данных;

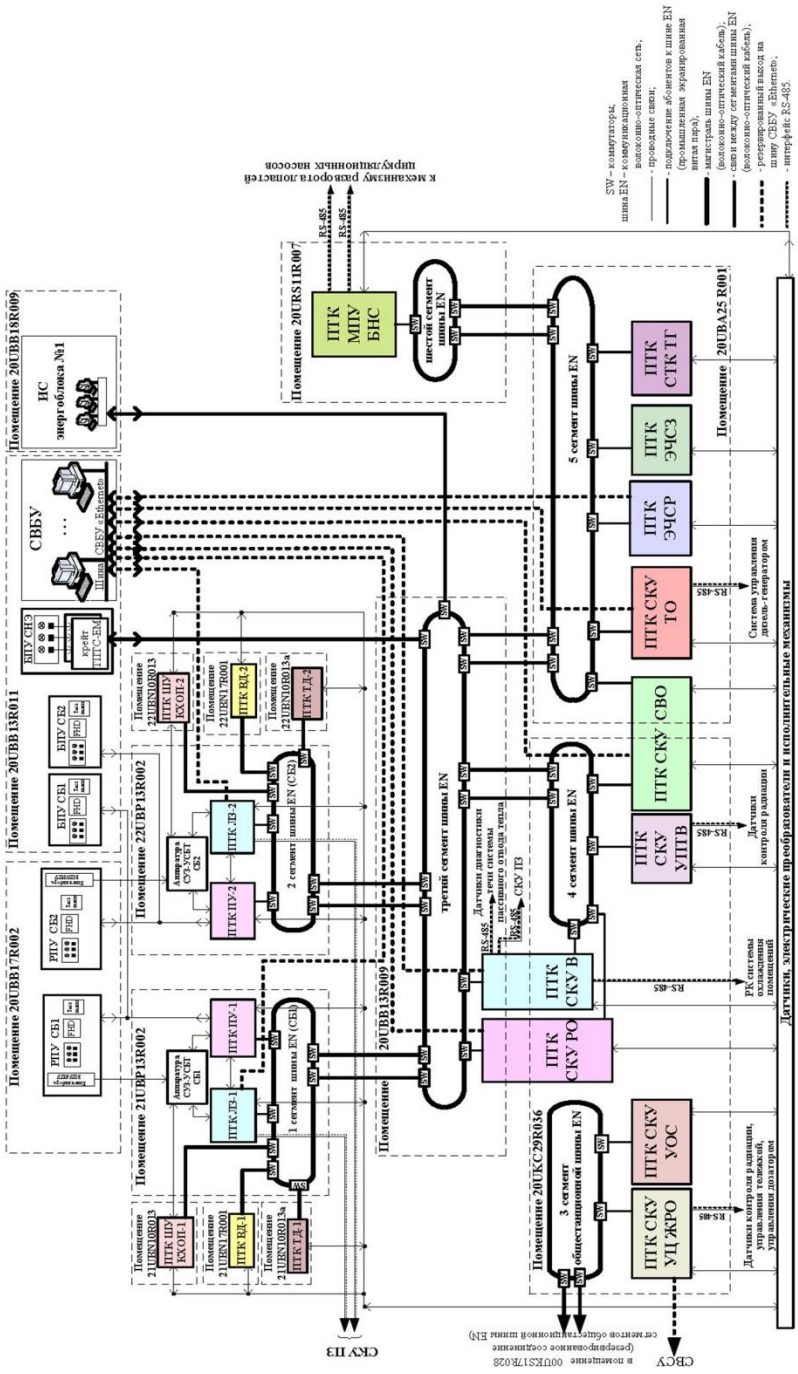


Рисунок 5.2.3.1 Структура и размещение СКУ НЭ

- оптические кроссы для сопряжения оптических кабелей разных диаметров;
- блоки шлюзов сопряжения (БШС) ТПТС52.4501 (или ТПТС52.4501-01) в составе ПС - шлюзовые устройства, обеспечивающие связь ПС с информационно-управляющей системой верхнего блочного уровня (СВБУ);
- средства конфигурирования, использующиеся для конфигурирования, наладки и проверки ТПТС:
- инженерная станция ТПТС54.3403 (ИС), представляющая собой основное устройство конфигурирования ПТК и документирования конфигурации;
- программатор ТПТС54.3310 (ПГ), представляющий собой вспомогательное средство конфигурирования функциональных модулей, которое используется при наладке ПТК, в основном, для проверки и настройки отдельных параметров, например, параметров регуляторов;
- сервисные устройства:
- имитаторы ТПТС54.330Х (И), позволяющие в процессе тестирования и наладки ПТК имитировать аппаратные входные (выходные) дискретные сигналы и исполнительные механизмы различных типов, включая возможные их неисправности.
- тестер функциональных модулей ТПТС54.3500 (ТФМ), применяемый при тестировании и наладке ПТК, когда необходимо проверить настройки модулей или работоспособность исполнительного механизма без применения средств оперативно-диспетчерского управления.

Схема структурная комплекса технических средств ПТК НЭ на базе программно-технических средств ТПТС-ЕМ приведена на рисунке 5.2.1.

Аппаратура ТПТС-ЕМ связана с датчиками, исполнительными механизмами, средствами оперативно-диспетчерского управления и другими системами энергоблока при помощи проводных связей. Кроме того, предусмотрены подключения по шине RS-485 подсистем сторонних производителей (показаны на рисунке 5.2.1) АСРК, СКУ ПЗ, СПОТ.

Для информационного обмена между отдельными СКУ ПТК нор-

мальной эксплуатации, а также между ПТК и СВБУ, используется коммуникационная система – оптоволоконная шина EN.

Приборные стойки ПТК объединяются в единую сеть с помощью оптической магистральной коммутируемой шины EN с топологией типа «кольцо». Единая сеть образуется соединением через коммутаторы, в качестве которых применяются коммутаторы Moxa EDS-508A-MM-SC (6 абонентских портов, 2 магистральных оптических порта).

Каждый сегмент представляет собой кольцевую структуру устойчивую к единичным отказам. Такая устойчивость обеспечивается применением коммутаторов-менеджеров резервирования, соединяющих, образовавшиеся при отказе, два отдельных участка сегмента в единую сеть.

В приборных стойках используются резервированные коммуникационные модули ЦМ-Е, каждый из которых имеет резервированный канал подключения к шине EN. Таким образом, приборные стойки ПТК при подключении к шине EN имеют четыре независимые точки подключения.

Для связи с серверами СВБУ используются шлюзы сопряжения. Каждый шлюз сопряжения (БШС) представляет собой две ЭВМ в горячем резерве друг к другу, каждая из которых имеет резервированный канал подключения к шине EN. БШС установлены в специально отведенном для этих целей крейте ПС.

5.2.3.2 Основное оборудование ПТК СКУ НЭ

Стойки ТПТС назначение, состав, устройство и работа

Стойка питания (СП) предназначена для преобразования сетевого напряжения питания:

- постоянного тока (−220 В);
- переменного тока (~220 В);
- постоянного и переменного тока (220 В) в напряжение 24,7 В постоянного тока (номинальное значение).

В СП возможно изменение значения выходного напряжения модулей питания каждого канала на плюс 12 % или минус 5 % от номинального значения 24,7 В (соответственно команды "+Δ" или "-Δ"):

- по сигналам модуля выдачи команд в ручном режиме;

– по внешним каналам в виде напряжения постоянного тока в диапазоне от 20 до 30 В;

– ток потребления СП от внешних сигналов - не более 30 мА.

При наличии команды «+Δ» на выходных клеммах СП устанавливается значение напряжения постоянного тока 27,66 В± 3 %.

При наличии команды «-Δ» на выходных клеммах СП устанавливается значение напряжения постоянного тока 23,46 В± 3 %.

СП обеспечивает возможность параллельного включения выходов модулей питания в одном канале; в этом режиме значение выходного напряжения канала 24 ± 3 % В.

При параллельном включении выходов модулей питания СП обеспечивает ток нагрузки:

– от 0 до 35 А при включении выходов двух модулей питания;

– от 0 до 50 А при включении выходов трех модулей питания.

Приборные стойки ТПТС51.2010-ХХ.ХХХ (ПС) являются основными функциональными составляющими ПТК. В ПС реализуются заданные алгоритмы контроля и управления технологическим оборудованием энергоблока.

Структурная схема ПС системы безопасности приведена рисунке 5.2.3.2.1.

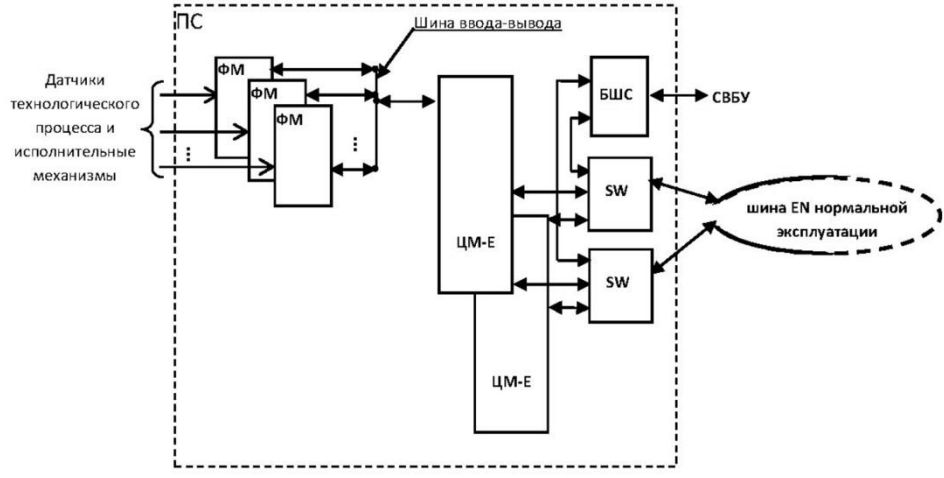


Рисунок 5.2.3.2.1 Структурная схема ПС СКУ НЭ

Функциональные возможности конкретной ПС определяются видами функциональных модулей (ФМ), входящих в ее состав.

ПС осуществляют:

- сбор и первичную обработку входных дискретных сигналов;
- измерение технологических параметров;
- выполнение необходимых вычислений;
- автоматическое и дистанционное управление исполнительными механизмами следующих видов: запорная арматура (задвижка), электродвигатель (насос, вентилятор и т.д.), регулирующая арматура, соленоидный клапан, выключатель;
- обмен данными и командами со смежными ПТС, базирующимися на других программно-технических средствах;
- реализацию технологических защит и блокировок;
- автоматическое регулирование;
- групповое и подгрупповое управление;
- выдачу аналоговых и дискретных сигналов на средства оперативно-диспетчерского управления (ТС ОДУ) или в другие системы управления энергоблока;
- прием команд дистанционного управления и обмен информацией с СВБУ.

«Интеллектуальной» основой ПС являются функциональные модули (ФМ). Кроме них, в ПС могут быть установлены:

- средства коммуникации:
- коммуникационный модуль ЦМ-Е для организации обмена данными между ФМ в ПС и для связи с абонентами шин EN;
- модуль связи шин ввода/вывода ТПТС52-1.1322 применяется для связи резервированных шин ввода/вывода (шин обмена данными внутри ПС);
- модуль базовый коммуникационный ТПТС51-2.1333 применяется для связи с интеллектуальными датчиками, приводами или смежными ПТК по шине RS-485 и обеспечивает передачу данных по шине EN;
- блоки шлюзов сопряжения (БШС) для связи с СВБУ;

- коммутаторы и оптические кроссы для соединения абонентов шин EN;
- служебные модули (обеспечение электропитания, световой сигнализации неисправности ПС и т.д.);
- средства подключения кабелей (клеммники, соединители).

ФМ подключены к шине ввода-вывода, которая организована внутри ПС и находится под управлением модуля ЦМ-Е.

По шине ввода-вывода осуществляется:

- обмен данными между ФМ;
- передача дистанционных команд оператора от СВБУ (БПУ, РПУ) в ФМ через модуль ЦМ-Е;
- передача данных из ФМ в СВБУ (или БПУ, РПУ) с помощью сообщений, формируемых модулем ЦМ-Е. Внешний вид ПС схематично показан на рисунке 5.2.3.2.2.

ФМ устанавливаются в крейты, в ПС их четыре. Емкость одного крейта – 14 мест (слотов) для установки модулей. Максимальное количество ФМ в ПС – 52.

Модуль ЦМ-Е, осуществляющий функцию связи, занимает два слота и всегда располагается в крейте крайним справа. Резервный модуль ЦМ-Е размещается крайним справа во втором сверху крейте.

Наличие в ПС коммутатора или блока шлюза сопряжения (БШС) и оптического кросса не является обязательным и определяется схемой шинной системы.

Для подключения кабелей процесса в ПС имеется клеммная панель (соединитель SAE), которая состоит из 32-контактных клеммных блоков и обеспечивает возможность подключения проводов сечением 0,5 мм^2 по технологии Maxi-Termi-Point (внешний монтаж). Внутренний монтаж проводов к этой клеммной панели выполняется накруткой.

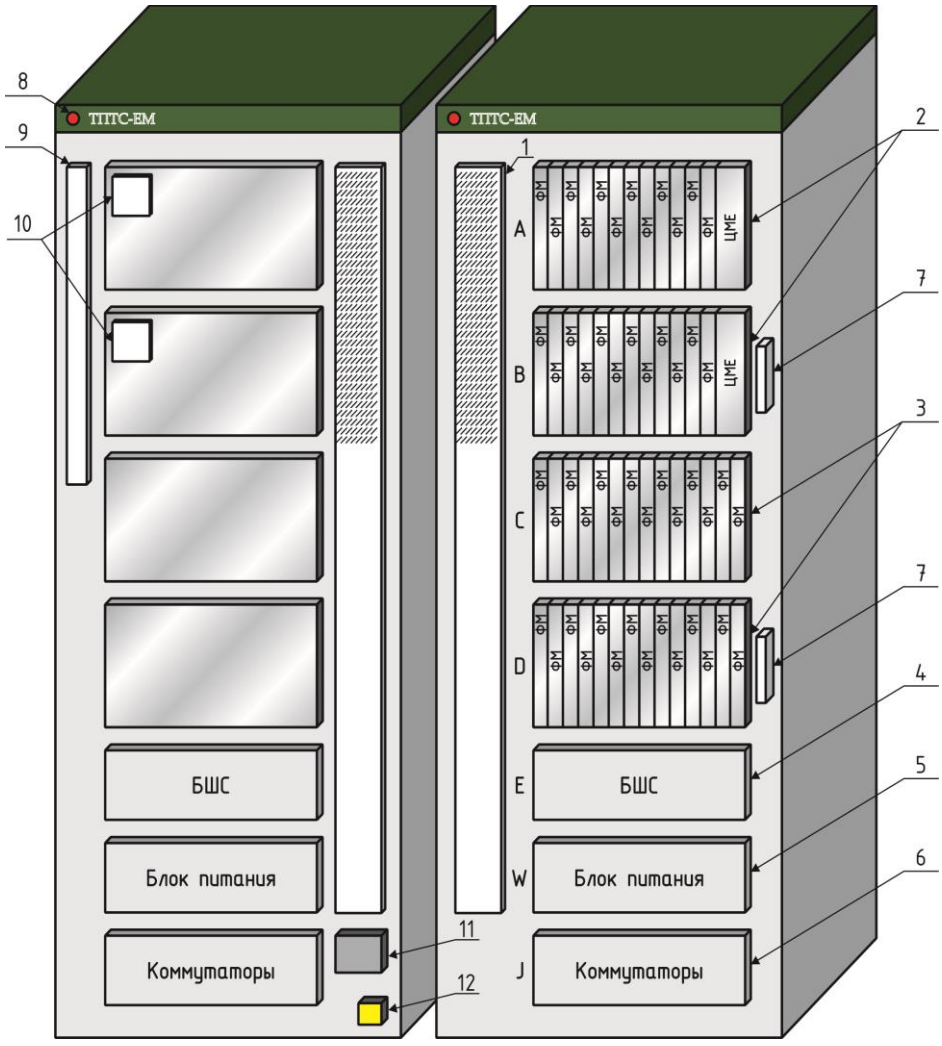


Рисунок 5.2.3.2.2 Внешний вид ПС варианта исполнения ТПТС51.2010-09: где 1 – клеммник SAE для подключения кабелей процесса; 2 – крейты основные A, B для установки ФМ и модулей ЦМ-Е (ЦМ-СБ); 3 – крейты расширения C, D для установки ФМ; 4 – крейт E для установки БШС; 5 – крейт W для установки блока питания со служебными модулями; 6 – место J для установки кронштейна с одним или двумя коммутаторами; 7 – оптические кроссы (только в тех ПС, в которых имеются БШС или коммутаторы); 8 – сигнальная лампа; 9 – кронштейн для установки дополнительного оборудования; 10 – модули связи шин ввода/вывода ТПТС51-2.1322; 11 – панель клеммная для подвода внешнего электропитания; 12 – клемма заземления

Структура и задачи модулей ТПТС

В состав ПС могут входить модули, приведенные ниже.

Модуль ЦМ-Е ТПТС52.1332 (центральный модуль) используется в приборных стойках ПТК ТПТС в качестве системного модуля, обеспечивающего информационную связь как между функциональными модулями (ФМ), связанными с технологическим процессом, так и между ФМ и СВБУ. Модуль предназначен для управления обменом сигналами и данными с ФМ по шине ввода/вывода (ШВВ), а также обеспечения связи ПС с другими абонентами шины EN. В качестве абонентов шины EN могут выступать ПС и автоматизированные рабочие места (АРМ). Основные функциональные связи модуля в составе ПТК ТПТС показаны на рисунке 5.2.4.

Модуль ЦМ-Е выполняет следующие функции:

- управление обменом информацией по шине ввода-вывода между модулем ЦМ-Е и подключенными к ШВВ функциональными модулями;
- управление обменом информацией по шине ввода-вывода между подключенными к ШВВ функциональными модулями;
- управление обменом информацией по шине EN с ПС и другими подсистемами низовой автоматики, подключенными к шине EN;
- управление обменом информацией по шине EN с АРМ системы верхнего блочного уровня (СВБУ);
- управление резервированием в ПС, выполненной в виде частично или полностью резервированной системы;
- самотестирование;
- контроль работоспособности ПС;
- контроль работоспособности функциональных модулей, установленных в ПС;
- управление структурированием модулей;
- передача информации о состоянии функциональных модулей в программный пакет STRUK для выполнения центральной имитации.

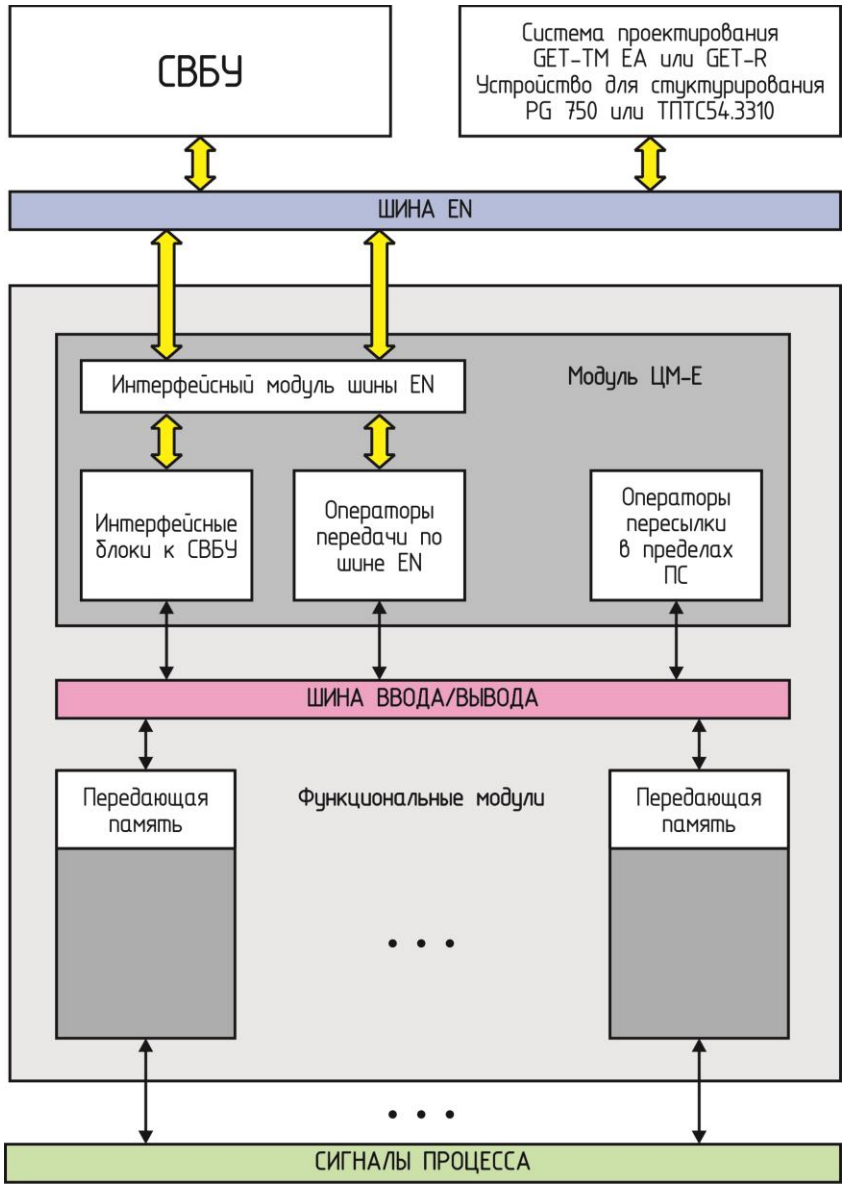


Рисунок 5.2.3.2.3 Функциональные связи модуля ЦМ-Е в составе ПТК ТПТС

Для приема и обработки сигналов от смежных ПТК используются модули базовые коммуникационные ТПТС52.1333, которые также выполняют обмен данными с другими абонентами шины EN (поскольку в их состав входят интерфейсные модули).

Конкретный состав ФМ в каждой ПС определяется на стадии рабочего проектирования.

ФМ выполнены на печатных платах формата 6U (см. рисунок 5.2.3.2.4, 5.2.3.2.6, 5.2.3.2.7, 5.2.3.2.8, 5.2.3.2.9).

На передних панелях расположены светодиоды индикации состояния и неисправностей, плавкие предохранители и соединитель последовательного интерфейса. Некоторые ФМ имеют на своих передних панелях дополнительные соединители и контрольные гнезда. На тыльной части печатных плат ФМ расположены базовые соединители X1 и X2.



Рисунок 5.2.3.2.4
Модуль ТПТС52.1333

ФМ имеют следующие интерфейсы:

- интерфейс шины ввода/вывода (базовый соединитель X1);
- аппаратный интерфейс для связи с периферийными устройствами (базовый соединитель X2);
- последовательный интерфейс «токовая петля» (соединитель на передней панели модулей).

Интерфейс шины ввода/вывода представляет собой параллельную шину, состоящую из 8-разрядной шины данных, 12-разрядной адресной шины и шины управления. Интерфейс служит для обмена данными между ФМ в границах ПС через модуль ЦМ-Е (или ЦМ-СБ). Обмен данными по шине ввода/вывода осуществляется с помощью соответствующего драйвера в модуле ЦМ-Е (или ЦМ-СБ) через передающую оперативную память ФМ, доступ для чтения и записи к которой имеют как процессор самого ФМ, так и процессор модуля ЦМ-Е (или ЦМ-СБ).

Через аппаратный интерфейс к ФМ подключаются кабели, идущие от датчиков и исполнительных механизмов, а также от щитов и панелей управления (напрямую или через стойки сопряжения).

Интерфейс «токовая петля» предусмотрен для подключения:

- тестера функциональных модулей;

– устройств конфигурирования (программатор).

Электропитание ФМ осуществляется от источника питания напряжением +24 В (L+). Каждый ФМ имеет собственный встроенный блок питания, который вырабатывает из напряжения питания L+ все необходимые для ФМ и электрически развязанные номиналы напряжений (+5 В и т.д.).

Схематично внутренняя структура ФМ показана на рисунке 5.2.3.2.5. Основные части функционального модуля это – постоянная (процессорная) часть и переменные (специальные части) части, зависящие от исполнения модуля.

На рисунке 5.2.3.2.6 показаны конструктивные особенности функциональных модулей ТПТС51-2.1723 рис. 5.2.3.2.6а и ТПТС51-2.1718 рис. 5.2.3.2.6б – одинаковые с точки зрения конструкции и выполняемых функций зоны с постоянной (процессорной) частью и зоны питания модуля и различные переменные (специальные) части. То-же самое характерно для всех функциональных модулей.

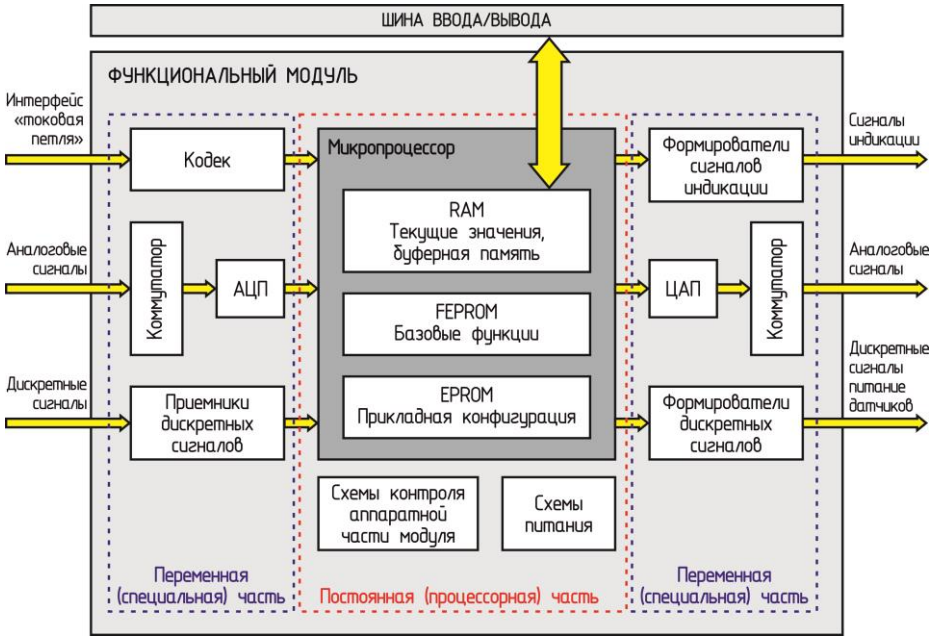
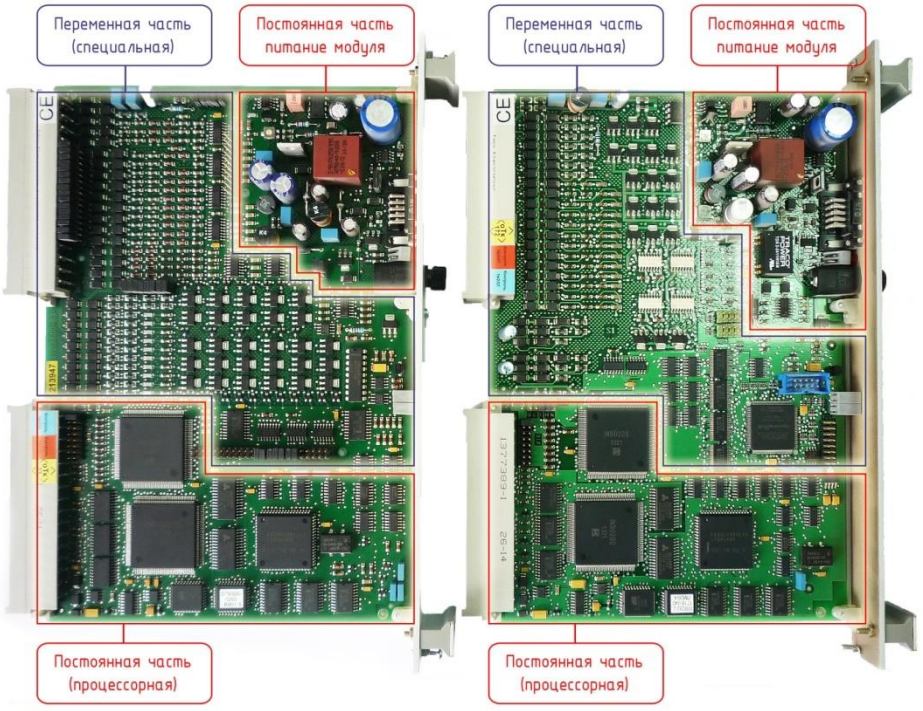


Рисунок 5.2.3.2.5 Внутренняя структура ФМ



а) ТПТС51-2.1723 б) ТПТС51-2.1718

Рисунок 5.2.3.2.6 Конструктивные особенности функциональных модулей

ФМ имеют три вида процессорной памяти. Набор базовых функций (встроенных подпрограмм), зависящий от типа модуля, записывается в постоянную «флэш-память» (FEPROM) на заводе-изготовителе и недоступен для изменения разработчику прикладных алгоритмов и эксплуатирующему персоналу. Базовые функции разработаны и верифицированы разработчиком функционального модуля, являются неотъемлемым свойством модуля данного типа и гарантируются изготовителем в рамках гарантии функционального модуля. Базовые функции сохраняются в модуле в течение всего срока службы, во всех оговоренных в документации условиях хранения и эксплуатации.

Прикладные алгоритмы располагаются в постоянной электрически перепрограммируемой памяти (EEPROM). Прикладные алгоритмы представлены в модуле в виде таблицы, определяющей связи между базовыми функциями. Данная таблица формируется средствами конфигурирования и помещается в EEPROM модуля на за-

вершающем этапе проектирования прикладных алгоритмов. Возможна корректировка прикладных алгоритмов в период наладки и эксплуатации ПТК на объекте.

Память с произвольным доступом (RAM) служит для хранения текущих значений переменных, а также для приема/передачи информации по шине ввода/вывода.

Всё адресное пространство модуля жестко распределено. Динамическое выделение памяти не используется. Все настраиваемые параметры объединены в массивы и для них выделена отдельная область памяти. Адрес каждого параметра определяется явно на этапе формирования программной компоненты модуля. Часть ячеек памяти жестко привязана к конкретной базовой функции (это функции ввода-вывода и др.), часть может быть использована произвольно с функциями, не имеющими фиксированных ячеек памяти (арифметические, логические функции и др.).

Базовые функции делятся на алгоритмические, обеспечивающие выполнение заданных алгоритмов работы, и служебные, необходимые для организации работы модулей в системе автоматизации.

В состав алгоритмических базовых функций входят функции общего назначения, которые имеются в каждом функциональном модуле. К ним относятся:

- функции вычислений (сложение, вычитание, деление, умножение, максимум, минимум, квадратный корень, логарифм, экспонента и т.п.);
- функции вычислений, зависящие от времени (инерционное звено, интегрирующее звено, дифференцирующее звено и т.п.);
- логические функции (И, ИЛИ, ИЛИ-НЕ, И-НЕ, исключающее ИЛИ, эквивалентность и т.д.);
- запоминающие элементы (триггеры с различными входами и приоритетами);
- функции формирования импульсов и задержек;
- функции выбора и замещения;
- функции интерполяции;
- интерфейсные функции и др.

Кроме этого, имеется набор специализированных, «технологических» функций, которые являются характерными для тех областей применения, в которых используется программно-технические средства ТПТС-ЕМ. К ним относятся:

- функции управления отдельными исполнительными механизмами;
- функции регулирования;
- функции переключения агрегатов;
- функции отбора сигналов, поступающих от нескольких резервированных аналоговых и дискретных датчиков;
- функции формирования уставок;
- функции расчета коррекции измерения уровня и расхода;
- функции формирования сигнализации на средства оперативно-диспетчерского управления др.



Рисунок 5.2.3.2.7
Модуль ТПТС51-2.1411

Эти функции распределяются по модулям в зависимости от назначения модулей.

К служебным базовым функциям относятся: функция инициализации, функция обновления данных, функция резервирования, функция обмена данными, функция организации циклической работы модуля, функция самоконтроля и т.д.

В модулях постоянно (циклически) выполняется исчерпывающий самоконтроль аппаратных средств, памяти, базовых функций и прикладных конфигураций. При обнаружении неисправности сигнал об этой неисправности немедленно направляется оператору с указанием места возникновения этой неисправности. Помимо этого возникшая неисправность индицируется аппаратными средствами индикации, имеющимися на передней панели модуля, а также передается на средства индикации ПС.

Следующие типы функциональных модулей могут быть применены в ПТК на основе ТПТС-ЕМ.

Модуль S-регулятора ТПТС51-2.1411 (общий вид модуля приведен на рисунке 5.2.3.2.7) применяется в системах нормальной эксплуатации в качестве двухканального регулятора с дискретным выходом, управляющих процессом через исполнительные механизмы.

При помощи конфигурирования в модулей можно реализовать два независимых друг от друга канала регулирования или два зависимых друг от друга процесса регулирования (связанное регулирование).

Модуль К-регулятора ТПТС51-2.1412 применяется в системах нормальной эксплуатации в качестве двухканальных регулятора с аналоговым выходом, управляющих процессом через исполнительные механизмы. При помощи конфигурирования можно реализовать два независимых друг от друга канала регулирования или два зависимых друг от друга процесса регулирования (связанное регулирование).

Модуль противоаварийной автоматики ТПТС51-2.1414 применяется в системах нормальной эксплуатации и предназначен для реализации функции противоаварийного управления мощностью турбогенератора. Модуль ТПТС51-2.1414 применяется в комплекте с модулем усилителя тока ТПТС52.1942 и модулем подгрузочных резисторов ТПТС52.1941.010.



Рисунок 5.2.3.2.8
Модуль ТПТС51-2.1723

Модуль индивидуального управления ТПТС51-2.1717 применяется в системах нормальной эксплуатации и предназначен для индивидуального управления электродвигателями, сервоприводами задвижек и электромагнитными клапанами. В модуле может быть реализовано несколько независимых каналов управления (максимум 5). Кроме этого, с помощью модуля ТПТС51-2.1717 можно реализовать следующие функции управления, которые обычно используются для выполнения функции автоматического ввода резерва (выбор двух из трех агрегатов с отключением дефектного канала или переключение режимов работы).

Модуль расширения двоичных сигналов ТПТС51-2.1719 применяется в системах нормальной эксплуатации и в системах безопасности и предназначен для совместной работы с модулем индивидуального управления ТПТС51-2.1717 или с модулем ТПТС52-2.1717 с це-

лью увеличения числа двоичных входов и выходов аппаратного интерфейса.

Модуль приоритетного управления ТПТС52-2.1718 реализует функции индивидуального управления электродвигателем, арматурой, входящими в состав технологического оборудования каналов безопасности. Каждый модуль управляет только одним механизмом. Модуль обеспечивает возможность управления механизмами по командам, поступающим от аппаратуры управляющей системы безопасности, от панели безопасности на БПУ/РПУ, а также от аппаратуры системы нормальной эксплуатации, включая СВБУ.

Модуль сбора и обработки двоичных сигналов ТПТС51-2.1723 (общий вид модуля приведен на рисунке 5.2.3.2.8) применяется в системах нормальной эксплуатации и предназначен для сбора и обработки информации от дискретных датчиков. Модуль имеет 28 дискретных входов и 28 дискретных выходов, которые могут использоваться для питания датчиков. Если выходы не используются для питания датчиков, то их можно перенастроить и использовать в качестве дополнительных входов.



Рисунок 5.2.3.2.9
Модуль ТПТС
51-2.1732

Модуль подгруппового управления ТПТС51-2.1726 применяется в системах нормальной эксплуатации и предназначен для использования в качестве модуля подгруппового управления. В модуле можно реализовать до четырех каналов подгруппового управления с пошаговым (с использованием стандартных шаговых программных блоков) или комбинаторным (по алгоритму пользователя) методом управления.

Модуль счета импульсов ТПТС51-2.1724 применяется в системах нормальной эксплуатации и используется для счета импульсов (максимально по восьми каналам) или измерения частоты (максимально по четырем каналам).

Модуль преобразования частоты ТПТС51-2.1728 применяется в системах нормальной эксплуатации и обеспечивает преобразование сигналов, поступающих по трем каналам от датчиков частоты вра-

щения, в шестнадцатиразрядный цифровой код и аналоговые сигналы напряжений постоянного тока, соответствующие частоте вращения и скорости изменения частоты вращения. Модуль ТПТС51-2.1728 применяется совместно с модулем регулирования частоты ТПТС51-2.1416.

Модули аналогового ввода ТПТС51-2.1730, ТПТС51-2.1731, ТПТС51-2.1732 применяются в системах нормальной эксплуатации для приема и обработки сигналов от термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления без использования промежуточных преобразователей. Все четыре канала модуля могут также, при необходимости, принимать сигналы измерительных преобразователей 0..20 мА или от 4..20 мА. Канал 1 может принимать сигналы в диапазоне 0..10 В или 2..10 В. Линеаризация характеристик датчиков температуры и компенсация температуры холодного спая для стандартных датчиков температуры осуществляется в модуле. Возможен прием сигналов от нестандартных датчиков температуры и линеаризация их характеристик посредством задания соответствующей прикладной конфигурации.

Модули аналогового ввода ТПТС51-2.1730, ТПТС51-2.1731, ТПТС51-2.1732 (общий вид модуля приведен на рисунке 5.2.3.2.9) имеют четыре аналоговых входа. К одному модулю аналогового ввода можно подключить до двух модулей расширения аналогового ввода, каждый из которых имеет 14 каналов для приема сигналов от термоэлектрических преобразователей или термопреобразователей сопротивления. К одному модулю аналогового ввода можно подключить максимум два модуля расширения.

Модуль расширения аналогового ввода ТПТС51-2.1703 применяется в системах нормальной эксплуатации и в системах безопасности и используется для увеличения числа измерительных каналов модулей ТПТС51-2.1730, ТПТС52-2.1730, ТПТС51-2.1731, ТПТС52-2.1731 и обеспечивает прием сигналов термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления.

Модуль расширения аналогового ввода ТПТС51-2.1704 применяется в системах нормальной эксплуатации и используется для увеличения числа измерительных каналов модуля ТПТС51-2.1732 и обеспечивает прием сигналов термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления.

Модуль группового управления ТПТС51-2.1725 применяется в системах нормальной эксплуатации и реализует функции группового управления (максимум 4 канала). Групповое управление по одному каналу координирует работу двух и более (максимум девять) под-

чиненных подгрупп. В свою очередь каждая подчиненная подгруппа может координировать работу отдельного исполнительного механизма, группы механизмов объединенных общей функцией, установки управляемой пошаговой программой.

Групповое управление определяет: когда, сколько и какие подгруппы должны переходить в состояние работы (запускаться) или покоя (останавливаться).

Управление по каждому каналу может осуществляться как автоматическими, так и ручными командами, передаваемыми через шинные системы или в случае использования панели или пульта блочного пункта управления (ПБПУ), непосредственно через интерфейс связи с процессом.

Модуль регулирования частоты (МРЧ) ТПТС51-2.1416 применяется в системах нормальной эксплуатации в качестве ведущего регулятора электронной части системы регулирования частоты (ЭЧСР) турбогенераторной установки. Базовое программное обеспечение модуля ориентированно на реализацию регуляторов основных технологических режимов работы турбины, обеспечивающих требования к первичному регулированию частоты в промышленной сети.

МРЧ получает:

- по параллельному интерфейсу, реализованному на дискретных входах, сигнал частоты вращения турбины от измерительного модуля преобразования частоты (МПЧ) ТПТС51-2.1728;
- по проводной связи командный сигнал от модуля противоаварийной автоматики (ПАА) ТПТС51-2.1414.

МРЧ реализует функцию регулирования частоты, выдавая управляющие воздействия на два модуля позиционеров (МП) ТПТС51-2.1415.

Модуль позиционеров (МП) ТПТС51-2.1415 применяется в системах нормальной эксплуатации в ЭЧСР в качестве индивидуального регулятора положения регулирующего клапана турбины. Базовое программное обеспечение модуля ориентированно на реализацию каналов регулирования положения двух регулирующих клапанов.

МП получает по проводной связи управляющее воздействие от модуля МРЧ и сигнал обратной связи – положение регулирующего клапана. Модуль реализует функцию позиционирования по ПИ-закону с учетом нелинейности расходной характеристики, формируя командные воздействия на электрогидравлические преобразователи ЭЧСР.

Стойки сопряжения

Стойки сопряжения (СС) ТПТС52.2110-00.XXX используются при построении ПТК в тех случаях, когда необходимо осуществить:

– переход с одного типа кабеля (внешнего) на другой (внутренний, использующийся в аппаратуре ТПТС-ЕМ и подключаемый методом «Maxi-Termi-Point»);

– гальваническое разделение цепей ПС и цепей периферийного устройства;

– увеличения тока через контакты внешних устройств, для которых требуется повышенная токовая нагрузка;

– преобразование входного сигнала с напряжением 220 В в дискретный сигнал в виде коммутации контактов цепи с низким напряжением 24 (48) В;

– преобразование выходного потенциального сигнала 24 В в дискретный сигнал в виде коммутации контактов цепи с напряжением 220 В;

– преобразование выходного аналогового сигнала ПС [0 (4) – 20 мА; 0 (2) – 10 В] в аналоговый сигнал другого уровня.

Для выполнения этих функций в СС имеются соответствующие клеммные элементы и модули сопряжения: модули подгрузки, релейные модули, усилители, преобразователи и другие необходимые устройства.

СС используется для сопряжения сигнальных цепей ПС с внешними кабелями и проводами, передающими:

– входные аналоговые и дискретные сигналы следующих видов:

– унифицированный потенциальный сигнал с диапазоном от 0 (2) до 10 В,

– унифицированный токовый сигнал с диапазоном от 0 (4) до 20 мА,

– сигнал от термоэлектрического преобразователя (термопары), имеющего номинальную статическую характеристику преобразования по ГОСТ Р 8.585-2001;

– сигналы от термопреобразователя сопротивления по ГОСТ Р 8.625-2006 с автоматической компенсацией сопротивления со-

единительных проводов;

- потенциальный сигнал 24 (48) В;
- коммутация «сухих контактов», питаемых напряжением 24 (48) В от ТПТС-ЕМ;
- выходные сигналы к периферийным устройствам – приемникам выходных сигналов ТПТС-ЕМ.

При необходимости сопряжения аппаратуры ТПТС-ЕМ с контактами внешних устройств, для которых требуется повышенная токовая нагрузка, в СС предусмотрена возможность установки модулей подгрузки, что позволяет обеспечить дополнительную токовую нагрузку подключенных цепей до токов следующих значений: 5 мА; 10 мА; 20 мА; 50 мА; 100 мА.

Для сопряжения входных и выходных цепей ПС с периферийными устройствами в СС могут устанавливаться модули сопряжения, преобразующие вид электрического сигнала. Это релейные модули, усилители, преобразователи и другие необходимые устройства.

Суммарное количество жил кабелей, идущих от периферийных устройств должно быть не более 1000 (это обеспечивает свободный резерв, который предназначен для использования в процессе корректировки проекта и при наладке).

5.2.3.3 Средства коммуникации

Шина EN

Коммуникационная система (шина EN) обеспечивает возможность обмена информацией между устройствами (абонентами), входящими в систему автоматизации на базе средств ТПТС-ЕМ. Шина EN представляет собой локальную сеть Ethernet.

К шине EN могут подключаться следующие абоненты:

- приборные стойки (модули ЦМ-Е и БШС);
- программаторы;
- персональные компьютеры;
- инженерная станция.

Подключение абонентов к шине EN осуществляется с помощью EN-модулей (входят в состав абонентов), подключаемых к портам коммутаторов.

Для увеличения надежности каждый абонент может подключаться к двум разным коммутаторам.

Пример организации шины EN приведен на рисунке 5.2.3.3.1.

Шина EN энергоблока №1 сегментирована по помещениям и представляет собой резервированное соединение шести сегментов (колец). На рисунке 5.2.3.3.1 приведен пример коммуникационной шины EN ПТК НЭ энергоблока №1 НВАЭС-2 состоящей из четырех сегментов (колец):

а) третий сегмент (кольцо) шины EN проложен в помещении 10UBB13R009 и объединяет ПТК СКУ РО (шесть ПС), ПТК СКУ В (пять ПС);

б) четвертый сегмент (кольцо) шины EN проложен в помещении 10UKC29R036 и объединяет ПТК СКУ РО (девять ПС), ПТК СКУ В (три ПС), ПТК СКУ СВО (семь ПС), ПТК СКУ УПТВ;

в) пятый сегмент (кольцо) шины EN проложен в помещении 10UBA25R001 и объединяет ПТК СКУ ТО, ПТК СКУ СВО (две ПС), ПТК ЭЧСР, ПТК ЭЧС3, ПТК ТКТГ и ПТК СТК ТГ;

г) шестой сегмент (кольцо) шины EN проложен в помещении 10URS11R007, к нему подключены ПСА ПТК МПУ БНС.

Для приема команд дистанционного управления и передачи сигнализации на мозаичные панели БПУ (10CWG01,02,07,08) применяются крейты ТПТС, устанавливаемые в мозаичные панели БПУ. Связь с этими крейтами устанавливается от третьего сегмента шины EN через коммутаторы, установленные в стойках ТПТС ПТК СКУ РО (10CMR01, 10CMR06).

Магистраль каждого сегмента (кольца) шины EN образована волоконно-оптическими кабелями, соединенными между собой коммутаторами типа EDS-508A-MM-ST фирмы MOXA. На рисунке 6 коммутаторы обозначены «SW».

Коммутаторы шины EN имеют:

– «магистральные» порты, к которым присоединены волоконно-оптические кабели;

– «абонентские порты», к которым присоединены абоненты с помощью витой промышленной пары.

Коммутатор EDS-508A-MM-ST имеет шесть «абонентских» и два «магистральных» порта.

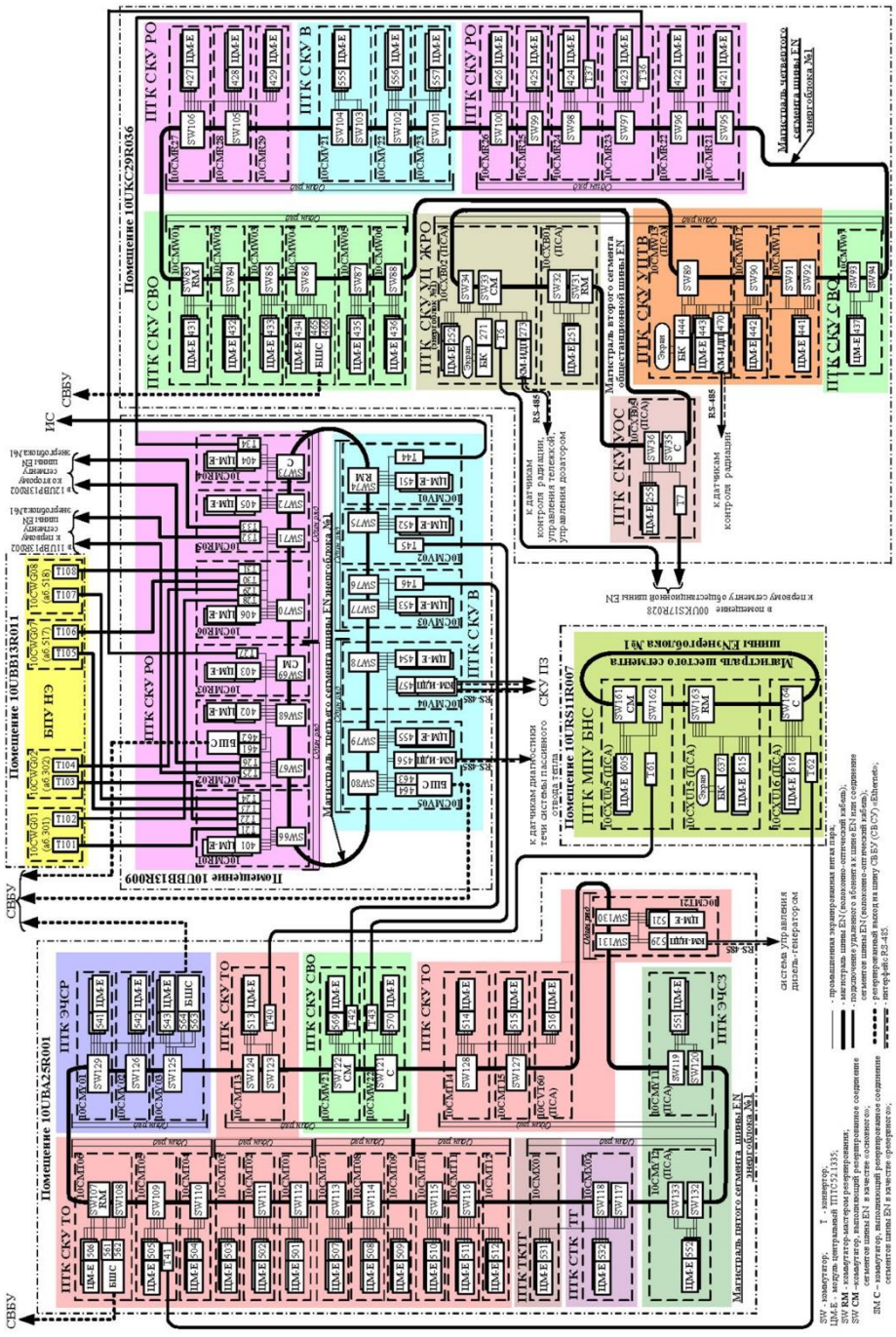


Рисунок 5.2.3.3.1 Структурная схема коммуникационной шины EN ПТК НЭ

Подключение удаленного абонента к кольцу шины EN (расстояние между абонентом и коммутатором более 100 м), выполняется с помощью конверторов типа IMC-21-M-ST фирмы MOXA, которые осуществляют преобразование оптического сигнала в электрический и наоборот. Конвертор применяется также в том случае, когда связь абонента с коммутатором проходит через кабельный полуэтаж. На рисунке 5.2.3.3.1 конверторы обозначены «Т».

Поддержка резервирования в каждом кольце шины EN осуществляется при помощи одного из коммутаторов, который является менеджером резервирования. Когда оборудование магистрали кольца исправно, коммутатор-менеджер резервирования держит одну из связей в кольце разомкнутой, а при нарушении связи в магистрали замыкает эту резервную связь. На структурной схеме шины EN (рисунок 5.2.3.3.1) менеджер резервирования имеет дополнительное обозначение «RM». Настройка коммутатора на выполнение функции менеджера резервирования осуществляется аппаратно с помощью установки его переключателей в соответствующее положение. Резервированное соединение сегментов шины EN осуществляется по двум волоконно-оптическим кабелям, через конверторы Т и коммутаторы SW в каждом из соединяемых сегментов.

В одном из сегментов два коммутатора, участвующие в резервированном соединении сегментов, назначены ответственными за это соединение.

Один из двух коммутаторов, ответственных за резервированное соединение сегментов, назначен выполнять функцию «основного» и имеет дополнительное обозначение «СМ», второй из них назначен выполнять функцию «резервного» и имеет дополнительное обозначение «С».

Таблица 5.2.3.3.1 – Основные характеристики шины EN

Параметр	Характеристика шины EN
Количество подключаемых устройств	До 800
Режим передачи	Полный дуплекс (любой абонент может вести передачу независимо от других)
Протокол передачи	LLC (IEEE 802.2/ISO 8802-2:1998)
Пропускная способность	100 Мбит/с между коммутаторами 10 Мбит/с между абонентом и коммутатором

Параметр	Характеристика шины EN
Количество коммутаторов	До 50 в одном кольце
Среда передачи	Между коммутаторами - волоконная оптика Между коммутатором и абонентом – волоконная оптика или витая пара.
Длина кабеля	Одного волоконно-оптического звена: - до 3 км (многомодовое волокно); - до 40 км (одномодовое волокно). Одного звена витой пары: - до 100 м
Время обмена данными между абонентами шины EN	не более 2 мс;
Время обмена данными между ФМ в разных ПС	не более 300 мс
Контроль передачи	Контрольная сумма CRC32, квитирование получения данных; многократный повтор передачи при обнаружении ошибки
Локализация неисправности	До сменного модуля

Интерфейсные модули

Интерфейсные модули используются для подключения отдельных абонентов к шине EN. Существует следующие типы интерфейсных модулей, которые соответствуют разным подключаемым устройствам:

- модуль ЦМ-Е ТПТС52.1335 применяется в ПТК нормальной эксплуатации и предназначен для управления обменом данными между ФМ по шине ввода/вывода и для связи ПС с другими абонентами шины EN нормальной эксплуатации (обеспечивает резервированное подключение ПС к шине EN нормальной эксплуатации по каналам А и В);
- EN-cPCI (ТПТС52.1227) –сетевой адаптер в стандарте cPCI для подключения БШС;
- EN-PCI (ТПТС52.1226) – сетевой адаптер Ethernet, служащий для

подключения к шине EN персонального компьютера (инженерной станции и программатора);

– модуль базовый коммуникационный БКМ ТПТС52.1333 - применяется в системах нормальной эксплуатации для связи с интеллектуальными датчиками и смежными ПТК по шине RS-485. ТПТС52.1333 выполняет обработку принятой от датчиков информации и осуществляет обмен данными по шине EN НЭ.

Коммутаторы

Коммутаторы (EDS-508A-MM-ST фирмы MOXA) предназначены для объединения абонентов в единую систему. Коммутаторы имеют в своем составе два типа портов – «абонентские» и «магистральные». Через «абонентские» порты осуществляется подключение EN-модулей абонентов (абонентские звенья). Через «магистральные» порты осуществляется объединение коммутаторов в единую магистраль (магистральные звенья), представляющую собой виртуальное кольцо. Пример подключения абонентов к шине EN (модулей ЦМ-Е и БШС) приведен на рисунках 5.2.3.3.2 и 5.2.3.3.3.

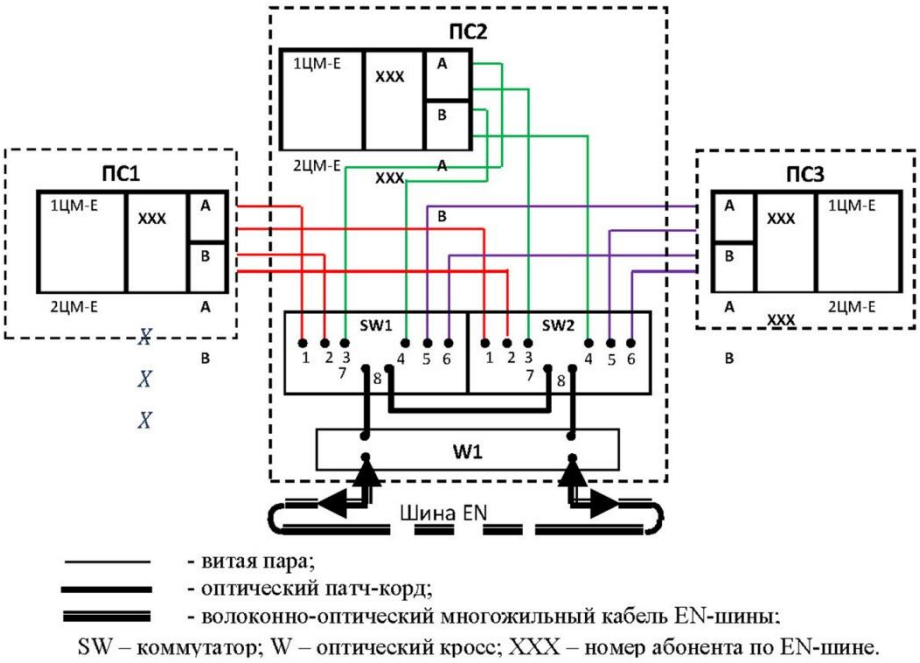


Рисунок 5.2.3.3.2 Типовая схема подключения модулей ЦМ-Е к EN-шине

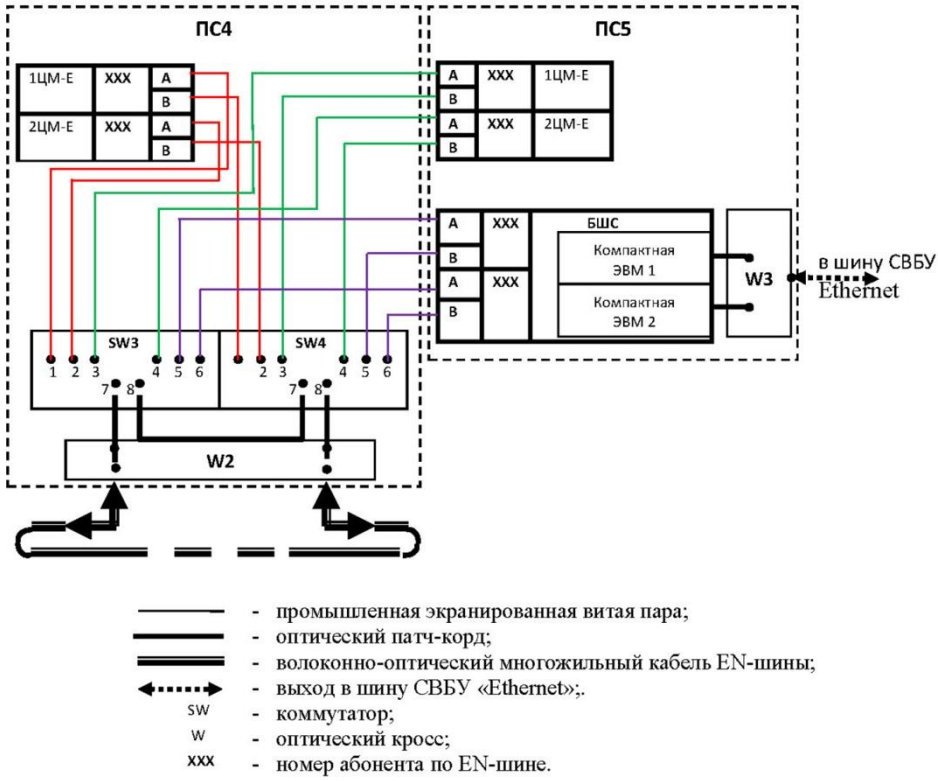


Рисунок 5.2.3.3.3 Типовая схема подключения модулей ЦМ-Е и БШС к EN-шине

Все применяемые коммутаторы ведут передачу данных по маршрутам, формируемым путем изучения и запоминания MAC-адресов абонентов. Первое сообщение от любого абонента коммутатор посылает во все свои порты (в широковещательном режиме) и при этом запоминает, к какому порту подключен данный абонент. Таким образом, последующие телеграммы, предназначенные конкретному абоненту, посылаются уже только в нужный порт (если адресат уже приписан к какому-либо порту). Коммутатор работает в режиме «store-and-forward» т.е. прежде чем передавать кадр дальше, коммутатор полностью принимает его и проверяет, не является ли кадр ошибочным (неверная контрольная сумма, неправильный размер и т.д.). Ошибочные кадры дальше не передаются, что уменьшает нагрузку на коммуникационную систему. Задержка передачи информации от порта к порту в коммутаторе не превышает нескольких микросекунд.

Другой важной функцией коммутатора является поддержка резервированного «кольца». Это достигается при помощи объединения всех магистральных портов коммутаторов в кольцо и назначения одного из них менеджером резервирования.

Третьим важным свойством используемых коммутаторов является возможность удаленного управления коммутатором и сбора статистики о нарушениях в его работе по протоколу SNMP (для чего может быть использована диагностическая станция).

Возможность удаленного управления позволяет с любого места осуществить настройку коммутаторов под требуемые задачи, а сбор статистики – оперативно и более детально выявить проблемы в коммуникационной системе или отказы.

5.2.3.4 Средства конфигурирования

Программное и аппаратное конфигурирование ПТК на средства ТПТС-ЕМ осуществляется с помощью комплекта инженерной станции ТПТС54.3403 (ИС).

На ИС установлена система конфигурирования GET-R. Эта система позволяет создавать компоновочные схемы оборудования, схемы проводных и кабельных связей, программные конфигурации функциональных модулей, проектировать обмен данными между компонентами системы и с СВБУ. При помощи ИС, подключенной к шине EN, можно удаленно сконфигурировать любой модуль, находящийся в любом ПТК, или изменить алгоритм его работы или настроечные параметры.

Система конфигурирования GET-R реализует принцип опережающей документации, согласно которому любое изменение в программной конфигурации модулей проводится только после изменения проектных данных и документирования этих изменений.

В состав ИС входит один или несколько персональных компьютера, работающих в сети со структурой «клиент - сервер», укомплектованные мониторами, устройства, обеспечивающие связь с шиной EN для обеспечения возможности просмотра и загрузки кодов в модули ПС, а также устройства вывода информации на печать.

На рисунке 5.2.3.4.1 показан состав ИС и связи между отдельными устройствами ИС.

На одной из клиентских машин хранится база данных ПТК, являющаяся основой для работ по конфигурированию, проведению изменений и формированию документов. В случае если проводимые изменения в ПТК вызывают необходимость переконфигурирования верхнего уровня, на этой же машине осуществляется формирова-

ние исходных данных, необходимых для изменения рабочих баз данных СВБУ.

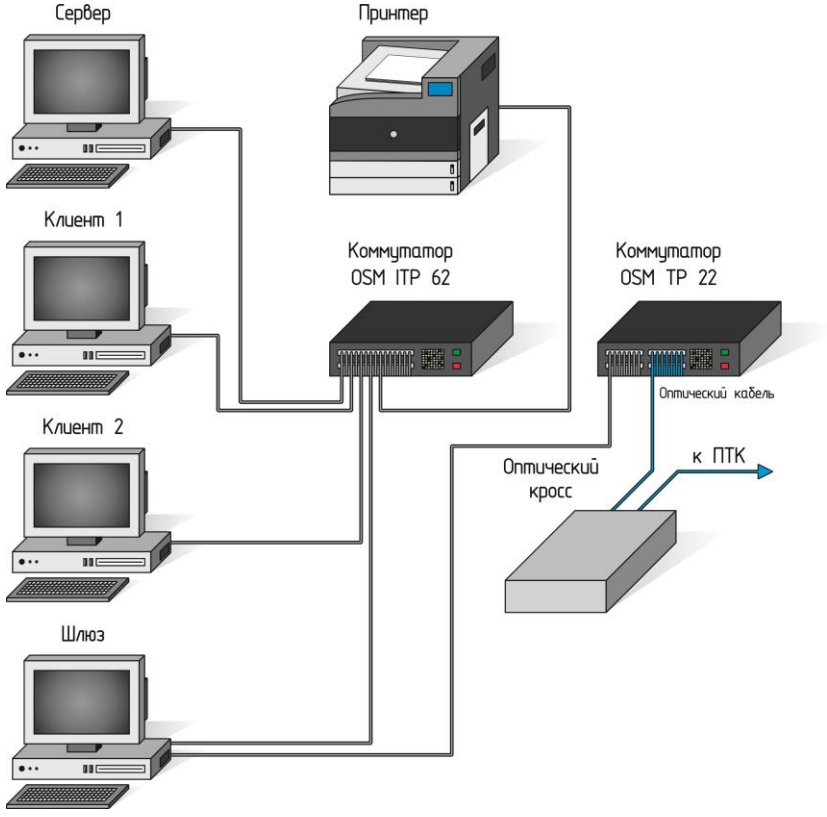


Рисунок 5.2.3.4.1 Оборудование инженерной станции ТПТС54.3403

Система конфигурирования GET-R работает под операционной системой Linux.

Графический язык системы позволяет задать требуемую конфигурацию функционального модуля в виде простой схемы из базовых функций модулей, образы и логика которых (функциональные блоки) хранятся в библиотеках и вызываются на экран из соответствующих меню. Такой способ создания конфигурирования является весьма наглядным и позволяет быстро и с малой вероятностью ошибки задать нужный алгоритм функционирования модуля или изменить его.

Система конфигурирования позволяет:

– создавать схемы соединений и функциональные схемы, описывающие алгоритм функционирования модуля, с помощью встроенного графического редактора;
– формировать и загружать в модули подготовленные загрузочные файлы;
– сохранять и копировать проектные данные;
– формировать списки сигналов, телеграмм, операндов и т.п., упорядоченные по различным признакам;
– контролировать проведение изменений;
– определять несоответствия между программными конфигурациями, загруженными в модули и хранящимися в системе GET-R;
– обеспечить защиту от несанкционированного доступа при помощи разграничения прав доступа к проектным данным для разных категорий пользователей и системы паролей.

Система конфигурирования GET-R выявляет ошибки на всех этапах разработки (или изменения) прикладных конфигураций. В случае нахождения ошибки на экран выводится сообщение с указанием координат и описанием характера ошибки. При этом процедура формирования загрузочного файла для модуля остается заблокированной до тех пор, пока не будут устранены все указанные ошибки.

Защита информации обеспечивается встроенной системой ограничения доступа, которая исключает возможность изменения информации, содержащейся в системных и стандартных каталогах или в «чужих» пользовательских каталогах проектных данных во время проведения работ по конфигурированию.

Назначение, функции, компоненты САПР GET-R

Инструментальные средства GET-R (САПР GET-R) предназначены для создания конфигураций модулей ТПТС и представляют собой автоматизированные процедуры, которые формируют код работы контроллера ТПТС (прикладную конфигурацию) на языке STEP (язык программирования интерпретирующего типа для формирования и обработки пользовательской структуры) по графическому представлению их алгоритмов работы.

Основные функции САПР GET-R:

- создание графического представления алгоритмов работы модулей ТПТС и схем соединений;
- автоматическое выполнение проверки правильности алгоритмов;

- автоматическое создание кодов работы модулей ТПТС на языке STEP;
- передача кодов в модули ТПТС;
- автоматическое формирование документации;
- обратное считывание кодов модулей для сравнения с проектными данными;
- возможность формирования списка имитируемых сигналов;
- обеспечение необходимого администрирования и контроля доступа.

В состав GET-R входят следующие компоненты:

- система данных (используется для логической проверки правильности создания функциональных планов на этапе подготовки к запуску генератора кода);
- графический редактор (используется для разработки функциональных схем);
- генератор кода (автоматическая процедура, позволяющая на основании данных функциональных планов и информации получить конфигурационные файлы для контроллеров ТПТС на языке STEP);
- дополнительные процедуры (необходимые для обеспечения пользователей возможностью вывода на экран или на печать проектных данных в различных форматах, списков, запуска процедур, обеспечивающих ввод дополнительных параметров контроллеров, резервное сохранение базы данных и пр.).

Проектирование с использованием САПР GET-R

Проектирование ПО функциональных модулей ТПТС-ЕМ выполняется на языке функциональных блоков (рисунок 5.2.3.4.2).

Знание какой-либо системной информации для проектирования не требуется. САПР GET-R автоматически выполняет назначения и управляет ресурсами адресного пространства для системных параметров функционального модуля, таких как системные операторы и адреса.

При проектировании ПО функциональных модулей ТПТС-ЕМ САПР GET-R выполняет автоматическую валидацию ПО (на предмет возможности выполнения программы функциональным модулем и связности данных), подсчет времени выполнения программы. В случае обнаружения ошибок САПР извещает проектировщика о причине, месте и возможном способе устранения ошибки. После устранения ошибок САПР генерирует программный код, предназна-

ченный для загрузки в целевой функциональный модуль. В процессе пуско-наладочных работ, при необходимости внесения изменений в ПО функциональных модулей, все изменения выполняются также при помощи САПР GET-R. Это гарантирует согласованность данных в сопровождаемой документации и в программах, функционирующих в АСУ.

Работая с системой GET-R, пользователь выполняет следующие действия:

- выбирает типы модулей, которые будут применяться в ПТК для реализации требуемых алгоритмов;
- заполняет текстовые атрибуты функциональных схем, то есть тип модуля, местоположение в приборной стойке, если эти атрибуты не заполнены автоматизированным способом;
- размещает в рабочей зоне функциональной схемы необходимые стандартные графические элементы (функциональные блоки - стандартные элементы графического языка GET-R, выполняющие строго определённую операцию (арифметическую, логическую, управляющую или иную)), выбираемые из меню, которое представляет их в зависимости от типа используемой схемы;
- осуществляет соединение между функциональными блоками, подключение ко внешним входам и выходам в соответствии с установленными правилами;
- задает, в каких циклах будут обрабатываться функциональные блоки (модуль ТПТС выполняет код по циклическому принципу, в каждом контроллере определены циклы, которые могут использоваться для размещения пользовательских команд);
- описывает входные и выходные сигналы, при этом для сигналов, передаваемых в систему верхнего уровня и принимаемых от нее, вводятся определенные признаки, по которым они идентифицируются средствами проектирования верхнего уровня;
- проверяет правильность графики функциональных схем (наличие всех соединительных линий, описание всех сигналов и т.д.) средствами проверки GET-R;
- запускает процедуру генерации кода (формирование конфигурации) на языке STEP, которая выполняется только в том случае, если функциональные схемы спроектированы без ошибок. При наличии ошибок система выдает их полный перечень, что позволяет проектировщику легко и быстро устранить их;
- осуществляет загрузку кодов через шлюзовое устройство с

установленным на нем программным пакетом STRUK;

– может проверить правильность загрузки, считывая конфигурации контроллеров.

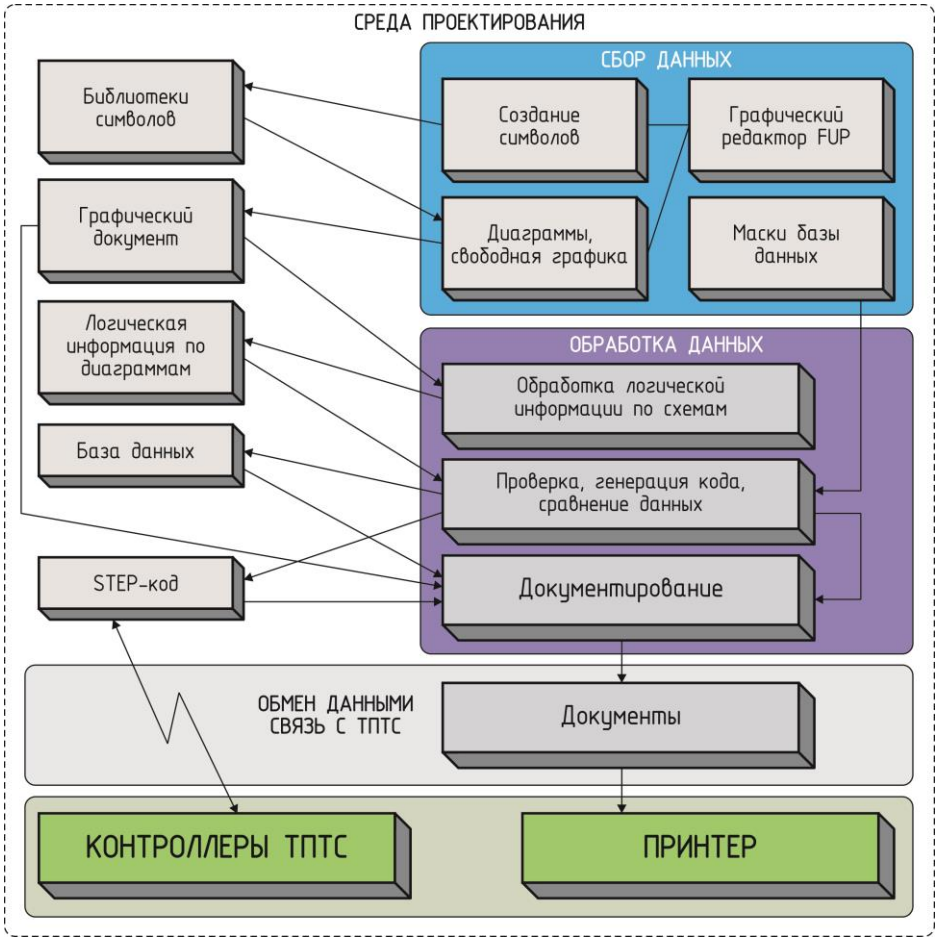


Рисунок 5.2.3.4.2 Процесс проектирования

5.2.4.3 Конфигурация GET-R-планов

Для реализации алгоритмов управления реальным технологическим объектом используются параметризуемые стандартные функции, ориентированные на выполнение конкретных задач по измерению, контролю и управлению. Концепция «интеллектуальных» модулей ТПТС позволяет разместить стандартные функции, харак-

терные для каждого типа модуля. Стандартные функции достаточно просты и реализованы в виде программ, «зашитых» в ПЗУ модуля. Стандартные функции модуля сохраняются при всех условиях хранения и эксплуатации модуля.

Для того, чтобы модуль выполнял конкретный алгоритм функционирования, требуется правильно определить и связать стандартные функции и задать необходимые значения для параметров каждой параметрируемой стандартной функции. Этот процесс называется конфигурированием (см. рис. 5.2.3.4.3) и выполняется на инженерной станции, на которой установлены инструментальные средства GET-R. В результате конфигурирования получается конфигурационный файл или код работы модуля, который объединяет стандартные функции в конфигурацию, обеспечивающую выполнение модулем заданных функций контроля и управления.

Конфигурационный файл считывается интерпретатором модуля, после чего код заносится в перепрограммируемое ПЗУ модуля. Отличие от стандартных функций заключается в том, что при необходимости изменения алгоритма конфигурация модуля может быть изменена, а сами стандартные функции недоступны для изменения пользователем.

Для создания конфигурации используется формализованный графический язык, который позволяет изобразить конфигурацию модуля в виде функциональной схемы из графических символов стандартных функций (функциональных блоков), реализующую необходимый алгоритм функционирования. Такой способ создания конфигурации выглядит весьма наглядно и позволяет быстро составить нужный алгоритм функционирования и задать нужные параметры. Модуль ТПТС может конфигурироваться как изолированно, так и в составе ПТК системы.

В результате конфигурирования формируется три вида информации:

- графическое представление прикладного алгоритма в виде схемы соединения базовых функций;
- таблица соединения и параметрирования базовых функций (таблица конфигурации) в бинарном представлении;
- текстовое представление таблицы конфигурации базовых функций.

Таблица конфигурации заносится в EEPROM (ППЗУ) модуля. Отличие от базовых функций заключается в том, что конфигурация модуля может быть изменена пользователем при помощи той же си-

стемы конфигурирования GET-R, которая поставляется вместе с системой автоматизации, а базовые функции для изменения пользователем недоступны.

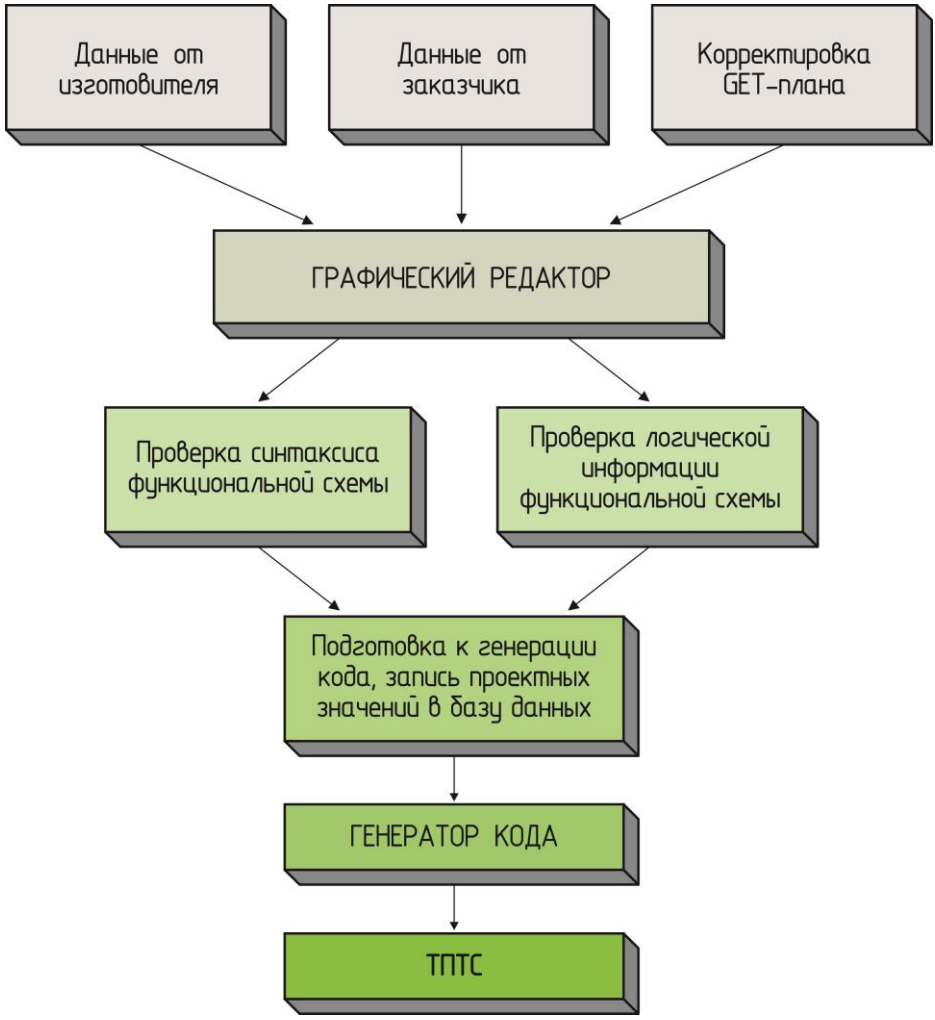


Рисунок 5.2.3.4.3 Процесс конфигурирования GET-R

Система конфигурирования GET-R имеет встроенные средства проверки правильности разработанной конфигурации модуля, которые не позволяют сформировать загружаемый в модуль код, в котором имеются ошибки.

Модуль можно конфигурировать как изолированно, так и в составе уже работающей системы автоматизации. Для этого к системе автоматизации через шину процесса подключается инженерная станция с установленной системой конфигурирования GET-R и проектом системы автоматизации.

Базовые функциональные блоки

Библиотеки системы GET-R содержат более 100 функциональных блоков, как простых, типа И, ИЛИ, НЕ, так и сложных, например, блоки обработки аналоговых и дискретных сигналов, блоки управления исполнительными механизмами, блоки фильтрации, блоки измерения параметров с выполнением расчетов и коррекции и т.п. При работе обычно используются созданные заранее стандартные функциональные схемы или их фрагменты, реализующие типовые алгоритмы. В GET-R имеется возможность создания новых функциональных блоков с введением их в библиотеку и возможность создания своих типовых решений из имеющихся функциональных блоков с сохранением их в своей пользовательской библиотеке.

При работе с функциональными блоками пользователь:

- выбирает функциональный блок из меню с помощью манипулятора «мышь»;
- позиционирует его на экране;
- определяет (при необходимости и в зависимости от алгоритма функционирования) его входы и выходы;
- вводит параметры в форму ввода функционального блока (включая цикл обработки и порядковый номер в последовательности обработки функциональных блоков).

В верхней части графического представления функционального блока, как правило, показаны входы функционального блока, соответствующие определенным поименованным аналоговым или двоичным ячейкам перепрограммируемой памяти контроллера ТПТС, в которые должна или может быть записана некоторая информация, а в нижней части – выходы функционального блока, соответствующие ячейкам памяти контроллера, из которых информация может быть считана. Используя соответствующий пункт меню в строке сообщений графического редактора, пользователь может получить сведения о ячейке памяти, жестко закрепленной за конкретным входом или выходом.

Другие параметры данного блока представлены в форме ввода параметров функционального блока. К ним относится также цикл обработки и порядковый номер в последовательности обработки функциональных блоков. Стандартные программные блоки функциональных модулей включают в себя блоки, общие для всех модулей и специфические для каждого типа модулей. Программные функциональные блоки, общие для всех модулей выполняют такие элементарные функции, как сложение, умножение, определение максимального значения, интегрирование, дифференцирование и т.д. для аналоговых переменных, логические операции И, ИЛИ и т.д. для дискретных переменных.

Набор программных специфических блоков включает в себя такие блоки, как блоки ввода/вывода аналоговых сигналов и сигнализации отклонений для модулей ввода и обработки аналоговых сигналов, блоки ввода дискретных сигналов, шагового и группового управления для модулей ввода и обработки дискретных сигналов.

Примеры GET–планов

Для примера реализации GET проекта рассмотрим прием и обработку унифицированных аналоговых сигналов тока и напряжения модулем ТПТС5Х-2.1722.

Структурная схема алгоритма представлена на рисунке 5.2.3.4.4.

Алгоритм приема и обработки включает в себя:

1. Прием унифицированного сигнала тока 0(4)-20 мА или напряжения 0(2)-10 В от датчика технологического параметра.
2. Обеспечение датчика питанием от модуля.
3. Преобразование входного сигнала в численное значение, выраженное в физических единицах измеряемого параметра.
4. Фильтрацию (отстройку от помех).
5. Диагностику канала измерения.
6. Возможность введения поправки на гидростатический перепад.
7. Формирование значения аналогового сигнала с учетом проведенной обработки и проверки на достоверность и передача его в другие алгоритмы или в СВБУ.

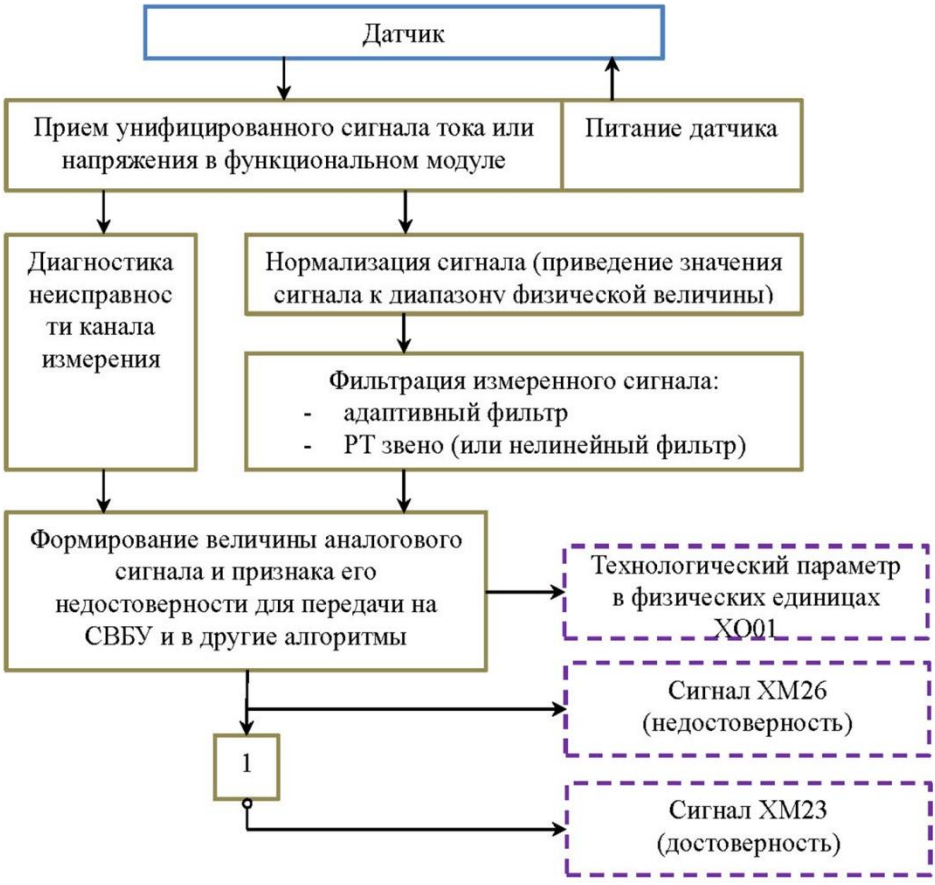


Рисунок 5.2.3.4.4 Структурная схема алгоритма приема и обработки унифицированных аналоговых сигналов

Реализация данного алгоритма в системе автоматизированного проектирования GET-R включает в себя две части – графическую (функциональные схемы) и параметрическую (ввод значений параметров с помощью форм (или масок) ввода).

Ниже приведены алгоритмы приема унифицированных аналоговых сигналов, используемые в проекте НВАЭС-2, в виде функциональных схем и таблиц параметризации. Графическая часть алгоритма состоит из двух листов, показанных на рисунках 5.2.3.4.5 и 5.2.3.4.6.

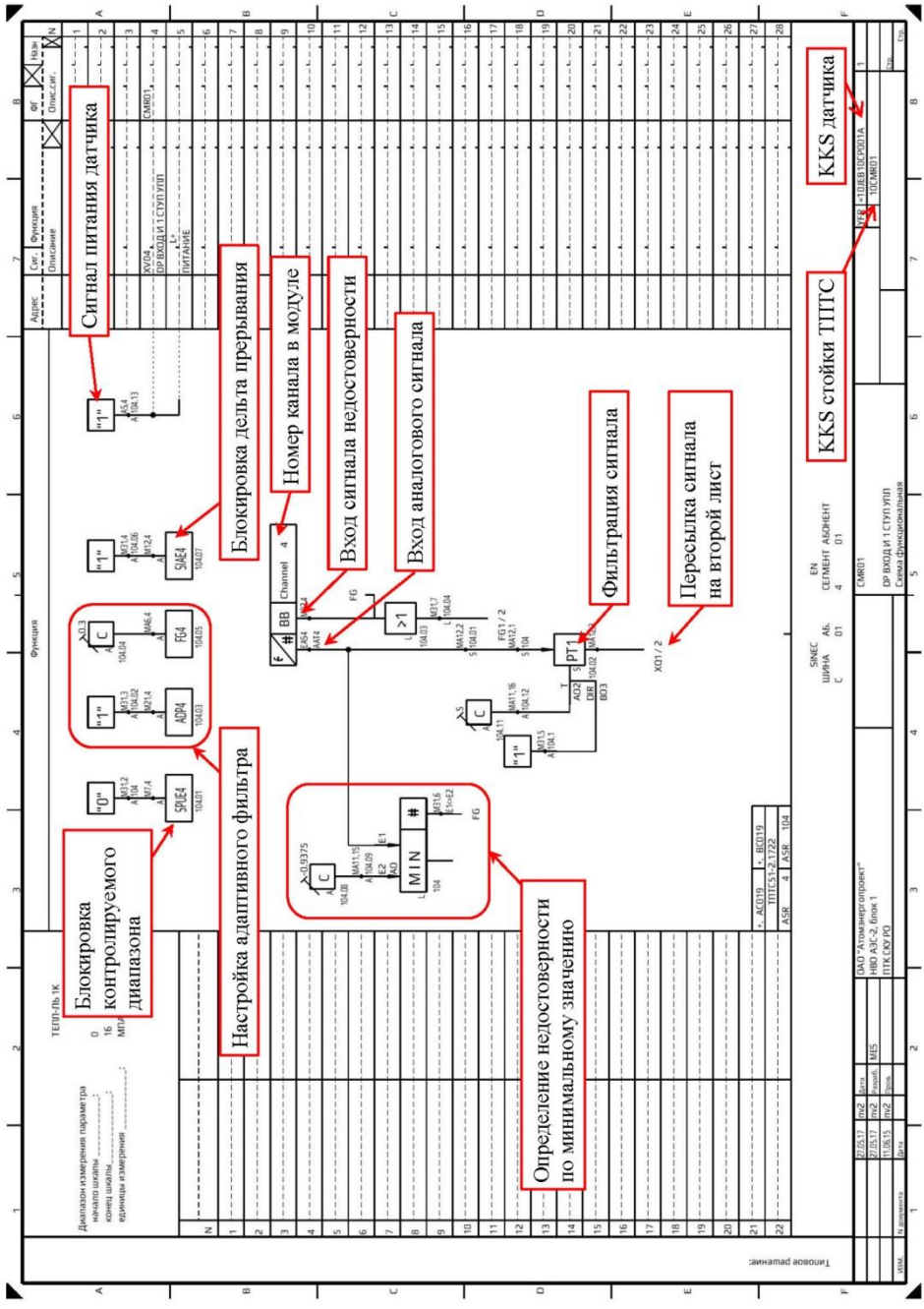


Рисунок 5.2.3.4.5 Пример GET-плана приема унифицированных аналоговых сигналов (лист 1)

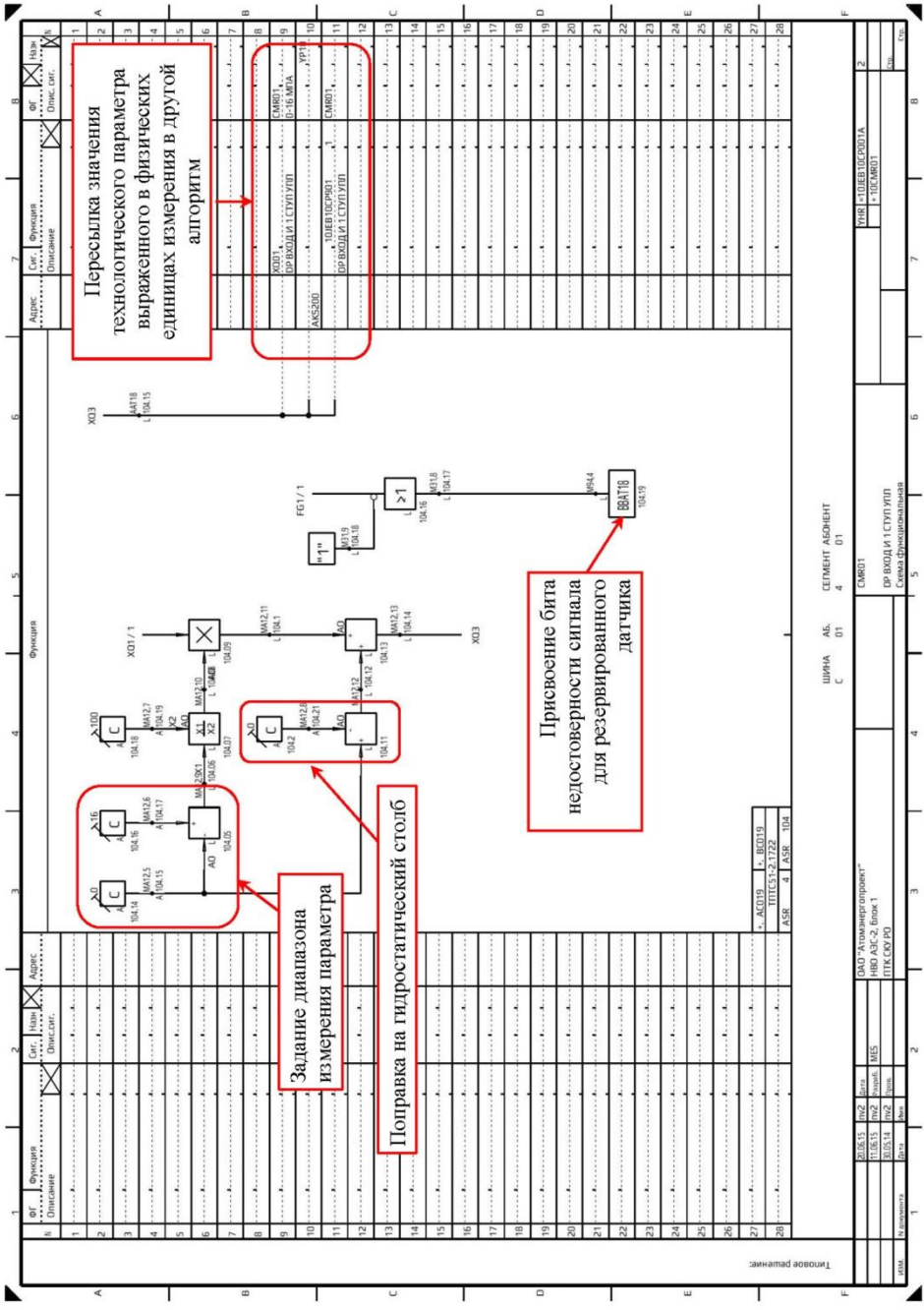


Рисунок 5.2.3.4.6 Пример GET-плана приема унифицированных аналоговых сигналов (лист 2)

Первый лист алгоритма включает в себя:

1. Блок приема унифицированного сигнала тока 0(4)-20 мА или напряжения 0(2)-10 В от датчика технологического параметра.
2. Формирование выходного сигнала, обеспечивающего питание датчика. Питание датчика включается присвоением логической единицы аппаратному выходу AS,n, где n-номер канала (сигнал XV01). При питании датчика от собственного источника блок питания датчика на схеме не отображается.
3. Вынесенные параметры для настройки алгоритма. А именно: настройка адаптивного фильтра, отключение встроенного канала DELT и возможность отключения контроля по верхней границе диапазона на превышение 22 мА.
4. Задержку измеренного аналогового сигнала на один S-цикл.

При возникновении неисправности датчика (обрыв, замыкание на L+(24В)) напряжение на АЦП не мгновенно выходит за диапазон измерения. Измерение, выполненное в цикле, предшествующем тому, в котором обнаружена неисправность, может быть недостоверным. Чтобы исключить возможность передачи недостоверного значения параметра без указания о недостоверности при внезапном отказе датчика, в алгоритме предусмотрена задержка аналогового сигнала на 1 цикл.

5. Фильтрацию измеренного сигнала при помощи PT - звена (отстройка от случайных помех).
6. Диагностику неисправности канала измерения.

В алгоритме организовано формирование признака недостоверности канала измерения, формируемого по результатам контроля аппаратных средств канала измерения и дополнительного контроля выхода сигнала за допустимый диапазон измерения (параметрируется константа на блоке MIN). Для датчиков типа «Метран», «ТЖИУ», «Сапфир» контрольная нижняя граница диапазона выставляется в районе 3,7 мА.

Второй лист алгоритма включает в себя:

1. Возможность введения поправки на гидростатический перепад.
2. Передачу значений измеряемого технологического параметра в другие алгоритмы-потребители и на СВБУ.

Передача результатов измерения на СВБУ организована по циклособытийному принципу с помощью дельта-процедуры. С аналоговой величиной передается бит сопровождения, характеризующий недостоверность измерения.

Встроенный в канал измерения программный блок DELT должен быть отключен, так как применяется дополнительная логическая обработка перед отправкой его потребителям сигнала.

В случае использования только циклической передачи на СВБУ блок DELT не используется. Время цикла передачи настраивается в параметрической части алгоритма.

3. Формирование для передаваемой аналоговой величины сопроводительного бита недостоверности.

При формировании бита недостоверности в алгоритме введена временная задержка для перехода датчика из состояния недостоверный в достоверный. Величина временной задержки обусловлена временем, необходимым для выхода датчика на режим работы, обеспечивающий заявленную точность измерения, и является настраиваемым параметром. Так, например, для датчиков типа «Метран» выдержка времени должна составлять 30 секунд. Для первичных преобразователей сигналов тока, мощности электродвигателей выдержка времени должна быть в пределах 1 секунды.

Если один технологический параметр измеряется двумя или тремя датчиками (для реализации мажоритарной лолгики), дополнительно вычисляется результирующее значение измерения (среднее, медианное, максимальное или минимальное значение). Алгоритмы мажорирования сигналов от резервированных дискретных датчиков или сформированных дискретных уставок резервированных аналоговых датчиков, как правило, используются при построении технологических защит. Структурная схема вычисления результирующего значения аналогового параметра приведена на рисунке 5.2.3.4.7.

В общем случае алгоритм может формировать следующий набор выходных сигналов:

XM26 – недостоверность (используется как дискретный сопроводитель аналоговой величины при передаче значения аналогового сигнала телеграммами AKS, AES, TAW);

XM23 – достоверность (используется при передаче значения аналогового сигнала в другие алгоритмы);

XQ01 – технологический параметр, выраженный в физических единицах измерения;

XM20 – рассогласование (формируется, если при измерении параметра двумя, тремя датчиками разность в показаниях хотя бы двух датчиков превышает допустимую);

XM31 – отклонение датчика A (формируется, если отклонение датчика A от двух других превышает допустимое);

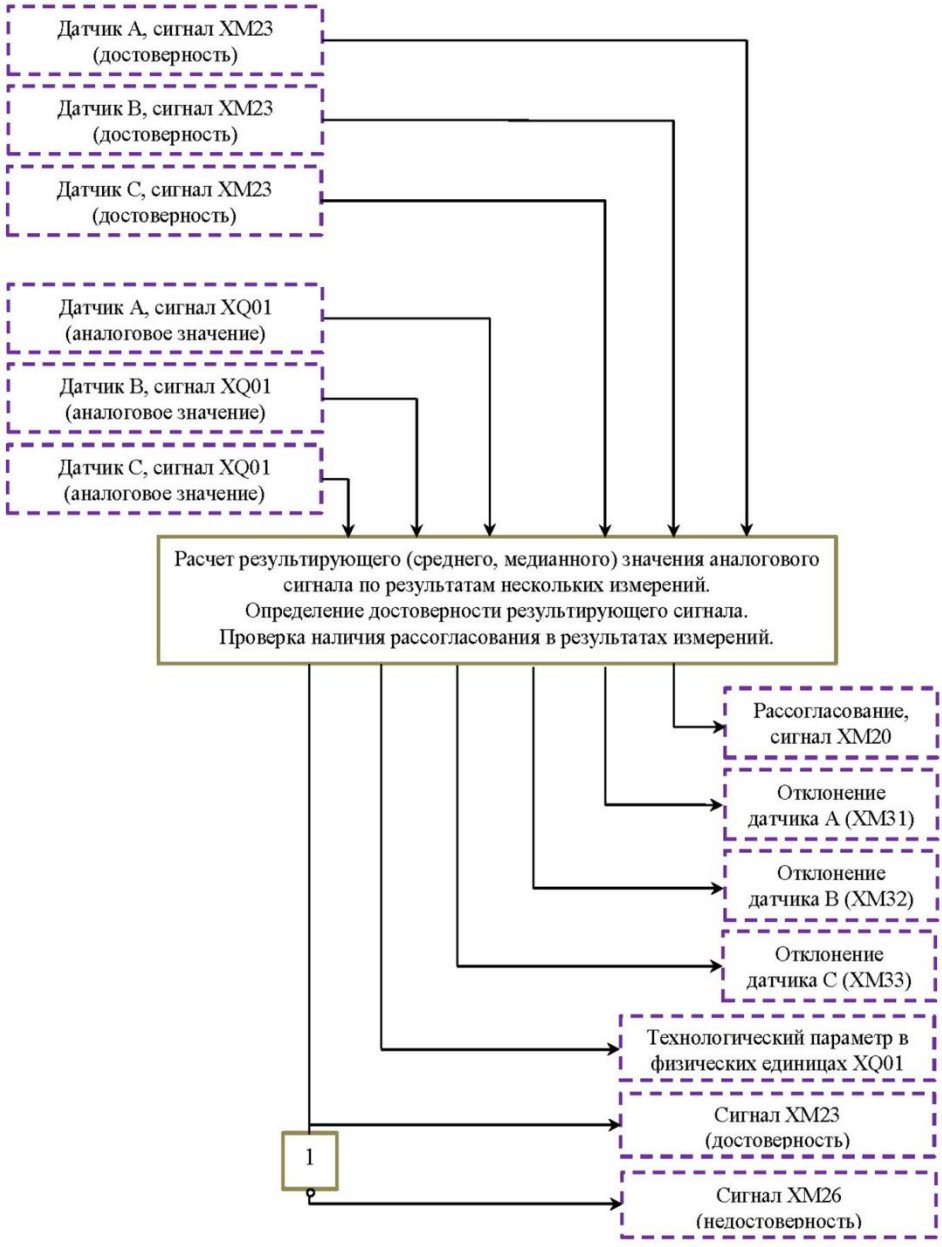


Рисунок 5.2.3.4.7 Структурная схема вычисления результирующего значения аналогового параметра

XM32 – отклонение датчика B (формируется, если отклонение датчика B от двух других превышает допустимое);

XM33 – отклонение датчика C (формируется, если отклонение датчика C от двух других превышает допустимое).других превышает допустимое).

На рисунке 15 приведена графическая часть алгоритма вычисления обобщенного аналогового сигнала от трех резервированных датчиков, который содержит вычисление обобщенного сигнала (среднего арифметического), формирование признака его достоверности, выставление признаков рассогласования показаний трех датчиков ABW и индивидуального рассогласования датчиков ABWX1, ABWX2, ABWX3. Обобщенный сигнал вычисляется с помощью функционального блока BG.2V3A2.1.

Входами функционального блока BG. 2V3A2.1 являются аналоговые сигналы резервированных датчиков и их достоверности. Ввиду того, что алгоритмы приема и обработки аналоговых сигналов и алгоритм мажорирования могут находиться в разных функциональных модулях и разных приборных стойках, необходимо использовать биты недостоверности, которые формируются в алгоритмах приема и обработки сигналов резервированных датчиков. В этом случае достигается одновременная обработка аналогового сигнала и его достоверности в алгоритме. Биты недостоверности выбираются следующим образом: при пересылке аналогового сигнала из другого модуля ТПТС используется BBET № канала соответствующего программного входа, при обработке в том же модуле используется сопроводительный бит недостоверности соответствующего резервированного датчика BBAT.

Бит недостоверности соответствующего резервированного датчика инвертируется и подается на вход функционального блока, предназначенный для приема достоверности сигнала.

Результирующий сигнал блока BG.2V3A2.1 есть среднее арифметическое значений из трех аналоговых сигналов. Результирующий сигнал учитывает возможную недостоверность одного, двух или трех входных сигналов, предусмотрена возможность выдачи замещающего значения.

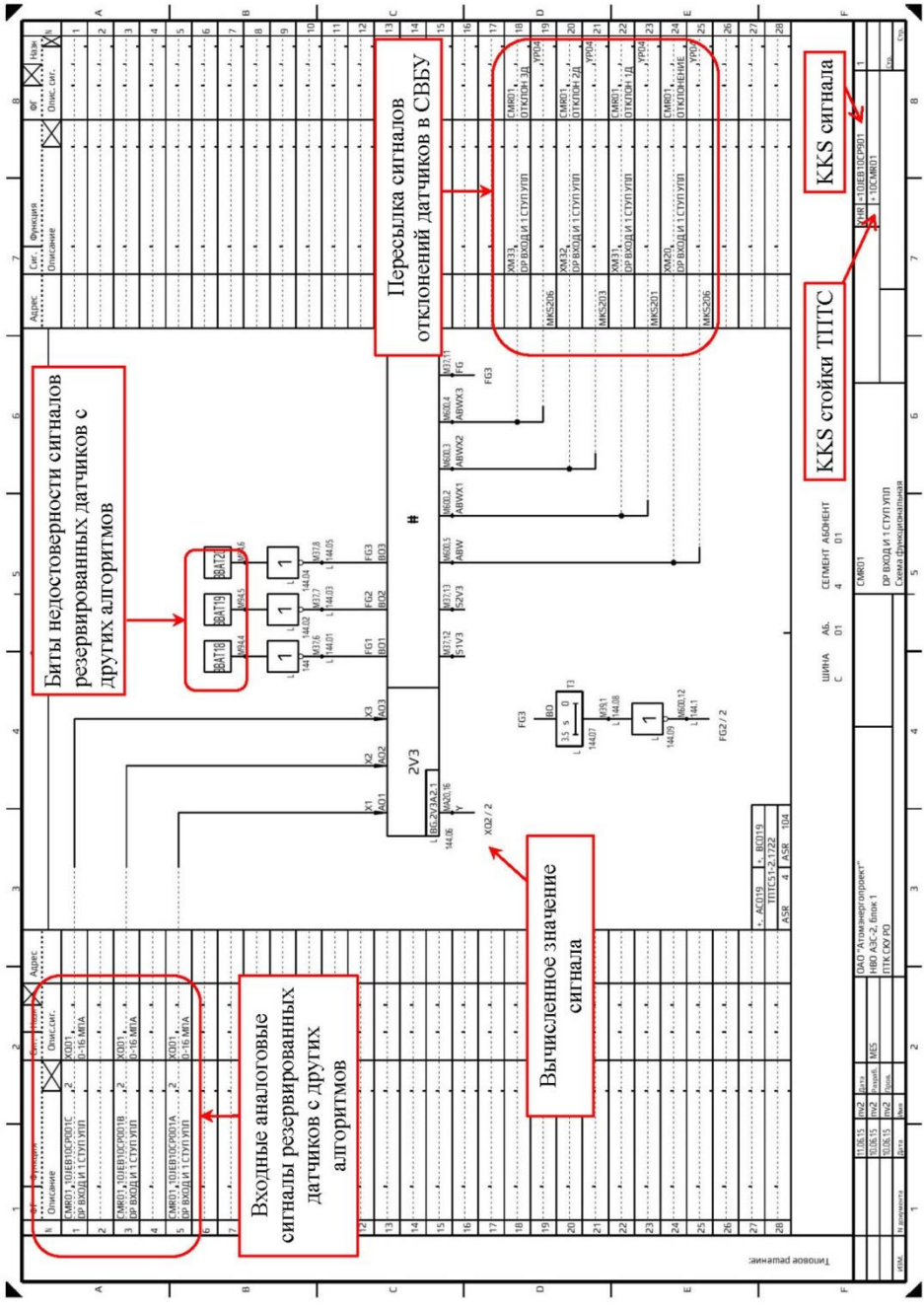


Рисунок 5.2.3.4.8 Пример GET-плана алгоритма вычисления обобщенного аналогового сигнала от трех резервированных датчиков

Логика выдачи обобщенного сигнала при наличии недостоверного сигнала на входе такова:

1. Если недостоверен один входной сигнал, среднее арифметическое вычисляется по двум достоверным, выставляется признак достоверности выходного сигнала.
2. Если недостоверны два входных сигнала, выдается единственный достоверный, признак достоверности выхода сбрасывается.
3. Если недостоверны три входных сигнала, выдается нулевое значение, признак достоверности выхода сбрасывается.

В блоке BG.2V3A2.1 имеется фильтр (инерционное звено) для сглаживания выходного сигнала при изменении алгоритма вычисления (например, если первоначально алгоритм вычислял среднее по показаниям трех датчиков, а при отказе одного – перешел на расчет среднего по двум датчикам). Постоянная времени фильтра определяется параметром VZSFU. Режим сглаживания переходного процесса отключается, если рассогласование между входом и выходом фильтра становится меньше значения параметра GWFSU, заданного при параметрировании. В блоке вырабатываются признаки существенного отличия в показаниях по каждому из датчиков. Вычисляются разности X1-X2, X3-X1, X3-X2, их абсолютные значения сглаживаются путем передачи через инерционные звенья.

Дискретные признаки существенного отличия в показаниях одного из датчиков ABWX1, ABWX2, ABWX3 формируются на блоках гистерезиса, которые параметрированы пороговыми значениями выставления OG и сброса UG признака. Сигнал существенного отклонения показаний датчика выставляется только в том случае, когда соответствующий входной сигнал достоверен. Выставленный в «1» признак ABW означает, что хотя бы один входной сигнал имеет существенное отклонение.

Алгоритм формирования пороговых значений аналогового сигнала представлен на рисунке 16 и предназначен для контроля выхода аналогового параметра за установленные границы. Алгоритм, как правило, реализуется в модулях приема и обработки аналоговых сигналов и является частью той функции, которой он принадлежит.

Для реализации логики формирования порогового значения используется программный блок BG.GSG. Входными сигналами блока являются аналоговый сигнал и признак его достоверности. При недостоверности аналогового сигнала выходы блока обнуляются.

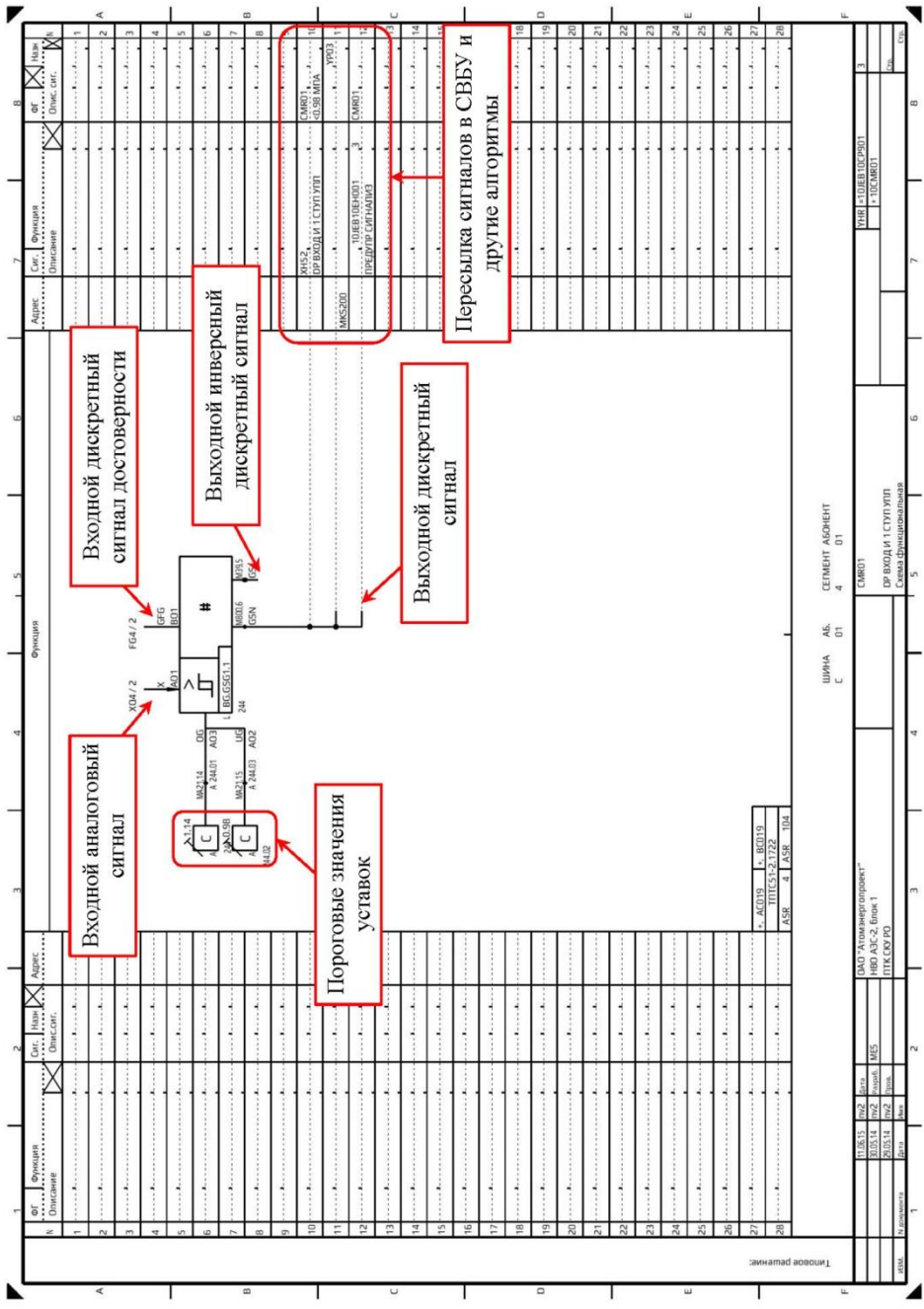


Рисунок 5.2.3.4.9 Пример GET-плана алгоритма формирования пороговых значений аналогового сигнала

При превышении аналоговым сигналом верхнего предела гистерезиса на выходе GS формируется логическая единица. При понижении аналогового сигнала единица на выходе сохранится, пока значение сигнала не станет меньше нижнего предела гистерезиса. Выход GSG является инверсным по отношению к выходу GS. Дискретные сигналы выхода блока BG.GSG предназначены для логической обработки в технологических алгоритмах сигнализации, блокировках, защитах, а также для передачи на СВБУ для отображения, архивирования и протоколирования.

На рисунке 5.2.3.4.10 представлен вариант защитного алгоритма для технологического оборудования. Приведенный защитный алгоритм формирует сигнал при наличии условий на срабатывание «Защита сработала» при введенной накладке и сигнал «Защита сработала на сигнал» при выведенной накладке.

В данном примере защиты представлены алгоритмы логической обработки дискретных сигналов от датчиков, выдержка по времени для появляющихся дискретных сигналов. Защита воздействует на технологическое оборудование, если введена накладка и сформированы условия срабатывания. В случае если сформированы условия срабатывания, а накладка не введена, формируется сигнал «Защита сработала на сигнал».

Триггер в данном случае применяется как элемент памяти, позволяющий на его выходе поддерживать выходной дискретный сигнал = 1 после ввода технологической накладки на срабатывание защиты, и сбрасывать выходной дискретный сигнал в ноль при выводе технологической накладки.

На рисунке 5.2.3.4.11 приведена графическая часть алгоритма контроля и управления задвижкой, который обеспечивает выполнение следующих ниже приведенных функций.

Программный блок обеспечивает стандартную логику контроля и управления задвижкой и стандартный интерфейс обмена сигналами с СВБУ.

Прием из других алгоритмов команд управления «Открыть» / «Закрыть», а также их обработку.

Пересылку логической единицы на вход «SI» блока для активизации режима самоподхвата команды.

Передачу сигналов о состоянии концевых выключателей в маркер LSAF для сброса управляющих команд при срабатывании концевых выключателей, для реализации режима плотного закрытия.

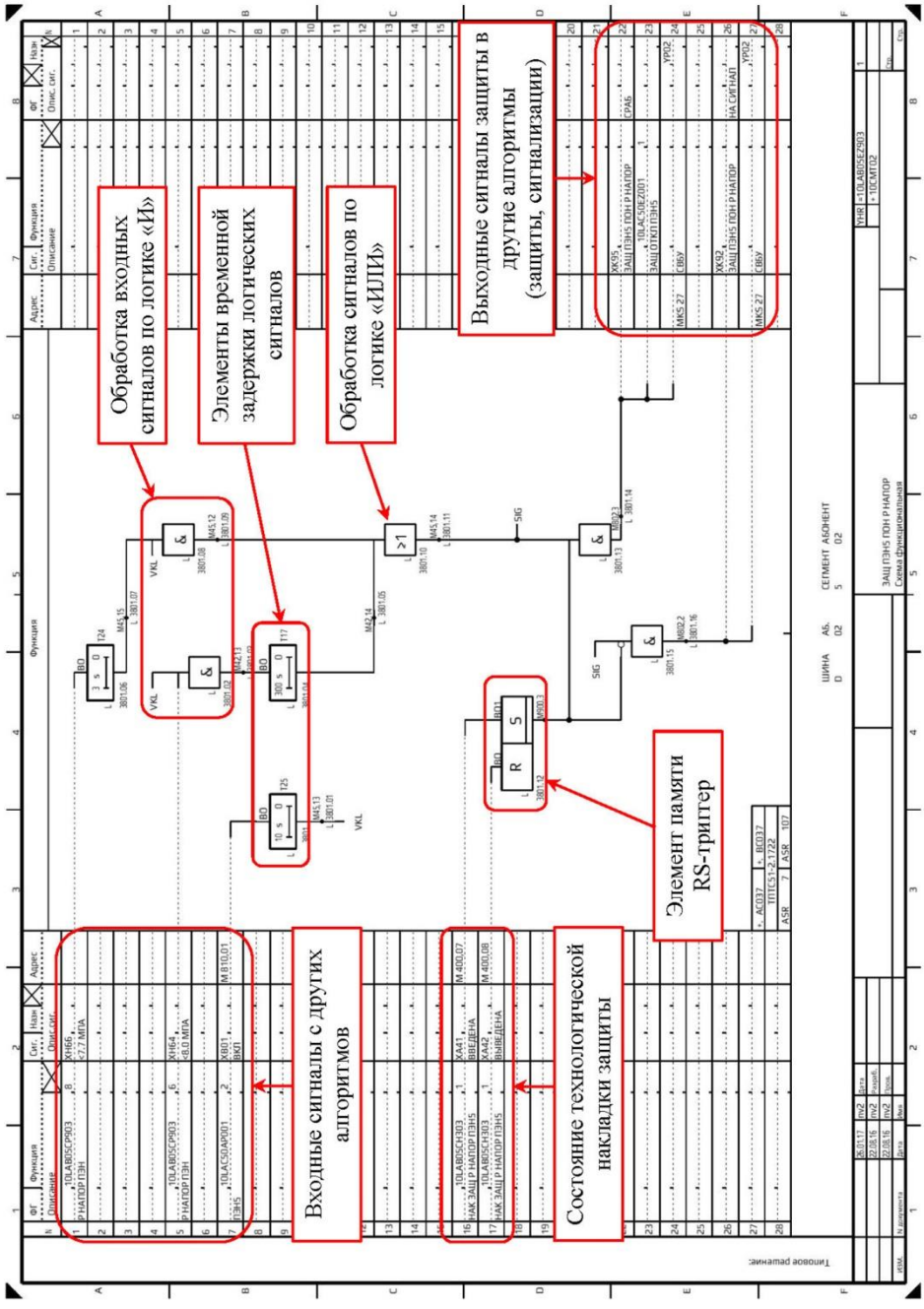


Рисунок 5.2.3.4.10 Пример GET-плана алгоритма технологической защиты с накладкой

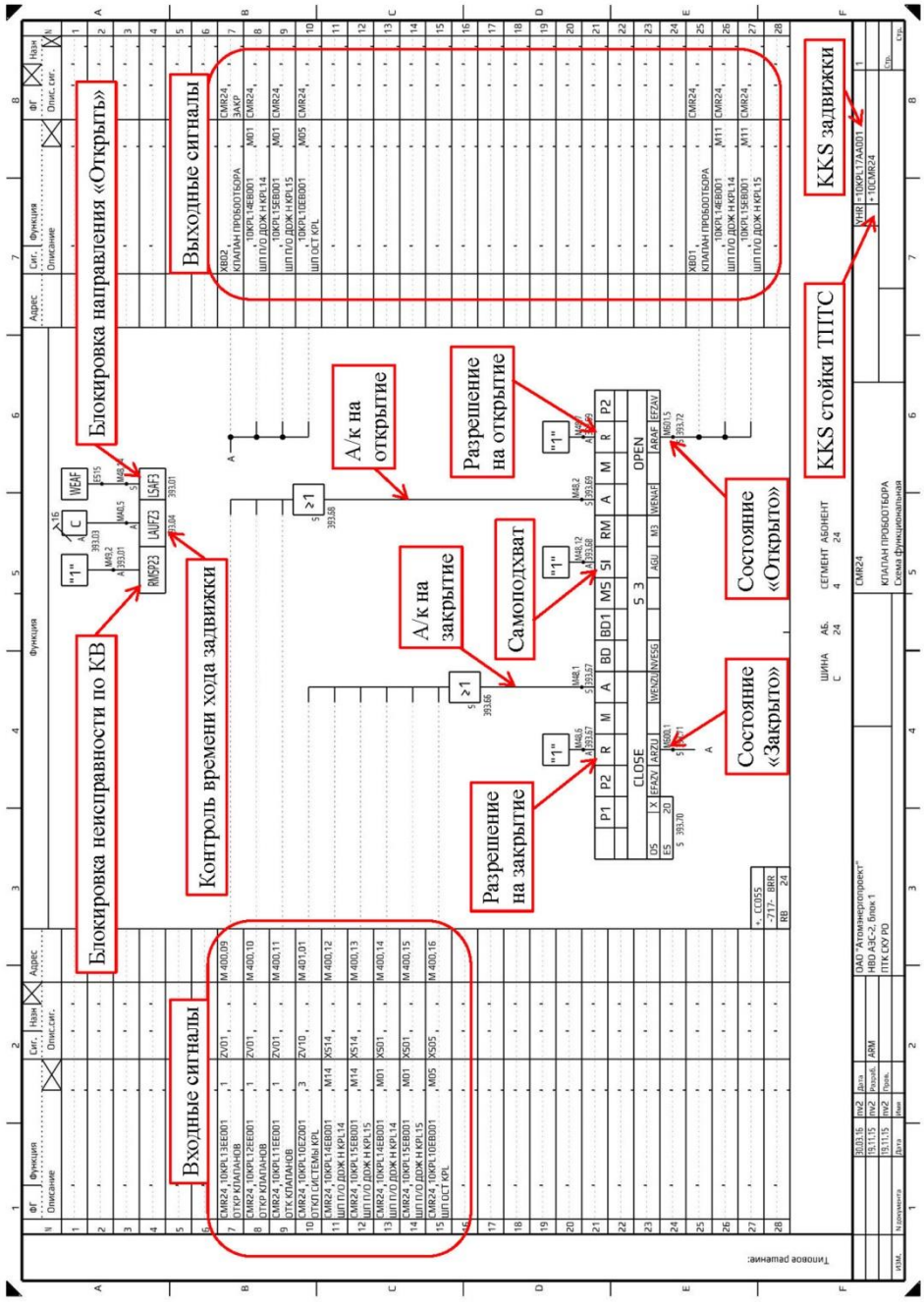


Рисунок 5.2.3.4.11 Пример GET плана управления задвижкой

Установку режима «блокировка формирования ошибки обратных связей моментных муфт» путем присвоения логической единицы маркеру RMSP2. Этот режим устанавливается при отсутствии перекидных контактов муфт любого направления и блокирует контроль соответствия прямого и инверсного сигнала моментных муфт (подробнее см. глава 4).

Параметрирование времени хода исполнительного механизма.

Передачу в другие алгоритмы сигналов состояний исполнительного механизма (переменные ARZU, ARAF).

Назначение и принцип работы инженерной станции

Комплект инженерной станции ТПТС54.3403 (ИС) предназначена для разработки, корректировки, документирования, сохранения и загрузки прикладных алгоритмов для ПТК, построенных на базе аппаратуры ТПТС-ЕМ на этапах наладки и работ, связанных с заменой программируемых модулей или программного обеспечения.

На ИС установлена система конфигурирования GET-R. Эта система позволяет создавать программные конфигурации функциональных модулей, проектировать обмен данными между компонентами системы и СВБУ. При помощи ИС, подключенной к шине EN, можно удаленно сконфигурировать любой модуль, находящийся в любом ПТК, или изменить алгоритм его работы или настроечные параметры.

Система конфигурирования GET-R реализует принцип опережающей документации, согласно которому любое изменение в программной конфигурации модулей проводится только после изменения проектных данных и документирования этих изменений.

На одной ЭВМ ИС-клиент хранятся данные конфигурирования ПТК. На другой ЭВМ ИС-клиент хранится база данных ПТК и в случае, если проводимые изменения в ПТК вызывают необходимость переконфигурирования верхнего уровня, на этой же машине осуществляется формирование исходных данных, необходимых для изменения рабочих баз данных СВБУ.

Имеется возможность на время проведения наладки ПТК обеспечить удаленное администрирование с ИС, подключив ИС к серверу системы передачи данных СВБУ с помощью дополнительного коммуникационного оборудования.

ИС позволяет проводить сравнение загруженных в модули программных конфигураций с конфигурациями, хранящимися на ИС (эталонными), что позволяет в любое время выявить и устранить

расхождения между эксплуатационной документацией и фактическим состоянием ПТК в части программной конфигурации.

Назначение программатора

Программатор представляет собой вспомогательное средство конфигурирования функциональных модулей, которое используется для настройки отдельных параметров системы, таких, например, как параметры регуляторов. После проведения испытаний, подтверждающих правильность подобранных параметров, они вносятся в документацию и конфигурацию системы при помощи инженерной станции.

Программатор можно также использовать для просмотра состояния внутренних переменных модулей, для имитации сигналов на входах и выходах модулей ТПТС при проведении, например, калибровки измерительных каналов, а также как средство загрузки в модули загрузочных файлов, созданных на инженерной станции.

Программатор может подключаться к приборным стойкам через шину EN (в этом случае он будет иметь доступ ко всем модулям приборных стоек, подсоединенных к шине), а также к отдельным модулям при помощи соединителей интерфейса «токовая петля» на передних панелях модулей ТПТС. При подключении к шине EN программатор становится абонентом шины EN.

5.2.3.5 Сервисные устройства

Имитаторы

Имитаторы представляют собой малогабаритные ручные электронные приборы, предназначенные для имитации реальных исполнительных механизмов, датчиков и индикаторов двоичных сигналов в части электрических связей и выполняемых функций.

Имеются следующие типы имитаторов:

- имитатор задвижки ТПТС54.3301;
- имитатор регулирующего клапана ТПТС54.3302;
- имитатор двигателя ТПТС54.3303;
- имитатор соленоидного клапана ТПТС54.3304;
- имитатор каналов ввода-вывода дискретных сигналов ТПТС54.3305.

Все имитаторы выполнены в малогабаритных пластмассовых корпусах, имеющих одинаковые размеры. Во время работы имитатор можно держать в руке или устанавливать при помощи магнитов,

имеющихся на тыльной стороне корпуса, на металлическую боковую поверхность шкафа.

Подключение имитаторов к функциональному модулю ТПТС производится с помощью несъёмного жгута. У имитаторов исполнительных механизмов часть сигналов, которые не используются в работе постоянно, выведена через съёмный жгут, входящий в комплект поставки имитатора.

5.2.4 ПТК системы регулирования турбины

5.2.4.1 ЭЧСР

Назначение ЭЧСР

ЭЧСР турбины предназначена для реализации заданных алгоритмов управления турбиной и формирования управляющих воздействий на устройства управления гидравлической части системы регулирования. ПТК ЭЧСР должен обеспечивать весь комплекс задач регулирования расхода пара в турбину во всех эксплуатационных режимах, как переходных, так и стационарных, посредством формирования управляющих токовых сигналов на электромеханические преобразователи (входят в состав ЭГП-С регулирующих клапанов) в соответствии с алгоритмами управления и во взаимодействии с регулятором реактора и другими системами контроля и управления энергоблока, с целью поддержания или изменения по назначенному закону одного из трех основных параметров регулирования:

- частоты вращения ТА - n (частоты сети при включенном в сеть ТГ) с точностью ±5 об/мин;
- активной мощности ТГ - NТГ с точностью ±5 МВт или;
- давления свежего пара во втором контуре - $P_{ГПК}$ с точностью ±0,01 МПа.

К задачам регулирования ЭЧСР также отнесена задача управления положением РК на линии подачи греющего пара ко 2-й ступени СПП для поддержания по заданному алгоритму температуры пара на входе в ЦНД при пуске и нагружении турбоустановки.

Высокое быстродействие ЭЧСР позволяет реализовать функции противоразгонной защиты турбины при мгновенных сбросах электрической нагрузки через каналы релейной форсировки и дифференциатора.

Кроме того, важнейшей функцией ЭЧСР следует считать ее участие в обеспечении динамической устойчивости энергосистемы путем реализации режимов аварийной импульсной разгрузки ТГ с высоким

быстродействием при возникновении резких дисбалансов производства и потребления электроэнергии.

ЭЧСР совместно с АРМ реактора образуют контур управления мощностью энергоблока, при этом ЭЧСР является подчиненным регулятором. ЭЧСР является сложным многорежимным регулятором, реализующим отдельные технологические задачи как самостоятельно, так и во взаимодействии с программами логического управления, такими как шаговая программа «Турбина» и программа нагружения.

Требования к управляющим функциям ЭЧСР

Сложность, а порой и чрезвычайно высокая динамика технологических процессов, охватывающих 1-й и 2-й контуры АЭС, в которых правильные действия оператора турбины не могут быть гарантированы с приемлемой надежностью, обусловливают наличие широкого перечня требований к управляющим функциям и статическим и динамическим характеристикам ЭЧСР:

- автоматическое включение эксплуатационных режимов работы ЭЧСР в соответствии с заданными условиями (иерархией);
- автоматическое переключение режимов при заданном отклонении регулируемых параметров и по командам внешних систем;
- обеспечение безударности переключения режимов работы ЭЧСР;
- полуавтоматический разворот турбины, формирование выдержек на различных этапах разворота в зависимости от теплового состояния турбины;
- поддержание частоты вращения на холостом ходу;
- ограничение максимальной частоты вращения при развороте;
- синхронизация турбогенератора с сетью по внешним командам (оператора или автоматического синхронизатора);
- нагружение и разгружение турбины в регулировочном диапазоне;
- поддержание частоты вращения ротора турбины по статической характеристике "частота-мощность";
- поддержание заданного давления пара перед турбиной;
- предотвращение недопустимого повышения частоты вращения ротора турбины при сбросах нагрузки;
- перевод турбины на холостой ход с поддержанием заданной частоты вращения при сбросах нагрузки;

- импульсное разгружение турбины по дискретным командам от устройств противоаварийной автоматики;
- ограничение изменения текущей мощности по командам внешних систем и оператора;
- ручное управление клапанами, формирование темпа перемещения клапанов в режимах поддержания частоты, мощности, давления, при развороте;
- расхаживание регулирующих клапанов при включенном в сеть турбогенераторе;
- ограничение снижения давления пара перед турбиной;
- поддержание заданной мощности;
- формирование заданий по частоте вращения ТА, мощности и давлению пара в ГПК.

Для решения вышеперечисленных задач в составе управляющих функций ПТК ЭЧСР предусмотрено:

- дистанционное управление исполнительными устройствами;
- автоматическое управление;
- автоматическое регулирование.

Дистанционное управление включает в себя:

- изменение оператором режимов работы ПТК ЭЧСР;
- ручное управление РК ЦВД и РК ГП СПП (на работающей турбине посредством ввода задания регуляторам ручного управления и ограничителям выходного сигнала позиционеров РК; на остановленной турбине посредством задания тестового сигнала управления РК);
- ввод заданий регуляторам скорости, давления пара в ГПК, электрической мощности генератора, положения РК;
- ввод величин ограничений и темпа изменения параметров.

К автоматическому управлению относятся:

- автоматическое изменение режимов работы ПТК ЭЧСР;
- автоматическое изменение настроек регуляторов и контроллеров задания;
- автоматическое ограничение величин заданий, вводимых оператором или внешней по отношению к ПТК ЭЧСР автоматикой;
- автоматическая блокировка неправильных действий оператора

(запрет ручного управления, запрет на изменение режимов работы ПТК ЭЧСР при наличии определенных условий);

– автоматическое разомкнутое управление клапанами турбины, активирующееся при выполнении логических условий и выполняемое по заданным алгоритмам.

Функции автоматического разомкнутого управления клапанами турбины включают в себя задачи:

– отработки команд типа «прибавить-убавить» автоматического управления задатчиками регуляторов ПТК ЭЧСР;

– аварийной импульсной разгрузки турбины по командам противоаварийной автоматики (ПАА);

– противоразгонного управления турбиной (релейная форсировка, дифференциатор, предварительная защита).

Состав и структура ЭЧСР

ЭЧСР реализуется на базе аппаратуры ТПТС-ЕМ.

ПТК ЭЧСР реализуется в трех шкафах, входящих в состав СКУ ТО и подключенных к общей шине EN обмена СКУ НЭ (см. рис. 5.2.4.1.1). Передача сигналов между приборными стойками (ПС) ПТК ЭЧСР в некоторых случаях выполняется по проводным линиям связи для уменьшения времени задержки прохождения команд.

ПТК ЭЧСР имеет резервированную структуру -100 % «горячий резерв» (кроме компонентов, используемых только для сервисных функций) и обеспечивает полное сохранение функций управления турбиной при любом единичном отказе. Схема резервирования обеспечивает безударность переключений на резервную подсистему при возникновении неисправности в ведущей.

Структурная схема ПТК ЭЧСР приведена на рисунке 13. ЭЧСР формирует управляющие воздействия через электрогидравлические преобразователи – сумматоры (ЭГП) исполнительными механизмами гидравлической части системы регулирования (ГЧСР) турбины:

– сервомоторами регулирующих клапанов цилиндра высокого давления (№ 1...4), цилиндра низкого давления (№ 1...4);

– сервомотором регулирующего клапана греющего пара СПП.

По своему функциональному назначению, времени цикла обработки информации и формирования управляющего воздействия каналы управления ЭЧСР образуют две группы:

– медленнодействующий контур управления (МКУ);

– быстродействующий контур управления (БКУ).

БКУ реализует управление мощностью паровой турбины посредством воздействия на ЭГП-С. При этом обеспечивается минимизация отклонения частоты вращения при аварийных небалансах мощности на валу турбины, повышение синхронной динамической и статической устойчивости генератора при его работе в энергосистему, а также улучшение динамических характеристик системы регулирования.

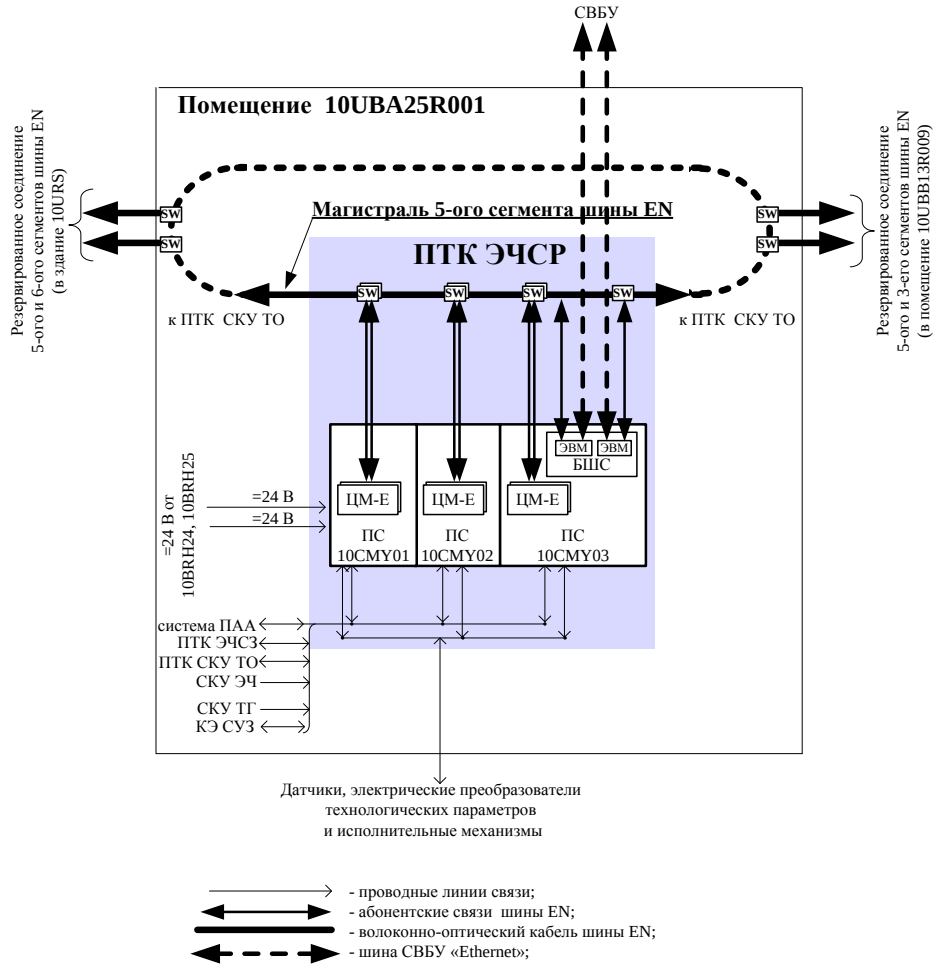


Рисунок 5.2.4.1.1 Структурная схема связей ПТК ЭЧСР с внешним оборудованием

В БКУ реализованы следующие алгоритмы:

- алгоритм измерения частоты вращения;
- регулятор частоты вращения;
- алгоритм формирования обобщенного задания положения РК;
- алгоритмы позиционирования регулирующих клапанов ВД, НД, РК ГП;
- алгоритмы противоаварийной автоматики.

В БКУ формируется обобщенный сигнал управления регулирующими клапанами ВД и НД в виде суммы сигнала от турбинного ПИ-регулятора, сигнала от регулятора частоты вращения и сигнала от противоаварийной автоматики. Обобщенный сигнал поступает на вход позиционеров определяющих положение регулирующих клапанов турбины. В соответствии с требуемыми характеристиками положения регулирующих клапанов формируются управляющие воздействия, подаваемые на ЭГП-С каждого регулирующего клапана ВД и НД.

Для управления сервомоторами регулирующих клапанов турбины и греющего пара установлены индивидуальные электрогидравлические преобразователи сумматоры (ЭГП-С). Каждый ЭГП-С состоит из электромеханического преобразователя (ЭМП, рис. 5.2.4.1.2) и механогидравлического преобразователя – сумматора (рис. 5.2.4.1.3). Управление осуществляется воздействием электрических сигналов от ЭЧСР на ЭГП-С, формирующих давление управляющей жидкости (масла) к сервомоторам регулирующих клапанов турбины и греющего пара. При этом формирование выходного управляющего давления возможно только при наличии на входе ЭГП-С давления от блока управления и защиты гидравлической части системы. Это обеспечивает высокую надёжность защиты турбины: с одной стороны, при срабатывании защиты исчезает давление от блока управления и защиты, обеспечивая закрытие всех стопорных и регулирующих клапанов турбины, с другой стороны, ЭЧСР по сигналу от системы защиты обнуляет управляющее воздействие на ЭГП-С, обеспечивающее закрытие регулирующих клапанов независимо от гидравлического сигнала на входе ЭГП-С.

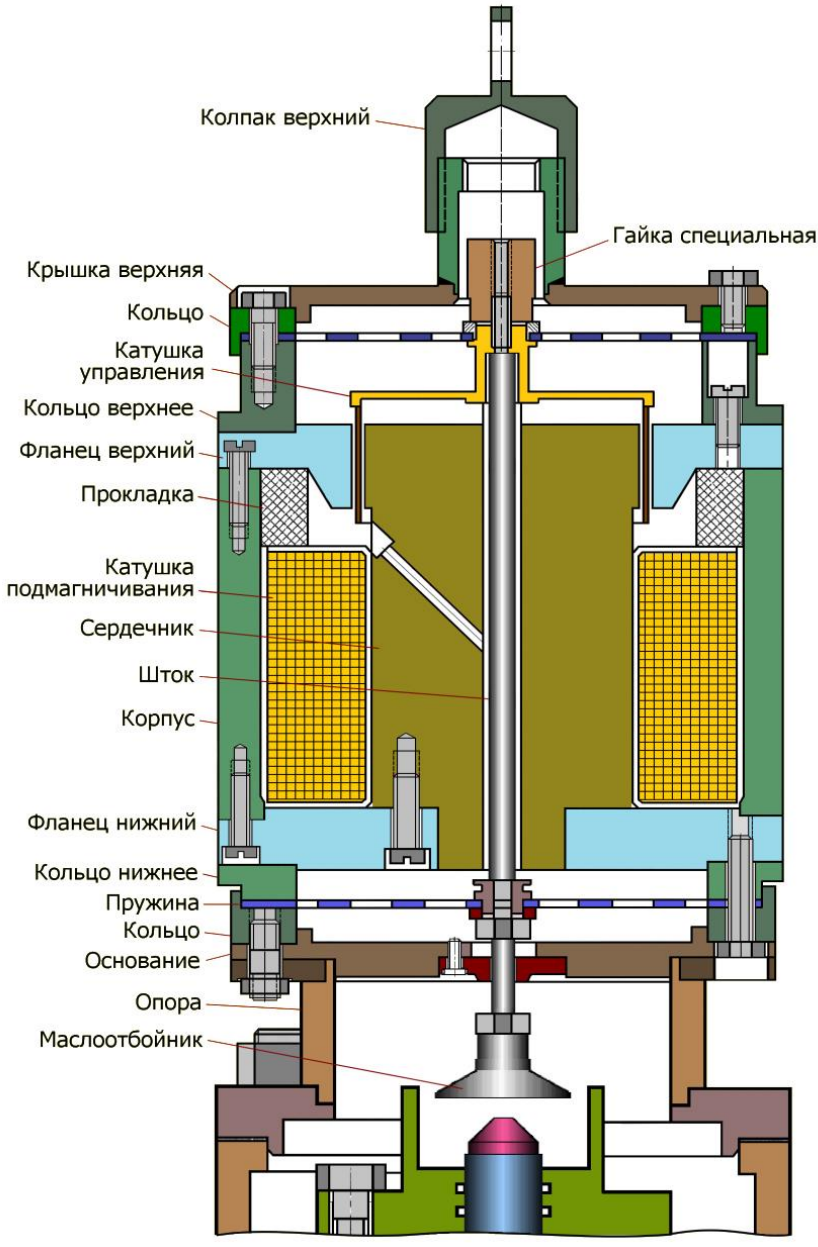


Рисунок 5.2.4.1.2 Конструктивное устройство ЭМП

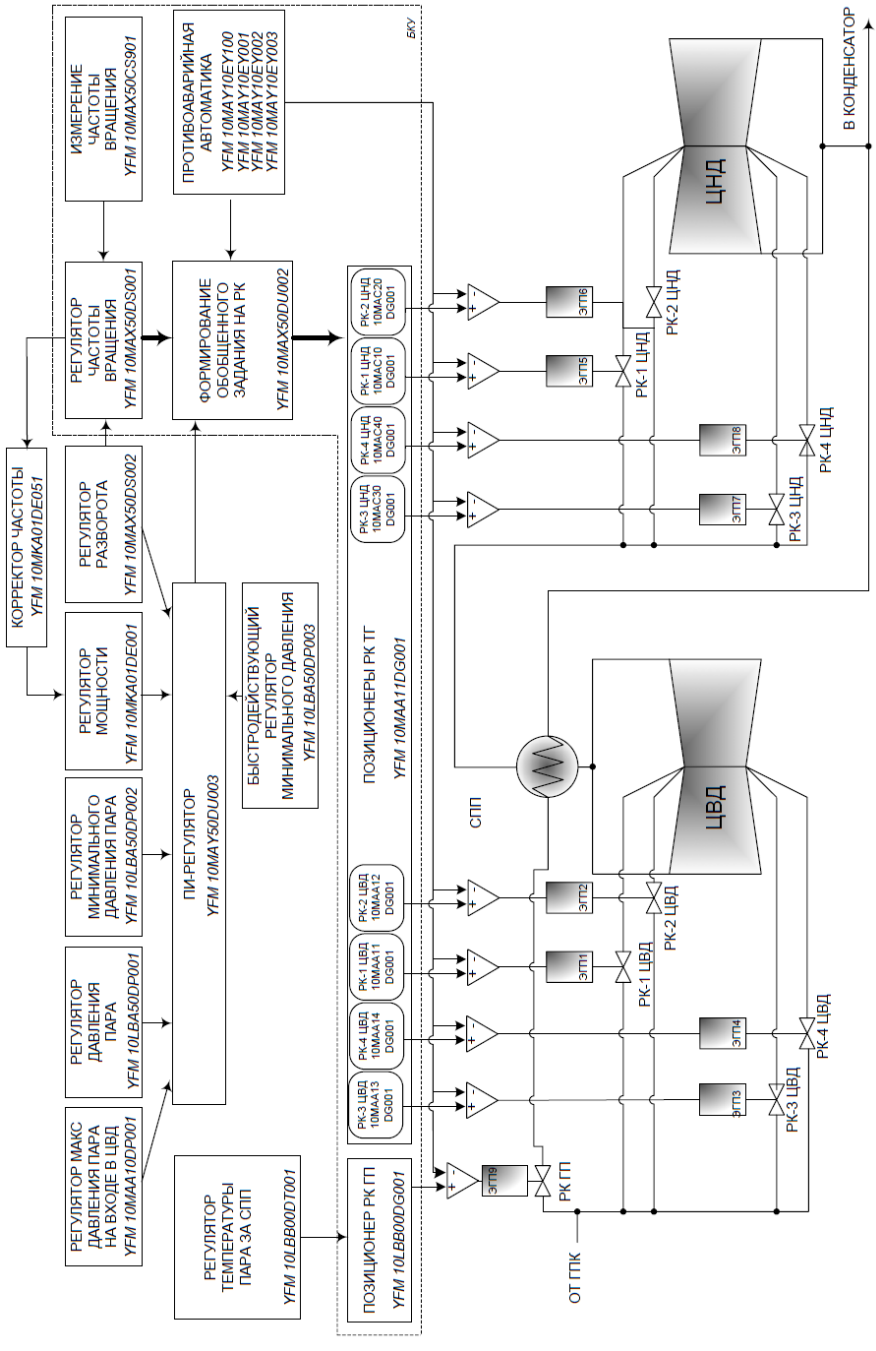


Рисунок 5.2.4.1.3 Структурная схема ЭЧСР

ПТК ЭЧСР, по заложенным алгоритмам в турбинном контроллере, вырабатывает управляющие токовые сигналы 0÷150 мА, поступающие на обмотку управления ЭМП каждого ЭГП-С. При подаче электрического сигнала от ЭЧСР на обмотку управления ЭМП, давление рабочей жидкости в линии управления регулирующим клапаном от ЭГП-С до соответствующего сервомотора увеличивается, и сервомотор начинает открываться. Таким образом, выходное управляющее давление рабочей жидкости к сервомоторам регулирующих клапанов является результатом суммирования электрического сигнала от ЭЧСР и гидравлического давления на входе в ЭГП-С 35 кгс/см^2. Закрытие сервомоторов регулирующих клапанов осуществляется при уменьшении величины тока управления на ЭМП и, как следствие, снижение давления в линии управления РК.

Воздействие на ЭГП сервомотора РК греющего пара формирует позиционер аналогично позиционерам РК ВД и НД, а задание по положению РК ГП формирует регулятор температуры греющего пара СПП.

МКУ предназначен для поддержания основных регулируемых технологических параметров в соответствии с заданной величиной в нормальных режимах работы и в режимах технологических ограничений, а именно:

- мощности (электрической нагрузки генератора);
- минимального давления пара в ГПК;
- максимального давления пара в зоне паровпуска ЦВД;
- давления пара в ГПК;
- температуры пара после СПП.

В МКУ реализован турбинный ПИ-регулятор ТРМД, а также регулятор температуры греющего пара СПП.

Турбинный ПИ-регулятор формирует воздействие на РК турбины, получая задание от следующих регуляторов в зависимости от режима работы турбины:

- регулятора разворота;
- регулятора давления пара перед турбиной, включая стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной;
- быстродействующего стерегущего регулятора минимального давления пара перед турбиной;
- регулятора максимального давления пара на входе в ЦВД;

– регулятора мощности турбины, через который реализуется воздействие частотного корректора при участии блока в общем и нормированном первичном регулировании частоты сети.

Регулятор температуры греющего пара формирует воздействие на регулирующий клапан греющего пара СПП. До включения генератора в сеть на вход турбинного ПИ-регулятора поступает задание от регулятора разворота.

Синхронизация генератора с сетью выполняется либо автоматически при включенном автосинхронизаторе, либо дистанционно вручную путем воздействия на кнопки «больше-меньше» с блочного пульта управления. После синхронизации генератора с сетью автоматически осуществляется начальное нагружение для отстройки от моторного режима работы.

После включения генератора в сеть быстродействующий стерегущий регулятор минимального давления пара перед турбиной остается всережимным. Во всех режимах работы турбины давление острого пара перед турбиной (давление в ГПК) не должно быть ниже предельно допустимого минимального значения.

В ПТК ЭЧСР предусмотрено автоматическое (авт.) и дистанционное (дист.) управление регулирующими клапанами ВД и НД, а также регулирующим клапаном греющего пара СПП.

Дистанционное управление включает в себя:

– изменение оператором режимов работы ЭЧСР;

– ручное управление РК на работающей турбине посредством ввода задания регуляторам позиционеров РК;

– ручное управление РК на остановленной турбине посредством задания тестового сигнала управления РК;

Предусмотрен ввод оператором заданий регуляторам ЭЧСР, заданий величин ограничений и темпа изменения параметров.

Для управления ЭГП РК ВД и НД предусмотрены два варианта дистанционного управления: через операторскую станцию и с блочного пульта управления с помощью блока управления РК. ЭГП сервомотора клапана греющего пара СПП управляется в дистанционном режиме только через операторскую станцию.

К автоматическому управлению относится:

– автоматическое регулирование;

– автоматическое изменение режимов работы ЭЧСР;

– автоматическое переключение настроек регуляторов;

- автоматическое ограничение заданий, вводимых оператором или внешней по отношению к ЭЧСР автоматикой;
- автоматическая блокировка неправильных действий оператора;
- автоматическое управление РК турбины по алгоритмам ПАА.

Другие алгоритмы автоматического управления турбиной, в том числе программатор нагружения, шаговые программы пуска/останова и нагружения турбины, и энергосистемные устройства противоаварийной автоматики в состав ЭЧСР не входят.

Режимы работы ЭЧСР

ПТК ЭЧСР, в соответствии с алгоритмами, заложенными в турбинном контроллере, осуществляет поддержание или изменение основных технологических параметров турбины в нормальных режимах работы и в режимах технологических ограничений, а именно:

- режим **РС** – режим поддержания частоты вращения (скорости) турбины;
- режим **РД** – режим поддержания давления пара в ГПК перед клапанами цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины;
- режим **РМ** – режим поддержания мощности (электрической нагрузки генератора);
- режим **поддержания температуры пара после СПП**;
- режим **$Р_{мин}1$** – стерегущий режим поддержания минимального давления пара в ГПК;
- режим **$Р_{мин}2$** – стерегущий режим поддержания минимального давления пара в ГПК;
- режим **$Р_{мах}$** – стерегущий режим ограничения нагрузки турбины (максимального давления пара в зоне паровпуска ЦВД);
- режимы быстродействующего ограничения мощности **(БОМ)** по командам от противоаварийной автоматики **ПАА** (импульсная разгрузка ИР, ограничение мощности ОМ, ИР+ОМ);
- режим **ОПРЧ**;
- режим **НПРЧ+ОПРЧ**.

Режим РС предназначен для поддержания заданного значения частоты вращения ротора турбины при развороте, работе на холостом ходу, синхронизации и работе генератора на изолированную нагрузку. При работе генератора в сети, независимо от того, регулятор какого технологического параметра активен,

всегда остается в работе пропорциональная компонента регулятора скорости с предустановленными настройками мертвой полосы и статизма регулирования, обеспечивая первичное регулирование частоты сети (неотключаемый корректор по частоте).

Режим **РМ** обеспечивает регулирование электрической нагрузки генератора в соответствии с заданной величиной в регулировочном диапазоне нагрузок.

Режим **РД** обеспечивает поддержание давления пара в ГПК в соответствии с заданной величиной для приведения нагрузки турбины в соответствие с тепловой мощностью реакторной установки. Заданное значение исходно устанавливается равным номинальному 6,8 МПа, вместе с тем предусмотрена возможность коррекции задания оператором.

Условия выбора одного из режимов (РМ или РД) реализованы исходя из условий – режим РМ должен использоваться при наличии сигналов о включении генератора в сеть и наличии сигнала «АРМ в режиме Т» либо сигнала «Регулятор БРУ-К активен». Во всех остальных случаях при включенном в работу генераторе должен выбираться режим РД.

Режим **поддержания температуры пара после СПП** обеспечивает поддержание температуры пара после СПП в соответствии с заданной величиной, формируемой по предустановленной зависимости от величины электрической мощности генератора. В качестве сигнала обратной связи регулятор получает результат обработки по максимальному сигналу из четырёх измерений температуры пара после СПП.

Стерегущий режим **минимального давления свежего пара $P_{мин}1$** обеспечивает ограничение падения давления пара в ГПК заданной величиной и подключается только при работе режима РМ.

Режим **$P_{мин}1$** автоматически включается при включенном режиме РМ и снижении давления пара перед турбиной ниже величины равной 95% значения, установленного на задатчике конечного значения давления, но не ниже 6,65 Мпа. Регулятор должен поддерживать указанное давление до тех пор, пока рассогласование режима РМ не потребует прикрытия РК, после чего **$P_{мин}1$** должен автоматически отключиться.

Режим **$P_{мин}1$** автоматически отключается при отказе измерения давления пара перед турбиной или при отсутствии условий включения данного режима.

Стерегущий **режим минимального давления свежего пара $P_{мин}2$**

обеспечивает ограничение падения давления пара в ГПК заданной величиной в аварийных режимах и подключается как при работе режима РМ, так и режима РД.

Режим **$Р_{мин}2$** автоматически включается при работе генератора в сети и снижении давления пара перед турбиной ниже 6,5 Мпа в не зависимости от режима ЭЧСР – РД иил РМ – и вне зависимости от режима работы турбинного регулятора – автоматический или дистанционной.

При срабатывании сигнала УПЗ (ускоренная предварительная защита реактора) уставка срабатывания режима **$Р_{мин}2$** изменяется с 6,5 МПа на 6,6 МПа.

Стерегущий режим максимального давления РМАХ обеспечивает ограничение недопустимого повышения давления пара в зоне паровпуска ЦВД (уставка 6,8 МПа) и подключается как при работе режима РМ, так и режима РД.

Режим **аварийной импульсной разгрузки (ИР)** предназначен для кратковременного снижения мощности турбины с целью обеспечения динамической устойчивости генератора. ИР – это защита энергосистемы, инициируемая ПАА и приводящая к кратковременному быстрому снижению электрической нагрузки турбогенератора (ТГ) с последующим восстановлением электрической мощности в течение 5÷10 сек. до исходного значения.

В зависимости от инициирующего сигнала от ПАА, поступающего в ПТК ЭЧСР, возможная глубина разгрузки 50%, 70% и 100% от номинальной мощности (приоритет имеет ИР с большей глубиной разгрузки).

В период работы ИР реализован запрет заданной длительностью на увеличение мощности.

Режим **ограничения мощности (ОМ)** предназначен для решения энергосистемной задачи поддержания статической устойчивости генератора при снижении пропускной способности линий электропередач. Разгрузка с последующим фиксированным ограничением мощности ОМ – это защита энергосистемы, инициируемая ПАА, приводящая к быстрому снижению электрической нагрузки ТГ на величину 20%, 30% либо 50% от номинальной мощности, но не ниже технологического минимума 240 МВт. Увеличение нагрузки энергоблока возможно после снятия сигнала ПАА («Отмена ПАА») по командам оперативного персонала.

Канал быстрого ограничения мощности вступает в работу при наличии всех следующих условий:

– включенном предвыборе канала;

– получении одного или нескольких входных сигналов, определяющих уровень разгрузки;

– достоверности сигналов мощности генератора.

ПТК ЭЧСР предотвращает недопустимое повышение частоты вращения ротора турбины при сбросах нагрузки с отключением и без отключения генератора от сети и обеспечивает работоспособность турбины в режимах нагрузки собственных нужд и холостого хода; ПТК ЭЧСР является первой ступенью защиты турбины от разгона.

Канал релейной форсировки (РФ) предназначен для форсированного закрытия регулирующих клапанов турбины при отключении генератора от сети, характеризуемом наличием любого из сигналов:

– отключение высоковольтного выключателя от сети;

– отключение выключателя генератора;

– срабатывание защит генератора.

Канал дифференциатора (ДИФ) предназначен для обеспечения защиты турбины при сбросах нагрузки и наличии ускорения ротора турбины, втом числе и не сопровождающихся отключением выключателя генератора, действуя в сторону закрытия регулирующих клапанов.

ДИФ вступает в работу при наличии всех следующих условий:

– включенное состояние предвыбора;

– наличие достоверного состояния производной частоты (ускорения) вращения ротора турбины;

– наличие сигнала о превышении граничного значения частоты вращения ротора турбины (3050 об/мин) или срабатывания канала быстродействующей релейной форсировки.

Канал предварительной защиты (ПЗ) осуществляет противоразгонную защиту турбины при значительном повышении частоты вращения путём пропорционального снижения значения уставки срабатывания защиты с учётом роста производной частоты вращения (функция электронного автомата безопасности). Защита действует на закрытие регулирующих и стопорных клапанов турбины. Для предотвращения срабатывания ПЗ в режимах синхронных колебаний, минимальное значение уставки срабатывания принимается равным 104% номинальной частоты вращения.

Пусковая защита турбины формирует сигнал в систему защиты

турбины, действующей на закрытие стопорных клапанов при нештатном повышении скорости вращения ротора при развороте турбины. Сигнал защиты формируется в случае повышения оборотов до 1250 об/мин, если текущая частота вращения ротора с положительным ускорением превысила текущее значение на 300 об/мин.

Различают работу блока с зоной ±75 мГц при участии в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) или с зоной ±20 мГц при участии в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ).

Режим **ОПРЧ.** В ПТК ЭЧСР реализован алгоритм коррекции активной мощности по частоте вращения (далее частотный корректор (ЧК)). Логикой работы ЧК предусмотрены режим ОПРЧ и ОПРЧ+НПРЧ.

Коррекция мощности ТГ по частоте вращения в режиме работы ОПРЧ осуществляется при работе ЭЧСР в режиме «РМ» и АРМР в режиме «Т».

Закон регулирования ЭЧСР в режиме «РМ» при реализации алгоритма работы ЧК имеет следующий вид:

$$\underset{\text{I}}{\text{ОУС}} = PI\left(\underset{\text{II}}{N\text{зад} - N\text{тек} - \left(\frac{100 * \Delta f * P\text{ном}}{f\text{ном} * S}\right)}\right) - \underset{\text{III}}{\frac{\Delta f * 75}{S}}$$

ОУС – управляющий сигнал для формирования тока, поступающего на ЭГП;

Nзад – значение мощности ТГ, установленное на задатчике регулятора мощности, МВт;

Nтек – текущее значение мощности ТГ, МВт;

Рном – номинальная электрическая мощность ТГ, МВт;

Δ*f* – величина отклонения частоты от границы «мертвой полосы», Гц;

S – статизм первичной составляющей по частоте, %.

Компонента I вышеуказанного закона регулирования отвечает за формирование рассогласования при работе ЭЧСР в режиме «РМ». Компонента II вышеуказанного закона регулирования отвечает за расчет требуемой величины первичной мощности в режиме ОПРЧ, обеспечиваемой генерирующим оборудованием при отклонениях частоты вращения, превышающих зону нечувствительности первичного регулирования (выход частоты за установленную

«мертвую полосу» первичного регулирования) «±0,075 Гц». Компонента III вышеуказанного закона регулирования - это пропорциональная составляющая постоянно функционирующего РЧВ, который обеспечивает регулирование частоты вращения во всех режимах работы ЭЧСР (первичная составляющая по частоте вращения). При включении в работу режима ОПРЧ зона нечувствительности РЧВ автоматически устанавливается равной «мертвой полосе» ОПРЧ «±0,075 Гц».

Разрешение на включение режима ОПРЧ формируется при условии нахождения частоты сети внутри «мертвой полосы» ОПРЧ ±0,075 Гц (рисунок 5.2.4.1.4).

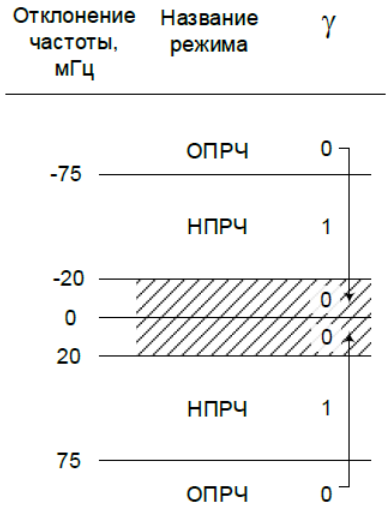


Рисунок 5.2.4.1.4 Соответствие режимов ОПРЧ отклонению частоты

При работе режима ОПРЧ в «стерегущем» состоянии, включенном в сеть генераторе и выходе значения частоты вращения за пределы «мертвой полосы» ОПРЧ ±0,075 Гц:

– в ЭЧСР формируется команда в АРМР на переключение АРМР из режима работы «Н» в режим «Т» (с индикацией на АРМ БПУ «ТОПРЧ»). По факту перехода АРМР в режим «Т» (при отсутствии запрета на автоматический переход в режим «Т») ЭЧСР переключается в режим «РМ»;
– режим ОПРЧ включается в состояние «активен»;
– в ЭЧСР формируется обобщенный управляющий сигнал с учетом первичной мощности, согласно формуле (*).

Признаком завершения цикла работы энергоблока в режиме ОПРЧ является одновременное выполнение следующих условий:

– возврат частоты вращения в «мертвую полосу» ОПРЧ;
– возврат значения текущей мощности к исходному значению заданной мощности.

Режим ОПРЧ отключается при переводе кнопки предвыбора режима ОПРЧ в положение «ОТКЛ». Режим ОПРЧ отключается автоматически при появлении любого из следующих условий:

– срабатывание режима «РДмин»;
– переключение ТРМД в дистанционный режим;
– поступление сигналов от ПАА;
– срабатывание УПЗ;
– отключение режима «Т» в АРМР при одновременном выполнении условий – ОПРЧ «активен» (значение частоты за пределами «мертвой полосы» ОПРЧ или ненулевое значение первичной мощности).

При работе ОПРЧ в состоянии «активен» реализованы следующие ограничения по скорости изменения заданной первичной мощности (компонента II формулы *):

– при изменениях первичной мощности в диапазоне от «-24» МВт до «+24 МВт» скорость изменения не ограничена (определяется характером измене ния частоты, «следует» за частотой);
– при изменениях первичной мощности в диапазоне от «-24» МВт до «-96» МВт скорость уменьшения заданной первичной мощности ТГ не ограничена. При этом, при восстановлении частоты, ЭЧСР в автоматическом режиме восстанавливает исходный уровень мощности энергоблока в соответствии со статической характеристикой со скоростью 12 МВт/мин до величины первичной мощности, равной 0 МВт.

В ЭЧСР обеспечена возможность оперативного изменения величины статизма первичного регулирования без отключения функции первичного регулирования

Для проведения испытаний энергоблока в режиме ОПРЧ предусмотрена возможность имитации отклонения частоты вращения. При этом сохранена функциональность всех алгоритмов, предусмотренных проектом ЭЧСР (включая ОПРЧ), от измеренной (реальной) частоты.

Режим **ОПРЧ + НПРЧ**. Сигнал «Введение режима «Тнпрч»» формируется при выходе частоты сети за пределы зоны 50,000±0,020 Гц с выдержкой 3 секунды с момента выхода частоты за границу 49,980 или 50,020 Гц. Сигнал «Введение режима «Тнпрч»» снимается в одном из следующих случаев:

– возврат частоты сети в «мёртвую полосу» НПРЧ 50,000±0,020 Гц с выдержкой 20 секунд (длительность выдержки увеличивается до 180 секунд если абсолютная величина первичной мощности составила более 0,5 % Nэл.ном или продолжительность отклонение частоты составило более 15 с);

– величина первичной мощности составила менее 2 % Nэл.ном;

– состояние «БРУ-К активен».

5.2.4.2 ЭЧСЗ

Назначение ЭЧСЗ

ПТК ЭЧСЗ предназначен для экстренного прекращения работы турбины в случае возникновения аварийной ситуации на самой турбине или вспомогательном оборудовании. В ПТК ЭЧСЗ реализованы алгоритмы технологических защит турбины и генератора, в соответствии с которыми ПТК ЭЧСЗ формирует управляющие воздействия в гидравлическую часть системы регулирования и защиты турбины через устройства защиты – электромагнитные выключатели (ЭМВ) и электродвигатель механизм управления турбины (МУТ).

Состав и структура ЭЧСЗ

Интеграция ПТК ЭЧСЗ в СКУ НЭ приведена на 5.2.4.2.1.

ПТК ЭЧСЗ расположен в помещении средств СКУ ТО и подключен к пятому сегменту шины EN, проложенному в этом помещении. ПТК ЭЧСЗ имеет связи со следующим внешним оборудованием:

- по проводным (кабельным) связям с:

1) технологическими датчиками, преобразователями технологических параметров, исполнительными механизмами;
2) ТС ОДУ БПУ;
3) ПТК ЭЧСР;
4) аппаратурой защиты энергоблока;
5) СКУ ЭЧ генератора;
6) аппаратурой АЗ-ПЗ УСБТ;
7) аппаратурой местного управления турбиной;

- по шине EN - с другими ПТК и с ИС (через третий сегмент шины EN);
- по шине «Ethernet» с СВБУ (через БШС, расположенный в ПТК ЭЧСР).

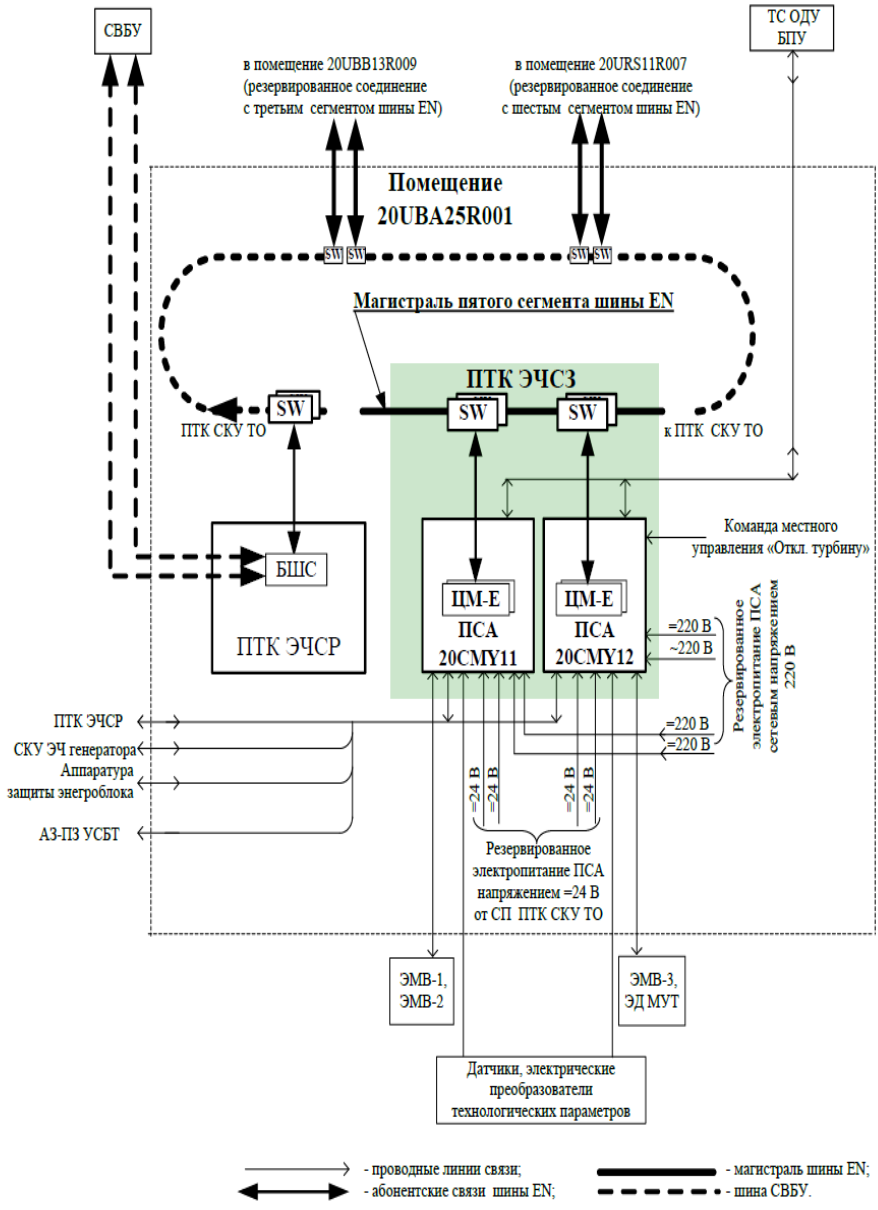


Рисунок 5.2.4.2.1 Интеграция ПТК ЭЧСЗ в шину EN СКУ ТО

Принцип работы ЭЧСЗ

ПТК ЭЧСЗ осуществляет управление стопорными и регулирующими клапанами турбины К-1200-6,8/50, воздействуя на три ЭМВ (электромагнитный выключатель) и МУТ (модуль управления турбиной) (см. рис. 5.2.4.2.2). На рисунке МПЧ – модуль преобразования частоты (1728); МУ – модуль управления ЭМВ (1717); МУИ – модуль управления интерфейсами; АП – автомат питания (размыкатель); Р1..3 – реле технологических защит; Р4..6 – реле подачи пониженного напряжения; Р7,8 – реле управления МУТ.

Сигнал с датчиков частоты вращения ТА поступает в приборные стойки ЭЧСР и ЭЧСЗ на МПЧ, откуда поступают на МУ. Так-же на МУ поступают сигналы от других систем АСУ ТП энергоблока.

Релейная исполнительная часть приборной стойки по командам от функциональных модулей ПТК ЭЧСЗ:

– коммутирует при пуске силовое напряжение =220В, подаваемое на ЭМВ по командам от функциональных модулей ПТК ЭЧСЗ;

– коммутирует силовое напряжение 220В, подаваемое в МУТ;

– выполняет контроль работоспособности ЭМВ и МУТ.

При нормальной работе и отсутствии сигналов на отключение турбины обмотки ЭМВ постоянно находятся под напряжением. При срабатывании защит электрические цепи питания ЭМВ размыкаются. По управляющим воздействиям золотники включены по схеме «2 из 3», т.е. для закрытия стопорных клапанов необходимо, чтобы сработали (были обесточены), по крайней мере, 2 из 3-х ЭМВ.

Для дистанционного отключения турбины в гидравлической части системы регулирования и защиты турбины предусмотрено три ЭМВ, каждый из которых воздействует на один из трёх золотников, гидравлически связанных со стопорными и регулирующими клапанами турбины.

ПТК ЭЧСЗ имеет три канала защиты турбины - каналы управления ЭМВ-1, ЭМВ-2, ЭМВ-3 (рисунок 5.2.4.2.2).

ПТК ЭЧСЗ обеспечивает срабатывание защиты турбины (снятие напряжения с обмоток ЭМВ-1, ЭМВ-2, ЭМВ-3) при выполнении любого из следующих событий:

- превышение частоты вращения турбины выше заданной уставки (противоразгонная защита);
- прием сигналов защит от ПТК ЭЧСР (предварительной защиты, пусковой защиты, защиты по отказу ЭЧСР);

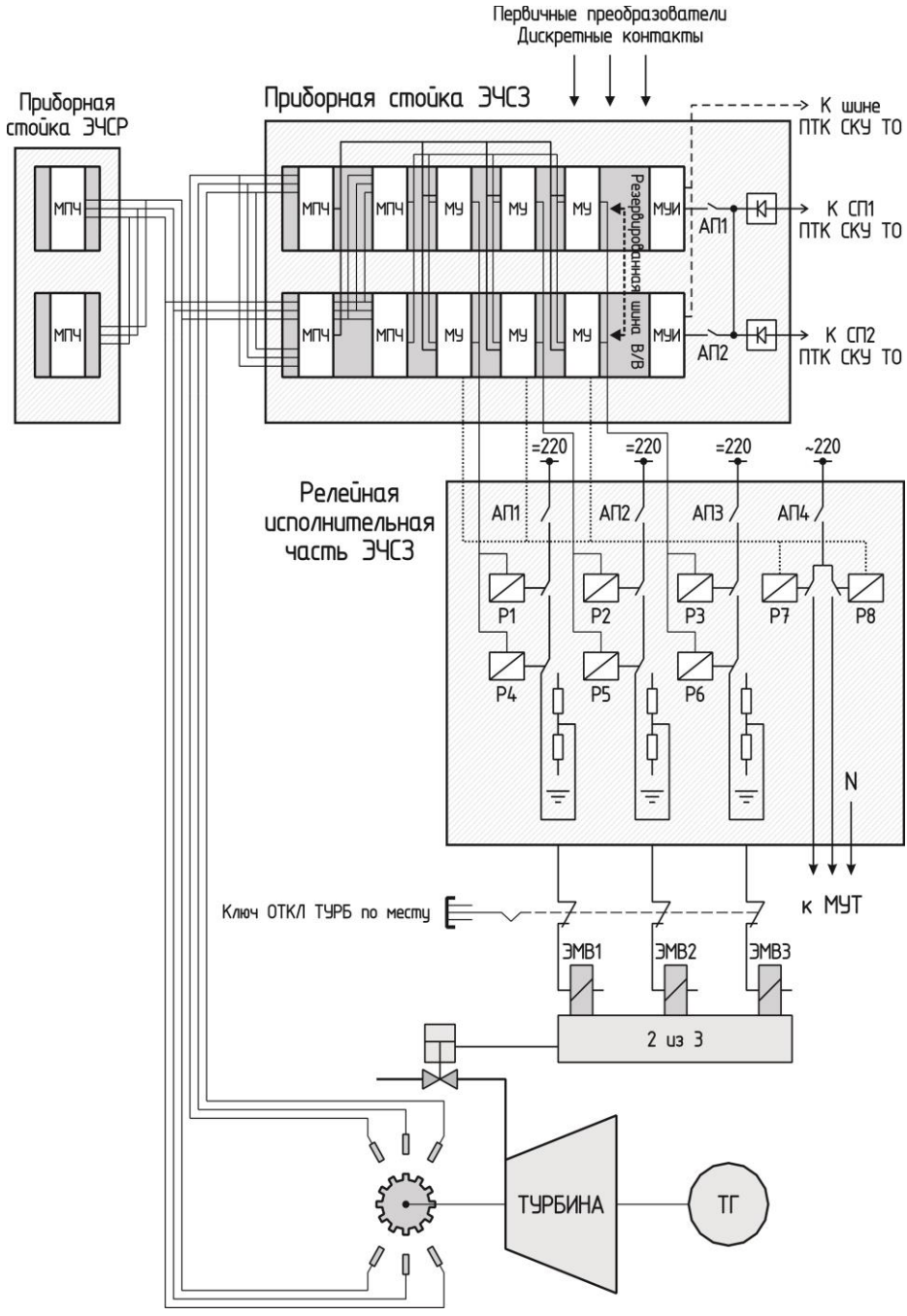


Рисунок 5.2.4.2.2 Структурная схема ПТК ЭЧСЗ

- прием сигналов от электрических защит генератора (от СКУ ЭЧ генератора);
- прием сигналов от защит энергоблока;
- наличие условия на формирование технологических защит турбины (по результатам обработки входных сигналов от датчиков и электрических преобразователей технологического процесса);
- прием соответствующей дистанционной команды оператора с ТС ОДУ БПУ или АРМ СВБУ;
- прием команды местного управления.

5.2.4.3 СТК ТГ

Назначение СТК ТГ

ПТК СТК ТГ предназначен для оснащение турбогенератора (ТГ) средствами:

– непрерывного измерения заданных технологических и электрических параметров;

– их математической обработки;

– выдачи предупредительных и аварийных сигналов;

– передачи информации в СКУ ТО энергоблока;

– передачи информации через шлюз для архивирования данных в СВБУ, отображения технологических параметров турбогенератора на БПУ (АРМ ТО и АРМ ЦТАИ) с принятым регламентом отображения информации в АСУ ТП.

Структура СТК ТГ

Структурная схема связей коммуникационного оборудования ПТК СТК ТГ приведена на рисунке 5.2.4.3.1. Стойки ПТК СТК ТГ расположены в помещении ПТК СТК СКУ ТО. ПС через коммутаторы и оптические кроссы подключены к магистрали пятого сегмента шины EN, проложенного в этом помещении.

БС является составной частью измерительного канала контроля вибрации элементов статора турбогенератора. Источником входного сигнала для каждого канала БС является датчик вибрации.

ПТК СТК ТГ имеет связи со следующим внешним оборудованием:

а) по проводным связям:

- с датчиками системы технологического контроля турбогенератора;
- с датчиками вибрации через БС;

б) по шине «Ethernet» - с СВБУ;

в) по волоконно-оптической шине EN:

- с другими ПТК;
- с ИС (через третий сегмент шины EN);
- с БПУ ТО.

Принцип работы СТК ТГ

В ПС 10СМХ02 (Рисунок 5.2.4.3.1) установлены ФМ ТПТС51-2.1722 входы которых являются ИК. Модули выполняют прием аналогового сигнала, защиту от помехи и формируют параметрический признак неисправности в цепи приема.

Блок сопряжения (БС) обеспечивает преобразование сигналов с акселерометров - выделяет из входного сигнала вторую гармонику частотой 100 Гц амплитудой от 0,04 до 2,00 В и выполняет прямо пропорциональное преобразование в выходной ток от 4 до 20 мА.

Каждый вход канала БС формирует постоянный ток от 4 до 7 мА для питания пьезоэлектрического акселерометра.

Число каналов определяется составом БС в соответствии с проектом (количеством модулей ТПТС52.1901). Модуль ТПТС52.1901 имеет один канал.

БС формирует:

а) сигнал дефекта (отсутствие напряжения питания БС, и/или отказ/обрыв акселерометра, отказ МПС);

б) сигнал состояния двери шкафа.

Подключение коммутаторов (SW) к магистрали шины EN выполняется через оптические кроссы (W) и оптические патч-корды.

Информационный обмен ПТК СТК ТГ с СВБУ осуществляется по шине EN и БШС, установленный в ПС 10СМУ03 ПТК ЭЧСР.

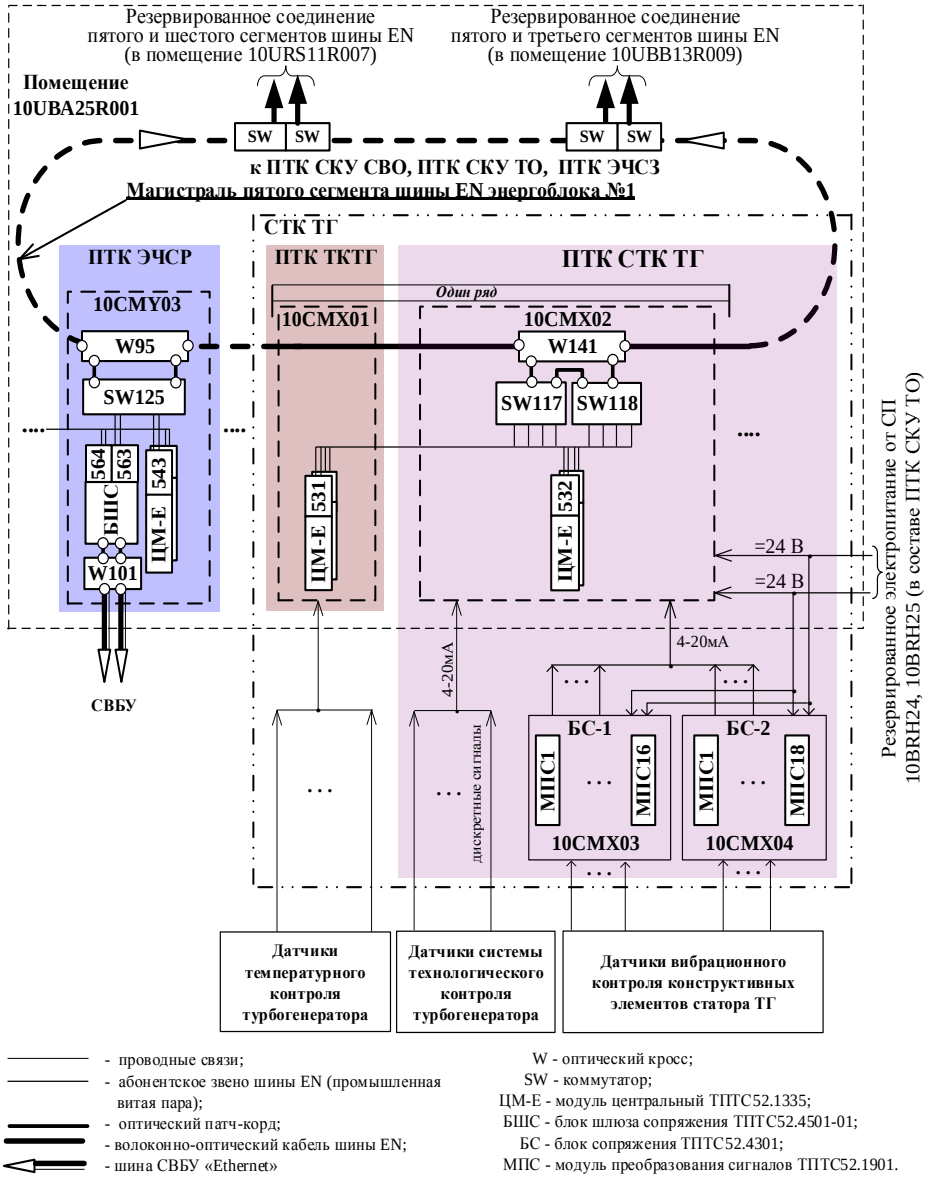


Рисунок 5.2.4.3.1 Структурная схема ПТК СТК ТГ

5.3 Система управления и защиты реакторной установки (СУЗ)

Назначение системы

Система управления и защиты входит в состав АСУ ТП энергоблока и предназначена для автоматического и ручного управления мощностью, реактивностью и энергораспределением в активной зоне реактора, обеспечения контроля теплогидравлических и нейтронно-физических параметров РУ и контроля положения ОР СУЗ, регистрации событий и взаимообмена сигналами со смежными подсистемами АСУ ТП. СУЗ должна обеспечить поддержание параметров РУ в рамках эксплуатационных пределов при нормальных условиях эксплуатации, ограничение мощности вплоть до полного останова реактора и аварийную защиту при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, формирования сигналов защиты в исполнительную часть УСБТ, включая управление и ступенчатую нагрузку дизель-генератора своего канала. СУЗ выполняет свои функции во взаимодействии с основными регуляторами РУ и с системой борного регулирования [1].

Общие принципы реализации СУЗ

АС должна иметь системы безопасности, предназначенные для выполнения следующих основных функций безопасности:

- аварийного останова реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;
- аварийного отвода тепла от реактора;
- удержания радиоактивных веществ в установленных границах (НП-001-2015) [2].

В основу проекта безопасности АС закладывается жесткое требование соблюдения принципа защиты в глубину. Основная мысль заключается в том, что должно быть несколько слоев или эшелонов защиты для предотвращения небезопасных условий и что предпочтение всегда отдается предотвращению небезопасных условий, нежели смягчению их последствий. Так как для эксплуатации АС и поддержания ее безопасности требуется большое количество функций, которое еще более возрастает вследствие применения принципа защиты в глубину, важно знать значение каждой функции для безопасности (МЭК 61226) [3].

Иерархия формирования требований к функциям СБ (и соответственно к функциям СУЗ-УСБТ) проекта АЭС-2006 проводилась в

соответствии с требованиями МЭК 61226-05 и приведена на рисунке 5.3.1.

Состав первого (верхнего) уровня иерархии формирования требований к функциям определяется концепцией глубоко эшелонированной защиты атомной станции, которая предполагает реализацию в проекте АЭС инженерных средств (защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности) и СКУ безопасности для достижения следующих основных целей безопасности направленных на предотвращение аварий или их ограничение:

- аварийного останова реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;
- аварийного отвода тепла от реактора;
- удержания радиоактивных веществ в установленных границах.

Второй уровень иерархии формирования требований к функциям СБ предполагает разработку функций СКУ, необходимых для включения в работу инженерных средств безопасности для выполнения соответствующих функций безопасности.

Набор функций СКУ должен быть необходимым и достаточным для обеспечения выполнения требуемых функции безопасности и при этом должен учитывать наличие соответствующих инженерных средств защитных, локализующих и обеспечивающих систем безопасности.

Системы контроля и управления АС выполняют функции, имеющие разные уровни важности для безопасности. Важность для безопасности каждой функции контроля и управления зависит от ее роли в достижении и поддержании безопасности, потенциальных последствий отказа функции в момент, когда необходимо ее выполнение, а также вероятности этих последствий. Поэтому первоначальный анализ безопасности конкретного проекта АС должен быть завершен до классификации функций контроля и управления [3].

Важную роль при разработке перечня функций СКУ играет их классификация в зависимости от степени влияния функции управления на безопасность станции. При разработке второго уровня иерархии функций важно указать для каждой функции СКУ соответствующую категорию, поскольку категория будет определять при дальнейшей разработке набор требований в части надежности, конструкции, требований к квалификации, верификации и валидации, которым должна удовлетворять эта функция СКУ.

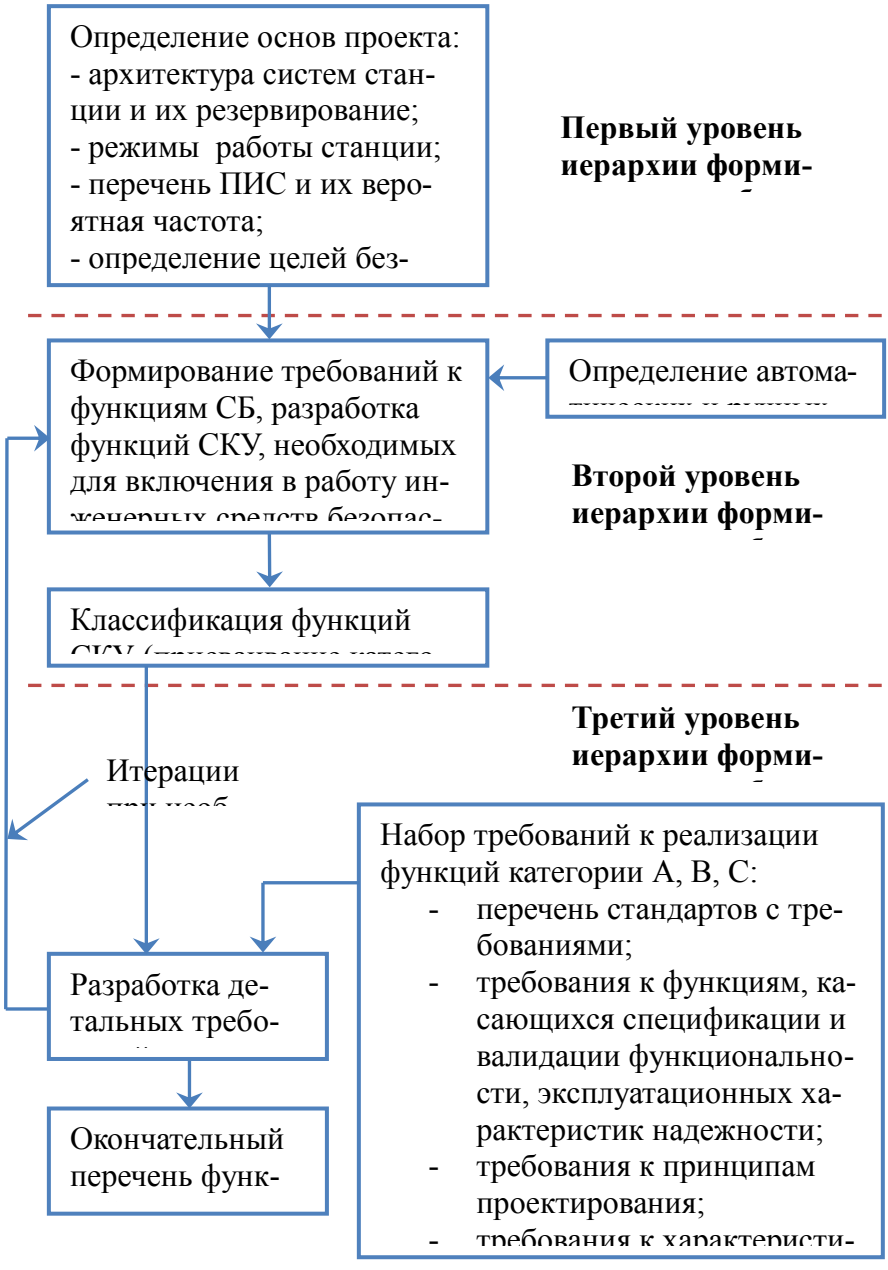


Рисунок 5.3.1. Иерархия формирования требований к функциям СБ

С точки зрения влияния на безопасность функции СКУ разбиты на три категории – A, B и C.

Представленные три категории функций A, B и C реализуются на физически различном оборудовании. Такое разделение обеспечивает наличие различных уровней защиты и является основным принципом «глубокоэшелонированной защиты».

Категория A используется для обозначения тех функций управления, которые реализуют аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии и выполняют основную роль в достижении или поддержании безопасности АЭС с целью предотвращения развития МПА до недопустимых последствий.

Эти функции требуются для стабилизации переходного процесса, т.е. приведения станции в контролируемое состояние, при котором реактор находится в подкритическом состоянии, обеспечен отвод тепла, а радиоактивные выбросы ограничены.

К функциям категории A применяются повышенные требования к надежности.

К категории B относятся функции, которые играют дополнительную роль по отношению к функциям категории A в достижении или поддержании безопасности АЭС, в особенности функции, необходимые для эксплуатации после достижения контролируемого состояния с целью предотвращения развития проектных событий (ПС) до недопустимых последствий или для смягчения последствий ПС.

Выполнение функций категории B может исключить необходимость выполнения функции категории A (например работа ПЗ).

Третий уровень иерархии формирования требований к функциям СБ предполагает детализированную разработку функций СКУ, структуру алгоритмов с полным описанием измерительных каналов и сигнализации.

В соответствии с изложенными выше подходами в процессе анализа безопасности и разработки рабочего проекта АЭС-2006 был сформирован окончательный классификационный перечень в виде «Технического задания на проектирование СКУ безопасности, реализованной с помощью TELEPERM XS [3].

Описание задач уровня 1-3 по реализации функций безопасности.

Цели функций безопасности, перечень функций и их связь с классификацией СКУ по категориям проекта сформированного в вышеуказанном техническом задании для проекта АЭС-2006 и примеры

элементов документов сформированных на уровнях 1-3, а также фрагмента проекта реализации задач сформированных «Техническим заданием на проектирование СКУ безопасности, реализованной с помощью TELEPERM XS.

Описание задач уровня 1-3 по реализации функций безопасности»» приведены на рисунках 5.3.2..5.3.4.

Все алгоритмы, согласно которым функционирует ПТК АЗ-ПЗ УСБИ, разделены на группы по выполняемым функциям, и называются функциями безопасности (ФБ). Каждая функция безопасности имеет свое название и выполняет свою задачу для обеспечения безопасности энергоблока в целом, как при эксплуатации, так и в аварийных режимах.

Перечень выполняемых функций разработанных на третьем уровне разработки ТЗ и реализованный в СУЗ УСБТ блоков 1,2 НВАЭС-2 приведен в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Перечень функций, реализованный в СУЗ УСБТ

№	Функция	Название функции
1	AA11	«Нарушения в управлении реактивностью и мощностью реактора»
2	AA12	«Уменьшение расхода теплоносителя первого контура»
3	AA13	«Потеря теплоносителя первого контура»
4	AA14	«Потеря питательной воды/разрыв паропровода»
5	AA15	«Течь из первого контура во второй контур»
6	AA16	«Сейсмика»
7	AA17	«Потеря напряжения питания 380»
8	AA18	«Нарушение в распределении энерговыделения»
9	AA19	«Аварийный ввод бора при ATWS»
10	AB11	«Отсечение аварийного ПГ по питательной воде»
11	AB12	«Запрет подачи чистого конденсата»
12	AB13	«Переключение на подачу борного раствора 16 г/кг»
13	AC21	«Снижение мощности реактора (ПЗ1)»
14	AC22	«Ограничение мощности реактора (ПЗ2)»
15	AC23	«Ускоренное снижение мощности реактора»
16	AC24	«Снижение и ограничение мощности реактора»
17	BA11	«Включение САОЗ ВД»

№	Функция	Название функции
18	BA12	«Включение САОЗ НД»
19	BA13	«Управление клапанами на трубопроводах от ГЕ1»
20	BA14	«Управление рециркуляцией САОЗ ВД»
21	BA15	«Управление рециркуляцией САОЗ НД»
22	BA16	«Закрытие линии слива с уплотнений ГЦНА»
23	BA17	«Закрытие ИПУ КД воздействием на ОК»
24	BB11	«Включение системы промконтура»
25	BB12	«Включение системы технической воды»
26	BC11	«Управление сбросом пара из ПГ через БРУА»
27	BC12	«Включение САР ПГ»
28	BC13	«Полное открытие регулятора СПОТ»
29	BC14	«Включение СПОТ при не включении САР ПГ»
30	BC15	«Управление рециркуляцией САР ПГ»
31	BC16	«Переключение режимов регулятора САР ПГ»
32	BD11	«Закрытие БЗОК и дублирующей арматуры»
33	BD12	«Отключение ГЦНА по параметрам в ПГ»
34	BE11	«Управление ИПУ КД при высоком давлении или низкой температуре»
35	BE12	«Отключение источников повышения давления при низких температурах»
36	BE13	«Управление САГ»
37	BF11	«Управление ИПУ ПГ»
38	BG11	«Управление аварийной подпиткой бассейна выдержки»
39	CA11	«Управление подачей воды от спринклерной системы»
40	CA12	«Управление рециркуляцией спринклерных насосов»
41	CB11	«Закрытие локализующей арматуры»
42	CB12	«Управление подачей раствора для связывания йода»
43	CD11	«Локализация ПГ при течи из первого контура во второй контур»
44	CD12	«Управление впрыском в КД при течи из первого во второй контур»
45	DA11	«Включение дизель генератора при обесточивании»
46	DA12	«Ступенчатое подключение механизмов СБ к ДГ»

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ АЭС-2006

Для выполнения заданных функций в состав СУЗ входят следующие функциональные подсистемы и оборудование:

- инициирующая часть подсистемы АЗ-УСБТ;
- инициирующая часть подсистемы ПЗ;
- инициирующая часть диверсной системы защит (ДСЗ);
- исполнительная часть подсистемы АЗ-ПЗ (СГИУ);
- исполнительная часть подсистемы УСБИ (ПТК ПУ, ПТК ЛЗ);
- исполнительная часть ДСЗ;
- АКНП;
- АРМ;
- СГИУ и ПТК ИДС;
- аппаратура физического пуска.

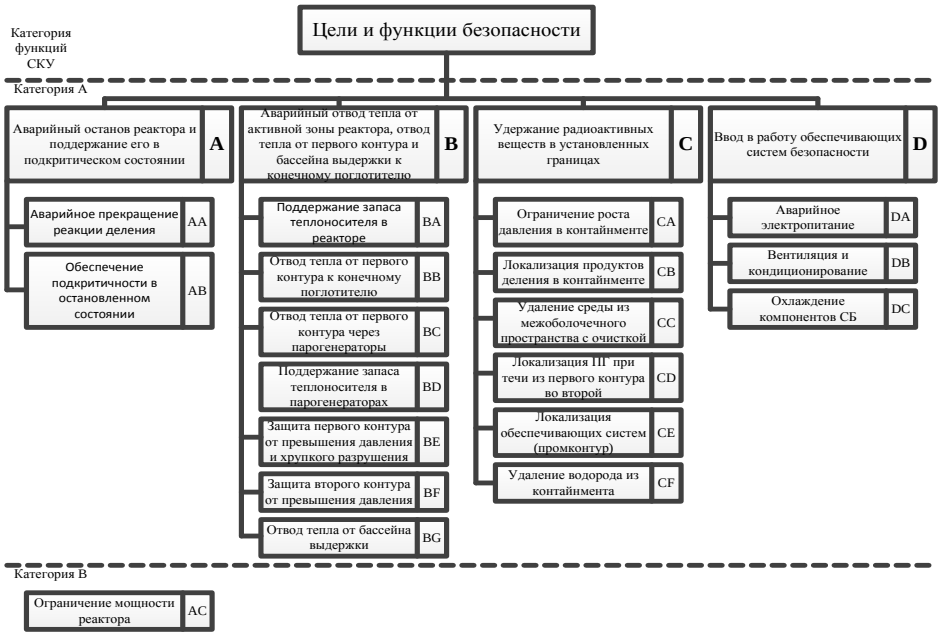


Рисунок 5.3.2 Цели функций безопасности и их связь с классификацией СКУ по категориям проекта АЭС 2006 на уровне 1 иерархии функций безопасности

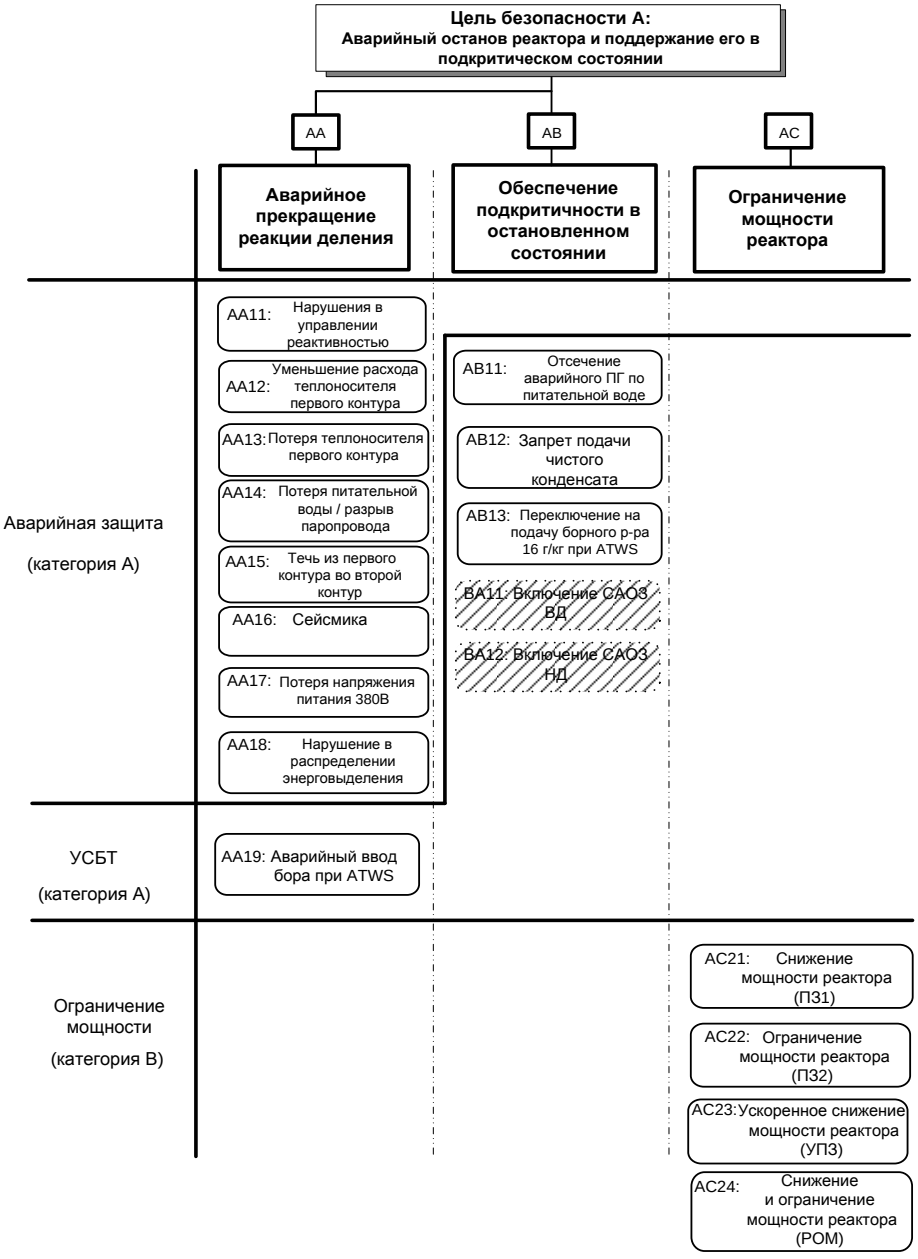


Рисунок 5.3.3 Пример фрагмента объёма и распределение функций СКУ разработанного на уровне 2 иерархии функций безопасности

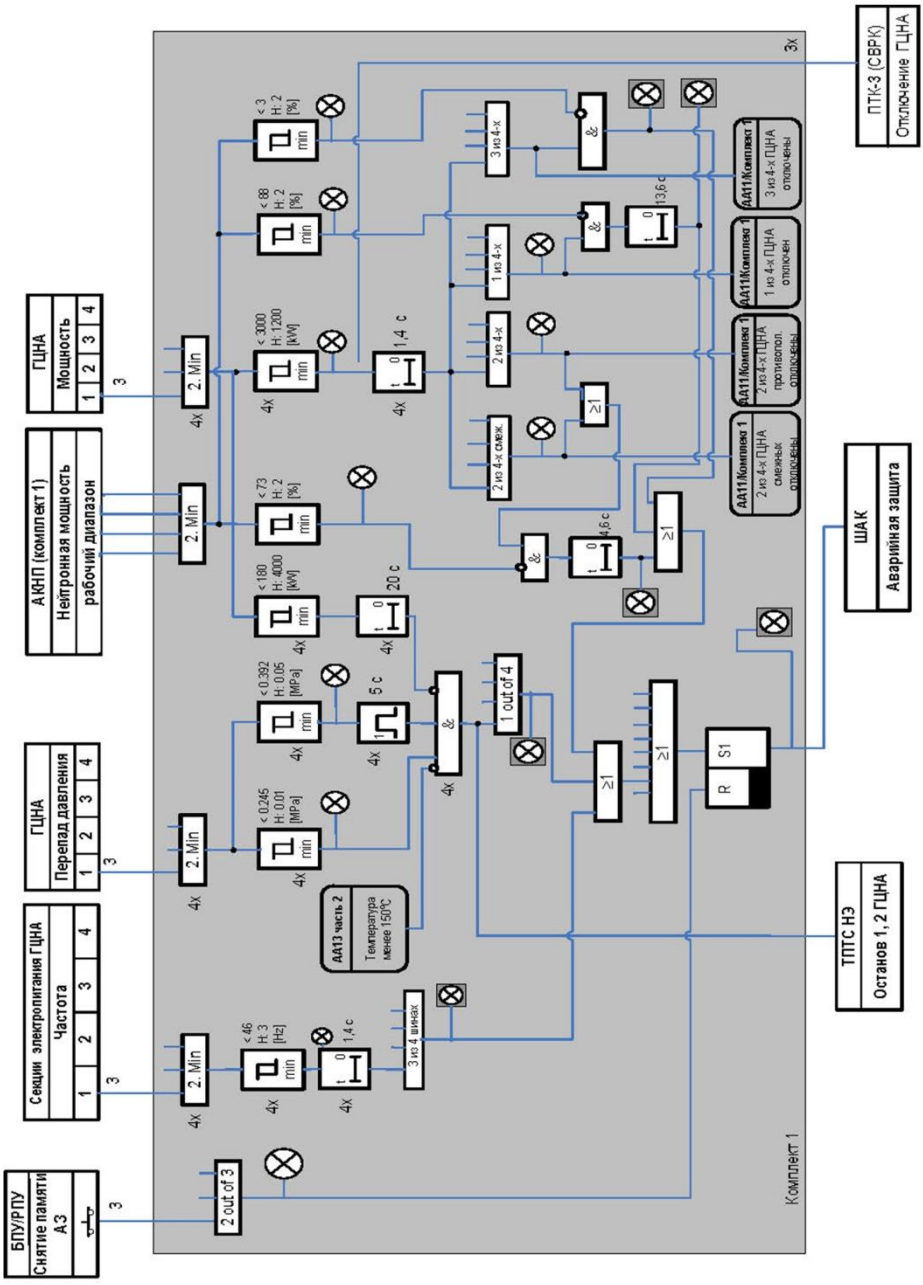


Рисунок 5.3.4 Пример фрагмента объёма и распределение функций СКУ разработанного на уровне 3 иерархии функций безопасности (Функция АА12)

5.3.1 Система управления и защиты управляющая система безопасности технологическая (СУЗ-УСБТ)

Подсистемы АЗ-ПЗ УСБТ включают в себя:

- инициирующую часть;
- исполнительную часть.

Инициирующая часть реализована на базе следующих:

- на программно-техническом комплексе (аппаратура TXS);
- на комплексе средств автоматизации - средствах жесткой логики (ДСЗ).

5.3.1.1 Назначение ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Программно-технический комплекс инициирующей части подсистемы аварийной и предупредительной защиты - инициирующей части управляющей системы безопасности технологической (ПТК АЗ-ПЗ УСБИ). ПТК АЗ-ПЗ УСБИ является инициирующей частью системы СУЗ-УСБТ. Разработчик и изготовитель изделия - «Areva Gmbh», Германия.

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ предназначен для:

- формирования инициирующих сигналов АЗ, ПЗ и их передачи в исполнительную часть АЗ-ПЗ;
- формирования инициирующих сигналов защиты в исполнительную часть УСБТ;
- приёма и обработки технологических параметров;
- приёма и обработки дискретных сигналов о состоянии оборудования;
- приёма и обработки дискретных сигналов из СКУД;
- приёма и обработки дискретных сигналов из СИАЗ;
- формирования необходимой информации о контролируемых параметрах для представления на БПУ и РПУ;
- формирования сигнализации первопричины срабатывания АЗ, ПЗ, УСБТ и состояния оборудования системы для последующего представления на БПУ и РПУ;
- регистрации информации и сигнализации в помещениях системы;

- выдачи информации в СВБУ и смежные подсистемы АСУ ТП.

Функции, реализуемые ПТК АЗ-ПЗ УСБИ, разделяются на основные и вспомогательные. Основные и вспомогательные функции разделяются, в свою очередь, на управляющие и информационные.

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ реализует следующие основные управляющие функции:

- аварийная защита реактора;
- инициирование срабатывания технологических систем безопасности;
- предупредительная защита реактора;
- автоматическое логическое управления технологическими операциями.

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ реализует следующие основные информационные функции:

- сигнализация;
- отображение измеренной информации на показывающих приборах;
- обмен информацией со смежными системами.

Вспомогательные информационные функции включают в себя следующие типы функций:

- загрузка программного обеспечения;
- диагностика функционирования технических и программных средств;
- параметризация (ввод (изменение) значений констант и уставок);
- отображение диагностической информации;
- сигнализация отказов и нарушений в работе;
- регистрация диагностической информации.

Вспомогательные управляющие функции включают в себя следующие типы функций:

- изменение режимов функционирования технических и программных средств;
- запуск процедур диагностики.

Таблица 5.3.1.1.1 – Расшифровка обозначений шкафов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Обозначение		Расшифровка	Наименование шкафа
УГРС	SC&D	Устройство гальванической развязки сигналов	Шкаф приема и размножения входных сигналов
С/О АЗ-УСБТ	A&P	Сбор/обработка сигналов АЗ-УСБТ	Шкаф обработки и голосования сигналов АЗ
МО	VO	Мажоритарная обработка	Шкаф обработки и голосования сигналов УСБИ
ИМС	MSI	Интерфейс мониторинга и сервиса	Шкафы контрольно-сервисного интерфейса
ИМ	MI PS	Интерфейс мониторинга	Шкаф интерфейса сообщений АЗ-УСБИ
-	GW / SU	Шлюз и сервисная станция	Шкаф сопряжения и сервисного обслуживания
TXS СПОТ	PHRA	Система пассивного отвода тепла	Шкаф запуска системы пассивного отвода тепла
С/О ПЗ	PPS	Сбор/обработка сигналов ПЗ	Шкаф обработки и голосования сигналов ПЗ
ИМС ПЗ	MSI PPS	Интерфейс мониторинга и сервиса ПЗ	Шкафы контрольно-сервисного интерфейса ПЗ
ИМ ПЗ	MI PPS	Интерфейс мониторинга сообщений	Шкаф интерфейса сообщений ПЗ

5.3.1.2 Состав и структура ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ представляет собой совокупность шкафов TELEPERM XS, объединённых при помощи локальных вычислительных сетей в три независимые подсистемы:

- подсистему инициирующей части аварийной защиты и управляющей системы безопасности, комплект 1(2) (АЗ-УСБИ1(2) / PS1(2));
- подсистему инициирующей части предупредительной защиты (ПЗ / PPS).

Структурная схема подсистемы АЗ-УСБИ1 / PS1 ПТК АЗ-ПЗ УСБИ приведена на рисунке 5.3.1.2.1. Структурная схема второго комплекта выглядит аналогично. Структурная схема подсистемы ПЗ / PPS комплекса ПТК АЗ-ПЗ УСБИ приведена на рисунке 5.3.1.2.2.

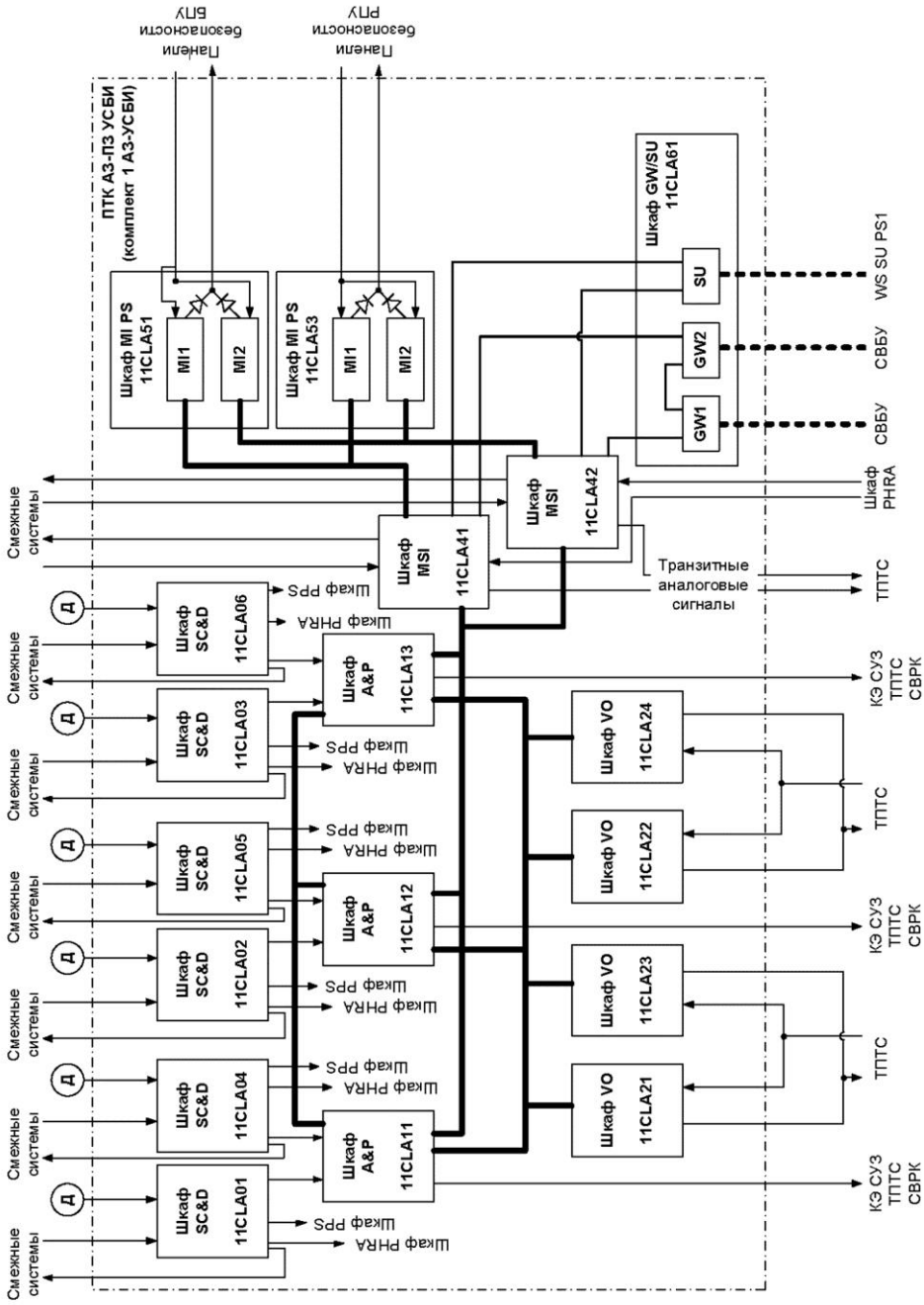


Рисунок 5.3.1.2.1 Структурная схема инициирующей части АЗ-УСБИ 1-го комплекта

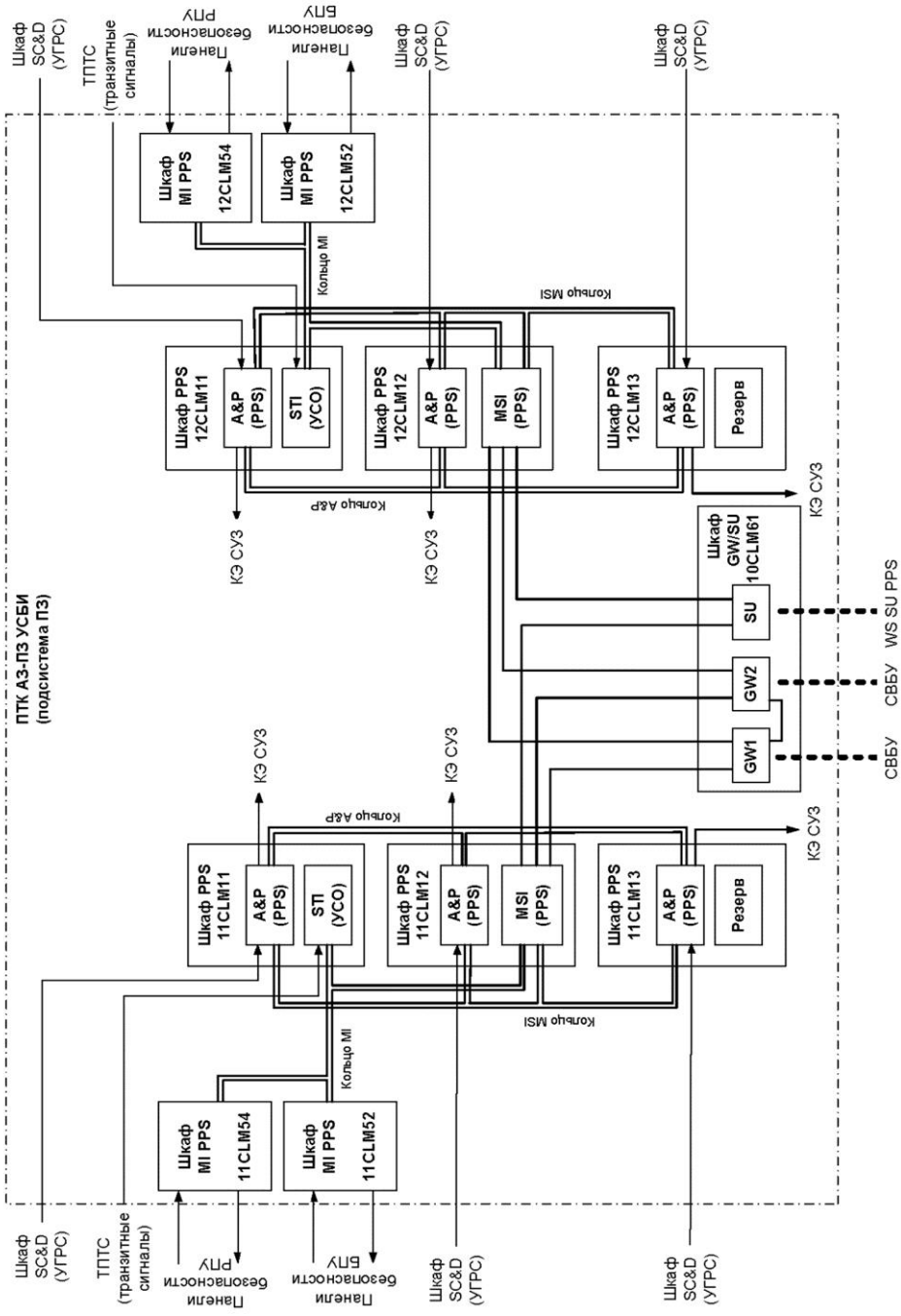


Рисунок 5.3.1.2.2 Структурная схема инициирующей части ПЗ-УСБИ

Дополнительно в состав ПТК АЗ-ПЗ УСБИ входят два независимых комплекта инициирующей части запуска системы пассивного отвода тепла (СПОТ).

Каждая подсистема АЗ-УСБИ1 (PS1) и АЗ-УСБИ2 (PS2) содержит следующие функциональные элементы:

- резервированные шкафы обработки и голосования сигналов УСБИ («VO»);
- резервированные шкафы контрольно-сервисного интерфейса («MSI»);
- шкафы интерфейса сообщений АЗ-УСБИ («MI PS») с резервированными крейтами для передачи аналоговых и дискретных сигналов на панели безопасности (ПБ) блочного пункта управления (БПУ) и резервного пунктов управления (РПУ);
- шкафы сопряжения и сервисного обслуживания («GW/SU»), предназначенные для выдачи информации по цифровым каналам связи в систему верхнего блочного уровня (СВБУ) и для контроля и диагностики состояния программных и технических средств, а также для обеспечения восстановления работоспособности оборудования после сбоев и отказов.
- три гальванически независимых резервированных канала приема, размножения и обработки входных сигналов, каждый из которых состоит из:

а) шкафа приема и размножения (с гальваническим разделением) входных сигналов («SC&D»), так же называемого шкафом устройства гальванического разделения сигналов (УГРС);

б) шкафа обработки и голосования сигналов АЗ («A&P»), предназначенного для реализации алгоритмов (задач) АЗ и УСБИ.

Каждая подсистема АЗ-УСБИ (PS) включает в свой состав следующие шкафы TXS:

- шкафы приема и размножения входных сигналов (SC&D) – 6 шкафа;
- шкафы обработки и голосования сигналов АЗ (A&P) – 3 шкафа;
- шкафы обработки и голосования сигналов УСБИ (VO) – 4 шкафов;
- шкафы контрольно-сервисного интерфейса (MSI) – 2 шкафа;
- шкафы интерфейса сообщений АЗ-УСБИ (MI PS) – 2 шкафа;
- шкаф сопряжения и сервисного обслуживания (GW/SU) – 1 шкаф.

Каждый комплект подсистемы ПЗ (PPS) содержит следующие функциональные элементы:

- три шкафа обработки и голосования сигналов ПЗ («PPS»);
- шкафы интерфейса сообщений ПЗ («MI PPS»);
- шкаф сопряжения и сервисного обслуживания («GW/SU»), общий для обоих комплектов и предназначенный для выдачи информации по цифровым каналам связи в СВБУ и для контроля и диагностики состояния программных и технических средств, а также для обеспечения восстановления работоспособности оборудования после сбоев и отказов.

В состав каждого комплекта инициирующей части запуска СПОТ входит шкаф запуска системы пассивного отвода тепла («PHRA»). Шкаф PHRA реализован на базе аппаратуры «ПЛИС». Шкаф PHRA обеспечивает запуск системы пассивного отвода тепла при возможном отказе по общей причине оборудования АЗ-УСБИ, выполненного на базе процессорной техники.

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ представляет собой три независимые подсистемы: две системы инициирующей части аварийной защиты и управляющей системы безопасности и одну инициирующей части предупредительной защиты.

5.3.1.3 Устройство, работа и функции ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Прием сигналов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ шкафами TXS SC&D (УГРС)

Все аналоговые и дискретные сигналы идущие в TXS С/О АЗ/УСБТ, TXS С/О ПЗ проходят через шкаф TXS УГРС.

Шкафы SC&D (УГРС) предназначены для приема входных сигналов, гальванического разделения и размножения.

Шкафы SC&D выполняют следующие функции:

- электропитание и защита от перенапряжения первичных преобразователей,
- гальваническое разделение и распределение сигналов на уровень цифровой обработки (шкафы A&P, PPS, смежные системы) для сбора данных, включая аналого-цифровое преобразование (ADV).

Шкафы SC&D содержат в себе 2 основных типа модулей: SAA1 – модули гальванической развязки и SNV1 – модули размножения сигналов. Они предназначены для исключения попадания в шкафы A&P, PPS и смежные системы высокого напряжения. На рисунках 5.3.1.3.1 и 5.3.1.3.2 показан принцип гальванической развязки и размножения сигналов в шкафах SC&D.

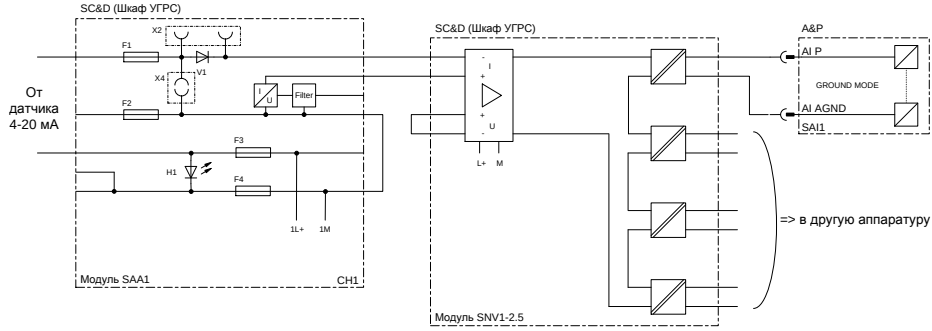


Рисунок 5.3.1.3.1 Принципы гальванической развязки и размножения сигналов в SC&D от стандартных датчиков технологических параметров

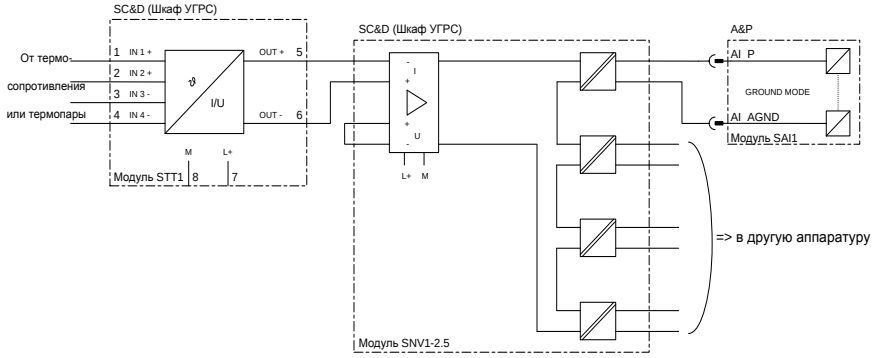


Рисунок 5.3.1.3.2 Принципы гальванической развязки и размножения сигналов в SC&D температурного измерительного канала

Модуль SAA1 представляет собой измерительный преобразователь. Данное устройство осуществляет питание первичного преобразователя и преобразование токового сигнала от 0 до 20 мА в сигнал напряжения в диапазоне от 0 до 2,5 В.

Каждый модуль SAA позволяет осуществить прием одного аналогового сигнала, преобразовать его и передать модулю SNV1. Модуль SNV1 обеспечивает четырехкратное размножение принятого сигнала. На вход модуля SNV1 поступает сигнал в диапазоне от 0 до 2,5 В, с четырех выходов модуля можно снять до четырех сигналов в диапазоне 4-20 мА.

Модули SOB1 используются для приема, гальванического разделе-

ния и размножения дискретных сигналов.

Из УГРС аналоговые или дискретные сигналы поступают в модули ввода шкафов A&P, PPS (смотри рисунок 5.3.1.2.1).

Модули ввода (SAI1, SDI1) в шкафах A&P, PPS осуществляют аналого-цифровое или дискретно-цифровое преобразование сигналов поступивших от УГРС.

Сбор и обработка сигналов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ шкафами TXS C/O (A&P)

Шкафы A&P собирают и оцифровывают измерительные сигналы, выдаваемые SC&D, преобразуют их в физические диапазоны и, если необходимо, выполняют функцию цифрового фильтра. Кроме того выполняются контрольные функции по определению достоверности сигнала.

Шкафы A&P выполняют функции:

- прием сигналов от шкафов SC&D;
- преобразование входного сигнала в цифровой код;
- приведение цифрового кода входного сигнала в физический диапазон;
- выполнение цифровой фильтрации;
- проверка достоверности сигнала;
- передача цифрового кода сигнала в другие (резервные) шкафы A&P;
- прием цифровых кодов аналогичных сигналов из резервных шкафов A&P других каналов подсистемы;
- обработка одноименных сигналов по заданному алгоритму;
- сравнение с уставкой параметра;
- обработка сигнала в алгоритмах защит по заданным критериям;
- формирование выходного сигнала для передачи в ШАК или шкафы VO.

Автоматическая циклическая и пусковая диагностики достаточно полно определяют работоспособность оборудования TXS. В пределах каждого шкафа резервированного канала АЗ-УСБИ или ПЗ обеспечивается постоянный контроль достоверности контролируемых параметров. Контроль заключается в проверке аналоговых сигналов на предмет их нахождения в заданном диапазоне. Достоверность дискретных сигналов определяется за счет использования переключающихся контактов, через которые передается данный

сигнал. Это позволяет обеспечить постоянный контроль исправности первичных преобразователей и линий связи до нормирующих преобразователей.

Каждый шкаф сбора/обработки (A&P) данных получает полный набор аналоговых и дискретных сигналов, характеризующих технологический процесс. После преобразования в цифровой вид входные сигналы (одноименных параметров) обмениваются между резервированными компьютерами других каналов сбора/обработки данных в пределах одного комплекта (см. рисунок 5.3.1.3.3).

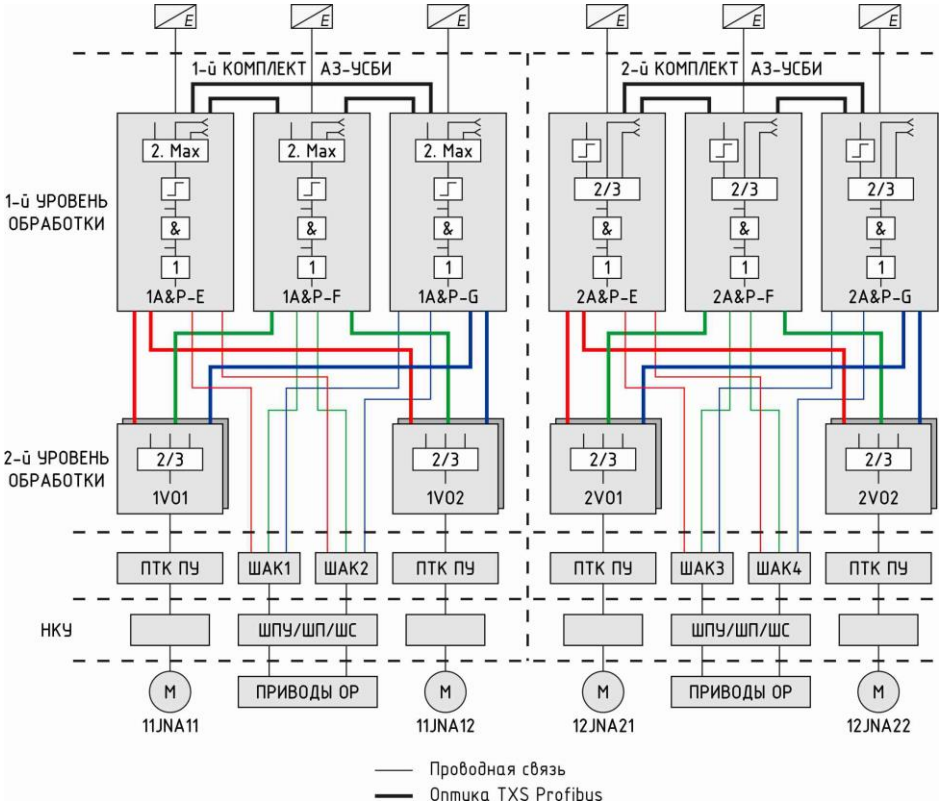


Рис. 5.3.1.3.3 Алгоритм формирования сигналов аварийной защиты и сигналов запуска УСБТ

Шкафы A&P относящиеся к одному комплекту, а также шкафы PPS, осуществляют взаимный обмен цифровой информацией по оптоволоконным линиям связи SINEC L2, что обеспечивает невосприимчивость к электромагнитным помехам, гальваническую развязку

и передачу информации на большое расстояние. Шинная система SINEC L2 используется в TELEPERM XS для передачи данных между компьютерами автоматизации в пределах системы.

Обмен информацией между каналами осуществляется посредством:

- процессорного блока SVE2 (функция коммуникационного процессора) и коммуникационных модулей SL22, SLM2;
- оптоволоконных линий связи (шина SINEC L2).

Обмен данными по SINEC L2 осуществляется телеграммами в пределах одного комплекта без подтверждения получения телеграммы адресатом. Скорость передачи данных по SINEC L2 – 12 Мбит/с. Коммуникационный процессор SVE2 проверяет достоверность или недостоверность сигнала с телеграммой от двух других резервированных каналов безопасности и в случае недостоверности присваивает сигналу статус «ОШИБКА». Далее этот сигнал по шине К32 передается в процессор сбора и обработки SVE2.

Из модулей ввода оцифрованные сигналы от датчиков поступают в процессоры обработки SVE2, где вначале происходит масштабирование и проверка на соответствие заданному измерительному диапазону. Затем отмасштабированные сигналы по одноименным параметрам обрабатываются по логике «два из трех» для дискретных сигналов и «2MIN» или «2MAX» для аналоговых сигналов. Аналоговые сигналы со статусом «Ошибка» или «ТЕСТ» считаются недостоверными и исключаются из обработки по принципу «2MIN» или «2MAX». Дискретные сигналы со статусом «Ошибка» или «ТЕСТ» считаются недостоверными и переключают логику обработки трех резервированных сигналов с «два из трех» на логику:

- «один из двух» (один недостоверный сигнал из трех);
- «один из одного» (два недостоверных сигнала из трех).

Комплект АЗ (ПЗ) автоматически формирует команду АЗ (ПЗ) при недостоверности:

- двух резервированных сигналов по одноименному нейтронно-физическому параметру;
- трех резервированных сигналов по одноименному технологическому параметру.

Оператор нажатием на кнопку АЗ формирует команду АЗ в соответствии с индикацией о неисправностях в каналах защиты и регламентом по безопасной эксплуатации реакторной установки.

Достоверные сигналы используются в алгоритмах, в соответствии с

которыми происходит формирование сигналов АЗ. Сформированные сигналы АЗ поступают в модули вывода, где происходит цифро-дискретное преобразование, и затем поступают в исполнительную часть АЗ.

Шкафы TXS С/О АЗ/УСБТ выдают сигналы защиты в части УСБТ в шкафы TXS МО УСБТ для мажоритарной обработки «2 из 3» по каждому защитному действию. Передача данных сигналов осуществляется по оптоволоконным линиям связи SINEC L2.

Мажоритарная обработка сигналов АЗ-ПЗ УСБИ шкафами TXS МО (VO)

В шкафу TXS VO УСБТ оптические сигналы принимаются и преобразуются в электрические в модулях SLM2. И далее через коммуникационные модули TXS PROFIBUS - SL22 поступают в процессорный блок SVE2. Данный процессорный блок SVE2 несет функцию коммуникационного процессора и отвечает за сетевые связи по SINEC L2 с оборудованием данного шкафа. Из данного коммуникационного процессора сигналы поступают по задней шине К32 в процессорный блок SVE2.

Сформированные сигналы защиты от TXS С/О АЗ/УСБТ по каждому критерию запуска технологических систем безопасности обрабатываются в процессорном блоке SVE2 по принципу два из трех.

В каждом комплекте инициирующей части УСБТ предусмотрено четыре шкафа TXS МО УСБИ (см. рисунок 5.3.1.3.4). Два основных и два в горячем резерве. Основной и резервный шкафы получают одну и ту же информацию для голосования одноименных дискретных сигналов в соответствии с логикой два из трех. Шкафы, работающие в паре, называют основной и резервный шкафы (мастер /проверщик). Результаты голосования сравниваются по логике «ИЛИ», которая реализована на диодной развязке и поступают в устройства приоритетного управления по каждому критерию запуска систем безопасности. Таким образом, единичный отказ в одном шкафу TXS МО УСБИ не приведет к невыдаче команды защиты на запуск систем безопасности в подсистеме УСБИ.

Наличие двух основных шкафов (1VO1, 1VO2) и двух резервных шкафов (2VO1, 2VO2) обусловлено большим объемом реализуемых алгоритмов и выходных сигналов на запуск УСБТ.

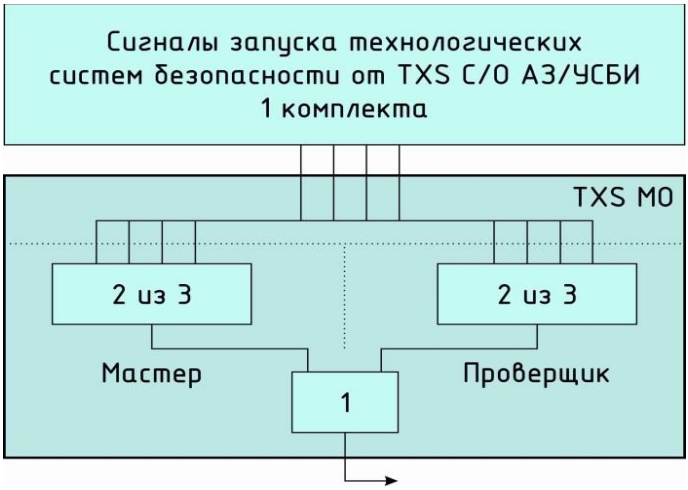


Рисунок 5.3.1.3.4 Логика формирования сигналов запуска УСБТ в шкафах МО

В каждой паре (основной-резервной) голосуется своя часть от общего количества сигналов на запуск систем безопасности. Эти сигналы распределены по каждой паре одного комплекта таким образом, чтобы сигналы соответствующие одному и тому же исходному событию попадали в различные пары. Таким образом, потеря одной пары приведет к потере только части сигналов на автоматический запуск систем безопасности в данном комплекте. Полученные команды на запуск систем безопасности от первого комплекта поступают в первый канал безопасности исполнительной части УСБТ, а от второго во второй.

Реализация принципа разнообразия в 1 и 2 комплекте ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Для сведения к минимуму вероятности отказа по общей причине из-за скрытых ошибок в прикладном программном обеспечении, применяются разные способы реализации алгоритмов функций безопасности в комплектах системы защиты. В качестве варианта реализации возможно следующее. Для аналоговых сигналов в первом комплекте после масштабирования и оценки достоверности происходит размножение на программном уровне с последующей передачей в другие каналы комплекта. В каждом из каналов происходит обработка трёх или четырёх сигналов с помощью функциональных модулей «2MAX» или «2MIN», сравнение с уставкой и реализации логики функции безопасности. Во втором комплекте после масштабирования и оценки достоверности происходит сравнение с устав-

кой и размножение полученного бинарного сигнала на программном уровне с последующей передачей в другие каналы комплекта. В каждом из каналов происходит обработка трёх или четырёх сигналов с помощью функциональных модулей «два из трех» или «два из четырех» и реализация логики функции безопасности.

Для бинарных сигналов в первом комплекте обработка происходит оценка достоверности и размножение полученного бинарного сигнала на программном уровне с последующей передачей в другие каналы комплекта. В каждом из каналов происходит обработка трёх или четырёх сигналов с помощью функциональных модулей «два из трех» или «два из четырех» и реализация логики функции безопасности. Во втором комплекте обработка трёх или четырёх сигналов в каждом из каналов по логике «два из трех» или «два из четырех» может происходить с помощью комбинации функциональных модулей «И» и «ИЛИ».

Перечисленные способы разнообразной реализации алгоритмов показывают, что прикладное программное обеспечение двух комплектов системы защиты реактора будет реализовано различными наборами функциональных модулей и, соответственно, различными кодами. Это обеспечит исключение возможности нахождения в одном состоянии процесса их исполнения и одновременного отказа по общей причине двух комплектов.

Аналоговые сигналы со статусом «ОШИБКА» или «ТЕСТ», сопровождающим информацию о сигнале, считаются недостоверными и исключаются из обработки по принципу «2MIN» или «2MAX». Дискретные сигналы со статусом «ОШИБКА» или «ТЕСТ», сопровождающим информацию о сигнале, считаются недостоверными и переключают логику обработки трех резервированных сигналов с «два из трех» на логику «один из двух» (один недостоверный сигнал из трех). Так осуществляется реконфигурация логики обработки.

Сформированные сигналы АЗ поступают в модули дискретного вывода, где происходит цифро-дискретное преобразование, и затем инициирующий сигнал поступает в исполнительную часть АЗ.

В соответствии с принципом безопасного отказа в неисправном канале на выходе модулей дискретного вывода должен быть низкий потенциал, либо отсутствие потенциала (обесточенное состояние модуля дискретного вывода), что соответствует выдаче сигнала аварийной защиты из неисправного канала в исполнительную часть. При обесточивании модулей вывода в любых двух резервированных каналах комплекта должно произойти срабатывание ава-

рийной защиты. Это справедливо и при обесточивании или обрыве интерфейсных линий связи между аппаратурой сбора/обработки данных и ШАК.

Функции шкафа запуска СПОТ (PHRA)

Шкаф СПОТ выполняет функции:

- прием сигналов от УГРС участвующих в алгоритме СПОТ;
- обработка принятых сигналов и проверка достижения критериев запуска СПОТ;
- формирование управляющего сигнала в УСБТ для запуска СПОТ.

На рисунке 5.3.1.3.5 показана структура формирования сигналов запуска СПОТ. Запуск системы СПОТ осуществляется двумя путями:

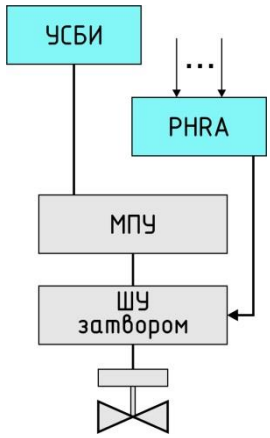


Рисунок 5.3.1.3.5
Формирование сигналов запуска СПОТ

- через шкафы запуска СПОТ (PHRA) – шкафы, построенные на базе «жесткой логики» в модулях SPAM, без программного обеспечения;
- через шкафы подсистем АЗ-УСБИ, реализующие свои функции с помощью программного обеспечения, и исполнительную часть УСБТ.

На рис. 5.3.1.3.6 приведен пример: функция безопасности ВС14 – «Включение СПОТ в работу при не включении САР ПГ (УСБТ)», описанная в документе со всеми алгоритмами, по которым работает ПТК АЗ ПЗ УСБИ – «Техническое задание на проектирование СКУ безопасности, реализованной с помощью TELEPERM XS Описание задач уровня 1-3 по реализации функций безопасности» NW2O.B.120.&.&&&&&&.&&&&&.021.MB.0001

Для обеспечения безопасности она реализована одновременно в двух исполнениях: через программную часть (в шкафах A&P и VO с последующей передачей управляющих сигналов в модули приоритетного управления ПТК ПУ и, затем, на исполнение – в шкафы управления затвором СПОТ (ШУ СПОТ)) и через шкафы запуска СПОТ (PHRA) (на средствах «жесткой логики» в модулях SPAM, без программного обеспечения). Шкаф PHRA формирует и напрямую выдаёт сигналы в шкафы управления затвором СПОТ (ШУ СПОТ).

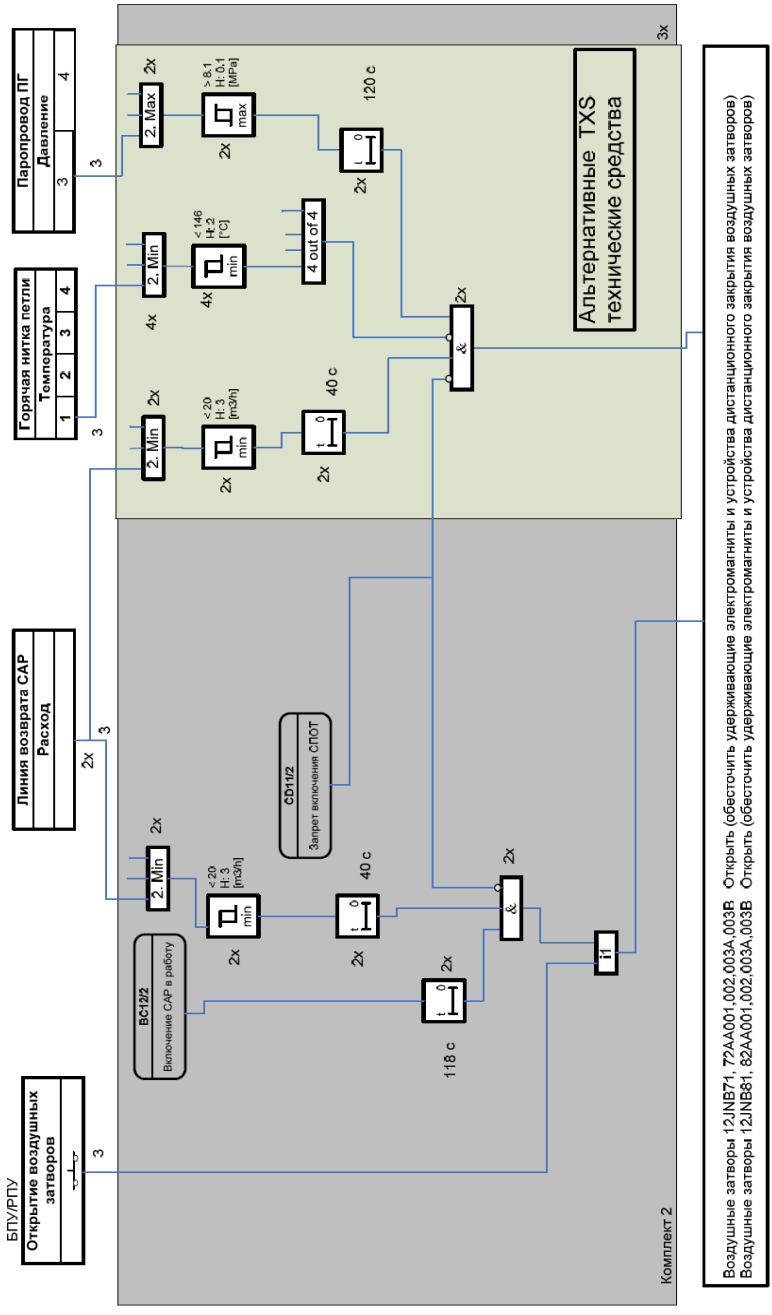


Рисунок 5.3.1.3.6 BC14 Включение СПОТ в работу при не включении САР ПГ (УСБТ)

На рисунке 5.3.1.3.7 приведена внутренняя структура шкафа запуска СПОТ (PHRA), для примера приведен шкаф PHRA первого комплекта, первого блока Нововоронежской АЭС-2.

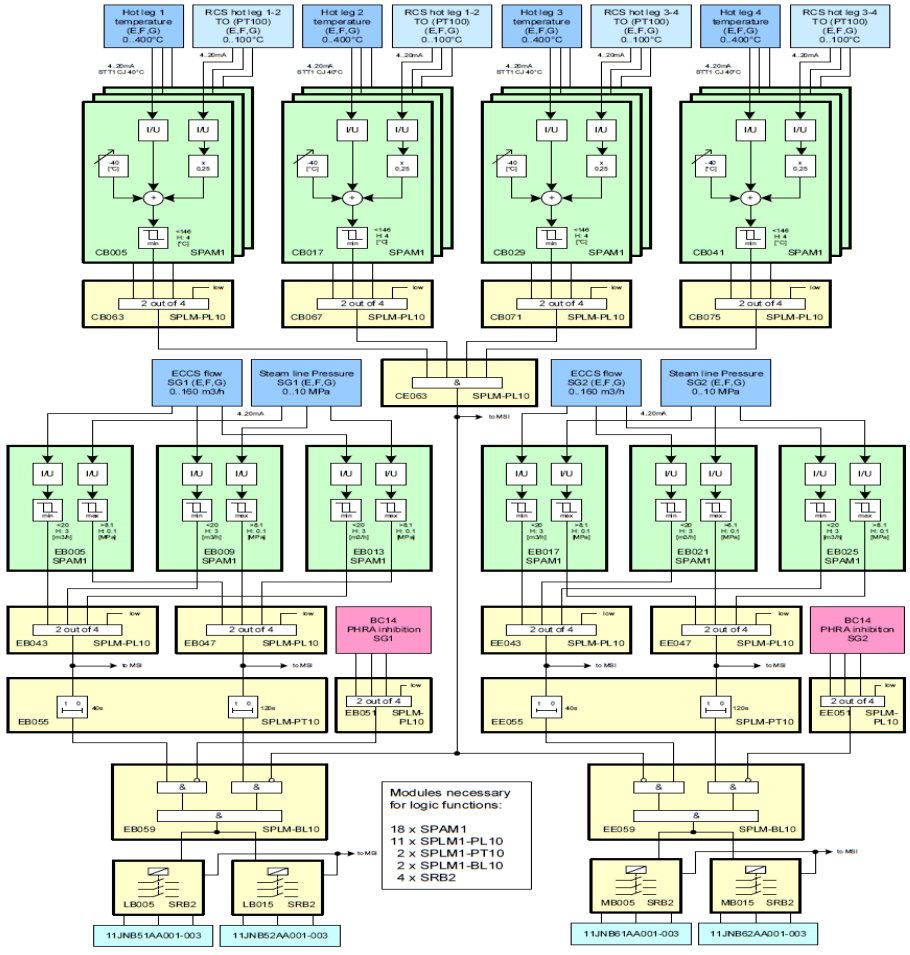


Рис. 5.3.1.3.7 Внутренняя структура шкафа запуска СПОТ (PHRA)

Функции шкафа контрольно-сервисного интерфейса части АЗ-ПЗ (MSI)

Управление всеми единичными сообщениями, предупреждениями или тревогами от шкафов АЗ-УСБИ и групповыми сигналами, сформированными аппаратным обеспечением блока контроля шкафа, осуществляется компьютером MSI. На данном компьютере

установлена логика контроля и оповещения, необходимая для сигналов от шкафов обработки АЗ-УСБИ. Логика определена с помощью функциональных диаграмм.

Шкафы MSI действуют как центральный интерфейс для обеспечения информации о статусе комплекта АЗ-УСБИ и для превращения ее в информацию доступную для расположенных на щитах управления интерфейсов сообщений (MI), сервисного блока и для PCS через шлюзовые компьютеры.

Оборудование шкафов MSI, MI предназначено:

- для передачи следующей информации на БПУ:
- о работоспособности аппаратуры СГИУ;
- о работоспособности аппаратуры ИЧ АЗ;
- о первопричинах срабатывания аварийной защиты;
- о срабатывании каналов защиты АЗ-УСБИ;
- о неисправности каналов защиты АЗ-УСБИ;
- о неисправности АКНП;
- о тестировании АКНП;
- о неисправности шкафов MI;
- о режиме работы каналов защиты АЗ-УСБИ;
- для приема с БПУ от ключей изменения режимов работы каналов защиты АЗ-УСБИ;
- для обмена информацией оборудования TXS с сервисной рабочей станцией.

MSI через модули аналогового вывода обеспечивают выдачу откорректированных сигналов об уровнях теплоносителя в КД и ПГ и скомпенсированных сигналов о температуре горячих ниток петель в оборудование локальных защит и блокировок каналов безопасности на базе ТПТС (ПТК ЛЗ).

Функции шкафа интерфейса сообщений АЗ-ПЗ УСБИ (MI)

Шкафы интерфейса сообщения АЗ-ПЗ УСБИ (MI) предназначены для передачи предупреждающих и тревожных сообщений системы АЗ-ПЗ УСБИ на панели безопасности БПУ, РПУ.

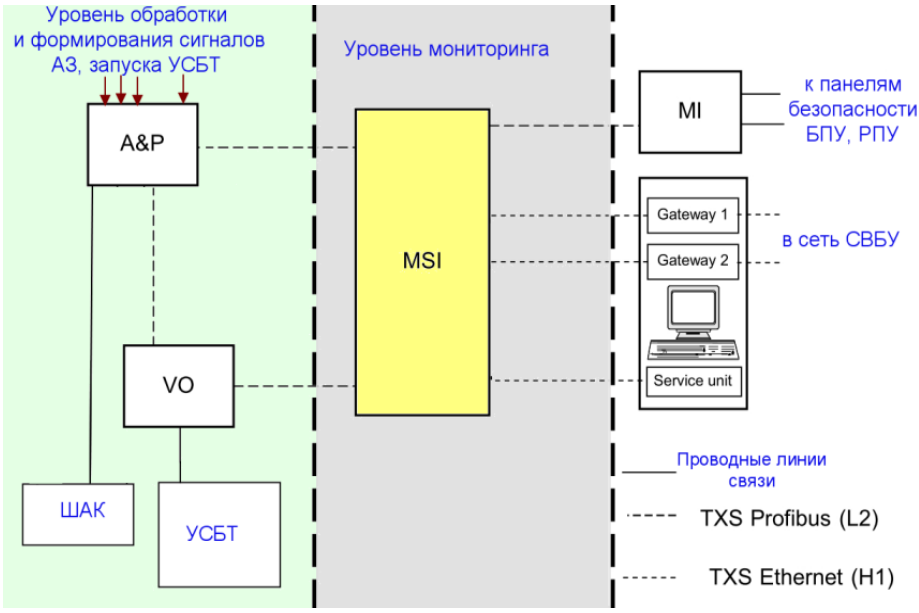


Рисунок 5.3.1.3.8 Схема формирования сигналов приема и передачи в MSI

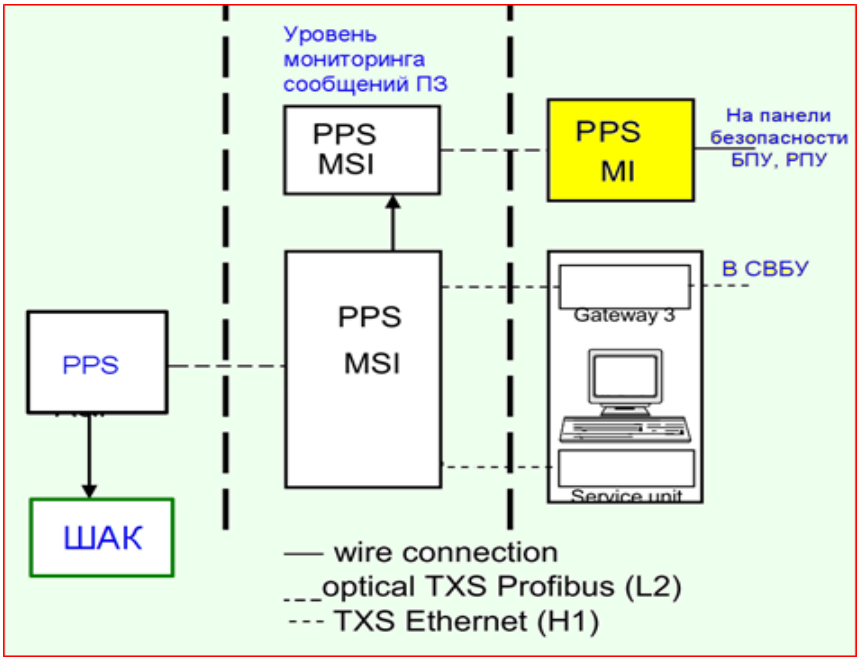


Рисунок 5.3.1.3.9 Схема приема и передачи сигналов MI

Функции шкафа сопряжения и сервисного обслуживания части АЗ и ПЗ (GW&SU)

Каждая подсистема: PS1, PS2, PPS, оборудования ПТК АЗ-ПЗ УСБИ содержит в себе один шкаф сопряжения и сервисного обслуживания (GW/SU).

Шкаф GW&SU состоит из трех встраиваемых компьютеров: двух компьютеров шлюзов и одного компьютера сервисной станции. Каждый шлюз представляет собой канал передачи информации на верхний уровень – в СВБУ.

Сервисное оборудование – сервисная станция «Service Unit» (SU) и шлюз TXS Gateway (GW) включает полный диапазон функций для персонала, обслуживающего оборудование ПТК АЗ-ПЗ УСБИ на АЭС:

- контроль системы во время работы;
- регистрация сигналов системы передаваемых во внешние подсистемы;
- чтение значений сигналов и статусов сигналов ("измерение");
- выполнение периодических тестов ("функциональное тестирование");
- обнаружение ошибок и диагностика причин ошибок;
- изменение настроек согласно оперативному состоянию станции ("параметризация").

GW может также использоваться для контроля выдаваемых сигналов во внешние подсистемы во время проведения периодических тестов, а также для диагностики ошибок системы ПТК АЗ-ПЗ УСБИ.

Назначение SU

Сервисная станция SU обеспечивает связь инженеров и персонала технического обслуживания и ремонта со всем функциями, которые необходимы при детальном тестировании, функциональном тестировании, вводе в эксплуатацию, а также для модифицирования, периодических испытаний и контроля системы контроля и управления TELEPERM XS во время эксплуатации.

Основными задачами SU являются:

- мониторинг состояния системы;
- чтение системных сообщений от систем контроля и управления (СКУ);
- чтение значений сигналов и состояние сигналов;

- вывод системных сообщений от СКУ;
- изменение параметров в режиме реального времени;
- периодическое тестирование;
- диагностика неисправности.

Сервисная станция SU взаимодействует с модуля обработки СКУ по локальной сети. Однако модули обработки для функциональной безопасности не подключены напрямую в рабочей станции. Они связаны через промежуточные модули обработки, установленные в шкафы контрольно-сервисного интерфейса (MSI).

Программное обеспечение SU состоит из изменяемой части и неизменяемой части.

К неизменяемой части программного обеспечения (ПО) относится:

- операционная система (SUSE Linux с графической оболочкой);
- системное ПО (TXS Core Software 3.3.7).

К изменяемой части ПО относится рабочая база данных (РБД), которая может быть изменена в связи с изменением проекта.

Назначение GW

Шлюз GW предназначен для передачи сигналов во внешние системы. GW так же подключен к модулям обработки, установленным в шкафы MSI. Полученную информацию GW передает в систему верхнего блочного уровня (СВБУ). Схема связей GW представлена на рисунке 5.3.1.3.10.

GW также используется в качестве преобразователя протокола связи между TELEPERM XS и СВБУ.

Программное обеспечение TXS Gateway также состоит из двух частей: изменяемой части и неизменяемой части.

К неизменяемой части ПО относится:

- операционная система (SUSE Linux без графической оболочки);
- системное ПО (TXS Gateway 1.3.4).

К изменяемой части ПО относится прикладное программное обеспечение, генерируемое из РБД, которая может быть изменена в связи с изменением проекта.

По отношению к СКУ TELEPERM XS, шлюз работает как модуль обработки SVEx и в РБД отображается как «виртуальный SVEx». Следовательно, GW отображается на древе сети модулей обработки в главном окне GSM на рабочей станции SU.

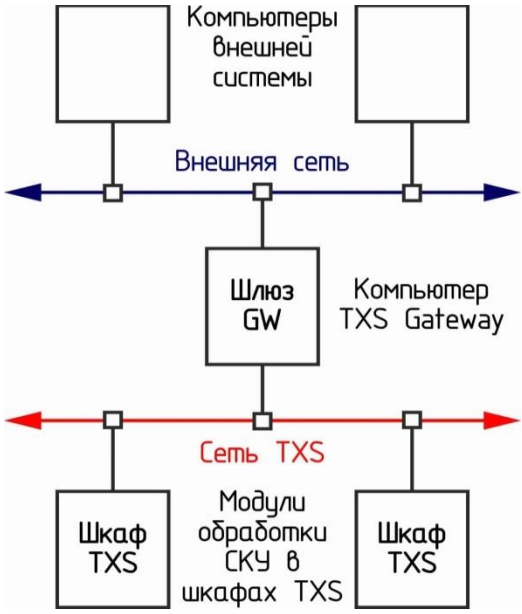


Рисунок 5.3.1.3.10 Схема связей GW

5.3.1.4 Программное обеспечение ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Режимы работы оборудования

Режимы работы оборудования ПТК АЗ-ПЗ УСБИ определяются режимами работы его процессорных модулей – модуль обработки SVE2. ПТК АЗ-ПЗ УСБИ имеет следующие режимы функционирования:

«START-UP» (init);

«Основной режим (operation)»;

«Параметрирование (parameterization)»;

«Тест (TEST)»;

«Диагностика (DIAGNOSIS)».

После запуска шкафа и загрузки программного обеспечения процессорный модуль автоматически переходит в режим «OPERATION». «OPERATION» (Основной режим) является режимом «по умолчанию» - оборудования ПТК АЗ-ПЗ УСБИ. Этот режим означает, что процессор обрабатывает заложенные в него диаграммы в штатном циклическом режиме.

Перевод оборудования ПТК АЗ-ПЗ УСБИ в другие режимы выполняется при помощи сервисной станции SU, которые имеются от-

дельно для каждой подсистемы ПТК А3-ПЗ УСБИ и входят в состав шкафов GW/SU. Для возможности изменения режима функционирования оборудования ПТК А3-ПЗ УСБИ на панелях БПУ установлены отдельно для каждого канала электрические ключи «Разрешение изменения режима». Сигналы от указанных ключей поступают в оборудование соответствующей подсистемы и канала ПТК А3-ПЗ УСБИ и разрешают или блокируют возможность изменения режима. Сигнализация о наличии разрешения на изменение режима оборудования ПТК А3-ПЗ УСБИ выводится на панель БПУ для каждого канала отдельно.

При вводе команды, для обработки которой необходим режим работы «PARAMETERIZATION» и есть соответствующий сигнал разрешения перехода в данный режим работы, программа SMS автоматически переводит процессор, к которому обращается данная команда, в данный режим работы. После окончания обработки команды программа SMS также автоматически переводит процессор в режим «OPERATION».

Программой SMS не производится автоматический перевод процессора в необходимый режим работы только для тех команды, для которых требуется режим работы «TEST» или «DIAGNOSIS». Для обработки данных команд пользователю необходимо при помощи служебных команд перевести процессор в необходимый режим работы.

Для перехода из режима в режим необходимо ввести в окне программы GSM команду приведенную ниже:

rtemode *«режим работы процессора» «номера процессоров»*

Структура команды смены режима представлены на рисунке 5.3.1.4.1.

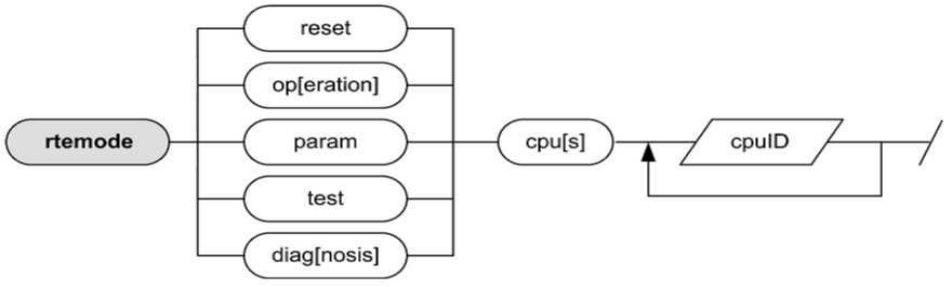


Рисунок 5.3.1.4.1 Структура команды смены режима

Возможные переходы из одного режима работы в другой приведены на рисунке 5.3.1.4.2.

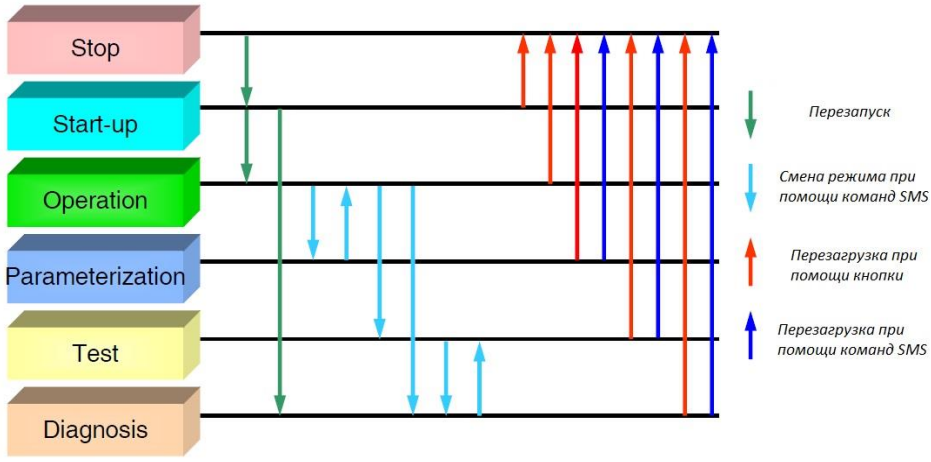


Рисунок 5.3.1.4.2 Возможные переходы из режима в режим

«Основной режим (operation)» предназначен для обработки заложенных в него диаграмм в штатном режиме и циклического выполнение заданных алгоритмов:

- чтение и квитирование буфера ошибок;
- трассирование (только для параметра RTE trace=ON, в противном случае только из режима «parameterization»;
- чтение контрольных сумм циклического контроля избыточности сегмента СППЗУ с групповой перезаписью из ЭСППЗУ;
- чтение значений изменяемых параметров из среды выполнения;
- запрос переключения режима работы.

Режим «Параметрирование (parameterization)» – основной режим с возможностью параметризации и имитации:

- трассирование (также для параметра RTE trace = OFF);
- изменение изменяемых параметров среды выполнения;
- изменение изменяемых параметров в оперативной памяти;
- копирование изменяемых параметров из оперативной памяти в ЭСППЗУ;
- копирование изменяемых параметров из ЭСППЗУ в оперативную память;

- разрешение запрещенных сообщений FDG и модулей ввода/вывода;
- доступ чтения и записи значений (параметры, сигналы, внутренняя память) в буферах ввода/вывода, буферах сообщений и данных модуля FDG;
- чтение данных из ЭСППЗУ.

Режим «Тест (TEST)» – режим сервисного обслуживания с возможностью тестирования.

Режим «Диагностика (DIAGNOSIS)» – режим сервисного обслуживания с возможностью диагностирования и обновления ПО.

Режим «START-UP» («init») – это кратковременный режим загрузки (инициализации) после включения процессорного модуля.

Программное обеспечение ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Программное обеспечение АЗ-УСБИ загружается только в процессорные модули SVE2. Загрузка ПО осуществляется через специальный разъем на передней панели модуля, к которому подключается сервисный компьютер. В процессе работы модуля этот разъем не используется. Загрузка файлов по другим каналам невозможна.

Загружаемое ПО состоит из предварительно созданных файлов, содержащих двоичные исполняемые коды. В каждый процессорный модуль последовательно загружается два файла: файл системного ПО и файл прикладного ПО. Каждый файл загружается в специально отведенную область ППЗУ. Системное ПО одинаково для всех процессорных модулей и не зависит от выполняемых модулем функций.

Создание загрузочных файлов прикладного ПО осуществляется сертифицированными компиляторами и генераторами кода из комплексной САПР. Выделение ресурсов процессорного модуля и их распределение для выполнения прикладных задач осуществляется в САПР на этапе проектирования.

Каталог всех файлов, загружаемых в процессорные модули SVE2, и их копии хранятся на специальном сервисном компьютере, подключенном к сервисной ЛВС ПТК Teleperm XS. При включении питания процессорного модуля происходит контроль корректности версий загруженного программного обеспечения путем передачи в SU и последующего сравнения информации об имени, номере версии и контрольной сумме каждого загруженного файла с файлом, хранящемся на сервисном компьютере.

Программное обеспечение модулей ввода-вывода загружается в

ПЗУ модулей на заводе изготовителе и в процессе эксплуатации изменениям не подвергается.

При циклическом методе работы все прикладные функции выполняются в строго заданной последовательности во время неизменного цикла, независимо от изменения входных данных. Ошибки проявляются либо при первом цикле, либо при появлении некоторого инициирующего события. Отклонения циклической работы возможны практически только в том случае, если встречается аппаратная ошибка или модуль переводится в другое рабочее состояние во время обслуживания.

Функционирование модулей осуществляется строго циклически и полностью независимо от информации технологического процесса. Технологические функции безопасности рассчитываются исключительно в прикладном программном обеспечении, при этом информацией о существовании исходного события (нарушение или аварийная ситуация) не владеют ни прикладное программное обеспечение, ни системное программное обеспечение. То есть, состояние технологического процесса не оказывает влияния на внутренние системные состояния TXS и на системное поведение. Время циклов, нагрузки на модули и шины постоянны, и на них ни каким образом не влияют технологические ситуации. Следовательно, перерывы циклической обработки, связанные с технологическими событиями (прерываниями процесса) исключены.

В общем случае в течение каждого цикла работы любого отдельного модуля TXS может выполняться последовательно 3 задачи.

Первая задача - выполнение прикладных технологических алгоритмов. Выполнение алгоритмов осуществляется в строго заданной последовательности, которая определяется на этапе формирования (генерации) исполняемого файла посредством сертифицированной САПР. Эта задача имеет высший приоритет и выполняется от начала до конца в каждом цикле.

По окончании выполнения первой задачи системное ПО анализирует наличие запросов от сервисных средств на перевод модуля в другой режим работы, а также на выдачу в сервисные средства необходимой информации. В случае наличия таких запросов начинается выполнение второй задачи - отработка запросов сервисных средств. При отсутствии таких запросов или после окончания их выполнения управление передается третьей задаче. Третья задача заключается в выполнении процедур самотестирования аппаратных средств. Выполнение задачи производится до окончания установленного времени одного цикла для данного модуля. В проектах

блоков № 1, 2 Нововоронежской АЭС-2 для модулей разного функционального назначения установлены времена циклов в 25 мс и 50 мс. Задачи самотестирования, не выполненные в первом цикле из-за недостаточности времени, выполняются в течение последующих циклов до полного завершения. Не завершение всех задач самотестирования в течение одного часа воспринимается как ошибка. С учетом реальной загрузки процессоров в проекте ПТК АЗ-УСБИ для блока № 1 Нововоронежской АЭС-2 полный цикл самотестирования для всех типов шкафов не превышает 10-12 минут.

На рис. 5.3.1.4.3 приведена иллюстрация принципа циклического выполнения задач в модулях TXS.

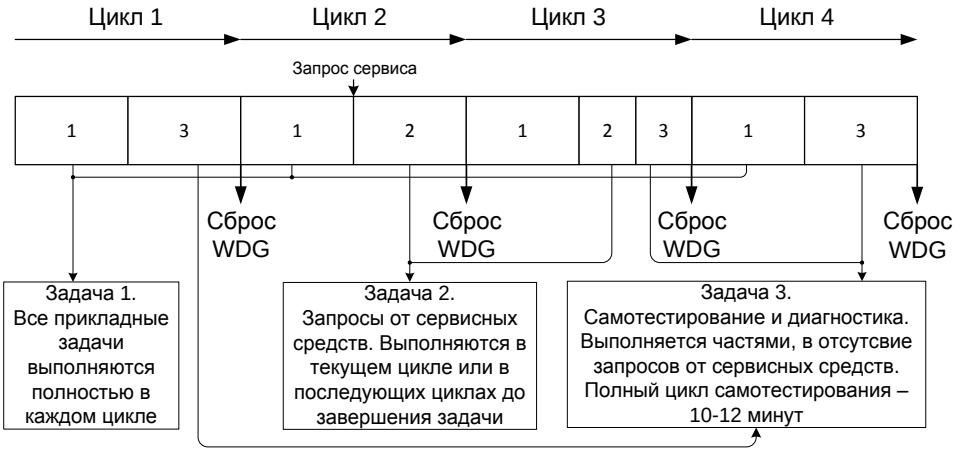


Рисунок 5.3.1.4.3 Организация циклической работы SVE2

Процесс выполнения прикладных задач в свою очередь состоит из следующих этапов:

- чтение данных из модулей ввода сигналов и запись в отведенные ячейки оперативной памяти процессорного модуля;
- чтение данных из оперативной памяти процессорного модуля связи, полученных по локальным сетям от смежных модулей, и запись их в отведенные ячейки двух портовой оперативной памяти процессорного модуля;
- последовательное выполнение функциональных диаграмм прикладных алгоритмов и запись результатов выполнения в отведенные ячейки оперативной памяти;
- передача данных из оперативной памяти в модули вывода сигналов;

- передача данных из оперативной памяти в двух портовое ОЗУ модуля связи для передачи по локальным сетям в смежные модули.

Использование циклической работы с фиксированным временем выполнения цикла позволяет реализовать достаточно простые способы диагностики работоспособности модулей.

Требуемая независимость прикладных и системных функций обеспечивается разделением ресурсов, используемых для их выполнения. В первую очередь это относится ко всем видам памяти процессорного модуля SVE2.

В процессорном модуле имеется четыре вида запоминающих устройств:

- EEPROM - постоянное запоминающее устройство для хранения загрузочной программы и штатных значений параметров (уставок), которые могут меняться в оперативной памяти с помощью SU в процессе ремонта и обслуживания;
- Flash EPROM - постоянное запоминающее устройство для хранения исполняемых кодов системного и прикладного ПО;
- RAM - оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) для хранения данных и результатов выполнения системных и прикладных задач;
- DP RAM - двух портовое ОЗУ для обмена данными между процессорными модулями, установленными в одном комплекте УСБ.

Распределение областей памяти между задачами показано на рис. 5.3.1.4.4.

Загруженное в ППЗУ системное и прикладное программное обеспечение оперируют абсолютными адресами при обращении к другим областям памяти для чтения или записи. При этом системные задачи не обращаются к областям памяти, с которыми работают прикладные задачи, и наоборот.

Выделение отдельных фиксированных областей памяти для размещения разных программ и результатов из работы, а также использование принципа, что только одна задача может записывать результаты своей работы в конкретные ячейки памяти, а другие задачи могут их только читать, обеспечивает полную независимость функционирования одних задач от функционирования других. При этом ошибочные результаты выполнения одной задачи, например, из-за неверных входных данных, при использовании их в других задачах также приведут к ошибочным результатам, но не повлияют на работоспособность и цикличность выполнения самих задач.

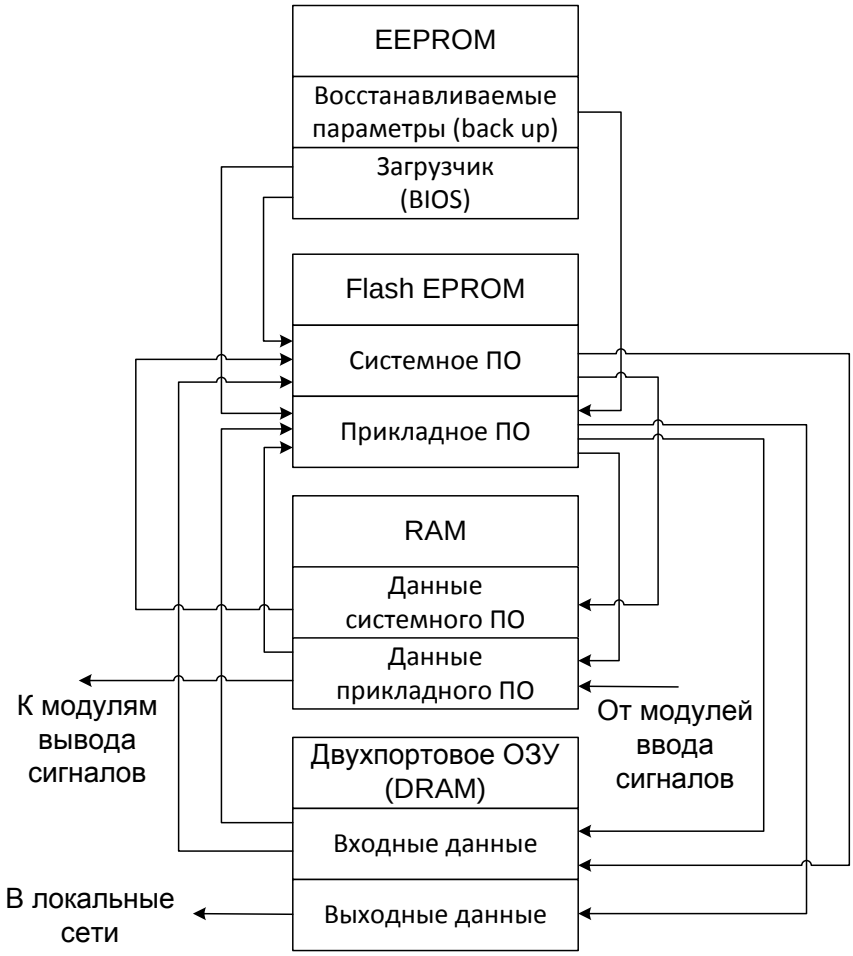


Рисунок 5.3.1.4.4 Принцип распределения областей памяти в SVE2

Кроме того, осуществляется статическое распределение следующих ресурсов в процессорных модулях и аппаратных компонентах:

- модули ввода-вывода и каналы ввода-вывода для прикладных функций;
- коммуникационные каналы для прикладных и сервисных функций;
- времена циклов работы процессоров и сетевых обменов;
- размеры пакетов и объемы данных, передаваемых по сетям в каждом цикле;

- ячейки памяти для позиций в сетевых сообщениях.

Распределение ресурсов модуля между задачами осуществляется во время генерации объектного кода, а также специальным программным компонентом (HOT) для двух портовой памяти при первом запуске модуля. В дальнейшей работе модуля программный компонент HOT не участвует.

Распределение ресурсов не может быть изменено во время работы.

Применение такого детерминированного подхода к распределению ресурсов обеспечивает полную независимость системных задач от результатов работы прикладных задач.

Работа локальных сетей обеспечивается с постоянной загрузкой, независимо от состояния технологического объекта.

Сетевой протокол Profibus работает независимо от данных технологического процесса. Никакая интерпретация данных прикладной программы не выполняется системным программным обеспечением процессорного модуля, реализующего сетевой протокол обмена и встроенным программным обеспечением сетевых модулей.

Во всех каналах связи, данные передаются как битовые строки (это применяется как для связи через монтажную шину, так и через последовательные сети).

Связь между модулями осуществляется без квитирования, без подтверждения, что:

- не приводит к взаимозависимости между индивидуальными модулями;
- исключает риск взаимной блокировки в случае постулируемых дефектов.

Все исполняемое программное обеспечение модуля SVE2 размещается во Flash EPROM и не может быть подвергнуто изменениям в процессе работы.

Процессор выполняет команды программного обеспечения, считывая их непосредственно из Flash EPROM. Данные для выполнения каждой команды считываются из заранее определенных ячеек оперативной памяти и двух портовой ОЗУ, а результаты записываются в заранее определенные ячейки оперативной памяти. Таким образом обеспечивается независимость программного обеспечения от данных, с которыми работает данное ПО. Соответственно любые значения используемых входных данных не могут повлиять на цикличность работы программного обеспечения.

Модули TXS не обрабатывают информацию абсолютного времени (не используется календарная дата, не используются долго работающие часы).

Синхронизация местных часов через сети, как потенциальный активатор для ошибок, не используется в TXS.

Процессорные модули и модули ввода-вывода TXS не синхронизированы: риск взаимной блокировки минимизирован.

Различное стартовое время индивидуальных модулей, шкафов, подсистем позволяет ограничить лишь одним модулем вероятность отказа, связанного с необнаруженными дефектами счетчиков времени.

Модули ввода TXS принимают стандартные аналоговые сигналы (SAI1), стандартные бинарные сигналы (SDI1-24) и преобразовывают электрические сигналы в числовые значения, выполняют коррекцию значений на основе проектных данных, а также делают сигналы доступными на монтажной шине TXS для дальнейшего использования в модулях обработки.

Модули вывода получают данные через монтажную шину, а также выводят их как стандартные бинарные (SDO1-24) или стандартные аналоговые электрические сигналы (SAO1). Каждый модуль имеет микроконтроллер с циклическим обновлением сигналов ввода или вывода и обеспечивает высокую степень детектирования внутренних и внешних отказов посредством обширного самотестирования, а также самоконтроля. Встроенное программное обеспечение проектируется в соответствии с проектной документацией, а также выполняет рекомендации для обеспечения надежной работы (циклическая работа, статическое распределение памяти, неприменение прерываний процесса, неприменение абсолютной даты или времени и пр.).

Обработка сигналов в модулях ввода-вывода ограничена приемом сигналов, преобразованием физического сигнала, преобразованием из электрического в числовое представление, соответственно, из числового в электрическое преобразование в соответствии с параметризацией модуля. Нет никакой функциональной обработки сигналов, которые модули принимают или выводят, кроме присвоения признака недостоверности (для модулей ввода) и учета признака недостоверности (для модулей вывода).

Шинный арбитр обеспечивает работу модулей на монтажной шине TXS.

Модули, работающие на монтажной шине TXS, могут использовать

шину только последовательно. Последовательность, в которой модули используют шину, определена арбитром шины. Модуль обработки SVE2 (или модуль связи SCP3) посылает сигнал запроса шины к арбитру. Если никакой запрос шины более высокого приоритета не является активным, арбитр сообщает это запрашивающему модулю посредством управляющего сигнала, таким образом назначая использование шины запрашивающему модулю. Модуль становится активным модулем и подтверждает передачу использования шины сигналом занятости на шине.

Арбитр гарантирует, что никакой модуль не использует шину дольше, чем 10 мс. Если какой-либо модуль превысит этот период времени, арбитр оценивает это как сбой, отменяет назначение шины для модуля-нарушителя через некоторое время, а также надолго исключает модуль из дальнейшей работы шины.

При этом доступ к монтажной шине, обработка логики в шинном арбитре независима от любых связанных с приложением сигналов; сообщения и структуры данных, обмениваемые через шину, имеют фиксированный размер, а также не интерпретируются или оцениваются арбитром. Поэтому нет никакого зависимого от технологического процесса или от времени пускового механизма для какого-либо постулируемого систематического отказа в арбитре.

Предотвращение распространения ошибок, возникших в результате получения недостоверных сигналов от датчиков или из-за отказов аппаратных средств в одном канале системы, на другие каналы реализуется как использованием свойством аппаратно-программных средств TXS, так и системными решениями на уровне прикладного ПО.

Диагностирование любой неисправности передающего устройства приводит к присвоению признаков недостоверности данным, которое передает это устройство либо на стороне передатчика, либо на стороне приемника.

В каждом канале происходит сравнение данных полученных во все остальных каналах и происходит отбраковка недостоверных значений.

Эксплуатационная надежность аппаратных и программных средств обеспечивается процедурами разработки и изготовления, соответствующими всем современным нормам, приведенным в международных документах, в том числе и в области ядерной безопасности.

Проверка правильности работы программного обеспечения проводится в несколько этапов, включая испытания ПТК в целом на полигоне изготовителя или поставщика. Испытания ПТК на полигоне

включают полную проверку всех системных и прикладных функций. Проверка реализации прикладных алгоритмов проводится для всех сочетаний входных сигналов каждого алгоритма. Процесс испытаний включает проверку таких системных характеристик как загрузка процессора, загрузка локальных сетей и время выполнения функций. Таким образом, после этих испытаний можно констатировать, что все программное обеспечение в совокупности с аппаратными средствами при нормальных условиях работает правильно. Поскольку, как было показано выше, функционирование системного программного обеспечения не зависит от состояния технологического процесса, то проявление сбоев в системном программном обеспечении (если они существуют) возможно только вследствие неких инициирующих событий, к которым не следует относить данные о состоянии технологического процесса и функционирование (включая ошибочное) прикладного ПО.

Проявление сбоев в прикладном программном обеспечении, связанных с неправильной реализацией заданных алгоритмов и необнаруженных в процессе тестирования, возможно только в одном комплекте, за счет применения программного разнообразия и разнообразия, определяемого человеческим фактором, при создании ПО в разных комплектах.

5.3.1.6 Контроль работоспособности ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Общие сведения о самодиагностике

Определение работоспособности оборудования инициирующих частей подсистем АЗ-УСБИ и ПЗ является важнейшей задачей, оказывающей существенное влияние на обеспечение безопасной эксплуатации РУ.

Применение программно-технических средств TELEPERM XS позволяет увеличить глубину диагностирования, применяя более совершенные алгоритмы диагностирования различных типов неисправностей и отказов, имеющих различное влияние на безопасность.

С учетом структуры комплектов, степени влияния конкретного типа оборудования на безопасность, диагностированию подлежат:

- оборудование, отказ которого оказывает существенное влияние на безопасность:

а) оборудование измерительных каналов (первичные преобразователи, оборудование TXS УГРС, модули приёма аналоговых и дискретных сигналов, линии связи);

б) оборудование, обеспечивающее обработку сигналов и формиро-

вание выходных сигналов или команд, отказ которого оказывает существенное влияние на безопасность (процессоры, коммуникационное оборудование, модули вывода);

- оборудование, отказ которого или сообщения о состоянии которого могут повлиять на работоспособность оборудования, но непосредственного влияния на безопасность не оказывает (срабатывание «сторожевого» таймера, отказ вентилятора, контроль наличия модулей, открытие двери шкафа).

Входные аналоговые сигналы контролируются в части:

- достоверности значений сигналов;
- рассогласования сигналов первичных преобразователей одноимённых параметров.

Программный функциональный модуль обработки аналоговых сигналов (A-SIG) используется для преобразования электрического входного сигнала (например ток 4 - 20 мА) в соответствующее физическое значение для последующей обработки. Кроме того, он обеспечивает возможность контроля достоверности и диапазона входного сигнала.

Кроме того, модуль A-SIG имеет возможность присвоения статуса «ОШИБКА» входному сигналу с целью исключения этого значения из дальнейшей обработки и возможность замены входного сигнала на замещающее значение (например, для целей тестирования или обслуживания). В случае выхода входного сигнала за допустимый диапазон, что свидетельствует об отказе какой-нибудь части измерительного канала, ему присваивается статус «ОШИБКА» и сигнал исключается из дальнейшей обработки в функциональных модулях «2 MIN», «2 MAX». Кроме того, формируется сообщение в шкаф MSI или MSI PPS. Мониторинг сигналов в модулях «2 MIN», «2 MAX» позволяет определить отклонение выходных сигналов этих модулей от определенного входного сигнала на величину более заданной и сформировать сообщение в MSI или MSI PPS. На основании этих сообщений формируются поканальные обобщённые сигналы «ОШИБКА каналов измерений АЗ-УСБИ (ПЗ)» для представления на панелях безопасности на БПУ и РПУ.

Входные дискретные сигналы контролируются в части:

- достоверности значений сигналов;
- соответствия одноимённых резервированных сигналов.

Бинарный функциональный блок TXS (B-SIG) используется для ввода бинарных значений. Он обеспечивает возможность контроля достоверности входного значения и антивалентности (недопусти-

мости комбинаций «0-0» и «1-1») в случае переключающих контактов. В этих случаях сигналу присваивается статус «ОШИБКА» и сигнал исключается из дальнейшей обработки в функциональных модулях «два из трех». Кроме того, формируется сообщение в MSI или в MSI PPS. Функциональный модуль B-SIG имеет возможность замены входного сигнала на замещающее значение (например, для целей тестирования или обслуживания).

Мониторинг сигналов в модулях «два из трех» позволяет определить несоответствие выходных сигналов этих модулей от определенного входного сигнала и сформировать сообщение в MSI или MSI PPS. Также, как и в случае аналоговых сигналов, на основании этих сообщений формируются поканальные обобщённые сигналы «Ошибка каналов измерений АЗ-УСБИ (ПЗ)» для представления на панелях безопасности на БПУ и РПУ (смотри рисунок 5.3.1.6.1). Все первичные сообщения о неисправностях и отказах поступают через шлюзы в СВБУ для использования в СППБ и для архивирования.

Оборудование TELEPERM XS обладает развитой функцией самодиагностики, реализуемой как с помощью базового, так и с помощью прикладного программного обеспечения. Стандартные механизмы самодиагностики включают:

- циклическую проверку памяти программ;
- постоянный контроль связей;
- контроль времени цикла посредством ПО и аппаратного сторожевого устройства (hardware watchdog);
- автоматический контроль сторожевого устройства (watchdog).

При появлении неисправностей технических средств или сбоев в работе программных средств оператору на панелях БПУ и РПУ представляется обобщённый сигнал о системном отказе в канале АЗ, ПЗ или отказе средств коммуникаций.

Обслуживающий персонал при помощи сервисной рабочей станции имеет возможность определить детальную причину неисправности.

Эффективным средством диагностирования функциональных отказов оборудования на базе программно-технических средств TELEPERM XS является использование алгоритма «сигнал жизни». Суть его состоит в следующем. Каждый из процессоров шкафов «A&P», «PPS», «VO», «MSI», «MI» на программном уровне генерирует прямоугольные импульсы частотой 1 Гц. Эти импульсы передаются во все связанные процессоры, где проходят обработку на достоверность и логическую обработку. Результаты позволяют судить об отказах процессоров или средств коммуникаций.

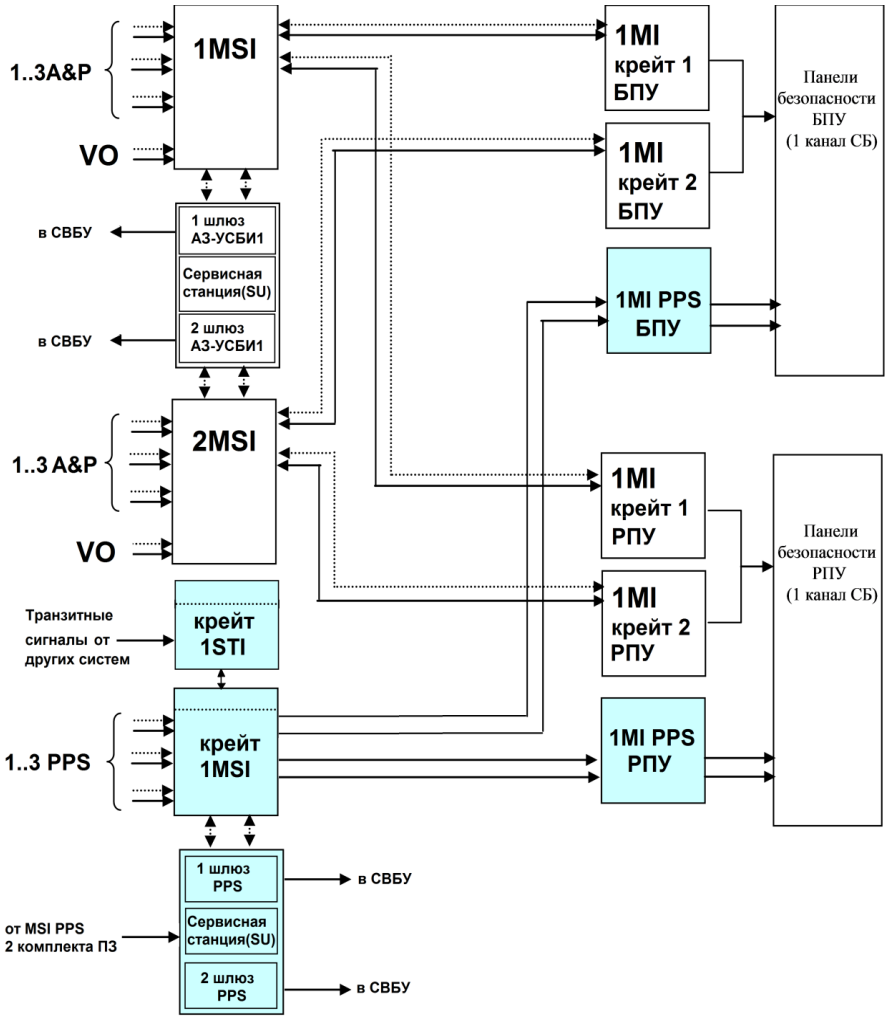


Рисунок 5.3.1.6.1 Схема передачи информационных сигналов на панели безопасности БПУ и РПУ для одного канала

Помимо этих сообщений, служебные модули шкафов формируют сообщения об отказе процессоров. Процессоры на основании работы драйверов вывода могут формировать сообщения об отказах модулей вывода. Все эти сообщения поступают через «MSI» в «MI» для преставления на панелях безопасности на БПУ и РПУ. В конечном итоге формируются следующие сигналы, свидетельствующие об отказах оборудования, которые могут оказать существенное влияние на безопасность:

- «отказ каналов процессорных шкафов обработки «A&P», «PPS»;
- «отказ шкафов контрольно-сервисного интерфейса «MSI»;
- «отказ шкафов «MI».

Средствами самодиагностирования шкафа TXS СПОТ формируется сигнал об его отказе, который и передаётся через «MSI» в «MI» для преставления на панелях безопасности на БПУ и РПУ в виде сигнала «Отказ TXS СПОТ».

В каждом шкафу TELEPERM XS имеется блок контроля шкафа, который работает независимо от установленных в шкаф процессоров и который контролирует важные рабочие состояния компонентов шкафа. Модуль контроля шкафа собирает сигналы контроля, обрабатывает и выдает их в виде следующих двоичных сигналов на шину шкафа для передачи в шкафы «MSI» и «MI»:

- открыта дверь шкафа;
- отказ питания;
- отказ вентилятора;
- отсутствие модуля;
- отказ процессора;
- отказ модуля / теста / имитации.

Эти сигналы за исключением сигналов «отказ процессора» и «открыта дверь шкафа» являются составляющими обобщённого сигнала «Неисправность комплекта TXS АЗ-УСБИ» на панелях безопасности на БПУ и РПУ.

Сигналы «открыта дверь шкафа» собираются в виде бинарных сигналов для всего оборудования TXS АЗ-УСБИ, на программном уровне объединяются с сигналами «открыта дверь шкафа АКНП (СВРК)» и передаются в виде сигнала «открыта дверь шкафа АЗ-УСБИ)» для преставления на панелях безопасности на БПУ и РПУ.

Аналогичным образом формируется обобщённый сигнал «открыта дверь шкафа ПЗ», но без учёта состояния дверей шкафов АКНП и СВРК. Эти сигналы обеспечивают контроль доступа к оборудованию, размещённому в помещениях каналов УСБ.

Возможные нарушения и отказы при эксплуатации

Отказы, которые могут возникнуть в ПТК АЗ-ПЗ УСБИ условно можно разделить на следующие категории:

- отказы шкафов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ (отказ модулей ПТК, перегорание предохранителей, нарушение внутришкафного проводного монтажа);

- отказ (нарушение) кабельных связей между шкафами TXS;
- отказ первичных преобразователей (датчиков) технологического процесса;
- отказ связей с ПТК ПУ.

Факт отказа шкафов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ в конкретном помещении или подсистеме ПТК АЗ-ПЗ УСБИ определяется при помощи табло сигнализации БПУ (РПУ), размещённых на панелях СБ:

«НЕИСПРАВНОСТЬ TXS АЗ-УСБИ»;

«НЕИСПРАВНОСТЬ TXS ПЗ».

Признаком отказа или неисправности в ПТК АЗ-ПЗ УСБИ является:

- свечение хотя бы одного из табло, на панелях безопасности БПУ и (или) РПУ, согласно таблице 5.3.1.6.1;
- срабатывание сигнализации о неисправности шкафов ПТК АЗ-ПЗ УСБИ на видеокадре диагностики АРМ СВБУ.

Таблица 5.3.1.6.1 – Перечень табло БПУ (РПУ) для контроля исправности программно-технических средств ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

Надпись на табло	Описание неисправности/отказа
ОТКАЗ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ E	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом E подсистемы АЗ-УСБИ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ F	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом F подсистемы АЗ-УСБИ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ G	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом G подсистемы АЗ-УСБИ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS ИМС, ИМ АЗ-УСБИ	Отказ в канале выполнения информационных функций подсистемы АЗ-УСБИ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS МО УСБИ	Отказ выполнения функций, выполняемых устройствами голосования (VO) подсистемы АЗ-УСБИ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS ПЗ КАНАЛ E	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом E подсистемы ПЗ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS ПЗ КАНАЛ F	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом F подсистемы ПЗ комплект 1(2)

Надпись на табло	Описание неисправности/отказа
ОТКАЗ TXS ПЗ КАНАЛ G	Отказ выполнения функций, выполняемых каналом G подсистемы ПЗ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS ИМС, ИМ ПЗ	Отказ в канале выполнения информационных функций подсистемы ПЗ комплект 1(2)
ОТКАЗ TXS СПОТ	Неисправность по выполнению функций запуска системы пассивного отвода тепла (PHRA) в оборудовании ПТК АЗ-ПЗ УСБИ комплект 1(2)
НЕИСПРАВНОСТЬ TXS АЗ-УСБИ	Аппаратная или программная неисправность (включая ошибку связи) в подсистеме АЗ-УСБИ комплект 1(2)
НЕИСПРАВНОСТЬ TXS ПЗ	Аппаратная или программная неисправность (включая ошибку связи) в подсистеме ПЗ комплект 1(2)

Признаком неисправности измерительного канала ПТК АЗ-ПЗ УСБИ является зажигание табло сигнализации БПУ (РПУ), размещённых на панелях СБ:

- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ E»;
- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ F»;
- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS АЗ-УСБИ КАНАЛ G»;
- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS ПЗ КАНАЛ E»;
- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS ПЗ КАНАЛ F»;
- «ОШИБКА ИЗМЕРЕНИЯ TXS ПЗ КАНАЛ G».

Причиной отказа измерительного канала может являться:

- недостоверность (выход за границы измерений) показаний первичного преобразователя показаний (ПИП);
- неисправность ПИП (не входит в состав ПТК АЗ-ПЗ УСБИ).
- неисправность в кабельных линиях связи ПИП (не входит в состав ПТК АЗ-ПЗ УСБИ);
- отказ модулей ПТК АЗ-ПЗ УСБИ (SAA1, SNV1 или SAI1);
- неисправность внутришкафного монтажа шкафа ПТК АЗ-ПЗ УСБИ.

Описание сигнализация отказа инициирующей части

Для обнаружения вероятного отказа по общей причине (ООП) программного обеспечения используется уже существующее устрой-

ство контроля исполнения алгоритмов, общий принцип работы которого показан на рисунке 5.3.1.6.3.2.

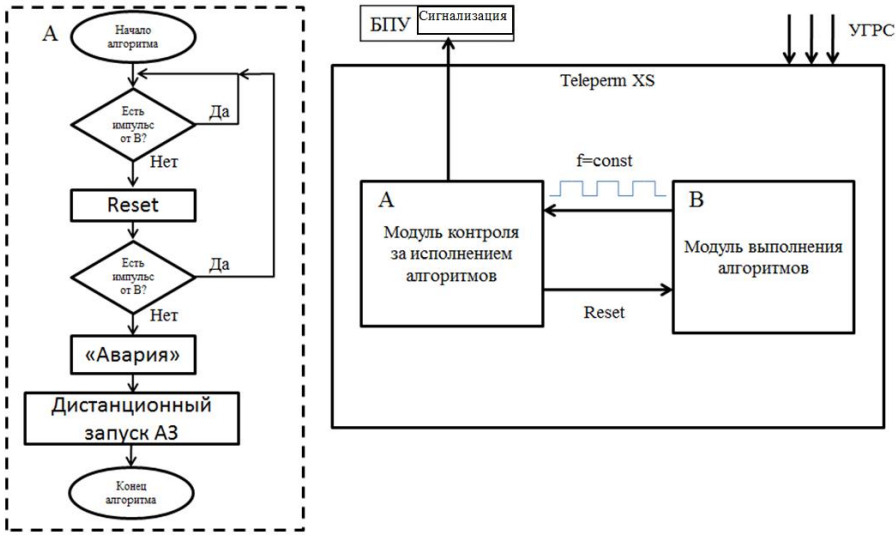


Рисунок 5.3.1.6.3.2 Общий принцип работы модуля контроля исполнения алгоритмов

В случае обнаружения ошибки в работе модуля выполнения алгоритмов SVE2 (модуль B) модуль контроля исполнения алгоритмов (модуль A) инициирует перезагрузку ПО модуля выполнения алгоритмов SVE2 (команда Reset). Если по истечении заданного времени не начнется получение импульсов от модуля выполнения алгоритмов, то модуль контроля исполнения алгоритмов сформирует сигнал об отказе модуля SVE2 (сигнал «Сигнализация») и передаст этот сигнал через шинную систему TXS, через шкафы MSI, MI на панели безопасности БПУ, РПУ и в СВБУ. При этом отказавший модуль выполнения алгоритмов сформирует на своем аппаратном выходе сигнал отказа модуля.

В случае отказа по общей причине MSI и MI обоих комплектов АЗ-УСБИ технологическая информация АЭС и диагностическая информация ПТК не отображается на панелях безопасности и на СВБУ. При ООП TXS информации доступной оператору недостаточно для диагностирования отказа модулей сбора и обработки сигналов шкафов A&P и VO. Для компенсации недостатка информации предусмотрена возможность передачи сигнала об отказе TXS на БПУ посредством устройства контроля исполнения алгоритмов.

Сигналы об отказе модулей TXS формируются устройством контроля исполнения алгоритмов после выключения вычислительного модуля SVE2, в результате неудачной попытки устранения отказа или сбоя перезагрузкой модуля.

Логическая схема формирования сигнала включения светозвуковой сигнализации на БПУ на примере подсистемы PS1 ПТК А3-ПЗ УСБИ 1-го блока НВ АЭС-2 приведена на рисунке 5.3.1.6.3.3.

Устройство информирует оператора об ООП посредством светозвуковой сигнализации на БПУ. При включении сигнализации оператор запускает системы безопасности посредством дистанционного управления.

Логика формирования устройством контроля исполнения алгоритмов сигнала отказа TXS исключает возможность одновременного срабатывания светозвуковой сигнализации на БПУ по причине ООП и по причине единичного отказа систем безопасности.

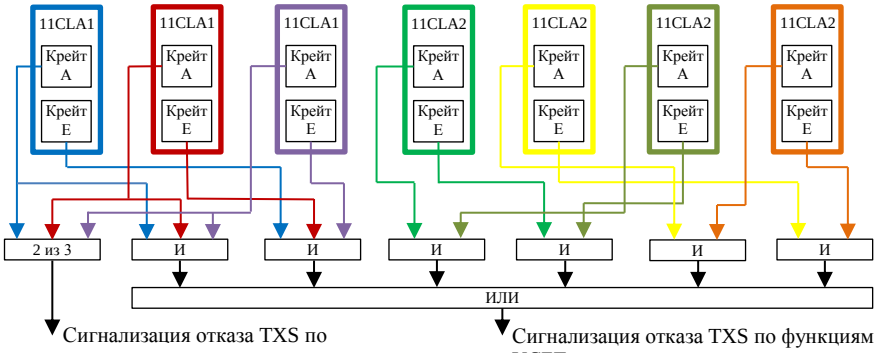


Рисунок 5.3.1.6.3.3 Логика формирования сигнала включения светозвуковой сигнализации на БПУ в связи с ООП для одного комплекта

Контроль исправности процессорного модуля SVE2. Сторожевой таймер

При нормальной работе процессорного модуля (SVE2) в шкафу TXS формирование сигнала «А3 в канале» по технологическим причинам происходит по цепочке CPU – Двухпортовое ОЗУ процессорного модуля – Шина К32 – Двухпортовое ОЗУ модуля вывода сигналов – Схема обработки данных – Выходной элемент.

Диагностика нарушений в работе процессорного модуля SVE2 осуществляется с помощью схемы сторожевого таймера, которая конструктивно располагается на отдельной микросхеме (ECCS) от основного процессора (CPU). Эта схема отслеживает нарушения в циклической работе процессорного модуля и формирует сигнал не-

исправности, который через отдельный разъем на процессорном модуле выдается в модули вывода аналоговых и дискретных сигналов, а также в устройство формирования обобщенного сигнала неисправности шкафа. Структурная схема формирования сигнала неисправности процессорного модуля приведена на рисунке 5.3.1.6.3.4. Обобщенный сигнал неисправности шкафа выдается во внешние цепи для организации сигнализации отказа по общей причине комплекта ПТК АЗ-ПЗ УСБИ. При отказе самого модуля вывода сигналов схема HW-WDG также осуществит обесточивание выходных цепей. Задействованные в схеме модули SDM2 и SPLM-CMU10 не содержат микропроцессорных компонентов.

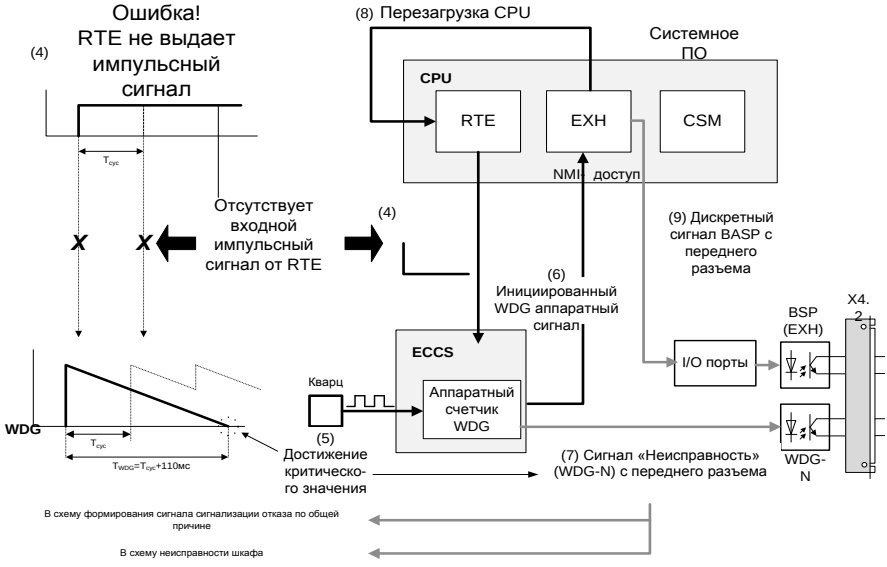


Рисунок 5.3.1.6.3.4 Схема формирования сигнала «Неисправность» в процессорном модуле

Сторожевой таймер (WDT) - это обратный счетчик, выполненный в аппаратном модуле ESSC2 независимо от центрального процессора SVE2. Сторожевой таймер обеспечивает обнаружение и сигнализацию нарушений циклических вычислений исполняющей системы RTE. Исполняющая система обеспечивает циклическое выполнение и контроль функций вычислительного модуля SVE2.

ESSC2 - специальная заказная интегральная схема, реализующая следующие функции: обработка прерываний, таймер, US ART, управление немаскируемыми прерываниями, мониторинг доступа к памяти, сторожевой таймер и др.

Вычислительный модуль SVE2 - это 32-разрядный микрокомпьютер (с 64-разрядным процессором), выполненный на печатной плате формата Евромеханика двойной ширины. Функции и режим работы модуля SVE2 определяются аппаратным обеспечением, программным обеспечением операционной системы Teleperm XS, а также прикладным программным обеспечением.

На первом цикле вычислений RTE сторожевому таймеру задается время счета, превышающее время цикла RTE, установленное программным обеспечением операционной системы Teleperm XS. Время счета сторожевого таймера превышает время цикла исполняющей системы RTE на 110 мс. До истечения времени сторожевого таймера счетчик должен периодически обновляться с помощью программного обеспечения RTE. Иначе, по истечении времени счетчика, сторожевой таймер генерирует сигнал активации, называемый WDG.

Реакция SVE2 на сигналы сторожевого таймера определяется путем параметризации - определения значений параметров SVE2.

Аппаратный сигнал WDG используется для обозначения отказа вычислительного модуля SVE2. Он также используется для выключения источников питания модулей ввода-вывода, с целью обеспечения безотказной работы соответствующего ПТК АЗ-ПЗ УСБИ независимо от средств программного мониторинга модуля обработки SVE2.

Когда сторожевой таймер активируется (например, когда счетчик обнуляется) он формирует немаскируемое прерывание, на основании которого микропроцессор вызывает обработчик прерываний и останавливает циклические вычисления. Обработчик прерываний (специальная служба обработки прерываний) сохраняет состояние ЦПУ SVE2 для последующего анализа и переводит процессор SVE2 в цикл ожидания (определенное состояние в случае сбоев). Активация обработчика прерываний отображается светодиодами на передней панели модуля SVE2.

Сигнал WDG управляет дискретным выходом X4.2 фронтального коннектора SVE2 независимо от команд микропроцессора. Дискретный сигнал сторожевого таймера формируется замыканием ключа контура между клеммами 14 и 16 и показан на рис. 5.3.1.6.3.5. Ключом является оптрон.

Дискретные выходы BASP и WDG коннектора на фронтальной панели модуля SVE2 используются для формирования сигнала включения модулей ввода-вывода (I/O). Подача логического нуля на вход модуля ввода-вывода отключает подачу питания с помощью

встроенного в модуль электронного переключателя. В это время загорается светодиод "ERR" на передней панели модуля SDO1 (модуля дискретного вывода) и информирует персонал об ошибке, а выходные сигналы переходят в безопасное состояние (состояние низкого потенциала).

Выключение питания модулей вывода через обработчик прерываний является средством разнообразия для обеспечения безотказной работы ПТК АЗ-ПЗ УСБИ.

Дополнительно, аппаратное исключение вызывает обработчик прерываний для того чтобы инициировать перезагрузку или отключение модуля SVE2. Перезагрузка происходит приблизительно через 0,4 мс после получения сигнала от сторожевого таймера WDG, если системный порт WDGRES активен. После вызова, обработчик прерываний деактивирует все выходные табло фронтальной панели SVE2 с помощью драйверов. Циклическое взаимодействие прекращается. После перезагрузки модуля SVE2, сторожевой таймер продолжает работать. При этом таймер устанавливается на максимальное время счета. Во время запуска при инициализации модуля SVE2 сторожевой таймер отключается. Во время инициализации системы программным обеспечением Teleperm XS сторожевой таймер снова запускается.

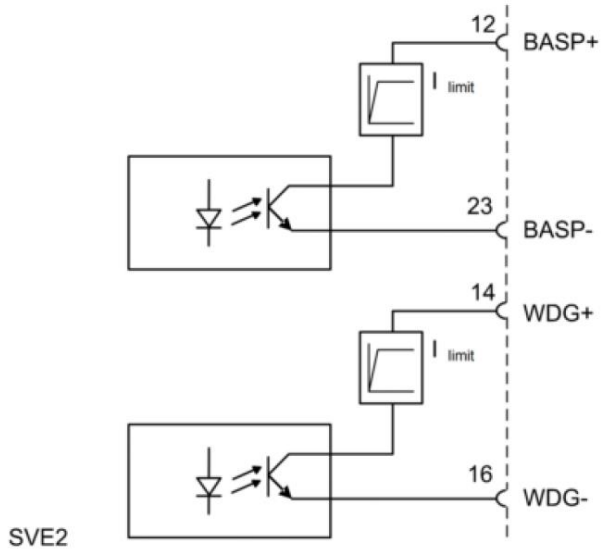


Рисунок 5.3.1.6.3.5 Сторожевой таймер

Когда время сторожевого таймера истекает первый раз, аппаратное прерывание приводит к автоматической перезагрузке центрального процессора (предполагается, что причиной активации сторожевого таймера стал неустойчивый (перемежающийся) отказ). Во время автоматической перезагрузки центрального процессора выполняется полная стартовая процедура самотестирования (углубленная проверка аппаратного обеспечения процессора). В случае, если процессор проходит самотестирование он возобновляет циклическую работу. Если время сторожевого таймера истекает вновь, прерывание, вызванное обработчиком, приводит к отключению CPU (предполагается, что причиной стал серьезный аппаратный сбой). Восстановление работы отключенного процессора может быть выполнено только путем повторной переустановки полного комплекта ПТК вручную. Тем не менее, до повторного пуска процессора было бы уместно провести полную проверку информации о неисправности.

Если обработчик прерываний вызывается исключением RTE или аппаратным исключением, реакция системы зависит от времени, пройденного с момента последней перезагрузки. Если прерывание происходит в течение заданного количества циклов после перезагрузки, SVE2 прекращает работу, в противном случае выполняется сброс с автоматическим перезапуском.

Аппаратный сторожевой таймер периодически проходит проверку с использованием циклического самотестирования. Для этой проверки, обновление сторожевого таймера происходит согласно заданию самотестирования. Реакция сторожевого таймера проверяется по соответствующим сигналам прерываний. Прерывания, вызываемые сторожевым таймером во время теста, блокируются.

При обнаружении ошибки в работе вычислительного модуля SVE2 средствами самотестирования RTE, реакция модуля зависит от места возникновения ошибки. Информация об ошибке передается модулю мониторинга систем SMM1. Далее информационное сообщение об ошибке может быть передано, например, на БПУ в виде сигнала. В случае нарушений циклических вычислений RTE, сторожевой таймер формирует исключение. Информация об ошибке передается модулю мониторинга системы SMM1 и т.д. Если информационный канал от вычислительного модуля SVE2 до БПУ не функционирует, необходимо предусмотреть возможность передачи информации об ошибке SVE2 на БПУ. Если зависание исполняющей системы, обнаруженное сторожевым таймером, не было устранено после перезагрузки системы, то при получении повторного сигнала от сторожевого таймера вычислительный модуль будет отключен.

Любой сигнал, связанный с отключением вычислительного модуля, может быть использован, как сигнал об ошибке.

Использование сторожевого таймера практически полностью исключает возможность зависания ПО.

5.3.1.7 Аппаратная часть ПТК А3-ПЗ УСБИ

Технические характеристики

ПТК А3-ПЗ УСБИ принимает следующие аналоговые сигналы:

- унифицированный токовый сигнал 4÷20 (20÷4) мА;
- сигналы от термоэлектрических преобразователей с НСХ ХА(К);
- сигналы от термопреобразователя сопротивления с НСХ 100П (R0 = 100 Ом, W_{100} = 1,391).

Гальваническое разделение оборудования ПТК А3-ПЗ УСБИ с источниками сигналов обеспечивается при помощи устройств, установленных в шкафах SC&D.

ПТК А3-ПЗ УСБИ принимает следующие дискретные сигналы:

- сигнал замыкающегося (размыкающегося) и переключающегося «сухого контакта» с напряжением коммутации +24 В;
- потенциальный сигнала напряжения постоянного тока +24 В.

ПТК А3-ПЗ УСБИ выдаёт следующие аналоговые сигналы:

- унифицированный токовый сигнал 4÷20 мА.

ПТК А3-ПЗ УСБИ выдаёт следующие дискретные сигналы:

- сигнал постоянного тока не более 0,1 А с напряжением 24 В.

Время формирования инициирующего сигнала аварийной защиты от момента формирования на входе в ПТК А3-ПЗ УСБИ сигнала, превышающего уставку, не превышает 0,15 с.

Время формирования инициирующего сигнала на запуск исполнительных механизмов СБ от момента формирования на входе в ПТК А3-ПЗ УСБИ сигнала, превышающего уставку, не превышает 0,25 с.

ПТК А3-ПЗ УСБИ обеспечивает передачу данных в СВБУ отдельно для каждой подсистемы через резервированные шлюзовые устройства (шкафы GW/SU) по стандарту «Ethernet» с использованием оптоволоконного канала связи с номинальной пропускной способностью не менее 100 Мбит/с.

ПТК А3-ПЗ УСБИ обеспечивает передачу в СВБУ инициативно (циклически, событийно) технологическую информацию с меткой времени для архивирования:

- о принятых и обработанных аналоговых сигналах (значение технологического параметра, сообщение о факте перехода значения технологического параметра через заданные границы) – циклически и событийно;
- об изменении значения входного дискретного сигнала – циклически и событийно;
- о факте срабатывания защиты – циклически и событийно;
- о результатах самоконтроля ТС/ПТС – событийно.

Присвоение метки времени для данных, передаваемых в СВБУ, выполняется в шлюзовом устройстве (шкаф GW/SU).

Шлюзовое устройство (шкаф GW/SU) обеспечивает приём от СВБУ сигнала синхронизации времени. Погрешность присвоения метки времени передаваемым данным не более ± 5 мс относительно принятой и зарегистрированной метки времени.

ПТК А3-ПЗ УСБИ обеспечивает контроль целостности цепей входных и выходных аналоговых и дискретных сигналов на обрыв и короткое замыкание с формированием соответствующей сигнализации на панелях безопасности.

ПТК А3-ПЗ УСБИ имеет резерв по входным и выходным сигналам до 10 % и по вычислительной мощности процессорных устройств до 20 %.

Оборудование ПТК А3-ПЗ УСБИ входит в состав систем измерительных в составе управляющих систем безопасности энергоблоков АЭС с реакторами типов ВВЭР-1200 и ВВЭР-1000 (ИС УСБ-АЭС-000), свидетельство об утверждении типа средств измерений от 11.06.2015г. RU.C.34.004.A № 58953.

Входные сигналы для функций А3, реализующихся в функциональном компьютере, представлены либо в виде телеграмм, проходящих через коммуникационное оборудование, либо в виде отдельных проводных сигналов, проходящих через модули приема.

Модуль выдачи аналоговых сигналов SAO1 предназначен для формирования восьми выходных сигналов в диапазоне ± 10 В.

Модуль приёма дискретных сигналов SDI1 предназначен для приёма 32 дискретных сигналов со следующими характеристиками:

- напряжение 24 В;
- ток 7 мА.

Модуль выдачи дискретных сигналов SDO1 предназначен для выдачи 32 дискретных сигналов со следующими характеристиками:

- напряжение 24 В;
- ток 250 мА.

Модули ввода осуществляют аналого-цифровое или дискретно-цифровое преобразование сигналов поступивших от шкафов SC&D.

Каждый резервированный канал получает информацию от собственных датчиков (аналоговые и дискретные сигналы) и информацию (цифровую) от датчиков других каналов этого комплекта.

Для передачи данных в ПТК АЗ-ПЗ УСБИ используются:

- система шин SINEC L2 для связи между резервируемыми каналами;
- система шин SINEC H1 для связи резервированных каналов с сервисной станцией и СВБУ.

Шкафы «A&P» относящиеся к одному комплекту, а также шкафы «PPS», имеют возможность осуществлять взаимный обмен цифровой информацией по оптоволоконным линиям связи SINEC L2, что обеспечивает невосприимчивость к электромагнитным помехам, гальваническую развязку и преодоление больших расстояний. Шинная система SINEC L2 используется в Teleperm XS для передачи данных между компьютерами автоматизации в пределах системы.

Обмен между каналами осуществляется посредством:

- процессорного блока SVE2 (функция коммуникационного процессора) и коммуникационных модулей SL22, SLM2;
- оптоволоконных линий связи SINEC L2.

Обмен данными по SINEC L2 осуществляется телеграммами в пределах одного комплекта без подтверждения получения телеграммы адресатом. Скорость передачи данных по SINEC L2 – 12 Мбит/с. Коммуникационный процессор SVE2 определяет достоверность или недостоверность сигнала с телеграммой от двух других резервированных каналов безопасности и в случае недостоверности присваивает сигналу статус «Ошибка». Далее этот сигнал по шине K32 передается в процессор сбора и обработки SVE2.

Из модулей приема оцифрованные сигналы от датчиков поступают в процессоры обработки SVE2, где вначале происходит масштабирование и проверка на соответствие заданному измерительному диапазону. Затем отмасштабированные сигналы по одноименным параметрам обрабатываются по логике «два из трех» для дискретных сигналов и «2MIN» или «2MAX» для аналоговых сигналов. Аналоговые сигналы со статусом «Ошибка» или «ТЕСТ» считаются недостоверными и исключаются из обработки по принципу «2MIN»

или «2MAX». Дискретные сигналы со статусом «Ошибка» или «ТЕСТ» считаются недостоверными и переключают логику обработки трех резервированных сигналов с «два из трех» на логику:

- «один из двух» (один недостоверный сигнал из трех);
- «один из одного» (два недостоверных сигнала из трех).

Шкафы «A&P» выдают сигналы защиты в части УСБИ в шкафы «VO» для мажоритарной обработки «2 из 3» по каждому защитному действию. Передача данных сигналов осуществляется по оптоволоконным линиям связи SINEC L2.

В шкафу «VO» оптические сигналы принимаются и преобразуются в электрические в модулях SLM2. И далее через коммуникационные модули TXS PROFIBUS - SL22 поступают в процессорный блок SVE2. Данный процессорный блок SVE2 несет функцию коммуникационного процессора и отвечает за сетевые связи по SINEC L2 с оборудованием данного шкафа. Из данного коммуникационного процессора сигналы поступают по задней шине K32 в процессорный блок SVE2.

Сформированные сигналы защиты от «A&P» по каждому критерию запуска технологических систем безопасности обрабатываются в процессорном блоке SVE2 по принципу два из трех.

В каждом комплекте ПТК АЗ-ПЗ УСБИ предусмотрено четыре шкафа «VO». Два основных и два в горячем резерве. Основной и резервный шкафы получают одну и ту же информацию для голосования одноименных дискретных сигналов в соответствии с логикой два из трех. Результаты голосования сравниваются по логике «ИЛИ», которая реализована на диодной развязке и поступают в устройства приоритетного управления по каждому критерию запуска систем безопасности. Таким образом, единичный отказ в одном шкафу «VO» не приведет к невыдаче команды защиты на запуск систем безопасности в подсистеме УСБИ.

В каждой паре (основной-резервной) голосуется своя часть от общего количества сигналов на запуск систем безопасности. Эти сигналы распределены по каждой паре одного комплекта таким образом, чтобы сигналы соответствующие одному и тому же исходному событию попадали в различные пары. Таким образом, потеря одной пары приведет к потере только части сигналов на автоматический запуск систем безопасности в данном комплекте. Полученные команды на запуск систем безопасности от первого комплекта поступают в первый канал безопасности исполнительной части УСБТ, а от второго во второй.

Шкафы «PPS» помимо оборудования необходимого для выполнения функции ПЗ, имеют в своем составе оборудование «MSI PPS». Типовой набор модулей, способы получения и выдачи информации в «MSI PPS», «MSI PS», «MI» совпадают с типовым набором из состава шкафа «A&P». Обработка информации «MSI PPS», «MSI PS», «MI» осуществляется в соответствии с принятой концепцией сигнализации. Инициирующая часть СПОТ реализована в двух шкафах СПОТ (по одному шкафу на комплект). В шкаф СПОТ приходят сигналы от УГРС, соответствующего комплекта. Выходные команды поступают в исполнительную часть УСБТ. Сигналы о работе СПОТ поступают в шкафы «MSI»

В шкафу PHRA (СПОТ) используются следующие стандартные аппаратные модули TXS:

- программируемый модуль обработки аналоговых сигналов SPAM1;
- модуль защитной логики SPLM1-PL10;
- программируемый модуль-таймер SPLM1-PT10.

Стандартный шкаф SC9422

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ состоит из 49 шкафов, построенных на базе программно-технических средств Teleperm XS.



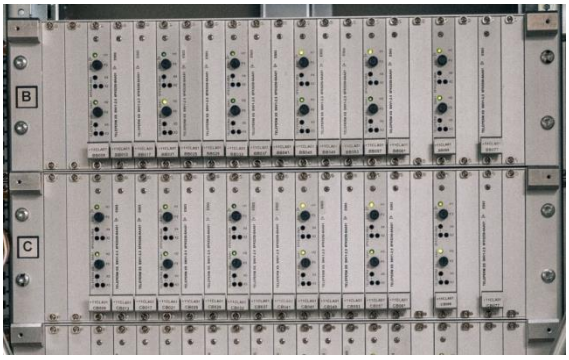


Рисунок 5.3.1.7.2.2 Внешний вид и крейты шкафа ПТК АЗ-ПЗ УСБИ, на примере

Внешний вид стандартного шкафа SC9422 приведен на рисунках 5.3.1.7.2.1.

Типовой крейт SRACKx

Каждый шкаф включает в себя крейты. Крейт – это корзина, ячейка, в которую возможно установить модули, в зависимости от выполняемых функций. В верхней части его чаще всего устанавливаются модули резервированного питания, в проекте Нововоронежской АЭС - это два резервированных канала питания. В нижней части крейта устанавливаются процессорные модули – SVE2, в которых осуществляется обработка заданных проектом алгоритмов, процессорные модули SVE2 – осуществляющие коммуникационные функции, набор модулей ввода дискретных сигналов – SDI, вывода дискретных сигналов – SDO, ввода аналоговых сигналов – SAI, вывода аналоговых сигналов – SAO и коммуникационные модули SL22. Набор модулей внутри крейта шкафа Teleperm XS зависит от выполняемых им функций.

Основные компоненты конфигурируются в зависимости от специфических требований систем безопасности. Вычислительный узел состоит из крейта с одним или несколькими процессорами, а также необходимыми модулями периферии и коммуникационного оборудования.

В крейт устанавливаются модули ввода/вывода, блоки питания, вентиляторы для охлаждения модулей, внутришкафная шина для связи между модулями. Функциональный компьютер – это отдельный программируемый модуль системы Teleperm XS. Он выполняется как заменяемый модуль и содержит:

- центральный процессор;
- оперативное запоминающее устройство (RAM), электрически перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство (EEPROM) и область памяти ППЗУ (Flash -EPROM);
- интерфейс к внутришкафной шине;
- двухпортовую коммуникационную память.

Процессор передачи данных SCP3

Процессор передачи данных SCP3 осуществляет функции интерфейса между магистральной шиной TXS и сетями TXS-Ethernet. Он может использоваться для построения сетей TXS-Ethernet любой топологии и двухточечных линий связи.

В качестве протокола связи используется протокол Ethernet, соответствующий требованиям стандарта IEEE 802.3. В совокупности устройств, относящихся ко 2 классу безопасности, процессор SCP3 должен использоваться только в дуплексном режиме передачи данных. Указанный режим устанавливается автоматически, если процессор SCP3 используется вместе с компонентами сети TXS-Ethernet, разрешенными для этих систем.

Процессор SCP3 состоит из модуля обработки, который используется как базовый модуль, и коммуникационного модуля LAx100.

Процессор SCP3 устанавливается в крейт SRACK1, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейта SRACK1.



Рисунок 5.3.1.7.2.3
Модуль обработки SVE2

Модуль обработки SVE2

Модуль обработки SVE2 представляет собой 32-разрядный микрокомпьютер, выполненный на печатной плате двойного формата высоты (рисунок 5.3.1.7.2.3) Eurocard, и имеет следующие основные характеристики:

- 64-бит микропроцессор: AMD K6-2E 266 МГц;
- 128-Кбайт двухпортовая оперативная память (как коммуникационная память);
- статическая оперативная память КМОП на 2 Мбайт;
- встроенное программируемое флэш-СППЗУ на 2 Мбайта;
- 64-Кбайт ЭСППЗУ для системных параметров;
- 32-разрядный интерфейс с монтажной шиной TXS: 24 адреса и 32 сигнала данных;
- два последовательных интерфейса Sub-D на передней панели;
- интерфейс с 96 выводами для подключения комбинированных модулей.

Модуль SVE2 выполняет обработку данных (сигналов), получаемых от модулей входных сигналов и коммуникационных модулей ПТС

TXS в соответствии с программами, записанными в его ППЗУ, а также используется как основной модуль процессоров связи для шин TXS-Profibus и TXS-Ethernet.

Программы, записываемые в ППЗУ модуля SVE2, создаются с использованием специализированной САПР «SPACE» на основе функциональных диаграмм.

Функции и режим работы модуля SVE2 полностью определяются конфигурацией ПТС TXS в сочетании с операционной системы TELEPERM XS и прикладным программным обеспечением, генерируемым с помощью автоматических генераторов команд САПР «SPACE».

Модуль SVE2 устанавливается в крейт SRACK1, подключаясь, таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейта SRACK1.

Модуль связи по шине ProfiBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку, SL22



Рисунок 5.3.1.7.2.4
Коммуникационный модуль SLM2

Модуль связи по шине ProfiBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку, SL22 представляет собой дополнительный модуль для модуля обработки SVE2 и предназначен для построения процессоров связи для шины TXS-Profibus. Каждый модуль SL22 реализует два интерфейса связи с шиной TXS-Profibus.

Модуль SL22 также дает возможность прямого подключения модуля SVE2, к шине TXS-Profibus. К одному модулю SVE2 может быть подключено до четырёх модулей SL22, а это означает, что для одного модуля SVE2 возможна реализация до восьми интерфейсов к сети TXS-Profibus. Модуль SL22 подключается к модулю SVE2 при помощи 96-штырькового разъёма-розетки.

L2 Коммуникационный модуль SLM2

L2 Коммуникационный модуль SLM2 является концентратором для оптических сетей TXS-Profibus (L2), общий вид модуля представлен на рисунке 5.3.1.7.2.4.

Каждый модуль SLM2 имеет один электрический порт (уровня RS-485) и два оптических порта. Порты независимы по отношению друг к другу. Модуль SLM2 передает все сообщения, полученные во всех

других портах, и может, поэтому использоваться для перенесения данных с одного устройства на другое (с оптического на электрическое и наоборот).

Модуль SLM2 главным образом используется в сочетании с модулями связи SL22 для установления коммуникационных связей между компьютерами. Эти коммуникационные связи могут быть конфигурированы как электрическая или оптическая шина (линейная топология), или как резервированное оптическое кольцо.

Все модули SL22, к которым можно получить доступ по оптическим и/или электрическим связям, принадлежат к одной сети. Это применяется также, если эти связи осуществляются через модули SLM2.

Модули обработки SVE2, которые подключены к модулям связи SL22, являются терминальными устройствами в этих сетях.

Для сетей TXS-Profibus применяются следующие ограничения:

1) число модулей SLM2 в сети ограничено 16;

2) число модулей SL22 в сети ограничено 31;

3) не разрешается осуществлять электрические конфигурации с целью резервирования с помощью модулей SLM2;

4) две оптоволоконные связи должны всегда использоваться для оптических подключений.

Для модуля SLM2 требуется рабочее напряжение величиной $24В_{пост}$. Может использоваться резервный источник питания для увеличения эксплуатационной готовности.

Отказы модуля формируются электрическим сигнальным контактом.

Модуль SLM2 реализован в металлическом корпусе и в шкафах SC9422 устанавливается на DIN-рейку.

Модуль связи по шине LEBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку - SBU1

Модуль связи по шине LEBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку, SBU1 является партнером модуля SKO1. Вместе с модулем SKO1 он позволяет подключать крейт расширения к компьютеру SVE2. Общий вид модуля и структура шины LEBUS приведена на рисунке 5.3.1.7.2.5.

Модуль SKO1 и соответствующий модуль SVE2 устанавливаются в базовом крейте, а модуль SBU1 устанавливается в крейте расширения. Эти два модуля подключены через шину LEBUS (локальная шина расширения).

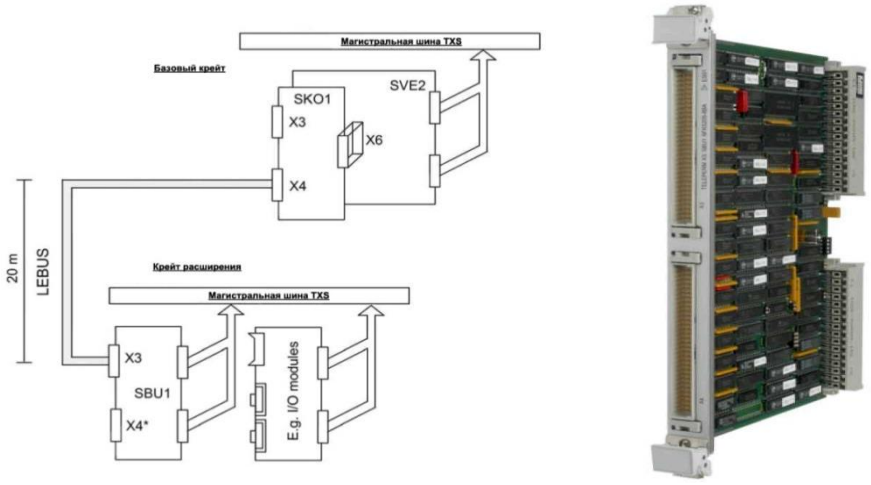


Рисунок 5.3.1.7.2.5. Структура шины LEBUS и общий вид модуля SBU1

Модуль SBU1 устанавливается в крейт SRACK1 или SRACK2, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейтов SRACK1 и SRACK2.

Коммутатор TXS Ethernet SES1

Коммутатор TXS Ethernet SES1 предназначен для построения сетей Ethernet в соответствии со стандартом IEEE 802.3, используя кабели витой пары и оптоволокна.

Коммутатор SES1 оборудован тремя портами для подключения кабелей типа «витая пара» (10/100BASE-T/TX, RJ45-розетка) и двумя портами для подключения оптоволоконных кабелей (100BASE-FX, парные SC-коннекторы).

Модуль связи по шине LEBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку - SKO1

Модуль связи по шине LEBUS с лицевой панелью, устанавливаемой на DIN-рейку, SKO1 представляет собой дополнительный модуль связи для модуля обработки SVE2.

Модуль SKO1 и соответствующий модуль SVE2 устанавливаются в базисный крейт, а модуль SBU1 устанавливается в крейт расширения. Эти два модуля подключаются через шину LEBUS (локальная шина расширения).

Модуль SKO1 подключается к модулю SVE2 при помощи 96-штырькового разъёма-розетки.

Модуль ввода бинарных сигналов SDI1-24

Модуль цифровых входных сигналов SDI1-24 предназначен для приёма 32 бинарных сигналов с номинальным уровнем сигнала 24 $В_{пост}$. Значения входных сигналов передаются в модуль SVE2 через магистральную шину TXS. Общий вид модуля представлен на рисунке 5.3.1.7.2.6.

Микроконтроллер в модулях SDI1-24 обеспечивает циклический опрос (приём) сигналов и обеспечивает высокую скорость детектирования внутренних и внешних ошибок на основе всесторонних функций самоконтроля.

Модуль SDI1-24 устанавливаются в крейт SRACK1 или SRACK2, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейтов SRACK1 и SRACK2.



Рисунок 5.3.1.7.2.6 Модуль ввода бинарных сигналов SDI1-24

При помощи отдельных кабелей модули SDI1-24 через разъём на лицевой панели подключаются к модулю подключения SCM2.

Модуль вывода бинарных сигналов SDO1-24

Модули вывода бинарных сигналов SDO1-24 используются для вывода 32 бинарных сигналов с номинальным уровнем сигнала 24 $В_{пост}$ (для модуля SDO1-24). Модуль SDO1-24 получают информацию о значениях выходных сигналов через магистральную шину TXS.

Микроконтроллер в модуле выполняет циклическое обновление выходных сигналов и обеспечивает высокую скорость детектирования внутренних и внешних ошибок на основе мощных функций самоконтроля.

Модуль SDO1-24 устанавливается в крейт SRACK1 или SRACK2, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейтов SRACK1 и SRACK2.

Модуль входных аналоговых сигналов SAI1

Модуль входных аналоговых сигналов SAI1 предназначен для приёма 16-ти аналоговых сигналов (при несимметричной схеме подключения) или восьми сигналов (при дифференциальной схеме подключения). Вид подключения выбирается один для всех входов модуля (реализация различных схем подключения в рамках одного модуля невозможна). Общий вид модуля представлен на рисунке 5.3.1.7.2.7.



Рисунок 5.3.1.7.2.7
Модуль входных аналоговых сигналов SAI1

Модуль может принимать как токовые сигналы, так и сигналы напряжения.

Значения, измеренные модулем SAI1, передаются в модуль SVE2 через магистральную шину TXS.

Микроконтроллер в модуле SAI1 обрабатывает циклический прием сигналов и обеспечивает высокую скорость детектирования внутренних и внешних ошибок на основе мощных функций самоконтроля.

Модуль SAI1 устанавливается в крейт SRACK1 или SRACK2, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейтов SRACK1 и SRACK2.

Модуль преобразования сигнала от датчика температуры STT1

Модуль преобразования сигнала от датчика температуры STT1 предназначен для приёма сигналов от термопар или термометров сопротивления и преобразования их в выходной нормированный сигнал, который линейно пропорционален значению температуры. Общий вид модуля представлен на рисунке 5.3.1.7.2.8.

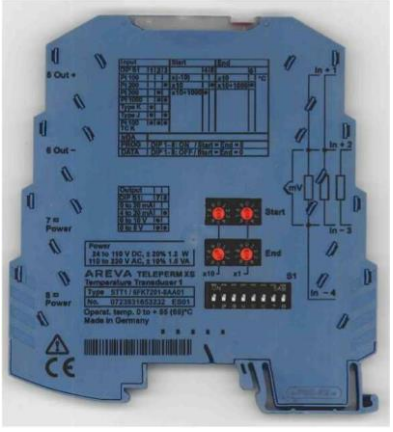


Рисунок 5.3.1.7.2.8
Модуль преобразования сигнала от датчика температуры STT1

Выходной сигнал (в зависимости от настроек модуля STT1) может быть

или сигналом напряжения, или токовым сигналом.

Модуль STT1 реализован в пластиковом корпусе и в шкафах SC9422 устанавливается на DIN-рейку.

Модуль аналоговых сигналов SAA1

Модуль аналоговых сигналов SAA1 предназначен для обеспечения электропитанием источников аналоговых сигналов, приема входных токовых сигналов и формирования выходных сигналов (тока или напряжения), а также обеспечения защиты приёмников выходных сигналов от скачков напряжения. Общий вид модуля представлен на рисунке 5.3.1.7.2.9.



Рисунок 5.3.1.7.2.9
Модуль аналоговых сигналов SAA1

Модуль SAA1 содержит два канала приёма сигналов и обеспечивает как двухпроводные, так и четырехпроводные схемы подключения источников входных сигналов.

Модуль SAA1 устанавливается в крейт SR-3U, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 48 выводами) на шину крейта, расположенную на задней стенке крейта SR-3U.

Модуль выходных аналоговых сигналов SAO1

Модуль выходных аналоговых сигналов SAO1 предназначен для выдачи восьми токовых сигналов или восьми сигналов напряжения.

Модуль SAO1 получает через магистральную шину TXS информацию о значениях восьми отдельных сигналах, которые формируются отдельно в виде восьми сигналов напряжения или восьми токовых сигналах. Какой из сигналов (напряжения или тока) будет использован – зависит от проекта системы (ПТК), которая создаётся на основе ПТС TXS.

Микроконтроллер в модуле SAO1 обрабатывает циклический вывод сигналов и обеспечивает высокую скорость детектирования внутренних и внешних ошибок на основе мощных функций самоконтроля.

Модуль SAO1 устанавливается в крейт SRACK1 или SRACK1,

подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 64 выводами) на магистральную шину TXS, расположенную на задней стенке крейтов SRACK1 и SRACK2.

Множитель стандартных сигналов SNV1-2.5

Множители стандартных сигналов SNV1-2.5 и SNV1-10 предназначены для приёма аналогового токового сигнала или сигнала напряжения (0 … 2,5 В для модуля SNV1-2.5 и 0 … 10 В – для модуля SNV1-10), преобразования их в токовый сигнал в номинальном диапазоне 0 - 20 мА или 4 - 20 мА и размножения на четыре отдельных гальванически развязанных выходных канала.

Общий вид модуля SNV1-2.5 представлен на рисунке 5.3.1.7.2.10.

Модули SNV1-2.5 устанавливаются в крейт SR-3U, подключаясь таким образом при помощи разъёма (с 48 выводами) на шину крейта, расположенную на задней стенке крейта SR-3U.



Рисунок 5.3.1.7.2.10
Множитель стандартных сигналов SNV1-2.5

Блок вентилятора SFAN1

Блок вентиляторов предназначен для принудительной вентиляции ПТС TXS, установленных в шкафу SC9422, как отдельно, так и в крейтах SRACK1 и SRACK2, соответственно.

SFAN1 включает в свой состав один блок вентиляторов, состоящий из блока управления и трёх вентиляторов одинакового размера (как правило, применяется в крейтах SRACK1).

Блок управления блоков вентиляторов SFAN1 непрерывно измеряет температуру воздуха с помощью температурного датчика и адаптирует скорость вентиляторов к измеренной температуре.

Блок вентиляторов SFAN1 реализован в металлическом корпусе и крепятся в шкафу при помощи винтовых соединений.

5.3.1.8 Алгоритмы ПТК АЗ-ПЗ УСБИ

ПТК АЗ-ПЗ УСБИ состоит из трех подсистем: подсистемы аварийной защиты реактора и запуска системы безопасности первого канала СБ, подсистемы аварийной защиты реактора и запуска системы безопасности второго канала СБ, подсистемы предупредитель-

ной защиты реактора. Каждая подсистема функционирует независимо от других и выполняет конкретные, заданные проектом функции.

Алгоритмы функционирования ПТК АЗ-ПЗ УСБИ изложены в проектном документе – «Техническое задание на проектирование СКУ безопасности, реализованной с помощью TELEPERM XS. Описание задач уровня 1-3 по реализации функций безопасности». Согласно этому документу все алгоритмы, согласно которым функционирует ПТК АЗ-ПЗ УСБИ, разделены на группы по выполняемым функциям, и называются функциями безопасности (ФБ). Каждая функция безопасности имеет свое название и выполняет свою задачу для обеспечения безопасности энергоблока в целом, как при эксплуатации, так и в аварийных режимах. (Смотри также введение к разделу 5.3)

5.3.2 Диверсная система защиты (ДСЗ)

Необходимость реализации ДСЗ

Управляющая система безопасности по технологическим параметрам (УСБТ), аварийных и предупредительных защит в АСУ ТП АЭС-2006 реализованы на программируемых технических средствах TELEPERM XS (TXS).

При рассмотрении влияния отказов на функционирование системы должны анализироваться и последствия отказов программного обеспечения.

Под ошибкой (отказом) программы понимают всякое невыполнение программой возложенных на неё функций.

Дефекты ПО являются систематическими, а не случайными, поэтому принцип единичного отказа не может быть отнесён к ПО системы также как он применён к техническому обеспечению [3-4].

Следует признать, что абсолютно надежных программ не существует, так как абсолютная степень надежности не может быть теоретически доказана.

В настоящее время не существует признанного метода оценки вероятности или частоты отказов, возникающих из-за недостатков ПО. Поэтому при проведении расчётов показателей надёжности для двух комплектов программируемых средств УСБТ постулируется и в соответствии с рекомендациями НТЦ ЯРБ принята вероятность возникновения отказа 10^{-5}, вследствие чего требуемая по техническому заданию на СУЗ УСБТ вероятность невыполнения функции инициирующей части СУЗ УСБТ ($< 5*10^{-7}$) не достигалась.

Возможность возникновения ООП из-за ПО должна рассматриваться уже при проектировании. Если постулированные условия возникновения отказа по общей причине (ООП) могут быть спрогнозированы, то для защиты ООП из-за применения ПО может потребоваться изменение проекта и применение специальных средств защиты, включая разнообразие ПО [4].

Если требуемая надёжность превышает реально достижимую с применением ПО, то используются дополнительные независимые системы, каждая из которых способна выполнять назначенную функцию безопасности.

Российские и международные нормативные документы однозначно указывают, что надежную защиту от ошибок по общей причине (ООП), связанных с возможными ошибками в ПО, можно реализовать только на основе принципа разнообразия.

Для реализации принципа разнообразия, как одного из направлений по преодолению ООП, необходимо наличие независимой от системы АЗ-УСБТ диверсной системы защиты (ДСЗ), реализованной на других технических средствах. Эта система должна обеспечить перевод энергоблока в контролируемое и безопасное состояние для различных проектных исходных событий.

Решение о применении разнообразия(диверсификации) принималось с учетом положений ГОСТ Р МЭК 62340-11 [4]. («Меры проекта по предотвращению отказа по общей причине связаны с архитектурой систем контроля и управления, которая включает, по крайней мере, две системы контроля и управления, выполняющие функции категории А. Доказательство того, что любая индивидуальная система контроля и управления не имеет ошибок, невозможно, и поэтому существование скрытых дефектов и связанных с ними механизмов срабатывания не может быть исключено в принципе».

В связи с этим постулирован ООП ПО как запроектная ситуация и принято решение о её преодолении с вводом в проект диверсной системы защит.

ДСЗ в случае отказа инициирующей части системы АЗ-УСБТ или исполнительной части системы АЗ по общей причине должна обеспечивать выполнение следующих основных функций безопасности при наступлении проектных исходных событий режимов категории 2, 3, 4:

- аварийной остановки реактора и поддержания его в подкритическом состоянии;

- аварийного отвода тепла от реактора;
- удержания радиоактивных веществ в установленных границах.

В настоящей главе рассматривается реализация компенсирующих мероприятий по предотвращению последствий отказа инициирующей части СУЗ-УСБТ из-за отказа программного обеспечения путем выполнения части функций на независимой системе защит.

5.3.2.1 Структура и назначение ДСЗ

В каждом канале СБ устанавливается по одному одинаковому комплекту ДСЗ. В состав каждого комплекта входят по 3 шкафа (канала) комплекса средств автоматизации (КСА) ДСЗ производства ООО «Московский завод Физприбор» (см. рисунок 5.3.2.1.1).

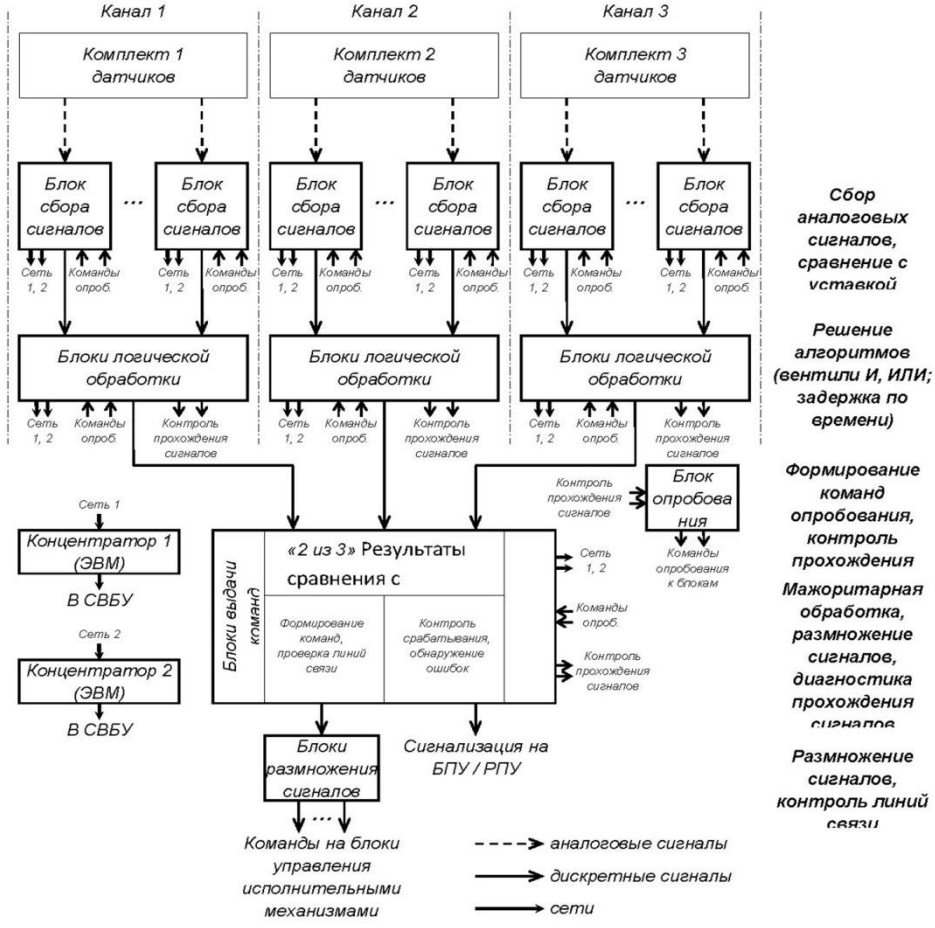


Рисунок 5.3.2.1.1 Структурная схема комплекса КСА ДСЗ

КСА ДСЗ предназначен для:

- ввода и обработки аналоговых и дискретных сигналов от первичных преобразователей (датчиков) и смежных систем (аппаратуры контроля нейтронного потока, панелей БПУ, устройства для гальванической развязки сигналов (УГРС), программно-технических комплексов локальных защит (ПТК ЛЗ) и TXS) для выдачи сигналов ООП и реализация функций защит на непрограммируемых средствах;
- представления на блочном пункте управления и в СВБУ энергоблока информации о контролируемых параметрах и состоянии частей комплекса с помощью непрограммируемых и программируемых средств.

В каждом шкафу реализован один канал защит с питанием от двух источников: постоянного и переменного тока.

Формирование логики «2 из 3» защит на останов реактора производится двумя выключателями прерывания питания ОР СУЗ по переменному и двумя по постоянному току (смотри рисунок 5.3.2.1.2).

Формирование логики «2 из 3» защит инициирующей части УСБТ производится в шкафах КСА и проводными связями передаются в существующую исполнительную часть УСБТ, ПТК приоритетного управления, (далее ПТК ПУ) на модули приоритетного управления исполнительными механизмами (далее МПУ). Один МПУ управляет одним механизмом. Для исключения отказов МПУ по общей причине, внутри МПУ реализован принцип разнообразия.

Распределение приоритетов выполнения команд защит УСБТ реализованных в МПУ в порядке убывания:

- автоматическое управление от TXS (штатная работа при отсутствии отказа);
- от ДСЗ (при отказе TXS (невыдаче команд));
- от ключей БПУ, РПУ;
- от систем управления нормальной эксплуатации.

При срабатывании ДСЗ, также как и при срабатывании TXS, накладывается запрет на 30 минут на выполнение команд оператора.

Для выполнения команд защит на останов реактора команды от TXS и ДСЗ равно приоритетны.

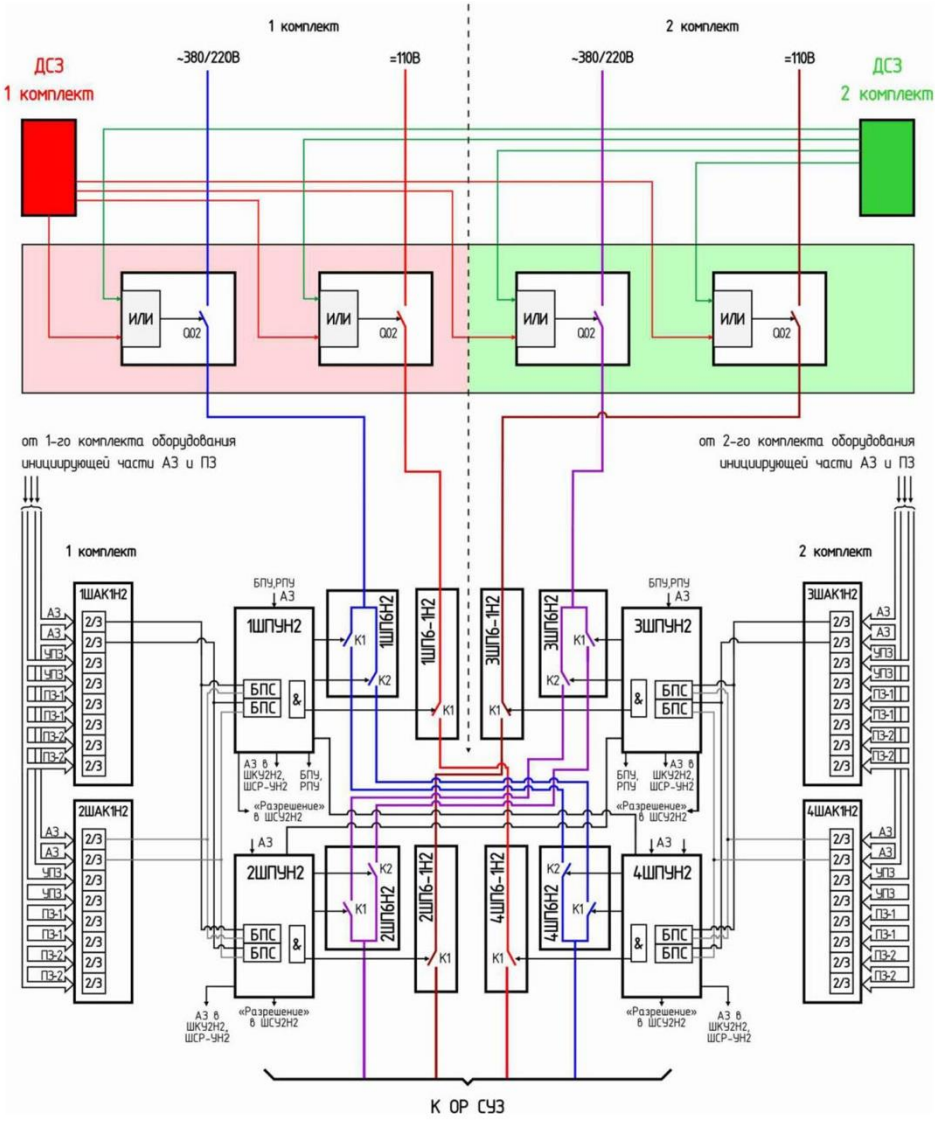


Рисунок 5.3.2.1.2 Структурная схема управления шкафами прерывания питания ДСЗ

В качестве источников аналоговых параметров для TXS и ДСЗ используются существующие датчики. Для исключения влияния работы TXS и ДСЗ выполнено гальванически разделённое размножение сигналов на имеющихся в составе СУЗ – УСБТ непрограммируемых модулях гальванического разделения в шкафах УГРС.

Такое решение было принято для обеспечения строгой последовательности работы вначале защиты на TXS, при отсутствии отказа, затем ДСЗ из-за того, что уставки срабатывания защит TXS и ДСЗ отличаются незначительно. В случае использования различных датчиков не исключается возможность срабатывания ДСЗ раньше TXS, что может спровоцировать оператора на неправильные действия.

Например, в СУЗ-УСБТ уставка аварийной защиты по уровню в парогенераторах составляет $H_{ном}$-650 мм, а в ДСЗ $H_{ном}$-700 мм. Отличие составляет менее трех погрешностей измерения, что при разных датчиках может привести к нарушению последовательности работы систем.

Таким образом, основной причиной использования общих датчиков является необходимость обеспечения последовательности срабатывания вначале СУЗ – УСБТ затем ДДСЗ при исправности обеих систем.

При этом в части выполнения функции АЗ системы ДСЗ и СУЗ-УСБТ равно приоритетны. По отношению к управлению системами безопасности приоритет отдан командам СУЗ-УСБТ. В соответствии с алгоритмами ДСЗ формирует команды на обесточивание приводов СУЗ для останова реактора, локализацию гермообъема и ввод в работу системы пассивного отвода тепла (СПОТ).

Реализация функций защиты на непрограммируемых средствах позволяет исключить из рассмотрения непредсказуемую надёжность ПО и влияние на функцию защиты аспектов информационной безопасности. Расчёты надёжности возможны для непрограммируемых технических средств, в том числе с учётом ООП, и невозможны для программного обеспечения.

КСА ДСЗ основывается на следующих инновационных подходах:

- реализация алгоритмов защит на непрограммируемых средствах (логические вентили, счётчики, регистры и др.) без использования микроконтроллеров и ПЛИС любой степени интеграции;
- реализация непрограммируемыми средствами цифровой обработки аналоговых сигналов (преобразование шкал, фильтрация, 50 Гц, демпфирование, линеаризация, компенсация температуры холодного спая, необходимой коррекции значений параметров) посредством табличной обработки на микросхемах энергонезависимой памяти;
- периодическая автоматизированная проверка (опробование) основной доли оборудования, включая проверку алгоритмов, внут-

рисистемных линий связи, линий связи с исполнительными механизмами непрограммируемыми средствами;

- резервирование (троирование) не только датчиков, но и аппаратных средств реализации алгоритмов защит с возможностью опробования оборудования без вывода его из эксплуатации и без потери функции защит, на работающем энергоблоке;
- наличие внутренней резервированной локальной сети и резервированной сети связи с информационно - управляющей системой энергоблока для выдачи информации о дискретных и аналоговых сигналах, срабатывании системы, состоянии технических средств, при этом невозможность влияния программируемых сетевых средств на средства непрограммируемой логики обеспечивается аппаратно.

Встроенные средства проверки обеспечивают диагностику от выходов датчиков до линий связи с модулями управления исполнительными механизмами, входящими в УСБТ.

5.3.2.2 Состав и функции ДСЗ

Комплекс ДСЗ состоит из двух комплектов. Каждый из комплектов, выполненный в трех шкафах базовых ШБ (смотри рисунок 5.3.2.2.1), состоит из инициирующей и исполнительной части.



Рисунок 5.3.2.2.1 Общий вид шкафов ДСЗ

Инициирующая часть состоит из трёх каналов, каждый из которых размещён в отдельном шкафу, и имеющих свой независимый набор первичных преобразователей (датчиков), и формирующих обобщённые сигналы защиты в исполнительную часть подсистемы и в исполнительную часть СУЗ-УСБТ. Инициирующая часть подсистемы предназначена для:

- контроля сигналов от датчиков технологических параметров, сравнения их с соответствующими уставками;
- логической обработки дискретных сигналов о достижении контролируемыми параметрами соответствующих уставок;
- выдачи сигналов в другие подсистемы СУЗ, программно-технический комплекс локальных защит каналов безопасности;
- мажоритарной обработки одноименных сигналов защит на запуск исполнительных механизмов систем безопасности по логике «2 из 3» и «2 из 4»;
- формирования команд защиты в исполнительную часть ДСЗ и в исполнительную часть УСБТ;
- формирования сигналов для представления информации первопричины срабатывания на БПУ и РПУ;
- самотестирования с выдачей сигнала неисправности для дальнейшей обработки и представления информации на БПУ и РПУ.

Исполнительная часть предназначена для:

- приёма обобщенных сигналов защиты из соответствующего комплекта инициирующей части подсистемы;
- мажоритарной обработки этих сигналов по логике «2 из 3» и «2 из 4»;
- формирования команды на останов реактора;
- выдачи команд в АЗ и УСБТ.

Функции ДСЗ разделяются на основные и вспомогательные.

Основными функциями ДСЗ являются:

- получение и обработка сигналов от датчиков;
- сравнение их с уставками;
- логическая обработка дискретных сигналов от сравнения с уставками;
- мажоритарное голосование;
- выдача команд в АЗ и УСБТ.

Вспомогательными функциями ДЗС являются:

- самодиагностика (опробование);
- расширенная диагностика;
- передача информации о состоянии аналоговых и дискретных сигналов в СВБУ.

Основные функции ДСЗ и самодиагностика (опробование) реализованы на средствах жесткой логики.

Шкафы ШБ обеспечивают кроссировку входных и выходных цепей, а также размещение и функционирование служебных блоков:

- двух блоков питания ГН-26-24;
- одного блока контроля сопротивления изоляции и наличия напряжения БКИН-Д.
- не более одного концентратора (модуль процессорный МП) для организации локальной сети;
- до тридцати шести функциональных блоков реализации основных функций (смотри рисунок 5.3.2.2.2).

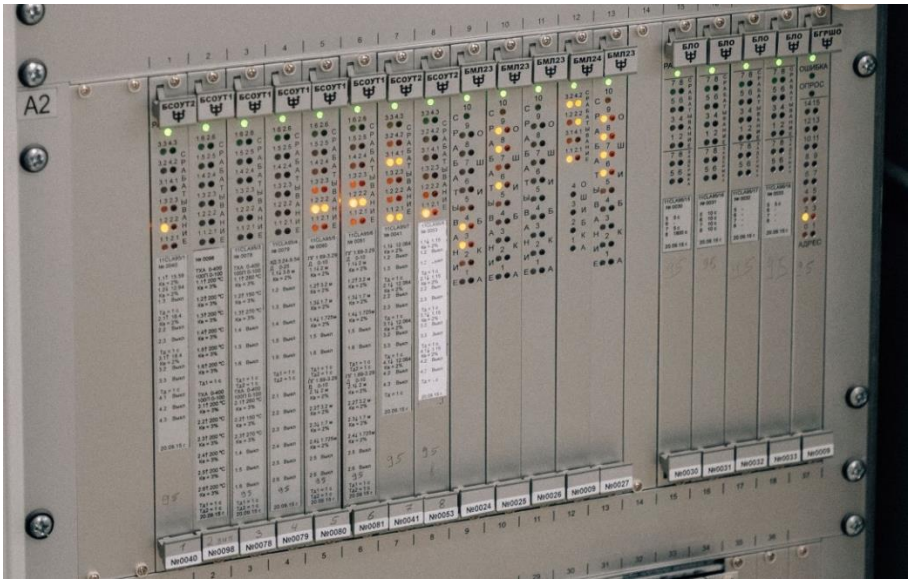


Рисунок 5.3.2.2.2 Расположение функциональных блоков в шкафу ДСЗ

Функциональность ДСЗ обеспечивается проводными связями между блоками.

Состав функциональных блоков шкафа является проектно-компонуемым на основании задания проектной организации.

БКИН-Д Блок предназначен для построения цепей сигнализации с целью контроля понижения сопротивления изоляции, отклонения напряжений на шинах шкафа от номинальных значений и пропадания напряжений на источниках питания базового шкафа ШБ.

БРС Блок обеспечивает четыре схемы размножения одной входной команды на четыре выхода; разделение выходных сигналов на диодной схеме; контроль линий связи индивидуально для каждой линии; защиту выходов от перегрузки и короткого замыкания; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БСОУТ2 Блок обеспечивает прием унифицированных сигналов тока (0-20) мА на 4 гальванически изолированных входа; первичную обработку входных сигналов: фильтрацию, демпфирование, масштабирование; формирование дискретных сигналов срабатывания при достижении входными сигналами заданного порогового уровня (уставки срабатывания) с регулируемой зоной возврата; срабатывание на понижение или повышение (три независимых уставки на один сигнал); опробование (приведение выходов в заданное состояние) индивидуально для каждого выхода блока; диагностику входных сигналов, выходных сигналов и самого блока; сигнализацию срабатывания светодиодами лицевой панели блока; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БО Блок обеспечивает формирование команд опробования функциональных блоков через параллельную шину опробования; контроль правильности прохождения команд опробования через функциональные блоки с помощью шины опробования; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть; заданную периодичность опробования блоков комплекса (определяется требованиями надёжности); для исключения выдачи ложных команд в режиме опробования приняты следующие меры:

- режим опробования не инициируется при наличии срабатывания хотя бы одного выходного ключа в любом блоке выдачи команд;
- в режим опробования могут быть переведены блоки сбора сигналов и логической обработки только одного из трёх каналов одновременно;
- режим опробования отменяется при наличии сигналов срабатывания, не предусмотренных алгоритмом опробования.

БСОУТ1 Блок обеспечивает прием унифицированных сигналов тока (0-20) мА от датчиков уровня на 2 гальванически изолированных входа; прием унифицированных сигналов (0-20) мА от датчиков давления на 2 гальванически изолированных входа для коррекции уровня; первичную обработку входных сигналов: фильтрацию, демпфирование, масштабирование; коррекцию входных значений уровня по сигналам коррекции от датчиков давления (один сигнал коррекции на один вход уровня); формирование дискретных сигналов срабатывания при достижении скорректированными входными сигналами заданного порогового уровня (уставки срабатывания) с регулируемой зоной возврата; срабатывание на понижение или повышение (шесть независимые уставок на один сигнал); опробование (приведение выходов в заданное состояние) индивидуально для каждого входа уровня по внешнему дискретному сигналу; диагностику входных сигналов, выходных сигналов и самого блока; сигнализацию срабатывания светодиодами лицевой панели блока; сигнализацию исправности блока; реализацию функциональности блока БСОТП при подаче сигналов от ТП и ТС через нормирующие преобразователи с выходами в виде унифицированных сигналов тока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БЛО Блок обеспечивает логическую обработку (логические вентили И, задержка по времени) дискретных сигналов; настраиваемую задержку по времени в диапазоне 0...54 мин с шагом 0,1 с индивидуально для каждого элемента задержки; опробование (приведение входов и выходов в заданное состояние) индивидуально каждой группы логических вентилей; сигнализацию срабатывания (наличия сигналов на выходе вентилей) светодиодами лицевой панели блока; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БВК Блок обеспечивает мажоритарную обработку четырех входных троированных сигналов (первопричин) по логике «2 из 3» по схеме шести ключей, формирование и выдачу команд на блоки БРС; обработку троированных сигналов в трёх независимых субблоках – внутреннее троирование; формирование и выдачу сигналов срабатывания (наличие сигнала на выходе «2 из 3») и ошибки (состояние «не 3 из 3»); диагностику схемы блока до каждого выходного ключа; индивидуальное блокирование прохождения (накладку) для каждого из входных сигналов каждой первопричины через разъём лицевой панели блока; сигнализацию срабатывания и ошибки светодиодами лицевой панели блока для каждой первопричины; недопущение

ложных команд на выходе блока при опробовании; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БГРШО Блок обеспечивает гальваническую развязку шины опробования между шкафами; сигнализацию исправности блока.

БСК Блок обеспечивает две схемы управления двумя силовыми ключами по одной команде; гальваническое разделение силовых ключей друг от друга и от входов команд; проверку наличия напряжения на силовых ключах (разомкнутого и запитанного состояния ключа) индивидуально для каждого ключа и выдачу сигналов состояния каждого силового ключа; возможность последовательного соединения двух силовых ключей (в том числе из разных блоков БСК) для формирования мажоритарных схем «2 из N» на ключах.

БУСК Блок обеспечивает формирование и выдачу команды управления на блоки БСК (до двух блоков БСК при параллельном соединении их входов команд); приём сигналов состояния ключей от блоков БСК (до двух блоков БСК); блокирование прохождения команды (накладку) кнопкой с фиксацией на лицевой панели блока; совместную работу с двумя дополнительными блоками БУСК для формирования мажоритарных схем «2 из 3» на ключах управляемых блоков БСК – троирование блоков БУСК; формирование совместно с двумя дополнительными блоками БУСК сигнала срабатывания (состояние «2 из 3» по выходам данного и дополнительных блоков) и сигнала ошибки (состояние «не 3 из 3» – рассогласование сигналов); длительность команды управления на блоки БСК не менее 6 с (при наличии срабатывания); выдачу команды управления на блоки БСК по команде опробования; недопущение опробования при наличии сигналов замыкания ключей в любом из двух дополнительных блоков БУСК (недопущение формирования ложной команды при опробовании); сигнализацию срабатывания и ошибки светодиодами лицевой панели блока для каждой мажоритарной схемы; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БМЛ23 Блок обеспечивает логическую обработку входных дискретных сигналов на 9 мажоритарных схемах «2 из 3»; гальваническое разделение двух из трёх входных сигналов для схем «2 из 3»; формирование и выдачу сигналов срабатывания (наличие сигнала на выходе «2 из 3») и ошибки (состояние «не 3 из 3» – рассогласование сигналов); сигнализацию срабатывания и ошибки светодиодами лицевой панели блока для каждой мажоритарной схемы; логическую обработку по схеме ИЛИ четырёх сигналов с выходов мажори-

тарных схем (два вентиля ИЛИ); опробование (приведение входов и выходов в заданное состояние) индивидуально каждой мажоритарной схемы и вентиля ИЛИ; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БМЛ24 Блок обеспечивает логическую обработку входных дискретных сигналов типа «сухой контакт» на 4 мажоритарных схемах «2 из 4» (питание контактов от блока); формирование и выдачу сигналов срабатывания (наличие сигнала на выходе «2 из 4») и ошибки (состояние «не 4 из 4» – рассогласование сигналов); формирование сигналов срабатывания по двум замкнутым и двум разомкнутым контактам; диагностику обрыва линии связи индивидуально для каждого сухого контакта при условии установки параллельно контакту сопротивления 10 кОм; сигнализацию срабатывания и ошибки светодиодами лицевой панели блока для каждой мажоритарной схемы; сигнализацию исправности блока; формирование и выдачу информационных и диагностических сигналов в цифровой форме в локальную сеть.

БСО10 Блок БСО10 предназначен для приема унифицированных сигналов постоянного тока (4..20) мА от датчиков давления, температурных датчиков; преобразования сигналов давления в температуру насыщения; формирования дискретных сигналов срабатывания при достижении разностью температуры насыщения и температурного сигнала заданных предельных значений; формирования дискретных сигналов срабатывания при достижении сигналов температуры от температурных датчиков заданных предельных значений, формирования управляющих дискретных сигналов при достижении входного сигнала заданных уставок предельных значений.

БСО75 Блок БСО75 предназначен для приема унифицированных сигналов постоянного тока (0..20) мА от датчиков давления; преобразования сигналов давления в температуру насыщения; формирования дискретных сигналов срабатывания при достижении разностью сигналов температур насыщения заданных предельных значений; формирования дискретных сигналов срабатывания при достижении сигналами давления заданных предельных значений.

5.3.2.3 Локальная сеть ДСЗ

Сбор аналоговых и дискретных сигналов с технических средств комплекса и их выдачу в две взаиморезервирующих локальных сети осуществляют микроконтроллеры, встроенные в функциональные блоки. Кроме того, микроконтроллеры независимо от опробования осуществляют непрерывную диагностику отдельных узлов функци-

ональных блоков, в частности, контроль сигналов АЦП, содержимого памяти, прохождения дискретных сигналов.

Локальные сети работают под управлением двух взаиморезервирующих концентраторов (каждый в двух из трех шкафов ШБ каждого комплекта) – промышленных ЭВМ (модуль процессорный МП производства ООО «Московский завод «ФИЗПРИБОР»). Концентраторы установлены непосредственно в шкафах комплекса.

Концентраторы реализуют следующие программные функции:

- сбор и обработка сигналов от источников информации энергоблока по двум взаиморезервирующим локальным сетям;
- проверку рассогласования одноименных аналоговых сигналов, проверку диапазонов сигналов с целью обнаружения отказов узлов аналого-цифрового преобразования блоков и / или датчиков;
- диагностику аппаратных и программных средств комплекса;
- передачу в СВБУ информации о состоянии технологического процесса в системах энергоблока.

Программа «Концентратор» хранится во встроенной FLASH-памяти процессорного модуля и запускается автоматически при включении питания. После загрузки концентратор считывает файлы конфигурации, которые хранятся на твердотельном жестком диске.

Для сбора сигналов с функциональных блоков используются два независимых интерфейса RS-485. Передача информации в СВБУ осуществляется через интерфейс Ethernet с использованием протокола UDP.

Просмотр диагностической информации возможен непосредственно на концентраторах при подключении выносного монитора.

Для каждой из двух взаиморезервирующих локальных сетей предусмотрено отображение следующих статистических параметров (видеокадр «Статистика сети»):

- общее количество переданных концентратором в функциональные блоки и принятых от функциональных блоков пакетов;
- количество пакетов от функциональных блоков, принятых с ошибкой контрольной суммы;
- количество ошибок порта RS-485 суммарное и по типам;
- период опроса функциональных блоков.

Для сети связи концентратора с СВБУ отображаются следующие статистические параметры:

- количество запросов идентификации;

- количество подтверждений идентификации;
- количество пакетов данных переданных в СВБУ;
- количество подтвержденных данных;
- количество обрывов связи между концентратором и СВБУ.

Для каждого функционального блока отображается (видеокадр «Блоки»):

- состояние связи с Концентратором;
- тип блока;
- заводской номер;
- месяц и год производства блока;
- значения информационных сигналов блока;
- признак неисправности блока.

Для блока опробования отображается результат последнего опробования. В случае обнаружения неисправности отображается список блоков, в которых локализована неисправность, и номер шага опробования, на котором обнаружена неисправность.

Видеокадр «Рассогласование» предназначен для отображения результатов расчета рассогласований аналоговых сигналов. Отображаются значения аналоговых сигналов по трем каналам и рассчитанные величины рассогласований.

Модуль процессорный (МП 100)

Локальная сеть работает под управлением двух взаиморезервирующих концентраторах (далее – МП модуль). МП установлен непосредственно в шкафах комплекса. Предусмотрено два модуля на три шкафа.

МП реализует следующие программные функции:

1. Сбор и обработку сигналов от оборудования ДСЗ по двум взаиморезервирующим локальным сетям.

2. Проверку рассогласования одноименных аналоговых сигналов, проверку диапазонов сигналов с целью обнаружения отказов узлов АЦП преобразования блоков или датчиков.

3. Диагностику аппаратных и программных средств комплекса

4. Передачу в СВБУ информации о состоянии технологического процесса и технических средств.

Программа «Концентратор» хранится во встроенной FLASH-памяти процессорного модуля и запускается автоматически при включении

питания. После загрузки концентратор считывает файлы конфигурации, которые хранятся на твердотельном жестком диске.

Для сбора МП модулем сигналов с функциональных блоков используется два независимых интерфейса RS-485. Передача МП модулем информации в СВБУ осуществляется через интерфейс Ethernet (электрический или оптический) с использованием протокола UDP. Связь МП с СВБУ осуществляется через два взаиморезервирующих шлюза (промышленные ЭВМ).

На лицевой панели установлены светодиоды контроля состояния МП 100. Функционирование МП 100 осуществляется в соответствии с функциями, заложенными в установленном программном обеспечении. Индикатор «PWR» на лицевой панели модуля зажигается при одновременном наличии признака исправности модуля, формируемого микроконтроллером, и признака исправности схемы тактирования модуля, формируемого аппаратным сторожевым таймером.

5.3.2.4 Алгоритмы срабатывания защит ДСЗ

Структура алгоритма ДСЗ по обесточиванию ОР СУЗ на примере понижения уровня теплоносителя в КД приведена на рисунке 5.3.2.4.1. Каждый из аналоговых сигналов вводится от трёх одноимённых датчиков в три шкафа ДСЗ. В шкафах ДСЗ (в блоках БСО-УТ1) каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции уровня / компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учётом зоны возврата. Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» (в блоках БМЛ23) и логической обработке (в блоках БМЛ23, БЛО, БУСК) для формирования команды на обесточивание ОР СУЗ. Сформированные команды поступают на силовые ключи – «сухие» контакты (блоки БСК). Указанная обработка реализована в трёх шкафах одинаково. Далее на «сухих» контактах силовых ключей формируются четыре проводные схемы «2 из 3» для подачи сигналов на выключатели питания шкафов СГИУ и обесточивания ОР СУЗ. Для гарантированного обесточивания ОР СУЗ надо подать сигнал на все четыре выключателя.

Непрерывно контролируются:

- линии связи с источниками сигналов – УГРС, АЦП блоков БСО-УТ1 – косвенно, через вычисление концентраторами (ЭВМ) аналогового рассогласования,
- линии связи с выключателями питания СГИУ и разомкнутое состояние силовых ключей посредством контроля наличия напряжения на них.

Аналогичным образом функционируют алгоритмы ДСЗ по управлению исполнительными механизмами. На рисунке 5.3.2.4.2 приведена структура алгоритма ДСЗ по управлению исполнительными механизмами.

Каждый из аналоговых сигналов вводится от трёх одноимённых датчиков в три шкафа ДСЗ. В шкафах ДСЗ (в блоках БСОУТ1, БСОУТ2) каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции уровня / компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учётом зоны возврата.

Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» (в блоках БМЛ23) и логической обработке (в блоках БМЛ23, БЛО) для формирования команды. Указанная обработка реализована в трёх шкафах одинаково.

Сформированные команды поступают на блоки БВК. Блоки БВК состоят из трёх независимых субблоков. Команда на выходе БВК формируется по логике «2 из 3» на схеме 6 ключей (оптореле). Команда размножается на несколько модулей приоритетного управления (МПУ) на диодном размножителе блоков БРС. Один выход БРС подключается к одному или более МПУ. Один выход БРС сформирован одним диодом и одним предохранителем, интенсивность отказов которых много меньше интенсивности отказов подключённого к ним МПУ – влиянием БРС на надёжность системы можно пренебречь.

Непрерывно контролируются:

- линии связи с источниками сигналов – УГРС, АЦП блоков БСОУТ1, БСОУТ2 – косвенно, через вычисление концентраторами (ЭВМ) аналогового рассогласования;
- обрыв линий связи между блоками БРС и МПУ.

Периодически (при опробовании) контролируются:

- дискретная логика всех блоков, включая внутришкафные и межшкафные линии связи между ними;
- срабатывание (замыкание) каждого из ключей (оптореле в БВК) в отдельности;
- короткое замыкание линий связи между блоками БРС и МПУ;
- целостность диодных размножителей.

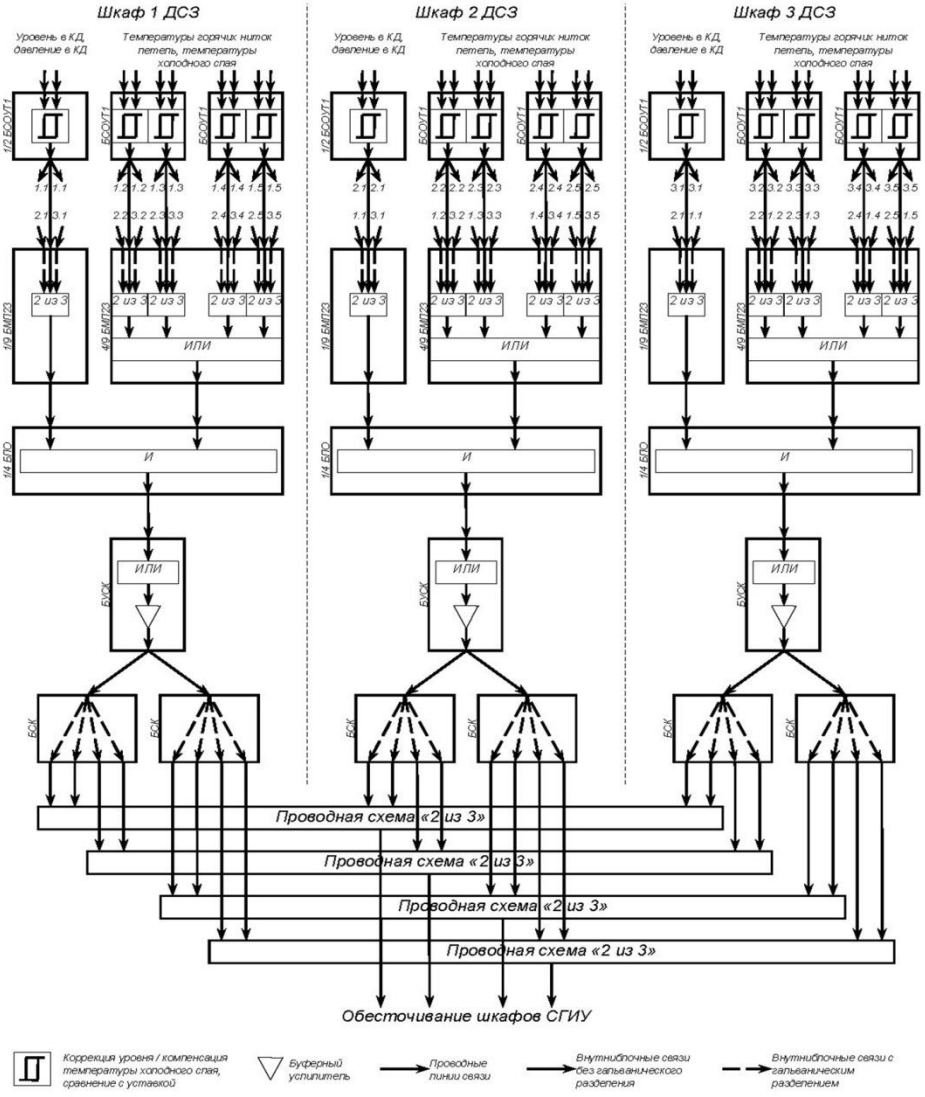


Рисунок 5.3.2.4.1 Структура алгоритма ДСЗ по обесточиванию ОР СУЗ по понижению уровня теплоносителя в КД

Команда защиты возникает при появлении сигнала первопричины и не может быть снята до исчезновения первопричины. Команда защиты сбрасывается через 10 минут (в течение этих 10 минут оператор не может совершать действия отменяющие данную команду) после возникновения.

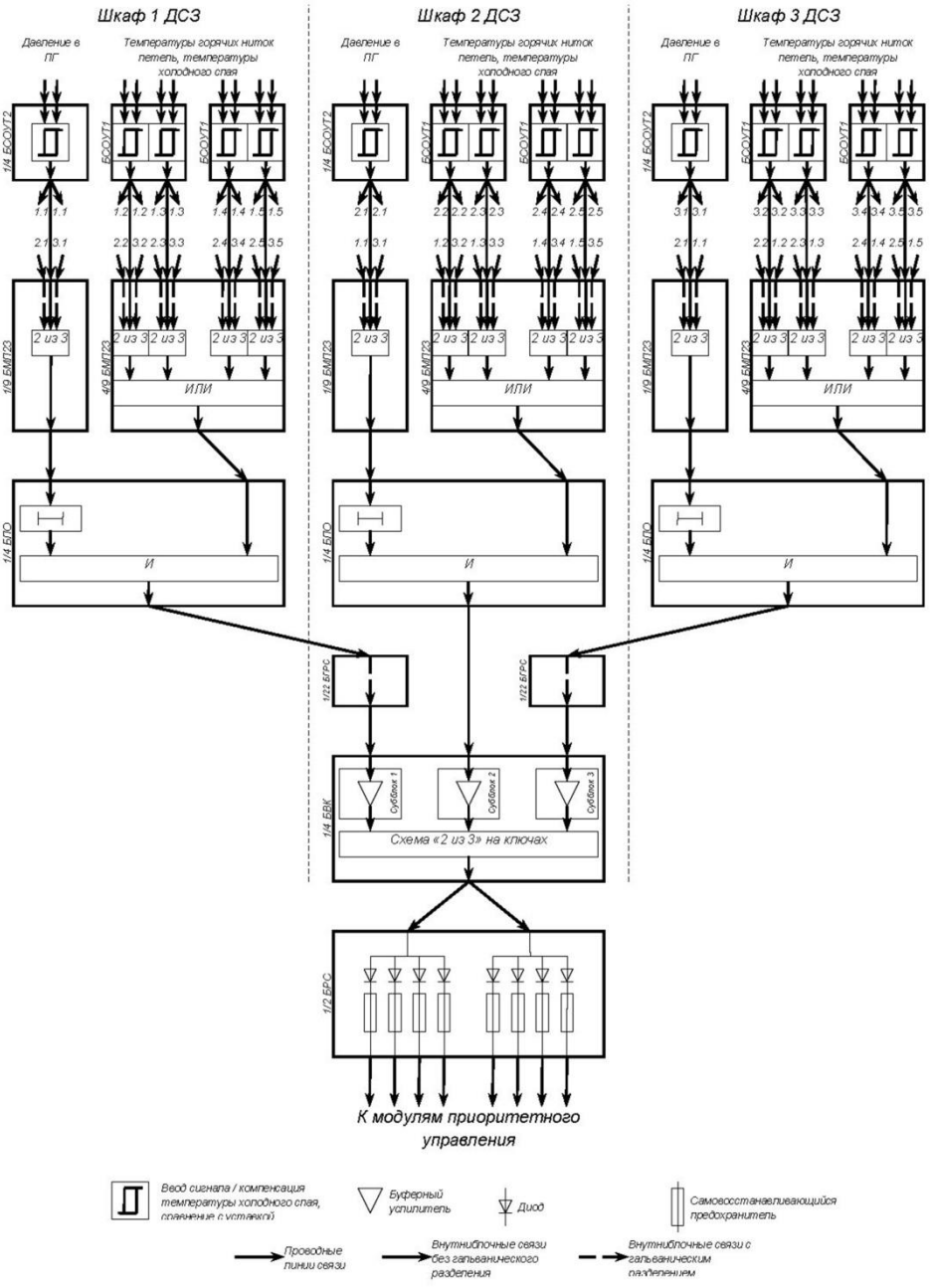


Рисунок 5.3.2.4.2 Структура алгоритма ДСЗ по управлению исполнительными механизмами

5.3.2.5 Режимы работы шкафов КСА ДСЗ

В режиме нормальной эксплуатации КСА ДСЗ обеспечивает автоматический сбор и обновление информации, и формирование команд при выходе параметров за уставки в соответствии с заданными алгоритмами. Кроме этого ведется самодиагностика работоспособности аппаратуры.

При срабатывании КСА ДСЗ обеспечивает запоминание и формирует команды:

- в течение не мене 6 с на отключение выключателей питания СУЗ;
- в течение 10 мин до снятия памяти оператором при исчезновении сигнала срабатывания защит.

При срабатывании КСА ДСЗ формируется сигнал на БПУ «ДЗ» на панелях СБ.

При возникновении неисправностей, выявленных самодиагностикой, формируется сигнал на табло БПУ «НЕИСПРАВНОСТЬ ДЗ» на панелях СБ и в СВБУ.

Единичная неисправность не приводит к отказу системы, т.к. ДСЗ построена реализована в виде трех логических и измерительных каналов. При отказе вида «обрыв» КСА ДСЗ переходит в логику «2 из 2». При отказе вида «короткое замыкание» ДСЗ переходит в логику «1 из 2».

Сбор дискретных сигналов предусматривает ввод потенциальных сигналов или сигналов типа «сухой контакт». Для сигналов «сухой контакт» обеспечивается питание датчика и, при необходимости, контроль линии связи.

Логическая обработка сигналов в общем случае предусматривает:

- мажоритарную обработку по логике «2 из 3» («2 из 4»);
- логические вентили (И, ИЛИ, НЕ);
- выдержку времени;
- триггеры.

Каждый из аналоговых сигналов из TXS вводится от трёх одноимённых датчиков в три шкафа ДСЗ (смотри рисунок 5.3.2.5.1). В шкафах ДСЗ (в блоках БСОУТ1) каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции уровня / компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учётом зоны возврата.

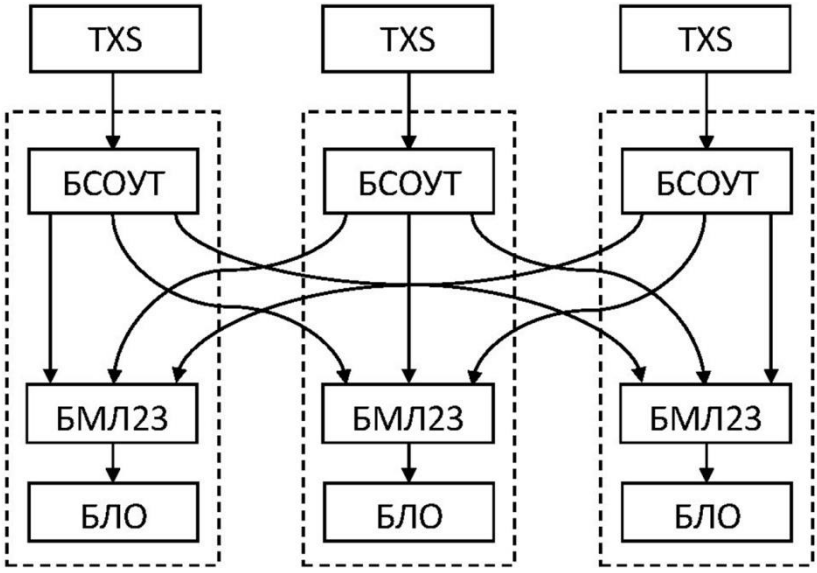


Рисунок 5.3.2.5.1 Структурная схема связи КСА ДСЗ с УГРС TXS

Схема поступления сигналов от АКНП представлена на рисунке 5.3.2.5.2.

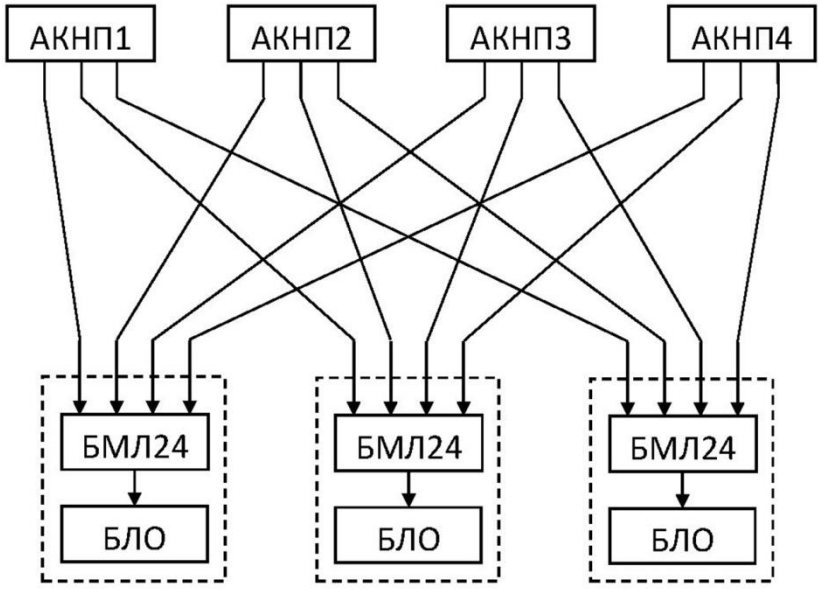


Рисунок 5.3.2.5.2 Структурная схема связи КСА ДСЗ с УНО АКНП

Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» в блоках БМЛ23 (для мажоритарной обработки сигналов «2 из 4» от АКНП блоки БМЛ24) и логической обработке в блоках БМЛ23, БЛО, БУСК (смотри рисунок 5.3.2.5.3) для формирования команды на обесточивание ОР СУЗ. Сформированные команды поступают на силовые ключи – «сухие» контакты (блоки БСК). Указанная обработка реализована в трёх шкафах одинаково.

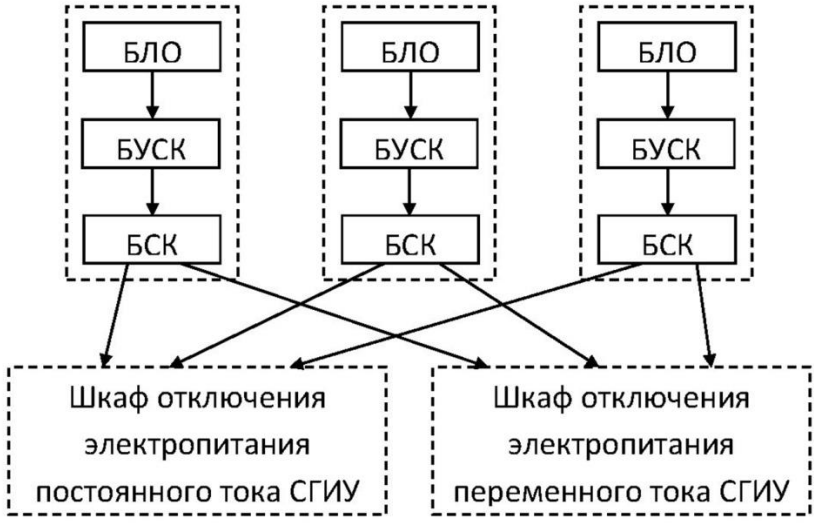


Рисунок 5.3.2.5.3 Структурная схема связи КСА ДСЗ со шкафами отключения электропитания

Далее на «сухих» контактах силовых ключей формируются четыре проводные схемы «2 из 3» для подачи сигналов на выключатели питания шкафов СГИУ и обесточивания ОР СУЗ (смотри рисунок 5.3.2.5.4). Для гарантированного обесточивания ОР СУЗ надо подать сигнал на все четыре выключателя.

КСА ДСЗ непрерывно осуществляет контроль:

- линий связи с источниками сигналов – УГРС, АЦП блоков БСОУТ1 – косвенно, через вычисление концентраторами (ЭВМ) аналогового рассогласования;
- линий связи с выключателями питания СГИУ и разомкнутое состояние силовых ключей посредством контроля наличия напряжения на них.

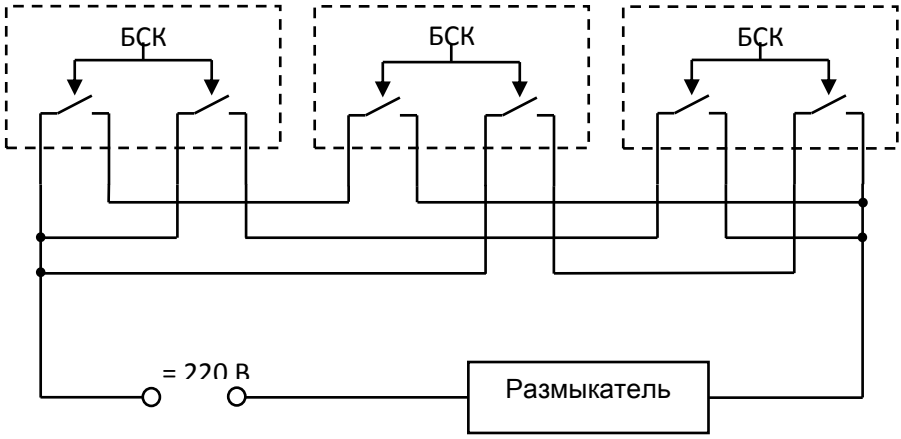


Рисунок 5.3.2.5.4 Связь со шкафами отключения электропитания: выход на размыкатель. Проводная схема «2 из 3-х»

Периодически (при опробовании) контролируются:

- дискретная логика всех блоков, включая внутришкафные и межшкафные линии связи между ними;
- срабатывание (замыкание) каждого из силовых ключей в отдельности.

Связь КСА ДСЗ с ПТК ПУ и ПТК ЛЗ представлена на рисунке 5.3.2.5.5. Каждый из аналоговых сигналов вводится от трёх одноимённых датчиков в три шкафа ДСЗ. В шкафах ДСЗ (в блоках БСОУТ1, БСОУТ2, БСО10, БСО75) каждый сигнал подвергается обработке: фильтрации помехи частотой 50 Гц, демпфированию, коррекции уровня/компенсации температуры холодного спая, сравнению с уставкой с учётом зоны возврата.

Результаты сравнения с уставкой из каждого шкафа раздаются в два других шкафа и подвергаются в каждом шкафу мажоритарной обработке «2 из 3» (в блоках БМЛ23) и логической обработке (в блоках БМЛ23, БЛО) для формирования команды. Указанная обработка реализована в трёх шкафах одинаково.

Сформированные команды поступают на блоки БВК. Блоки БВК состоят из трёх независимых субблоков. Команда на выходе БВК формируется по логике «2 из 3» на схеме 6 ключей (оптореле). Команда размножается на несколько модулей приоритетного управления (МПУ) на диодном размножителе блоков БРС. Один выход БРС подключается к одному или более МПУ. Один выход БРС сформирован одним диодом и одним предохранителем.

В процессе работы непрерывно контролируются:

- линии связи с источниками сигналов – УГРС, АЦП блоков БСОУТ1, БСОУТ2;
- обрыв линий связи между блоками БРС и МПУ.

Периодически (при опробовании) контролируются:

- дискретная логика всех блоков, включая внутришкафные и межшкафные линии связи между ними;
- срабатывание (замыкание) каждого из ключей (оптореле в БВК) в отдельности,
- короткое замыкание линий связи между блоками БРС и МПУ,
- целостность диодных размножителей.

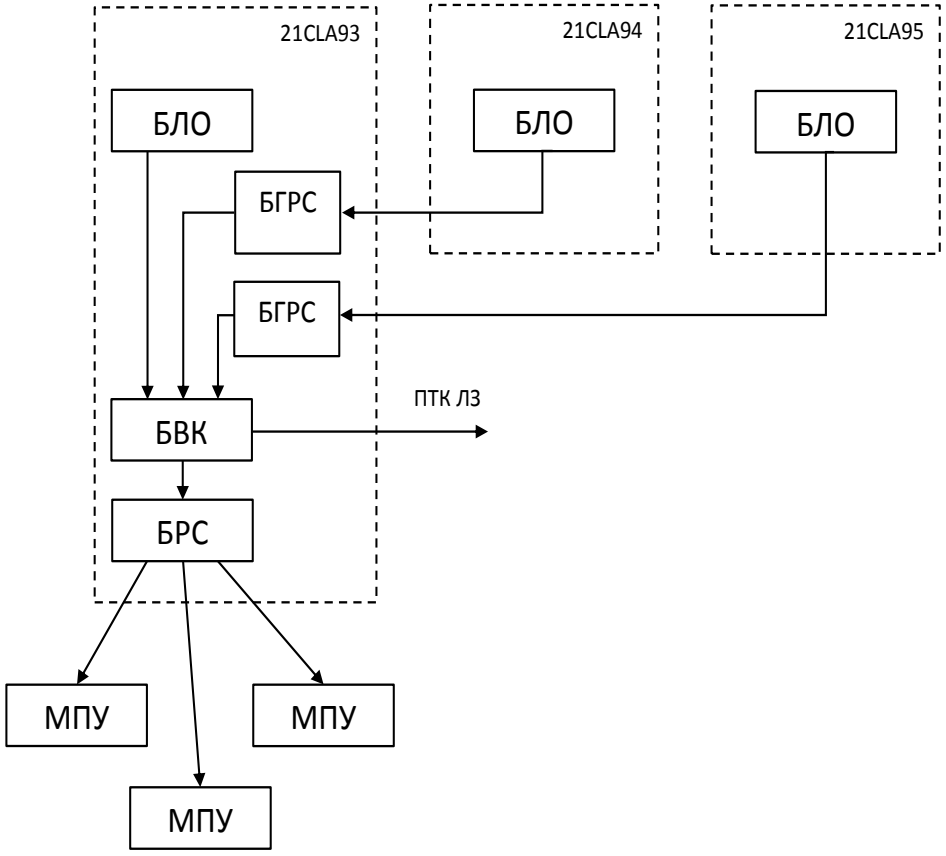


Рисунок 5.3.2.5.5 Структурная схема связи КСА ДСЗ с ПТК ПУ и ПТК ЛЗ

Сбор аналоговых и дискретных сигналов с технических средств комплекса и их выдачу в две взаиморезервирующих локальных сети осуществляют микроконтроллеры, встроенные в функциональные блоки. Микроконтроллеры независимо от опробования осуществляют непрерывную диагностику отдельных узлов функциональных блоков, в частности, контроль сигналов АЦП, содержимого памяти, прохождение дискретных сигналов.

Сигналы из схемы «жёсткой» логики выдаются через однонаправленные буферы (усилители). Выход буфера защищается резистором, что предотвращает его перегрузку или выход из строя при неисправностях в микроконтроллерной схеме (при коротких замыканиях, пробое на шину питания и т.п.). Каждая из схем с помощью своих средств диагностики формирует сигнал исправности в виде замкнутого «сухого» контакта. «Сухие» контакты соединяются последовательно, формируя линию контроля блока. Линии контроля блоков шкафа также соединяются последовательно, формируя общую линию (обобщённый сигнал) исправности шкафа (смотри рисунок 5.3.2.5.6).

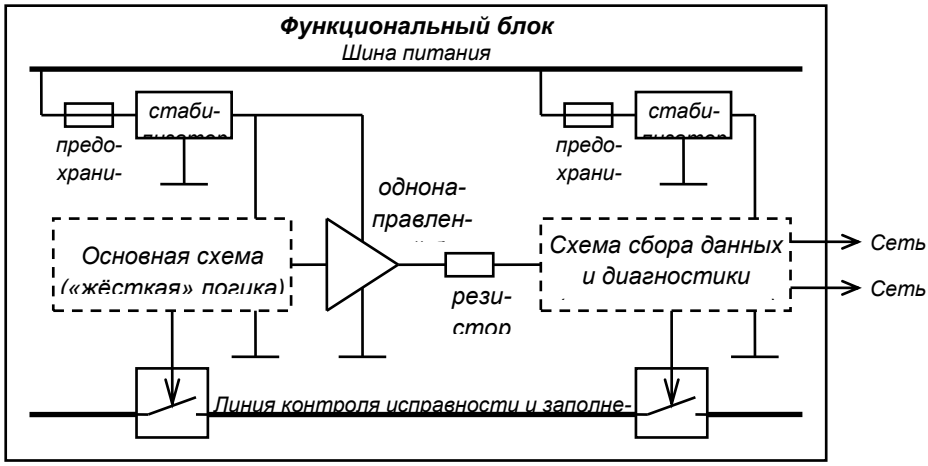


Рисунок 5.3.2.5.6 Взаимодействие основной (непрограммируемой) и микроконтролерной схем в функциональном блоке

Диагностика линий связи с МПУ осуществляется в блоках размножения сигналов БРС.

Блок БРС представляет собой четыре диодных размножителя сигналов с одного входа на четыре выхода, при этом каждый выход имеет индивидуальную защиту от короткого замыкания и перегрузки

(самовосстанавливающий предохранитель). Упрощенная схема одного размножителя БРС показана на рисунке 5.3.2.5.7.

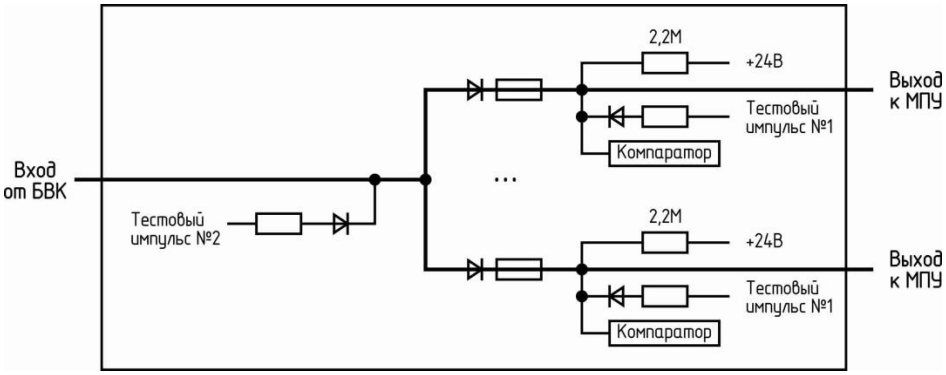


Рисунок 5.3.2.5.7 Модуль БРС. Диагностика линий связи с МПУ

Проверка обрыва линии связи между выходом блока БРС и нагрузкой осуществляется непрерывно. Выход блока подтягивается через высокоомное сопротивление (2,2 МОм) к напряжению питания. При фиксации компаратором напряжения на выходе более 5 В регистрируется обрыв нагрузки. Обрыв индицируется миганием светодиода «Авария нагрузки» на лицевой панели блока индивидуально для каждого выхода. Информация об обрыве для каждого выхода передается через микроконтроллер в локальную сеть для последующей выдачи в СВБУ. Проверка не производится (сохраняется предыдущее решение об обрыве) при наличии команды на входе блока. Подача внешнего напряжения более 5 В на выход блока также приводит к принятию решения об обрыве нагрузки.

Сигналы срабатывания проходят на блоки мажоритарной обработки, что приводит к замыканию двух ключей из шести (для схемы «2 из 3») без формирования команды. Вход в режим опробования и досрочный выход из него – ключом на лицевой панели блока опробования БО.

Проверка короткого замыкания линии связи на сигнальный нуль, а также целостности диодного размножителя осуществляется однократно по команде опробования. Команда опробования формируется нажатием кнопки «ОПРОБ» на лицевой панели блока опробования БО. При необходимости можно инициировать указанную проверку без опробования системы нажатием кнопки «ИНИЦ» на лицевой панели блока БО.

Для индивидуального вывода защит из работы предусмотрена возможность ввести накладки – блокировать поступление первопричины на входы блоков БВК и БУСК. Для БВК это достигается подключением к гнезду на лицевой панели блока накладок БН. Команда на входе БВК блокируется индивидуально с помощью движковых переключателей на блоке накладок.

При выводе защит формируется сигнал «ЗАЩИТА ВЫВЕДЕНА», на панелях БПУ 11(21)CWF04, 12(22)CWF04, на видеокадрах СВБУ отображается выведенное состояние накладок.

Во время опробования ни один из трёх каналов комплекса не выводится из эксплуатации. Более того, одновременно производится имитация только одного сигнала в системе, остальные сигналы обрабатываются штатно. Это позволяет удовлетворить крайне жёстким требованиям по вероятности отказа ДСЗ на требование. Принятые аппаратные меры исключения ложных срабатываний позволяют удовлетворить крайне жёстким требованиям по вероятности формирования ДСЗ ложных команд. Система опробования выполнена полностью на «жёсткой» логике, что исключает влияние программируемых средств на выполнение функций ДСЗ.

5.3.2.6 Опробование оборудования ДСЗ

Для оборудования КСА ДСЗ предусмотрен режим опробования – имитация сигналов срабатывания в блоках сбора и обработки аналоговых сигналов и блоках логической обработки. Периодически в режиме опробования контролируются:

- дискретная логика всех блоков, включая внутришкафные и межшкафные линии связи между ними;
- срабатывание (замыкание) каждого из силовых ключей в отдельности;
- срабатывание (замыкание) каждого из ключей (оптореле в БВК) в отдельности;
- короткое замыкание линий связи между блоками БРС и МПУ;
- целостность диодных размножителей.

Во время опробования ни один из трёх каналов комплекса не выводится из эксплуатации. Более того, одновременно производится имитация только одного сигнала в системе, остальные сигналы обрабатываются штатно. Это позволяет удовлетворить крайне жёстким требованиям по вероятности отказа ДСЗ на требование. Приня-

тые аппаратные меры исключения ложных срабатываний позволяют удовлетворить крайне жёстким требованиям по вероятности формирования ДСЗ ложных команд. Система опробования выполнена полностью на «жёсткой» логике, что исключает влияние программируемых средств на выполнение функций ДСЗ.

Ввод комплекта оборудования в режим опробования осуществляется нажатием фиксирующей кнопки на лицевой панели блока опробования. Вход в режим опробования возможен только при условии отсутствия во всех блоках БВК и БУСК входных команд. По команде блока опробования на входе одного из функциональных блоков штатные сигналы подменяются заданными – имитируются, что гарантировано приводит один из выходов данного блока в состояние срабатывание (или несрабатывания). Таким образом проверяется функциональность блока и его линии связи со смежными блоками.

Выдача разрешения опробования одновременно только на блоки одного канала осуществляется специальной схемой, устойчивой к единичному отказу, расположенной не в блоке опробования, а в одном из блоков выдачи команд. Одноимённые блоки трёх каналов имеют разные адреса на шине опробования, что исключает возможность одновременной выдачи команды более чем на один блок. Таким образом, формирование ложной команды по вине опробования возможно только при одновременном отказе двух совершенно разных по функциональности блоков – блока опробования и блока выдачи команд.

Во время опробования ни один из трёх каналов комплекса не выводится из эксплуатации. Только единичный сигнал, для которого опробование проводится в данный момент, на короткое время (в среднем 80 мс) переводится из режима обработки «2 из 3» в режим обработки «1 из 2». Остальные сигналы обрабатываются штатно. При этом даже по опробуемому сигналу система остаётся в готовности выполнить функцию. Данное техническое решение позволяет достичь наиболее низких вероятностей отказа системы на требование.

Сигналы срабатывания проходят на блоки мажоритарной обработки, что приводит к замыканию двух ключей из шести (для схемы «2 из 3») без формирования команды. Вход в режим опробования и досрочный выход из него – ключом на лицевой панели блока опробования БО. Структурная схема блока опробования изображена на рисунке 5.3.2.6.1. Исправность блоков комплекса контролируется в процессе опробования путём сравнения состояния сигналов опро-

буемых блоков с эталоном. Обнаружение неисправности приводит к завершению опробования.

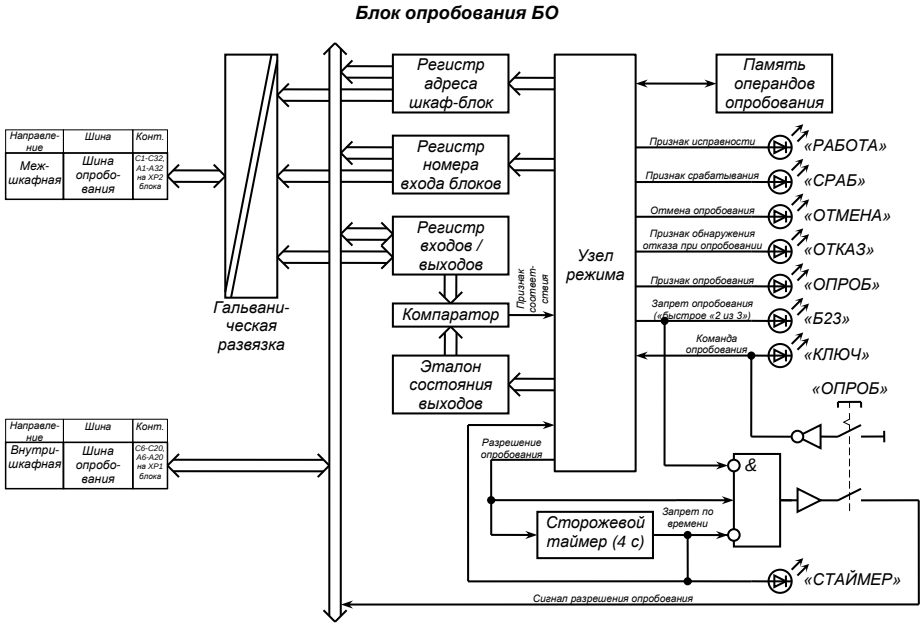


Рисунок 5.3.2.6.1 Структурная схема блока опробования

Шина опробования предназначена для выдачи команд имитации и чтения состояния блока. Разрешение опробования может быть выдано только блокам одного канала. Структура системы опробования изображена на рисунке 5.3.2.6.2.

На входе одного из функциональных блоков штатные сигналы подменяются заданными – имитируются, что гарантированно приводит один из выходов данного блока в состояние срабатывания (или несрабатывания). Наличие сигнала срабатывания (или несрабатывания) на выходе данного блока проверяется на входах блоков, смежных с данным.

Наличие сигнала срабатывания (или несрабатывания) на выходе данного блока проверяется на входах блоков, смежных с данным.

В режиме имитации одновременно находится только минимум сигналов в одном канале системы – остальная часть системы функционирует штатно.

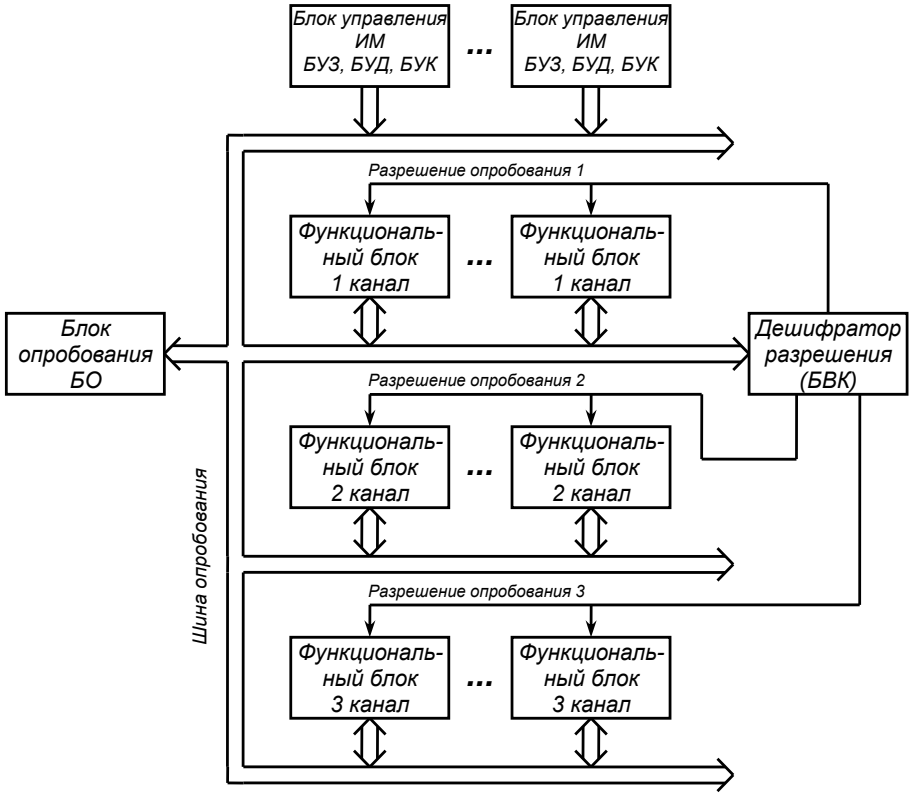


Рисунок 5.3.2.6.2 Структура системы опробования

Полностью проверяется функциональность, включая внутришкафные и межшкафные связи. Контролируется дискретная логика всех блоков, контролируется срабатывание (замыкание) каждого из силовых ключей в отдельности.

Мажоритарные схемы «2 из 3» блоков БВК, формирующей выходные команды системы, построены по принципу шести ключей. Замыкание или размыкание каждого из ключей проверяется индивидуально. Команды опробования приводят к замыканию только ключей одного канала из трех, что исключает формирование ложной команды на выходе системы, но позволяет проверить работу каждого ключа. Корректная проверка ключей возможна только при целостной линии связи с нагрузкой и целостном диодном размножителе. Логика опробования БВК изображена на рисунке 5.3.2.6.3.

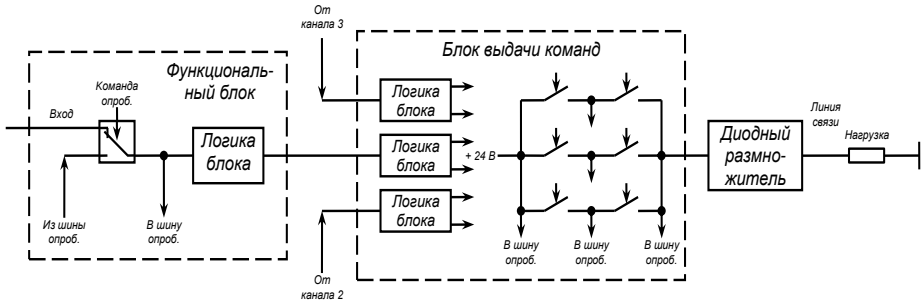


Рисунок 5.3.2.6.3 Логика опробования БВК

Силовые ключи блоков БСК проверяются индивидуально, при этом сигналы диагностики доступны на шине опробования через блоки БУСК.

Отмена опробования может быть осуществлена возвратом фиксирующей кнопки в исходное положение. При этом фиксирующая кнопка не только останавливает логику блока, но и механически разрывает цепь разрешения опробования по шине. Это приводит к выходу из режима опробования всех блоков комплекса даже в случае неисправности блока опробования.

Исправность блока комплекса контролируется в процессе опробования путем сравнения сигналов опробуемых блоков с эталоном. Обнаружение неисправности приводит к завершению опробования.

Во избежание формирование ложных команд при опробовании предусмотрены следующие аппаратные меры:

- имитация сигналов возможна одновременно только в одном канале из трех. Это достигается с помощью непрограммируемой схемы – дешифратора опробования, расположенной вне блока опробования и формирующей сигналы разрешения опробования для функциональных блоков;
- каждый из функциональных блоков имеет на шине опробования уникальный адрес, что исключает выдачу команды одновременно нескольким блокам;
- сигналы на входах мажоритарных схем «2 из 3» фильтруются (задерживаются) фильтрами. Предварительная оценка возможного срабатывания осуществляется мажоритарной обработкой сигналов на входе фильтров диагностической схемой «быстрого «2 из 3» «. При появлении предварительного сигнала срабатывания на выходе схемы «быстрого «2 из 3» опробование отменя-

ется еще до появления сигналов на выходе фильтров и срабатывания штатных мажоритарных схем.

Структурная схема защиты от ложного срабатывания представлена на рисунке 5.3.2.6.4.

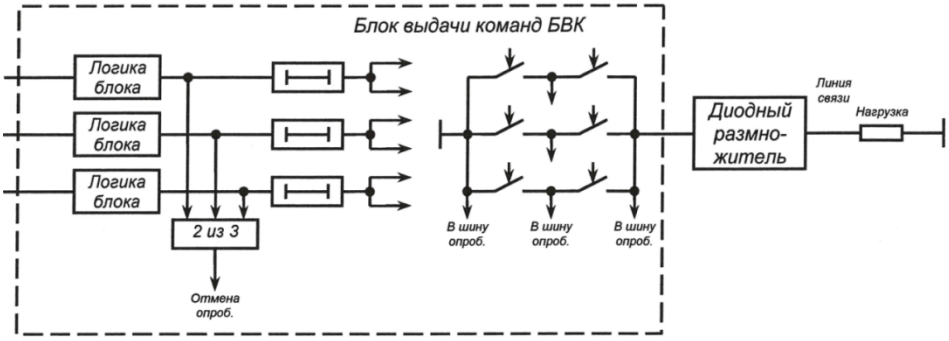


Рисунок 5.3.2.6.4 Защита от ложного срабатывания при опробовании

Схема «быстрого «2 из 3» реализована внутри блоков БВК. Для троированных блоков БУСК схема «быстрого «2 из 3» « реализована в каждом блоке, для чего имеются связи между блоками.

Периодичность опробования определяется по результатам расчёта надёжности исходя из заданной вероятности отказа системы на требование.

При опробовании формируются сигналы о состоянии опробования, которые выводятся на диагностический кадр КСА ДСЗ СВБУ (рисунок 5.3.2.6.5).

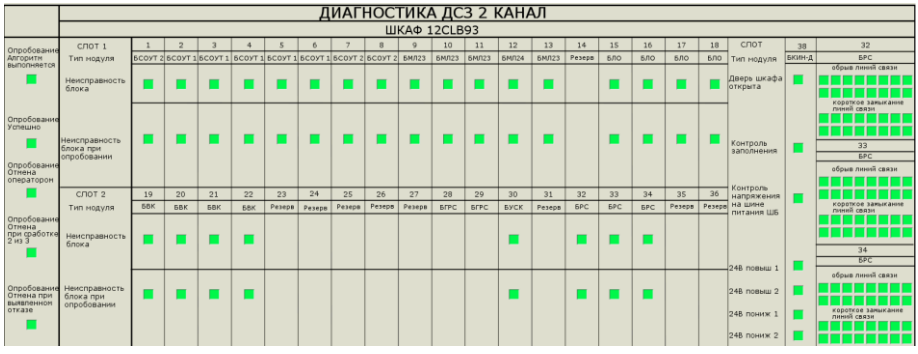


Рисунок 5.3.2.6.5 Пример видеокадра диагностики модулей ДСЗ

Во время работы ДСЗ формируются сообщения о срабатывании соответствующего алгоритма в ДСЗ, вывода защиты, сигнализации сработанного состояния защиты, когда защита выведена, а также сигналы неисправности, которые выводятся на диагностический видеокадр КСА ДСЗ СВБУ (рисунок 5.3.2.6.6).



Рисунок 5.3.2.6.6 Пример видеокадра алгоритмов ДСЗ

5.3.3 Аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП)

5.3.3.1 Назначение АКНП

В соответствии с п. 2.3.3.1 «Правил ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» НП-082-07 [1], для контроля нейтронного потока реактор должен быть оснащен каналами контроля таким образом, чтобы во всем диапазоне изменения плотности нейтронного потока в активной зоне от 10^{-7} % до 120% номинального значения контроль осуществлялся, как минимум:

- тремя независимыми друг от друга каналами измерения плотности нейтронного потока с показывающими приборами;
- тремя независимыми друг от друга каналами измерения скорости изменения плотности нейтронного потока.

Аппаратура АКНП предназначена для контроля нейтронно-физических параметров реакторной установки (РУ), формирования сигналов управления при нормальных условиях эксплуатации, при

нарушении условий безопасной эксплуатации и сигналов аварийного останова реактора при проектных авариях, представления информации на пульте оператора и передачи ее в другие подсистемы.

АКНП является составной частью управляющей системы безопасности (УСБ) автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Производитель оборудования ООО «СКУ-АТОМ».

5.3.3.2 Функции АКНП

АКНП выполняет функции:

- контроля мощности, периода и реактивности реактора по значению плотности нейтронного потока в каналах ионизационных камер (ИК) и скорости её изменения;
- формирования сигналов управления и защиты при превышении контролируемыми параметрами значений заданных пороговых уставок;
- представления информации на блочном пункте управления (БПУ) и резервном пункте управления (РПУ);
- архивирования значений контролируемых параметров;
- обмена информацией с другими подсистемами;
- формирования аналоговых сигналов для системы контроля вибрации (СКВ) в системе контроля, управления и диагностики (СКУД).

АКНП состоит из двух независимых четырехканальных комплектов формирования сигналов аварийной и предупредительной защиты (АЗ, ПЗ соответственно).

5.3.3.3 Состав АКНП, назначение элементов

В состав каждого комплекта входят:

- четыре канала контроля нейтронного потока в пусковом и рабочем диапазонах;
- три канала контроля нейтронного потока в ДИ. В проекте АКНП предусмотрена возможность осуществления функций СКП каналами ДИ (при выборе режима СКП 2);
- два канала контроля нейтронного потока при первом пуске реактора (каналы АФП);

- три канала контроля нейтронного потока при загрузке/перегрузке ядерного топлива внутриреакторными детекторами в каналах выгородки шахты реактора (режим СКП 1);
- шесть блоков индикации БИЦ-04, четыре из которых размещается на БПУ, два – на РПУ;
- шлюзовое устройство АОП – УНО.
- На два комплекта АКНП приходится один шкаф АК ВКУ (УНО-08).

В состав каждого канала входят:

- УНО АКНП;
- одно УДПН – для работы в ДИ (проектный диапазон контроля мощности от 1·10-9 до 1·10-4% Nном);
- одно УДПН – для работы в ПД в импульсном режиме (проектный диапазон контроля мощности от 1·10-7 до 1·10-2% Nном) и в РД2 в токовом режиме (проектный диапазон контроля мощности от 1 до 150% от Nном);
- одно УДПН – для работы в поддиапазоне РД1 (проектный диапазон контроля мощности от 1·10-3 до 150% от Nном) и для определения значения мощности в РД2;
- одно УДПН – для работы в АКПМ;
- два вспомогательных блока БХ-01;
- блок задания уставок по мощности БКЦ-01.

БХ предназначен для связи УДПН с УНО, формирования и гальванической развязки информационных сигналов, сигналов проверки, управления и исправности.

УДПН состоит из двух механически не соединенных блоков, БДПН) и БПХ.

БДПН преобразует нейтронное излучение в импульсы тока (ДИ, ПД и АФП, СКП) или при больших плотностях нейтронного потока в ток (РД1, РД2) которые поступают в БПХ.

БПХ предназначен для приема тока или импульсов тока от БДПН его усиление, дискриминации шумовой составляющей и преобразование токового сигнала в последовательность импульсов напряжения, частота которых пропорциональна плотности потока нейтронов.

В зависимости от диапазона в котором работает УДПН, в БПХ размещаются одна или две платы:

- в БПХ поддиапазонов ДИ, ПД/РД2 и АФП размещаются плата преобразования напряжения ПНВ-05 и плата усиления импульсов (ПУИ-04 или ПУИ-01);
- в БПХ поддиапазона РД1 размещаются ПНВ-02 и плата преобразования ток-частота ППН-02;
- в БПХ СКП размещается плата усилителя ПУИ.

Для контроля процесса перегрузки топлива в составе АКНП предусмотрены блоки сигнализации БСР-01 и устройство коммутации БКК-02 для организации связей между каналами АКНП и блоками БСР, а также оперативный дисплей БИЦ-08 для представления информации от СКП во время перегрузки топлива.

В состав АКНП входит АК ВКУ, предназначенная для диагностики состояния ВКУ по сигналам ИК АКНП путем спектрального анализа флуктуаций нейтронного потока.

Принцип работы АК ВКУ основан на методе контроля колебаний внутрикорпусных устройств реактора по сигналам БДПН АКНП. Он основан на том, что при колебаниях шахты изменяется толщина слоя воды между поверхностью шахты и корпусом реактора, то есть изменяется толщина одного из слоев защиты, разделяющей источник излучения (активную зону) и БДПН. Это приводит к тому, что при колебании шахты реактора среднее значение сигнала детектора модулируется низкочастотной составляющей. Амплитуда и частота этой составляющей несут определенную информацию о колебаниях шахты реактора.

В результате спектрального анализа шумов нейтронных сигналов внереакторных датчиков, определяются частоты (частоты пиков на спектрах сигналов датчиков), связанные с колебаниями ВКУ, и по специальным алгоритмам воспроизводится траектория движения активной зоны реактора, т.о. осуществляется контроль фиксации ВКУ реактора. Структурная схема 1-го комплекта АКНП представлена на рисунке 5.3.3.3.1. Структура 2-го комплекта АКНП полностью аналогична структуре первого комплекта.

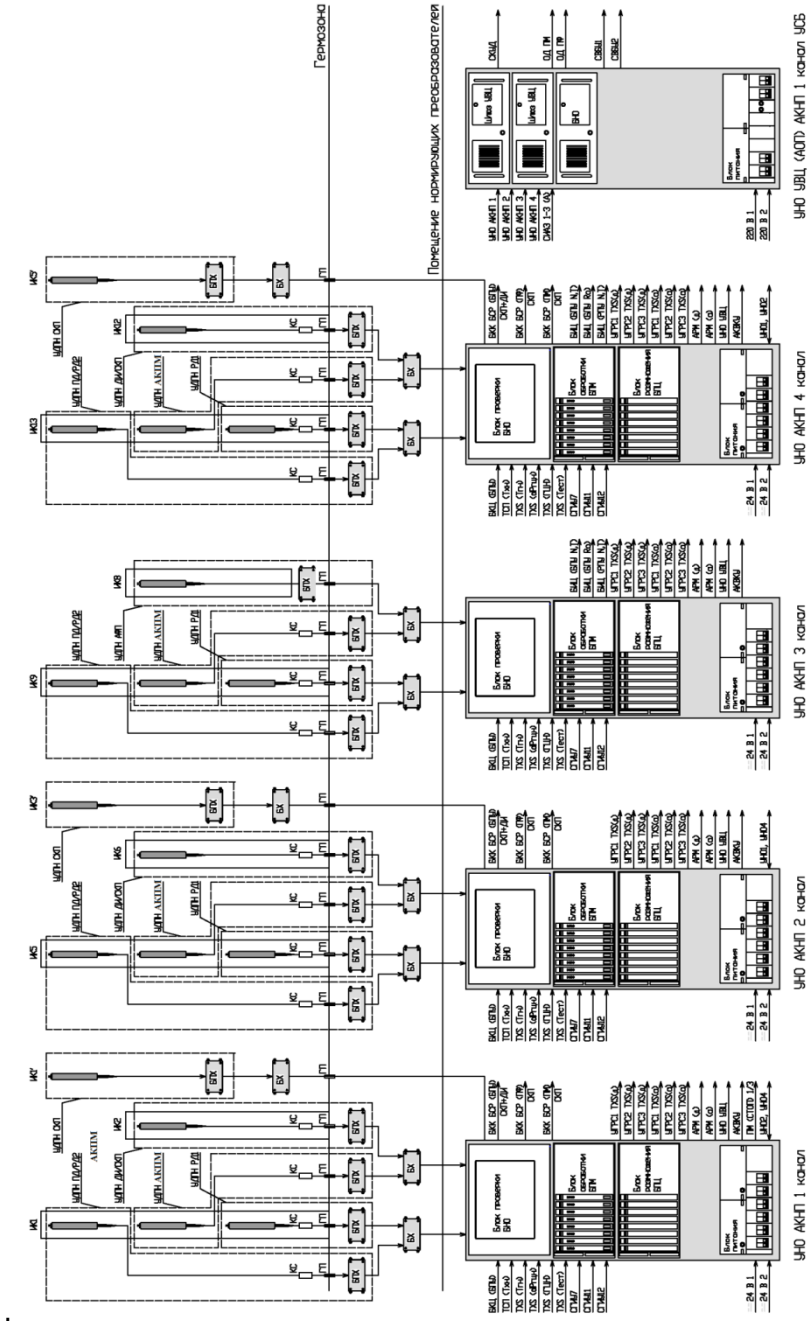


Рисунок 5.3.3.3.1 Структурная схема 1-го комплекта АКНП

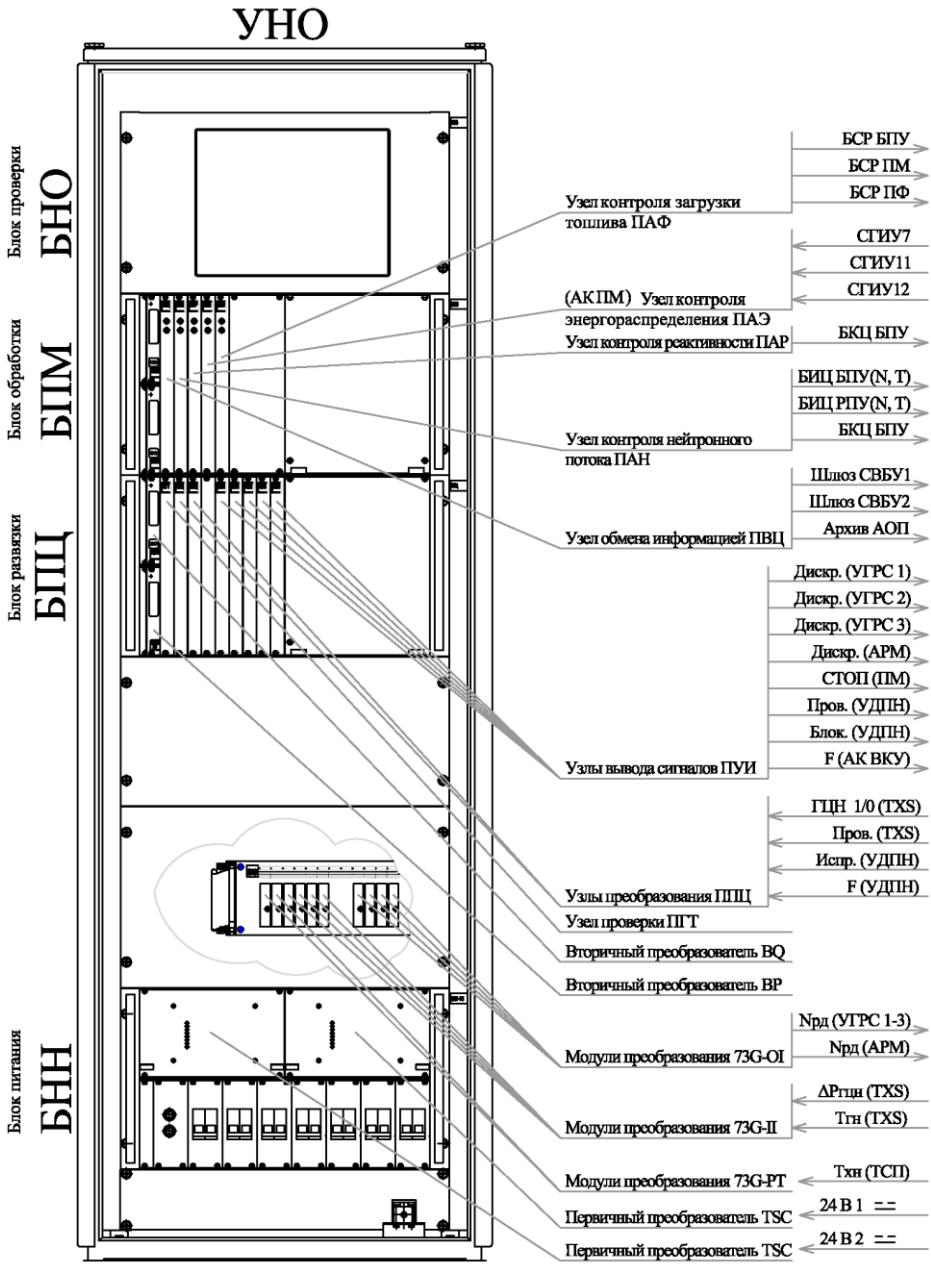


Рисунок 5.3.3.3.2 Состав устройства накопления и обработки УНО-06

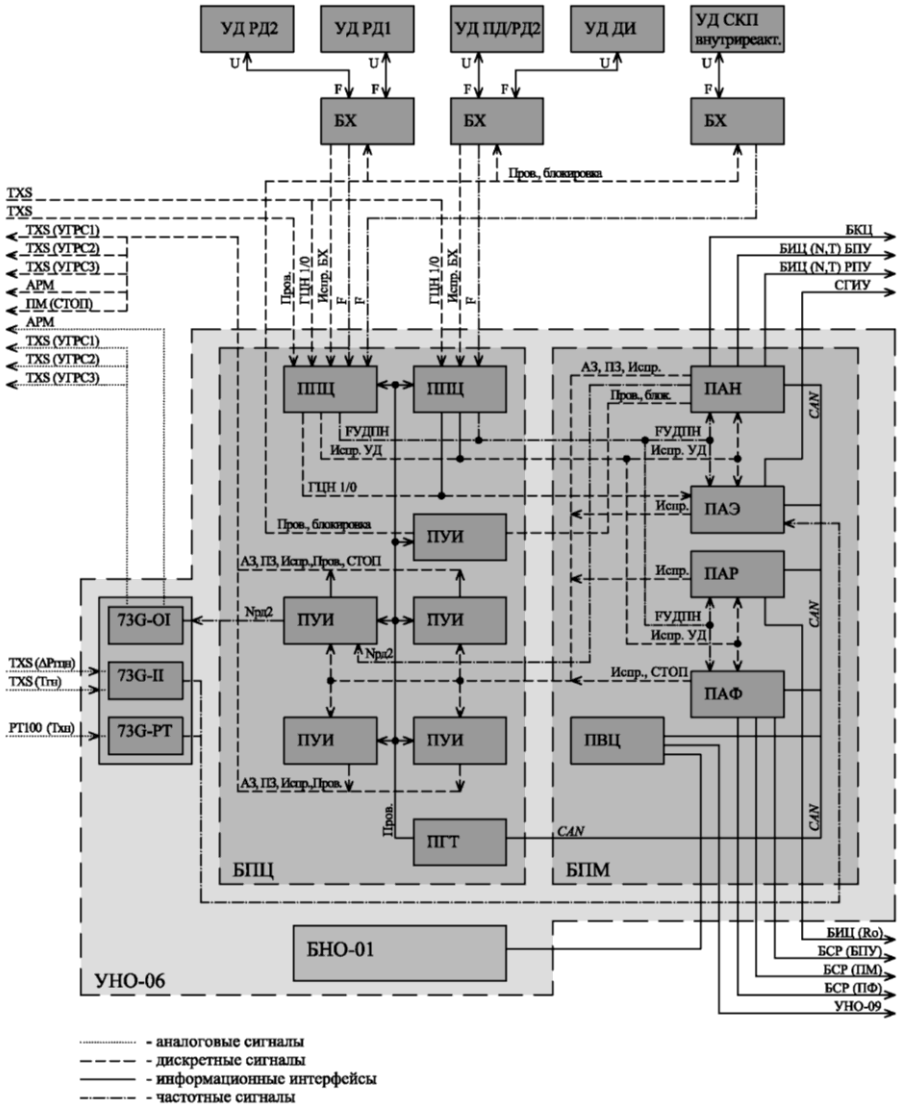


Рисунок 5.3.3.3.3 Функциональная схема канала АКНП

Устройство накопления и обработки УНО – шкаф аппаратуры контроля нейтронного потока. Представляет собой основное звено канала контроля АКНП. Выполняет функции расчета нейтронной мощности реактора по показаниям устройств детектирования (в подкритическом состоянии, в пусковых режимах и при работе на энергетических уровнях мощности), вычисления значений периода

реактора и реактивности. Выполняет передачу информации в смежные системы. Осуществляет формирование уставок по мощности и периоду. Осуществляет формирование, логическую обработку и передачу в смежные системы сигналов защиты при превышении значениями нейтронной мощности и периода соответствующих уставок. Обеспечивает передачу информации для представления на БПУ и РПУ. Обеспечивает автоматизированную проверку исправности канала контроля и нормирующих преобразователей блоков детектирования.

УНО состоит из:

- блока накопления и обработки БНО, предназначенного для проведения автоматизированной проверки канала контроля;
- блока обработки БПМ, в котором выполняется обработка входных сигналов, формирование уставок, формирование защитных, управляющих и информационных сигналов во всем диапазоне контроля мощности и периода, контроль реактивности, контроль перегрузки топлива, автоматическая коррекция показаний мощности и контроль исправности;
- блока гальванической развязки БПЦ, который обеспечивает размножение и гальваническую развязку дискретных и аналоговых сигналов;
- блока питания БНН, предназначенного для организации питания блоков, входящих в УНО, и устройств и блоков, входящих в АКНП.

Блок накопления и обработки БНО-01 - предназначен для управления параметрами и проверки устройств и блоков, входящих в состав канала контроля АКНП. БНО представляет собой панельный компьютер промышленного исполнения с установленным программным обеспечением и преобразователями интерфейсов МОХА. Блок БНО гальванически отделен от блоков БПМ и БПЦ. БНО осуществляет прием информации от блока БПМ по последовательному интерфейсу. При наличии сигнала «Проверка разрешена» от TXS блок осуществляет управление параметрами канала. В БНО осуществляется:

- выбор режимов и параметров ручной проверки канала контроля и управление модулем частотного имитатора ПГТ из состава блока БПМ;
- регулировка коэффициентов ручной коррекции мощности;
- неоперативное изменение уставок АЗ по мощности и периоду канала (для АКНП; уставки ПЗ и РМ формируются автоматически

из значения уставки АЗ;

- неоперативное изменение уставок «СТОП» и «РЕВЕРС» по плотности нейтронного потока и скорости его изменения (периода) для СКП;
- изменение коэффициентов пересчета «частота/мощность» для сведения диапазонов контроля мощности при процедурах пуска энергоблока;
- изменение настроек реактиметра.

Блок обработки БПМ – в его состав входят узлы:

- контроля мощности ПАН;
- контроля энергораспределения (автоматической корректировки мощности) ПАЭ (АКПМ);
- контроля реактивности ПАР;
- контроля загрузки топлива и физпуска ПАФ
- узел обмена информацией ПВЦ.

Узлы ПАН, ПАЭ, ПАР, ПАФ и ПГТ (из состава блока БПЦ) построены на базе одного унифицированного модуля. Функции модуля определяются конфигурацией программного обеспечения микроконтроллеров и конфигурируемых логических матриц (ПЛМ). ПЛМ конфигурируются на этапе производства узлов. Тип входных и выходных сигналов узлов ПАН, ПАЭ, ПАР, ПАФ и ПГТ - частотный и дискретный. Структурная схема унифицированного модуля приведена на рисунке 5.3.3.3.4.

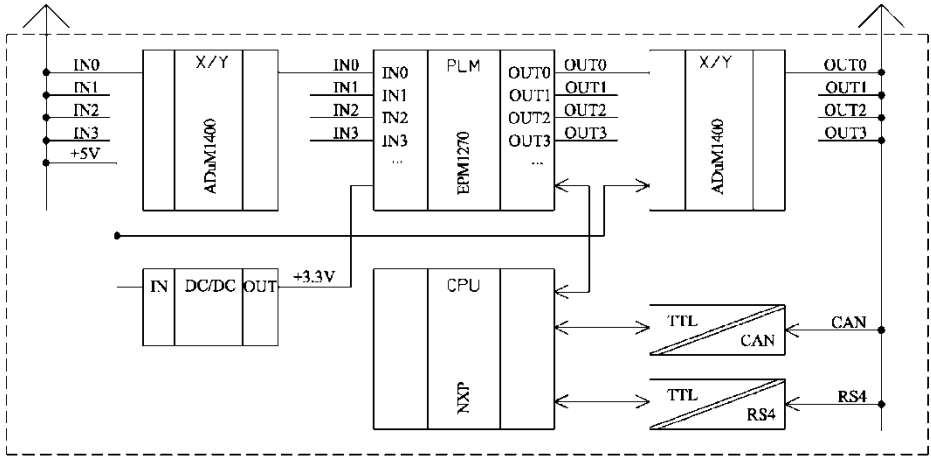


Рисунок 5.3.3.3.4 Структурная схема унифицированного модуля (узлы ПАН, ПАЭ, ПАФ, ПАР, ПГТ)

Узел контроля нейтронного потока ПАН-01 - выполняет функции:

- Приема гальванически развязанных частотных сигналов устройств детектирования от узлов преобразования ППЦ блока БПЦ;
- Приема информации из блока БНО об изменении коэффициента ручной корректировкой мощности (Kf) при наличии сигнала «Разрешение проверки» от средств TXS;
- Приема информации из блока БНО об изменении коэффициентов пересчета «частота/мощность» для всех диапазонов контроля (при наличии сигнала «Разрешение проверки» от средств TXS);
- Вычисления значения некорректированной мощности с учетом коэффициента Kf и коэффициентов пересчета «мощность/частота»;
- Автоматического переключения диапазонов контроля при изменении мощности РУ;
- Передачи в модуль контроля энергораспределения ПАЭ-01 значения некорректированной мощности и прием значения коэффициента коррекции и корректированной мощности (только в диапазоне РД2);
- Проверки принадлежности коэффициента коррекции к области допустимых значений;
- Вычисления значения периода;
- Приема информации о значениях уставок по мощности от блока задания уставок БКЦ с БПУ (или, в случае выбора внутреннего задания уставок, от блока БНО);
- Формирования пороговых значений АЗ, ПЗ и РМ по мощности и периоду (РМ – только в диапазоне РД2);
- Формирования сигнала «Блокировка» в УДПН-06-01;
- Сравнения вычисленных значений мощности и периода с пороговыми значениями и формирования сигналов АЗ, ПЗ и РМ при их превышении;
- Передачи частотных сигналов в блок БПЦ для формирования выходных аналоговых сигналов (для TXS, АРМ, АК ВКУ и т.д.);
- Контроля собственной исправности;
- Передачи по последовательному протоколу информации о вычисленных параметрах, сигналах защиты и собственной исправности в модуль обмена информацией ПВЦ;

- Передачи по последовательному протоколу информации о вычисленных параметрах, сигналах защиты и собственной исправности в блок БНО;
- Передачи по последовательному протоколу информации о текущих значениях мощности и периода в активном диапазоне на блок индикации БИЦ-04 для отображения на БПУ и РПУ.

Узел ПАН

Узел ПАН предназначен для расчета мощности и периода реактора по значениям входных частот.

а) Алгоритм вычисления мощности в логарифмических диапазонах (ДИ, ПД и РД1)

Определение значения мощности производится при помощи накопления импульсов от устройств детектирования с учетом критерия по достижению определенного количества импульсов. По достижении определенного числа импульсов происходит вычисление текущего уровня мощности путем произведения среднего количества импульсов на коэффициент пересчета частоты в мощность (фиксированное значение для каждого поддиапазона контроля мощности) и коэффициент тарировки Kf, устанавливаемый при ручной корректировке показаний мощности канала на значение тепловой мощности.

б) Алгоритм вычисления мощности в линейном диапазоне РД2

В линейном диапазоне (токовый режим УДПН) определение мощности производится простым измерением частоты (путем определения частоты следования импульсов или периода времени между ними). После этого производится вычисление уровня мощности путем произведения частоты и коэффициента пересчета частоты в мощность (фиксированное значение) и коэффициента ручной тарировки Kf. Полученное значение мощности передается в узел ПАЭ для определения значения корректированной мощности.

в) Алгоритмы обработки периода

Во всех поддиапазонах контроля мощности полученные значения частот используются в узле ПАН и для определения значения периода. Период определяется как скорость изменения частоты. Для поддиапазонов контроля РД1 и РД2 значение периода вычисляется по показаниям устройства детектирования РД1 (УДПН-05). Описание алгоритмов будет уточнено в ближайшее время.

Узел контроля энергораспределения ПАЭ (АКПМ) - выполняет функции расчета коэффициента коррекции мощности и значения корректированной мощности, и обеспечивает коррекцию показаний мощности, вычисляемых узлом ПАН. Более подробно о функции

автоматической корректировки показаний мощности описано в п. 5.3.3.5.

Узел контроля реактивности ПАР - обеспечивает расчет значения реактивности и выдачу информации о вычисленном значении реактивности и выполняет функции:

- приема гальванически развязанных частотных сигналов устройств детектирования от узла преобразования ППЦ блока БПЦ;
- пычисления значения реактивности во всех диапазонах контроля мощности с автоматическим переключением диапазонов контроля реактивности;
- понтроля собственной исправности;
- передачи по последовательному протоколу информации о вычисленных параметрах и собственной исправности в модуль обмена информацией ПВЦ-08;
- передачи по последовательному протоколу информации о текущем значении реактивности в активном диапазоне на блок индикации БИЦ-04 для отображения на БПУ.

Более подробно о функции контроля реактивности описано в п 5.3.3.6.

Узел контроля загрузки топлива ПАФ-01 выполняет функции:

- приема гальванически развязанных частотных сигналов устройств детектирования от узла преобразования ППЦ блока БПЦ;
- вычисление частоты в каналах СКП и периода ее изменения;
- приема информации из блока БНО о значении уставок формирования сигналов «СТОП» и «РЕВЕРС»;
- приема информации из блока БНО о выбранном режиме контроля перегрузки (внереакторное/внутриреакторное);
- формирования уставок «СТОП» и «РЕВЕРС» по плотности нейтронного потока и скорости его изменения (периода) для СКП;
- сравнения вычисленных значений частоты и периода ее изменения с пороговыми значениями и формирования сигналов «СТОП» и «РЕВЕРС» при их превышении;
- передачи сигналов на блоки БСР на БПУ и РПУ, а так же сигнала «СТОП» в автоматику перегрузочной машины;
- аппаратуры физического пуска реактора (АФП) во время первого пуска;

- контроля собственной исправности;
- передачи по последовательному протоколу информации о вычисленных параметрах и собственной исправности в модуль обмена информацией ПВЦ-08.

Узел обмена информацией ПВЦ-08 выполняет функции:

- Приема информации от блока БНО-01 и передачи ее в узлы ПАН, ПАЭ, ПАР, ПАФ, ПГТ;
- Контроля собственной исправности;
- Приема информации от узлов ПАН, ПАЭ, ПАР, ПАФ, ПГТ и ее обработки;
- Передачи информации в шлюзы АКНП для передачи в СВБУ.

Узел ПВЦ-08 реализует информационную функцию. Узел собирает информацию по CAN интерфейсу и передает ее в блок БНО для накопления и отображения. Для передачи информации в АОП и последующей передачи ее в СВБУ узел имеет два гальванически изолированных последовательных интерфейса RS-422. Для связи с блоком БНО также используется интерфейс RS-422.

Блок развязки БПЦ - в его состав входят:

- узлы гальванической развязки и размножения частотных сигналов ППЦ;
- узлы гальванической развязки и размножения дискретных сигналов ПУИ;
- узел имитатора ПГТ.

Блок БПЦ выполняет функции:

- приема импульсных сигналов от блоков БХ, гальванического разделения и размножения импульсных сигналов для передачи этих сигналов в БПМ (узлы ППЦ);
- приема сигнала «Разрешение проверки», его гальванического разделения и передачи в узел ПГТ;
- приема дискретных сигналов от БПМ, гальванического разделения и размножения дискретных сигналов и передачи их в связанные системы (УГРС TXS, АРМ, ПМ) и УДПН;
- приема частотных сигналов от БПМ, гальванического разделения и размножения частотных сигналов и передачи их в АК ВКУ;
- формирования унифицированных аналоговых сигналов и передачи их в связанные системы (УГРС TXS, АРМ);
- контроля собственной исправности.

Частотные сигналы от устройств детектирования поступают в блок БПЦ на входы узлов преобразования ППЦ. Кроме частотных сигналов узлы ППЦ принимают сигналы устройств детектирования о собственной исправности, дискретные сигналы состояния ГЦН и разрешения проверки канала от средств TXS. Узлы ППЦ обеспечивают гальваническую развязку дискретных и частотных сигналов и их размножение. Узлы построены на базе конфигурируемых логических матриц, входных высокочастотных оптронов и преобразователей интерфейсов. Структурная схема узлов ППЦ приведена на рисунке 5.3.3.3.5.

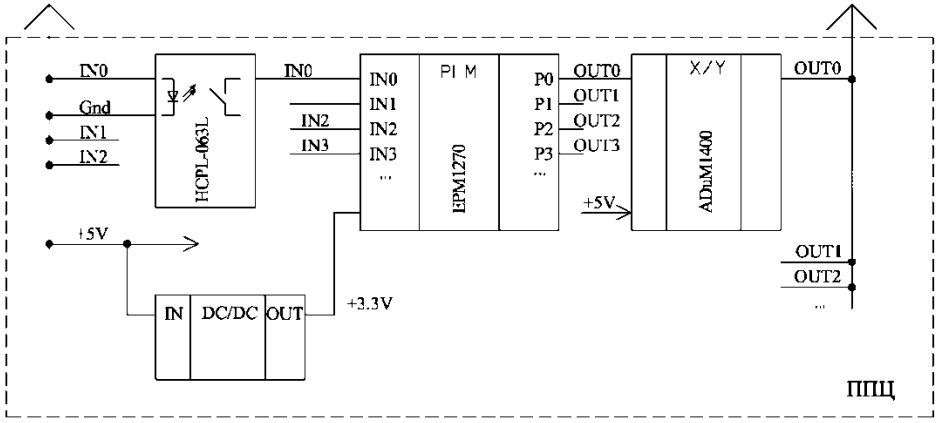


Рисунок 5.3.3.3.5 Структурная схема узла ППЦ

Дискретные сигналы поступают в узлы развязки и размножения сигналов ПУИ (узлы ПУИ отличаются только конфигурацией установленной ПЛМ) для передачи дискретных сигналов в УГРС TXS, АРМ и автоматику перегрузочной машины.

Один из узлов ПУИ предназначен для передачи дискретных и частотных сигналов в аппаратуру контроля фиксации внутрикорпусных устройств (АК ВКУ) предназначенную для диагностики состояния ВКУ по частотным сигналам аппаратуры АКНП путем спектрального анализа флуктуаций нейтронного потока и дальнейшей передачи её в систему контроля вибрации (СКВ СКУД).

Узлы ПУИ обеспечивают гальваническую развязку и размножение дискретных сигналов превышения значений соответствующих уставок АЗ, ПЗ и РМ для передачи в АРМ и УГРС TXS. На выходе формируются сигналы типа «Переключающийся контакт». Выходы сигналов аварийной защиты (АЗ) и предупредительной защиты (ПЗ) гальванически отделены друг от друга на выходах узла ПАН, на

входах узлов ПУИ и на выходах узлов ПУИ, обеспечивая отсутствие влияния цепи выдачи сигналов ПЗ на цепи выдачи сигналов АЗ. Тип входных и выходных сигналов узлов ПУИ - частотный и дискретный. Структурная схема узла ПУИ приведена на рисунке 5.3.3.3.6.

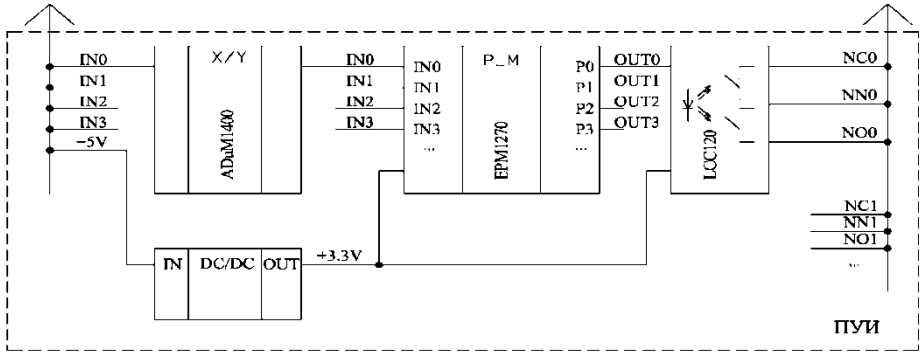


Рисунок 5.3.3.3.6 Структурная схема узла ПУИ

Узел имитатора ПГТ-01 выполняет функции:

- приема информации о выбранных режимах и параметрах ручной проверки канала контроля из БНО;
- формирования дискретных и частотных сигналов для проверки канала контроля;
- контроля собственной исправности;
- передачи по последовательному протоколу информации о вычисленных параметрах и собственной исправности в модуль обмена информацией ПВЦ.

Узел ПГТ предназначен для проверки канала, выполнения автоматизированных проверок отдельных узлов (во время периодических проверок функционирования канала контроля или проверок после устранения неисправностей), диагностики неисправности узлов канала, контроля выходных сигналов. Узел связан с другими процессорными узлами ПАН, ПАФ, ПАР, ПАЭ, ПВЦ посредством гальванически развязанного CAN интерфейса и может получать любую информацию о состоянии этих устройств по шине. При помощи БНО и ПВЦ, посредством синхронной CAN шины, узел получает команды для выполнения проверок канала и передает результаты проверки в БНО. При проверке отдельные узлы контроля не переводятся в режим проверки, что позволяет полноценно и независимо проверить исправность узлов.

Узел ПГТ построен на платформе унифицированного модуля (узлы ПАН, ПАФ, ПАР, ПАЭ См. рисунок 5.3.3.3.4). Осуществляет имитацию сигналов от блоков преобразования УДПН, контролирует входные и выходные сигналы узлов размножения, проверяет версии конфигураций в узлах ППЦ и ПУИ.

Контроль плотности потока нейтронов осуществляется при помощи неперемещаемых блоков детектирования нейтронного потока (БДПН) из состава устройств детектирования УДПН и обеспечивает расчет мощности в диапазоне от $1 \cdot 10^{-8}$ до 150 % от номинального значения нейтронной мощности реактора (Nном). Весь диапазон разделен на четыре поддиапазона с обеспечением автоматического выбора. Разделение диапазонов контроля представлено в таблице 5.3.3.3.1.

Таблица 5.3.3.3.1 – Поддиапазоны контроля АКНП

Наименование поддиапазона, обозначение	**Пределы контроля мощности, % от $N_{ном}$**
Поддиапазон источника, ДИ	От $1 \cdot 10^{-9}$ до $1{,}0 \cdot 10^{-4}$
Пусковой поддиапазон, ПД	От $1{,}0 \cdot 10^{-7}$ до $1{,}0 \cdot 10^{-2}$
Рабочий поддиапазон, РД1	От $1{,}0 \cdot 10^{-3}$ до 150
Рабочий поддиапазон, РД2	От 1 до 150

Каналы АКНП обеспечивают на цифровых индикаторах БПУ и РПУ представление информации о мощности и периоде в цифровом виде в активном поддиапазоне контроля. При этом представление значений мощности при работе в поддиапазонах ДИ, ПД, РД1 осуществляется в логарифмическом масштабе, а в поддиапазоне РД2 – в линейном масштабе.

В АКНП предусмотрена функция автоматического отключения питания блока детектирования ДИ. При подъеме мощности в узле ПАН формируется сигнал «Начало диапазона РД1», одновременно с которым генерируется дискретный сигнал «Блокировка» на отключение высокого напряжения блока детектирования диапазона источника. При этом в диапазоне ДИ формируются сигналы «Неисправность» и «АЗ», которые принудительно блокируются сигналом «Начало диапазона ПД». Соответственно, при снижении мощности и снятии сигнала «Начало диапазона РД1» одновременно снимается сигнал «Блокировка», возобновляется питание блока ДИ и прекращается формирование сигналов «Неисправность» и «АЗ».

Индикация об активном поддиапазоне контроля (ДИ-СКП, ПД, РД) предусмотрена в шкафах УНО-06 и видеокадре АКНП в СВБУ.

В таблице 5.3.3.3.2 представлены типы камер/счетчиков используемых на 1 и 2 энергоблоках НВ АЭС-2.

Таблица 5.3.3.3.2 – Типы камер/счетчиков

Диапазон	Наименование БДПН	Тип камеры/счетчика	Напряжение питания БДПН
ДИ	БДПН-03-7блок	CPNB44M - 6 блок СНМ-11 -7 блок борный счетчик нейтронов	+800В
ПД РД2	БДПН-01-01	КНК15 - ионизационная камера деления	+400В -400В
АКПМ	БДПН-01-01	КНК15 - ионизационная камера деления	+400В -400В
РД1	БДПН-05	КНК17-1- токовая борная камера деления	+100В -200В
СКП	БДПН-06	КНК15 - ионизационная камера деления	+400В -400В
АФП	БДПН-04	Сборка из 3-х гелиевых коронарных счетчиков нейтронов СНМ-18-1	+1750В

Зоны перекрытия поддиапазонов составляют не менее одного десятичного порядка (требование п.2.3.2.12 НП-082-07)[1] в соответствии со схемой перекрытия диапазонов изображенной на рисунке 5.3.3.3.8.

Ионизационная камера деления представляет из себя герметичный корпус, изготовленный из нержавеющей стали, заполненный смесью инертных газов. Внутри ИК расположены электродные системы, изолированные друг от друга и от корпуса камеры. Одна или несколько электродных систем покрыты специальным веществом – радиатором.

Радиаторы – это вещества, имеющие высокие сечения деления при взаимодействии с нейтронами. Именно наличие радиатора в конструкции ИК позволяет регистрировать нейтроны. Количество электродных систем как правило две или больше или же радиато-

ром выступает сама среда наполненная газом гелий-3. На одну электродную систему подается, например, положительное напряжение, а другую подключают к регистрирующей аппаратуре АКНП.

Для регистрации нейтронов в ионизационных камерах КНК15 (ПД/РД2, АКПМ, СКП) в качестве радиаторов используется уран-235, в ионизационных камерах КНК17-1 (РД1) используется бор-10, в счетчиках нейтронов СНМ-18-1 в качестве радиатора используется газ гелий-3.

Принцип работы счетчика СНМ

Поток тепловых нейтронов вызывает ионизацию гелия в активном объеме счетчика, за счет разности потенциалов приложенных к электродам счетчиков происходит сбор ионов и электронов, которые и вызывают импульсы тока которые регистрируются и усиливаются аппаратурой АКНП.

Принцип работы работы камер КНК

Уран-235 и бор-10 наносят тонкими пленками на электродные системы ИК. При взаимодействии нейтронов с радиаторами происходит деление или расщепление ядра радиатора с образованием разлетающихся осколков деления. Эти осколки, при попадании в газовый промежуток, создают свободные электроны и ионы газов, и при движении в электрическом поле между электродами, свободные заряды создают импульс тока, регистрируемый аппаратурой АКНП.

Ионизационные камеры измеряют не только нейтронное излучение, но и паразитное в нашем случае гамма-излучение не пропорциональное мощности реактора. В связи с этим для более глубокого и точного управления мощностью реактора для измерения потока нейтронов используют камеры, скомпенсированные к влиянию гамма-фона. Такая компенсация достигается объединением в одном объеме ИК двух камер, одной чувствительной к нейтронам и к гамма-излучению, и второй чувствительной только к гамма-излучению. Разница токов между двумя этими камерами и будет равна току пропорциональному потоку нейтронов. Принципиальная схема компенсированной ионизационной камеры представлена на рисунке 5.3.3.3.7.

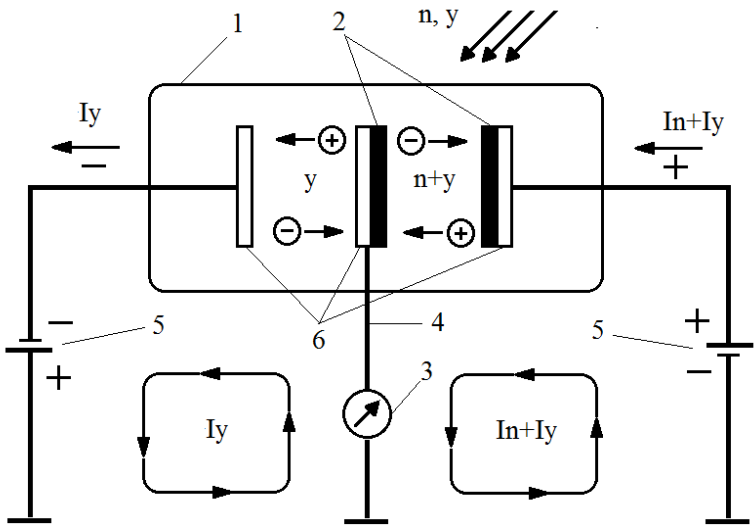


Рисунок 5.3.3.3.7 Принципиальная схема ионизационной камеры КНК: 1 – корпус камеры, 2 – радиаторы, 3 – измерительный прибор (результирующая токов), 4 – соединительные кабели, 5 – источник питания, 6 – электроды без радиатора.

На основании вычисленного значения частоты в каждом диапазоне контроля АКНП обеспечивает расчет значения периода реактора в пределах от 5 до 999 с.

АКНП обеспечивает:

Поканальное дистанционное задание оператором с БПУ уставок АЗ по мощности в поддиапазонах ДИ, ПД, РД1.

Поканальное дистанционное задание оператором с БПУ уставок АЗ по мощности в диапазоне РД2 с дискретом 1 % от Nном;

Автономное поканальное задание уставок АЗ по периоду со значениями «10 с», «20 с», «40 с» во всех поддиапазонах (ДИ, ПД, РД).

АКНП обеспечивает формирование дискретных сигналов превышения значений уставок АЗ по мощности и периоду и выдачу их в шкафы УГРС TXS.

АКНП обеспечивает формирование дискретных сигналов неисправности каждого канала контроля по функции АЗ (сопровождающиеся формированием сигналов АЗ по мощности), и выдачу их в шкафы УГРС TXS.

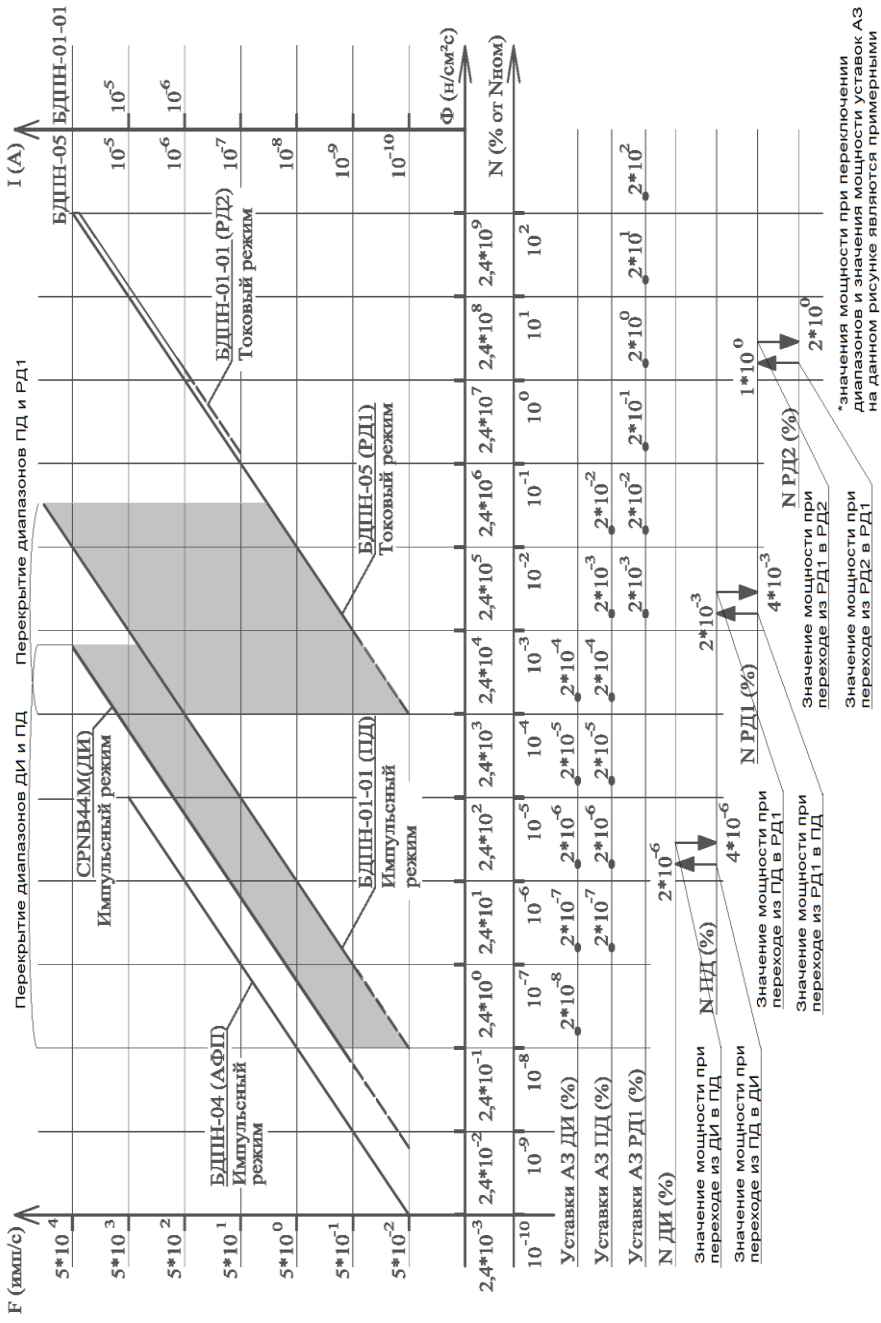


Рисунок 5.3.3.3.8 Схема перекрытия диапазонов, значений границ переключения между диапазонами и уставок АЗ

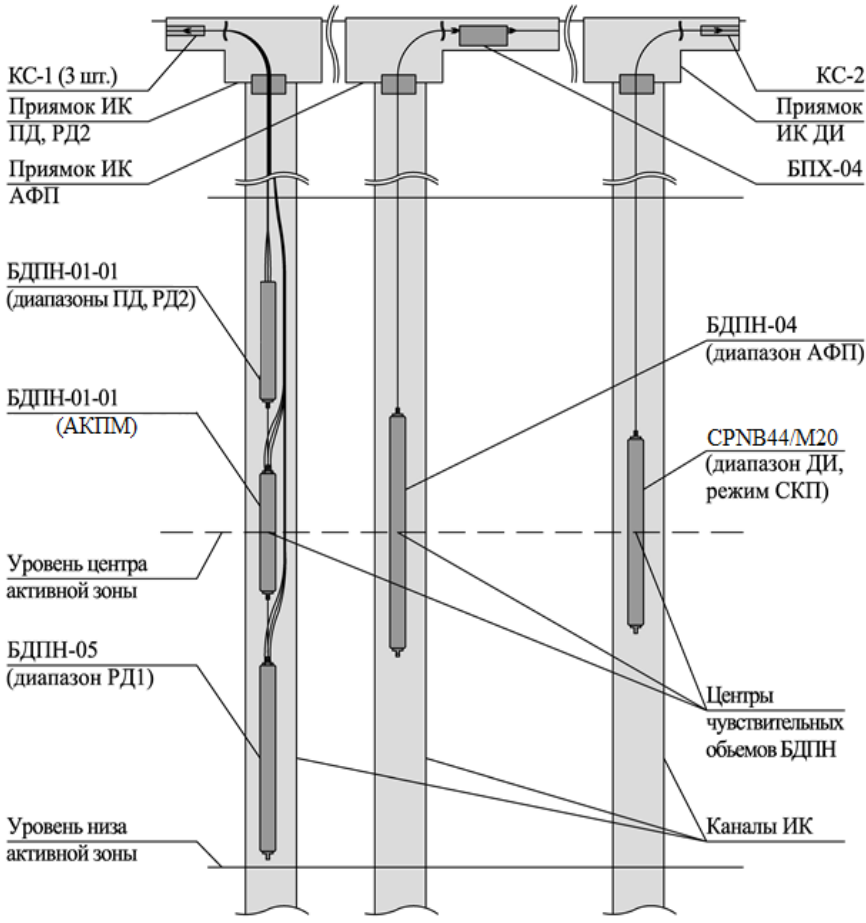


Рисунок 5.3.3.3.9 Схема размещения блоков детектирования АКНП по высоте в каналах ИК

АКНП обеспечивает формирование дискретных сигналов проверки каждого канала контроля (при наличии сигнала разрешения проверки от средств мажоритарной обработки TXS), сопровождающиеся формированием сигналов АЗ по мощности, и выдачу их в шкафы УГРС TXS.

АКНП обеспечивает формирование аналоговых сигналов, прямопропорциональных значению корректированной мощности в диапазоне РД2, и выдачу их в шкафы УГРС TXS.

Назначение АОП

АОП обеспечивает:

а) сбор, обработку, регистрацию, архивацию и отображение информации о:

- нейтронно-физических и сейсмических параметрах, по которым осуществляется защита реактора;
- значениях уставок защит;
- превышение значениями параметров значений соответствующих уставок;
- состоянии ТС АКНП;
- состоянии ТС системы индустриальной антисейсмической защиты (СИАЗ).

б) передачу текущей информации в систему верхнего блочного уровня (СВБУ);

в) прием меток времени и ведение единого времени с СВБУ;

г) передачу информации в систему контроля управления и диагностики (СКУД).

Примечание - Информация в СВБУ передается через два равнозначных шлюза.

АОП принимает информацию от каналов АКНП по последовательному интерфейсу.

АОП регистрирует аналоговые сигналы, пропорциональные уровню сейсмического воздействия, поступающие от СИАЗ. Погрешность регистрации находится в пределах ± 1 % от текущего значения параметра. Временное разрешение не более 15 мс.

Регистрация аналоговых сигналов от СИАЗ производится при наличии сигнала П2 из СИАЗ. АОП регистрирует не менее 20 событий продолжительностью каждого до 5 мин.

АОП осуществляет архивацию полученной от ККНП информации с временным разрешением 200 мс и сохраняет ее в течение 720 ч.

АОП осуществляет временную синхронизацию с системой СВБУ с погрешностью в пределах ± 5 мс. Погрешность присвоения меток времени сигналам - не хуже 0,1 с.

АОП обеспечивает возможность копирования архивной информа-

ции на внешний носитель в формате, пригодном для последующей обработки средствами MS Office, без необходимости переключения АКНП в режим «Проверка».

АОП передает текущую информацию в систему СВБУ через два равнозначных шлюза по двум каналам Ethernet (IEEE 802.3) спецификации 100 Base-FX. Интервал передачи – не реже 0,5 с.

Информация, передаваемая из АОП, содержит признак достоверности.

Примечание – Признаком недостоверности для каждого сигнала, передаваемого в СВБУ, является сигнал «ОШИБКА ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ».

АОП обеспечивает передачу в СКУД по гальванически развязанным интерфейсам Ethernet 100 Base-FX следующей информации:

- текущее значение мощности в АКНП;
- текущий диапазон контроля мощности в АКНП;
- текущее значение периода в АКНП, СКП;
- текущие значения уставок по мощности и периоду в АКНП, СКП;
- значение дискретных сигналов превышения уставок в АКНП, СКП;
- значение дискретных сигналов неисправности;
- значение дискретных сигналов проверки;
- положение приводов управляющей группы;
- значение сигналов температур в холодных и горячих нитках циркуляционных петель;
- значения дискретных сигналов состояния ГЦНА;
- текущее значение частоты в СКП;
- значение реактивности;
- сигнал открытия двери.

5.3.3.4 Режим СКП

Для обеспечения контроля перегрузки топлива внереакторными и внутриреакторными блоками детектирования АКНП в режиме контроля перегрузки топлива (СКП) на остановленном реакторе осуществляет:

- контроль плотности нейтронного потока и формирование частотных сигналов для оценки его значения;
- контроль скорости изменения плотности нейтронного потока;
- автономное поканальное задание уставок СТОП и РЕВЕРС по значению плотности нейтронного потока (частоте) в режиме СКП. Информация о значениях уставок СТОП и РЕВЕРС по частоте приведены в таблице 5.3.3.4.1.

Таблица 5.3.3.4.1 – Уставки по частоте в СКП

Номер уставки	Уставка по частоте, $с^{-1}$	
	РЕВЕРС	СТОП
1	$9{,}8 \cdot 10^{0}$	$7{,}0 \cdot 10^{0}$
2	$9{,}8 \cdot 10^{1}$	$7{,}0 \cdot 10^{1}$
3	$9{,}8 \cdot 10^{2}$	$7{,}0 \cdot 10^{2}$
4	$9{,}8 \cdot 10^{3}$	$7{,}0 \cdot 10^{3}$
5	$4{,}8 \cdot 10^{4}$	$3{,}5 \cdot 10^{4}$

Автономное поканальное задание уставок СТОП и РЕВЕРС по значению скорости изменения плотности нейтронного потока (скорости изменения частоты) в режиме СКП. Информация о значениях уставок СТОП и РЕВЕРС по скорости изменения частоты (периоду) приведена в таблице 5.3.3.4.2.

Таблица 5.3.3.4.2 – Уставки по скорости изменения частоты (периоду) в СКП

Значение уставки, с	Уставка, с	
	РЕВЕРС	СТОП
10	10	20
20	20	40
40	40	80

Контроль плотности потока нейтронов в режиме СКП осуществляется при помощи шести неперемещаемых блоков детектирования нейтронного потока (БДПН) из состава устройств детектирования УДПН. Расположение БД СКП представлено на рисунке 5.3.3.4.1.

АКНП обеспечивает формирование дискретных сигналов превышения значений уставок управления СТОП, мажорирование этих сигналов в рамках соответствующего комплекта по логике «1 из 3» и

передачу сигнала в технические средства перегрузочной машины.

АКНП по функции СКП обеспечивает контроль собственной исправности и формирование сигнала РАБОТА при включенном режиме СКП и положительном результате контроля исправности СКП.

Для обеспечения контроля реактивности АКНП осуществляет на основании формируемых устройствами детектирования частотных сигналов вычисление значения реактивности во всем диапазоне изменения плотности нейтронного потока, контролируемой АКНП.

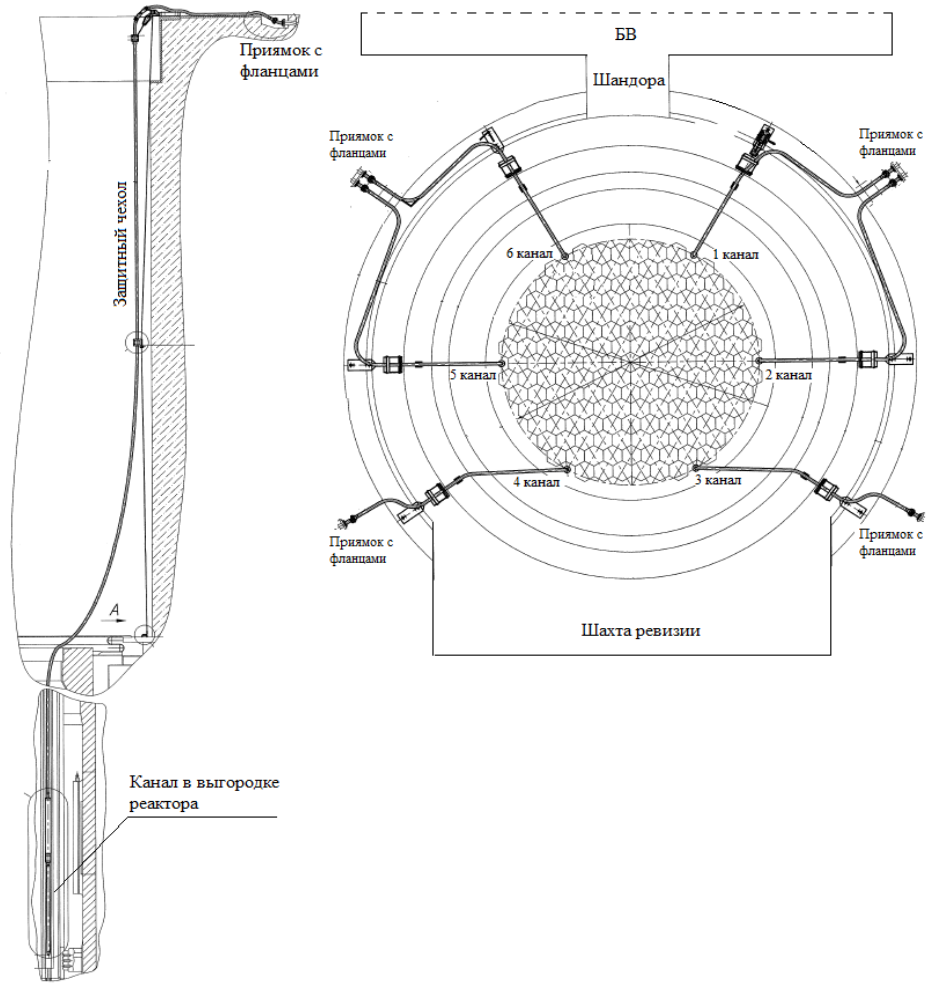


Рисунок 5.3.3.4.1 Расположение БД СКП

5.3.3.5 Функция автоматической корректировки показаний мощности

При работе энергоблока имеются процессы приводящие к увеличению погрешности показаний АКНП. Увеличение погрешности связано с:

- Изменением показаний камер при перераспределении нейтронного поля, вызванного перемещением ОР СУЗ;
- Изменением показаний камер при изменении плотности теплоносителя в опускном участке;
- Выгоранием ядерного топлива;
- Изменениями остаточного энерговыделения (не связанного с нейтронным потоком);
- Запаздыванием в каналах измерения температур.

Изменение показаний камер при перераспределении нейтронного поля, вызванного перемещением ОР СУЗ

Перемещение органов регулирования приводит к перемещению (вытеснению) нейтронного поля от центра к периферии, на которое накладывается перераспределение поля между верхней и нижней частями активной зоны. Так как камеры регистрируют нейтронный поток от прилегающей к камере части активной зоны, то перераспределение нейтронного поля в реакторе вызывают изменения показаний камер. Это основной эффект, который должна компенсировать система корректировки мощности и контроля распределения энергораспределения АКНП. Этот же эффект обуславливает также необходимость размещения нескольких камер по высоте канала ИК.

Изменение показаний ионизационных камер при изменении плотности теплоносителя в опускном участке

Камеры регистрируют нейтроны вылетевшие за пределы реактора. Нейтроны деления замедлившиеся в теплоносителе между шахтой и корпусом реактора за пределы реактора практически не вылетают. Вероятность столкновения нейтронов с атомами теплоносителя зависит от плотности теплоносителя. Вследствие этого показания ионизационных камер зависят от плотности теплоносителя. Отсюда и термин «в опускном участке», так как по отношению к камерам теплоноситель движется сверху вниз.

Выгорание ядерного топлива.

При выгорании ядерного топлива возникают два эффекта. Нейтронное поле в реакторе выравнивается, поскольку в более энергонапряжённых местах активной зоны делящийся материал выгорает быстрее. Это приводит к увеличению показаний камер при неизменной мощности. Кроме того уменьшается общее количество делящегося материала и это также приводит к изменению нейтронного потока.

Остаточное энерговыделение.

При работе реактора часть тепла выделяется из осколков деления и меняется в процессе работы реактора. Соответственно соотношение нейтронной мощности и тепловой мощности также изменяется.

Требования к компенсации влияния изложенных факторов приведены в техническом задании на АКНП [2] и реализованы включением в состав АКНП аппаратуры корректировки показаний мощности - АКПМ.

Аппаратура корректировки показаний мощности (АКПМ/АКЭ) выполняет функции:

- Уменьшение влияния вышеперечисленных факторов на показания АКНП путём динамической коррекции показаний мощности канала АКНП;
- Тарировки показаний мощности в квазистационарных режимах с целью уменьшения количества необходимых текущих тарировок показаний мощности каналов АКНП вручную персоналом АЭС.

Реализация функции коррекции мощности в АКНП

Физическая теория алгоритма корректировки показаний нейтронной мощности АКНП довольно объёмная и в данном описании изложены только основные использованные подходы для реализации алгоритма без использования математического аппарата. Более подробно алгоритм изложен в [3].

АКНП для блоков №1 и №2 НВАЭС-2 представляет собой двухкомплектную четырехканальную систему контроля (всего 8 каналов). Взаимное расположение блоков детектирования АКНП относительно активной зоны и циркуляционных петель а также геометрия расположения каналов АКНП относительно активной зоны и циркуляционных петель, и привязка секторов активной зоны к каналам ИК представлено на рисунке 5.3.3.5.1.

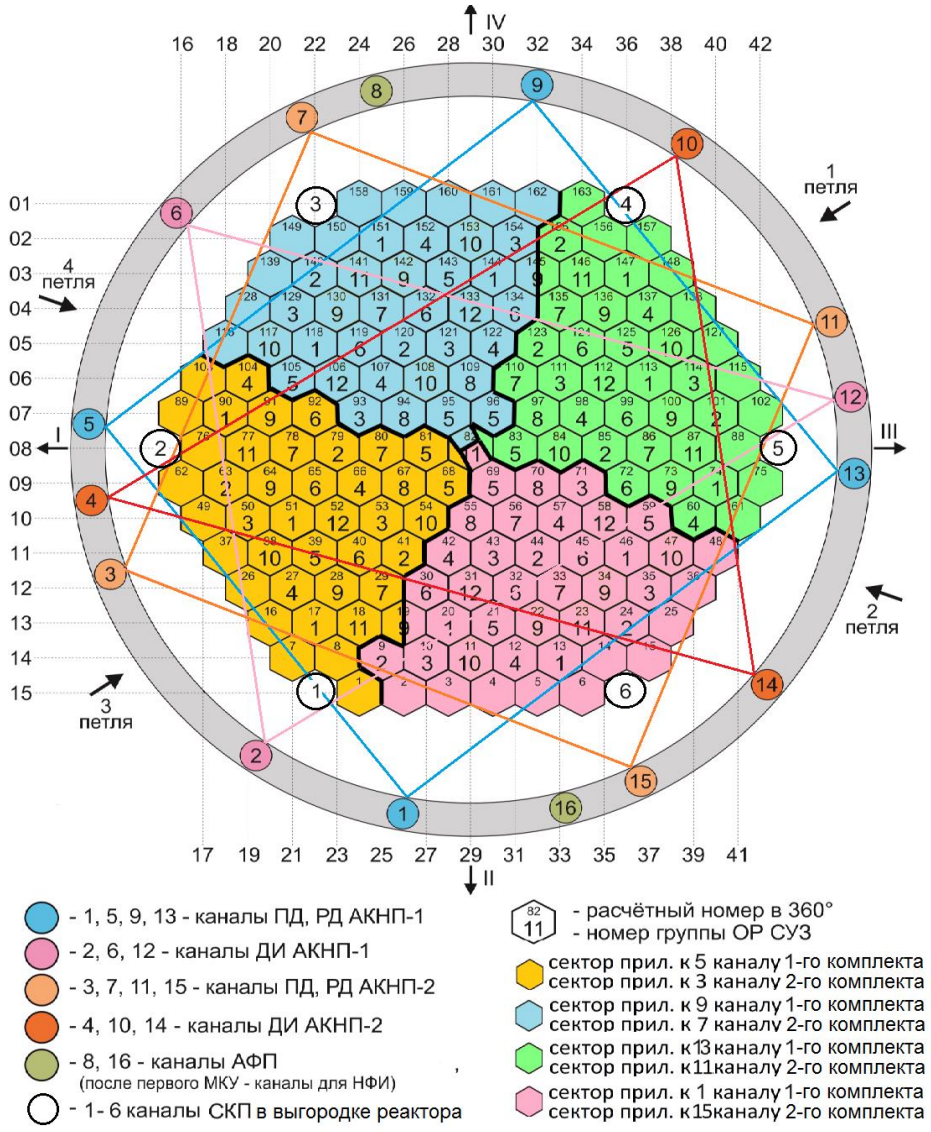


Рисунок 5.3.3.5.1 Геометрия расположения каналов АКНП относительно активной зоны и циркуляционных петель. Привязка секторов активной зоны к каналам ИК.

Сигналом мощности по показаниям АКНП является мощность активной зоны реактора. Каждый из 4-х каналов АКНП «привязан» к своему сектору активной зоны, а также к ближайшей циркуляционной петле. Аппаратура коррекции мощности независима для каждо-

го канала, поэтому, сравнивая показания различных каналов между собой, можно получить информацию о «перекосах» нейтронного потока в активной зоне.

Каналы АКНП дают информацию, на основании которой возможно анализировать несимметричность энерговыделения (в том числе и «секторальную») в активной зоне.

Данная привязка была использована для сопоставления мощности сектора, рассчитанной по данным СВРК, с мощностью по показанию канала АКНП, прилегающего к данному сектору, в режимах РУ с несимметричным энерговыделением в различных секторах активной зоны (например, при диаметральных ксеноновых колебаниях или при испытании эффективности канала системы аварийного ввода бора «JND» и т.п.).

В каналах биологической защиты №1,5,9,13 (первый комплект) и №3,7,11,15 (второй комплект) расположены сборки из 3-х БД, предназначенных для контроля мощностей в пусковом (ПД) и рабочих диапазонах (РД). Взаимное расположение БД, координаты центров чувствительных объемов (ЦЧО) относительно низа активной зоны и их тип представлен на рисунке 5.3.3.5.2.

Стоит отметить, что БД АКНП регистрируют нейтронный поток только от 2-3 рядов периферийных ТВС, прилегающих к данному каналу, в то время как корректируемая мощность АКНП (т.е. рассчитанная аппаратурой коррекции в составе АКНП) несет информацию о мощности всей активной зоны.

Для контроля за мощностью реактора используются данные петлевого термоконтроля. Показания термоконтроля на каждой петле позволяют определить тепловую мощность петли и прилегающего к ней сектора активной зоны.

Кроме того для вычисления мощности петли необходимо знание величины расхода теплоносителя через соответствующую циркуляционную петлю.

Эти сигналы используются для периодической автоматической тарировки каналов АКНП. При этом необходимо учитывать инерционность каналов термоконтроля.

Каждый канал АКНП выдаёт значение мощности восстановленное по одной четверти активной зоны, прилегающей к этому каналу ИК. Выбранная для каждой подвески ИК четверть активной зоны может не совпадать с сектором зоны, прилегающим к одной из 4-х петель ГЦК. Показания каналов могут быть разными, но их сумма будет равна интегральной тепловой мощности. В этом случае требуется

межпетлевой коэффициент для учёта этого смещения при использовании показаний температурных датчиков в горячих петлях. Эти коэффициенты для каждой подвески ИК вычисляются при пуске энергоблока по данным петлевого термоконтроля и по результатам восстановленного поля энерговыделения в активной зоне из СВРК.

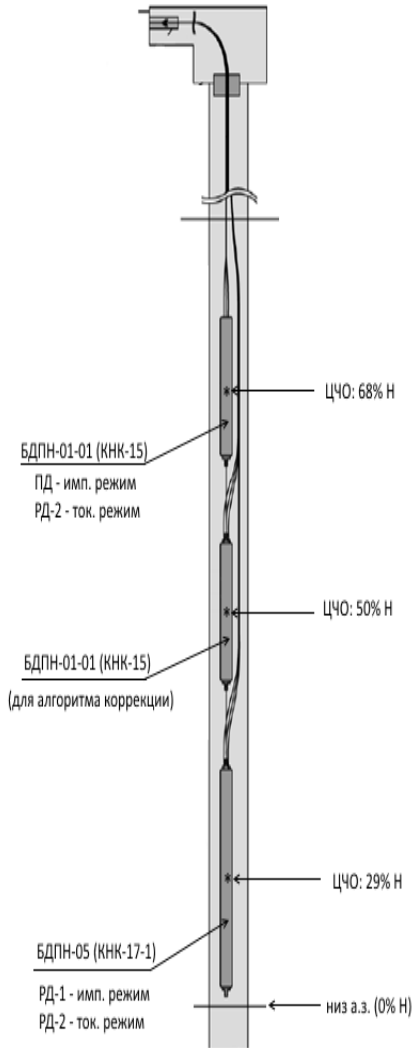


Рисунок 5.3.3.5.2 Взаимное расположение БД в канале ИК

Быстрее всего изменяются токи камер и положения ОР СУЗ. Эти изменения должны учитываться сразу и реализуются в быстром цикле расчётов. Периодичность выполнения быстрого цикла <0.05 сек. Выходной информацией быстрого цикла являются нейтронная мощность, тепловая мощность, оффсет, Ккорр.

Процессы учёта изменения температур и концентраций изотопов более длительные и имеют характерные времена от единиц до тысяч секунд. Обработка этих изменений выполняется в медленном цикле.

И, наконец существует процесс обновления параметров АКПМ/АКЭ и тарировки системы – настроечный цикл.

Параметры настроечного цикла делятся на следующие группы:

1. Задаваемые при разработке (константы).
2. Задаваемые после проведения пусковых экспериментов при ПНР в первую компанию.
3. Задаваемые после проведения штатных экспериментов в начале компании.
4. Программно изменяющиеся в течении компании.
5. Изменяющиеся операторами в течении компании.

Матричные и тензорные параметры, зависящие от выгорания, рассчитываются путём линейного интерполирования по соответствующим таблицам. Таблицы рассчитываются внешними программами и загружаются в начале компании.

Каждый канал полностью независим и принимает следующую индивидуальную для него информацию на вход алгоритмов коррекции:

- по два ближайших к данному каналу показания о положении ОР СУЗ из 12,11 и 7 (УПЗ) групп ОР СУЗ;
- температуру в холодных нитках циркуляционных петель, ближайших к соответствующему каналу ИК – от термосопротивлений Pt100;
- температуру в горячих нитках циркуляционных петель, ближайших к соответствующему каналу ИК – от средств TXS, некомпенсированное значение;
- температуру в точке холодного спая ТСП горячей нитки, для компенсации показаний – от термосопротивлений Pt100;
- перепад давления на ГЦНА соответствующих петель;
- состояние ГЦН дискретный от средств TXS (наличие перепада есть/нет);

- значение некорректируемой мощности АКНП, вычисленной данным каналом;
- значение плотности нейтронного потока в канале ИК в трех точках по высоте.

Общая схема алгоритма коррекции мощности в АКНП представлена на рисунке 5.3.3.5.3.

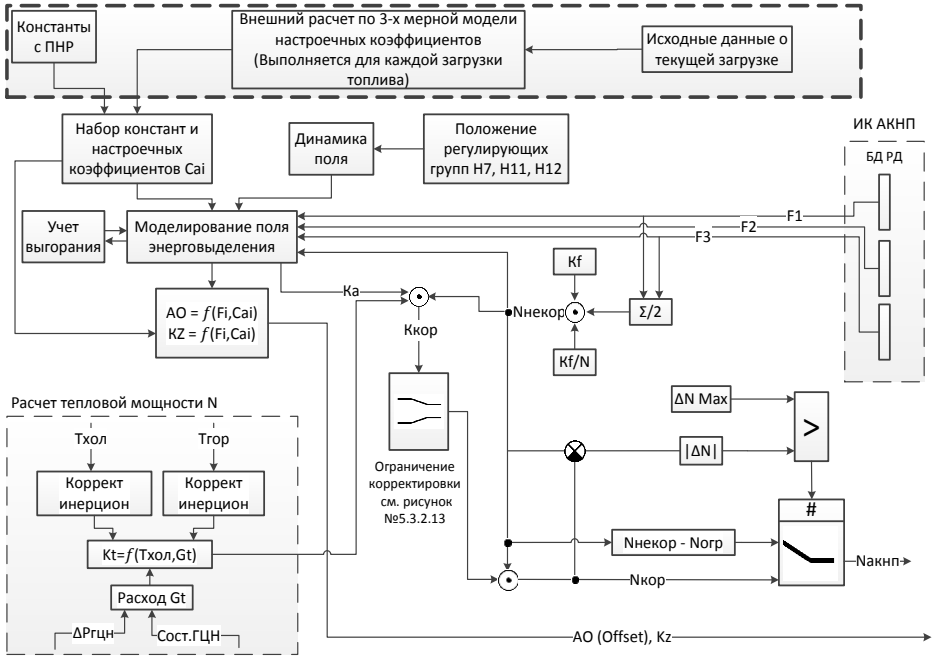


Рисунок 5.3.3.5.3 Общая схема алгоритма коррекции мощности в АКНП

Алгоритм корректировки состоит из нескольких этапов, выполняемых циклически:

- Рассчитывается усреднённая температура в опускном участке петли. При расчёте температуры учитывается инерционность каналов измерения температуры;
- Проводится корректировка токов камер на температуру в опускном участке;
- Формируется вектор факторов влияющих на оценку пространственного распределения энерговыделения;
- Проводится расчёт коэффициентов разложения пространственного распределения нейтронной мощности;

- Рассчитываются функционалы нейтронного поля: суммарная нейтронная мощность, офсет, kz, Ккорр;
- Обновляется ковариационная матрица для распределения мощности.

Диапазон изменения коэффициента коррекции (Ккорр) ограничен техническим заданием на АКНП [2]. Область изменения Ккорр от 0,94 до 1,06 от текущего значения некорректированной мощности (при значении некорректированной мощности более 94% Nном) с линейным расширением диапазона коэффициента корректировки до области от 0,8 до 1,2 при уровне мощности от 94% до 20% от Nном. См. рисунок 5.3.3.5.4.

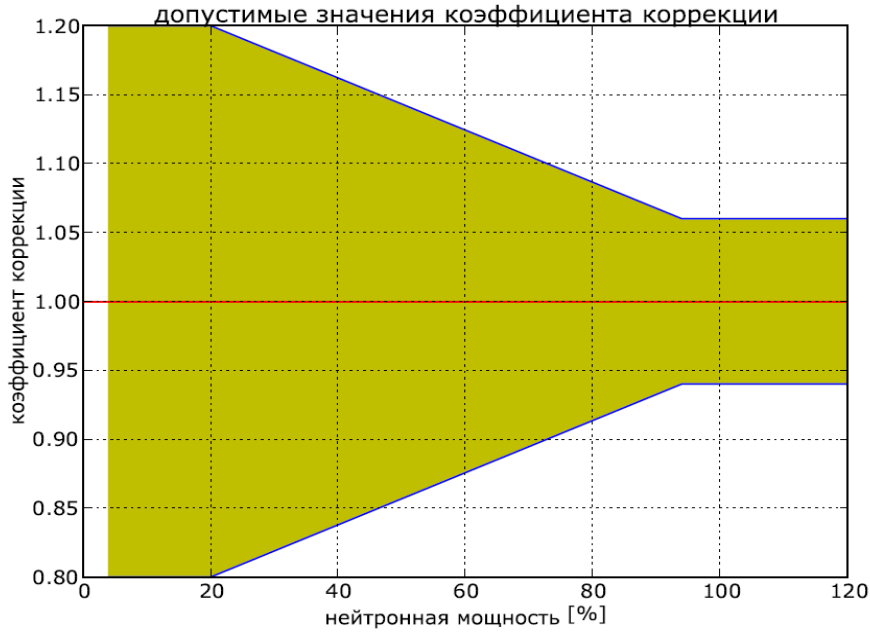


Рисунок 5.3.3.5.4 Область работы АКПМ

При выходе коэффициента коррекции за заданные пределы его значение приравнивается к соответствующему граничному значению диапазона допустимых значений.

При достижении границ автоматической корректировки в настроечном цикле выполняется ручная корректировка некорректированной нейтронной мощности изменением K_f персоналом.

Новое значение коэффициента коррекции kF для настраиваемого канала АКНП поддиапазона РД2 рассчитывается по формуле:

$$kF=(Nакз/32)/(Nакнп)\cdot kFт$$

где:

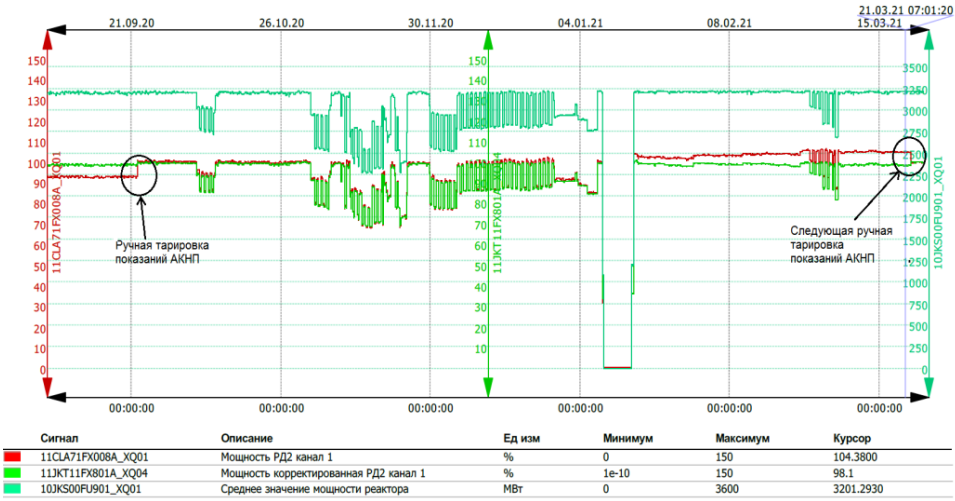
kFт – текущее значение коэффициента коррекции для поддиапазона РД2;

Nакз – среднее значение тепловой мощности реактора, рассчитанное по данным СВРК [МВт];

Nакнп – текущее значение корректированной нейтронной мощности АКНП в поддиапазоне РД2 [%Nном].

Сокращение количества ручных тарировок при работе АКПМ ~ в 8-10 раз (при допустимой разнице показаний между АКНП и Nакз не более 1%).

АКПМ является звеном канала АКНП. Обработка информации реализуется в узле контроля энергораспределения ПАЭ, который связан но шине обмена информацией с узлом контроля нейтронного потока ПАН и процессорным модулем. (См. рисунок 5.3.3.5.5)



Сигнал	Описание	Ед изм	Минимум	Максимум	Курсор
11CLA71FX008A_XQ01	Мощность РД2 канал 1	%	0	150	104.3800
11JKT11FX801A_XQ04	Мощность корректированная РД2 канал 1	%	1e-10	150	98.1
10JKS00FU901_XQ01	Среднее значение мощности реактора	МВт	0	3600	3201.2930

Рисунок 5.3.3.5.5 Пример работы АКПМ

5.3.3.6 Функция АКР

АКНП по функциям контроля реактивности (АКР) обеспечивает вычисление реактивности в диапазоне от минус 25 до +1 $ (ρ/β эфф). Вычисление реактивности производится на основе точечной моде-

ли кинетики реактора с возможностью корректировки параметров модели.

При вычислении реактивности решается система уравнений кинетики точечной модели реактора, учитывающая шесть групп запаздывающих нейтронов:

$$dn/dt = n \cdot (p-1) \cdot \beta_{эфф} / L + \sum_{i=1}^{6} \lambda_i \cdot C_i + S, \qquad i = 1,\ldots,6;$$

$$dC_i/dt = n \cdot \beta_i / L - \lambda_i \cdot C_i, \qquad i = 1,\ldots,6;$$

$$\beta_{эфф} = \sum_{i=1}^{6} \beta_i, \; i = 1,\ldots,6;$$

где:

n – плотность потока нейтронов;

p – реактивность;

βi - эффективный выход нейтронов i-той группы запаздывающих нейтронов;

βэфф - суммарный эффективный выход запаздывающих нейтронов;

L – время жизни мгновенных нейтронов;

Ci – концентрация предшественников i-той группы запаздывающих нейтронов;

S – мощность источника нейтронов.

Так как в течение кампании происходит выгорание топлива, то для удовлетворения требуемой точности вычисления реактивности, зависимость долей запаздывающих нейтронов (в шести группах) от соотношения ядер Pu239+241 / U235 в ядерном топливе представлена в виде таблицы 5.3.3.6.1. Таблица констант предусматривает восемь фиксированных значений соотношения Pu239+241 / U235 (от 0,000 до 24,950), одно из которых может быть выбрано оператором и используется в дальнейших расчетах.

Выбор отношения Pu/U производится по указанию контролирующего физика блока. При отсутствии таких указаний устанавливается соотношение Pu/U = 0,0.

При проведении измерений необходимо иметь в виду, что в расчетах используется точечная модель кинетики реактора, поэтому показания реактиметра будут зависеть от места установки датчика.

Таблица 5.3.3.6.1 – таблица соотношений Pu239+241 / U235 в ядерном топливе

Pu/U	$\beta_1 \cdot 10^{-3}$	$\beta_2 \cdot 10^{-3}$	$\beta_3 \cdot 10^{-3}$	$\beta_4 \cdot 10^{-3}$	$\beta_5 \cdot 10^{-3}$	$\beta_6 \cdot 10^{-3}$
0,000	0,2132	1,5100	1,3910	2,9190	0,9982	0,3540
0,100	0,1880	1,3700	1,2400	2,6000	0,9100	0,3220
0,193	0,1623	1,2270	1,1010	2,2700	0,8110	0,2898
0,402	0,1360	1,1000	0,9696	1,9910	0,7434	0,2585
0,672	0,1175	1,0210	0,8860	1,8210	0,7094	0,2374
1,051	0,1036	0,9640	0,8263	1,7030	0,6887	0,2217
1,604	0,0931	0,9220	0,7821	1,6170	0,6781	0,2100
24,950	0,0810	0,8698	0,7032	1,4010	0,5976	0,1819

Примечание - $\beta_1 \ldots \beta_6$ группы запаздывающих нейтронов.

При вводе отрицательной реактивности, по абсолютной величине более 5 βэфф за время менее 10 с при начальных уровнях нейтронной мощности менее 0,1 % от Nном погрешность измерения реактивности может достигать 20 %.

При вводе отрицательной реактивности по абсолютной величине более 5 βэфф за время менее 10 с, для обеспечения минимальной погрешности необходимо выполнять следующие условия:

- начальный уровень нейтронной мощности реактора должен превышать 1,0 % от Nном;
- при начальных уровнях нейтронной мощности от 0,1 до 1,0 % от Nном необходимо до начала ввода реактивности вручную установить поддиапазон контроля реактивности – РД1. Через 30 с после окончания ввода отрицательной реактивности, перевести реактиметр в режим автоматического выбора поддиапазона контроля.

Погрешность измерения реактивности может превышать 20 % в случае, если используемое в расчетах значение мощности источника значительно отличается от текущего значения мощности источника, а текущее значение мощности сопоставимо со значением мощности источника. Это произойдет после работы на больших уровнях нейтронной мощности в случае снижения мощности до уровней меньших, чем 1,0 · 10-5 % от Nном. Для контроля реактивности при пуске с низких уровней нейтронной мощности, необходимо рассчитать и установить в реактиметре правильное значение мощности источника.

5.3.3.7 СВБУ и периферийное оборудование АКНП

Для визуального контроля значения мощности и периода оперативным персоналом, АКНП обеспечивает поканальное представление на БПУ и РПУ информации о мощности и периоде с автоматическим переключением диапазонов контроля. При этом представление значений мощности в диапазоне от 1·10-8 до 1 % от Nном осуществляется в логарифмическом масштабе, а в диапазоне от 1 до 150 % от Nном – в линейном масштабе, видеокадр АКНП на СВБУ на рисунке 5.3.3.7.1.

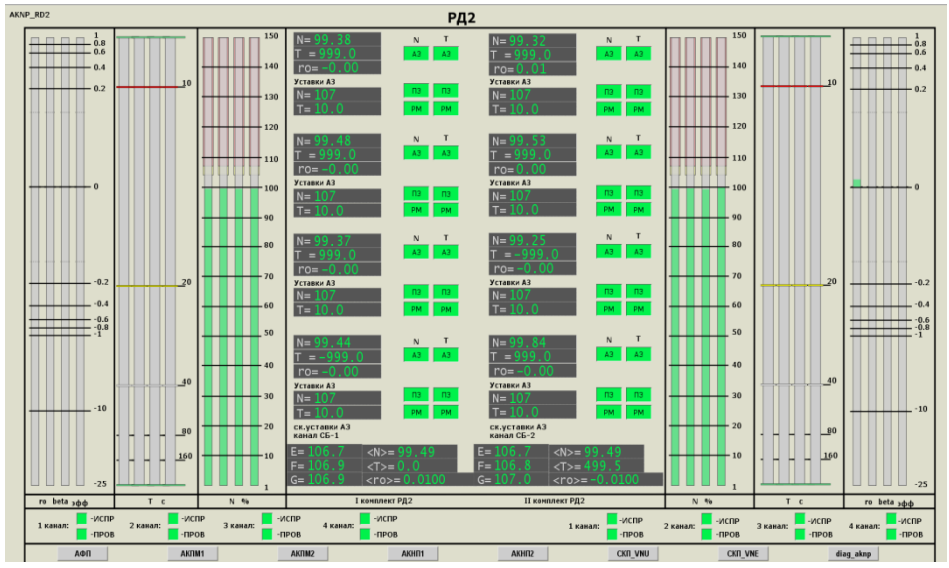


Рисунок 5.3.3.7.1 Слайд АКНП СВБУ на номинальной мощности.

Для представления оперативному персоналу визуальной и акустической информации о параметрах контроля перегрузки топлива в АКНП предусмотрены блоки, выполняющие функции оптической и акустической сигнализации о величине средней частоты и сигналов РАБОТА, СТОП и РЕВЕРС (рисунок 5.3.3.7.2), поступающих от СКП.

Для представления информации о работе СКП на пульте перегрузочной машины и пульте физика в составе АКНП предусмотрены оперативные дисплеи, каждый из которых получает информацию от обоих комплектов АКНП (СКП).

Для визуального контроля значения реактивности оперативным персоналом, АКНП обеспечивает поканальное представление на

блоках индикации цифровых (БИЦ-04) БПУ/РПУ информации о значении реактивности в диапазоне от минус 25$ до + 1$ (рисунок 5.3.3.7.3). Информация на БИЦ-04 поступает от УНО-06 по последовательному интерфейсу.



Рисунок 5.3.3.7.2 Внешний вид БСР-01



Рисунок 5.3.3.7.3 Внешний вид БИЦ

Для задания уставок по периоду и мощности с БПУ предусмотрены блоки задания уставок (БКЦ-01) представленные на рисунке 5.3.3.7.4. С каждого блока БКЦ-01 осуществляется задание уставок соответствующего канала АКНП.



Рисунок 5.3.3.7.4 Внешний вид БКЦ

БКЦ-01 обеспечивает:

- изменение величины уставки в зависимости от нажатия клавиш управления;
- отображение величины уставки на встроенном дисплее;
- передачу величины уставки в УНО-06 по последовательному интерфейсу с обеспечением гальванической развязки.

Все органы управления БКЦ-01 располагаются на передней панели блока. Переключение уставок осуществляется только при отпирании ключом органов управления, чем обеспечивается защита от случайных и несанкционированных переключений.

АКНП обеспечивает независимую выдачу в два адреса системы верхнего блочного уровня (СВБУ) информации о работе каждого комплекта через шлюзы, входящие в состав аппаратуры отображения и протоколирования каждого комплекта.

АКНП обеспечивает выдачу в систему контроля, управления и диагностики (СКУД) информации о работе каждого комплекта.

Список литературы к главе 5.3.3

1. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» НП-082-07.

2. Частное техническое задание на создание аппаратуры контроля нейтронного потока АКНП-01 (АКНП) СФЮА.021 ТЗ.

3. Научно-технический отчёт «Описание алгоритма корректировки показаний мощности АКНП».

4. РЭ АКНП.

5.3.4 Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления (ПТК СГИУ)

5.3.4.1 Назначение ПТК СГИУ

Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления и контроля положения (ПТК СГИУ) предназначен для реализации функций управления мощностью реактора и распределением энерговыделения в активной зоне в режимах нормальной эксплуатации, включая плановый и аварийный останов реактора, и проектные аварии.

Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления и контроля положения (ПТК СГИУ) в составе комплекса электрооборудования СУЗ (КЭ СУЗ) предназначен для выполнения следующих основных функций:

- автоматического снижения мощности реактора при поступлении сигнала ускоренной предупредительной защиты (УПЗ) путем снятия управления с предварительно заданных органов регулирования (на 1, 2 блоках Нововоронежской АЭС-2 это шесть периферийных ОР группы № 7), вызывающего их падение до нижнего «жесткого» упора;
- автоматического снижения мощности реактора при поступлении сигнала ПЗ-1 (предупредительной защиты 1-го рода) путем поочередного движения вниз с рабочей скоростью групп ОР, начиная с группы, определенной для движения вниз заданной автоматической последовательностью перемещения групп ОР для режима ручного группового управления (при снятии сигнала ПЗ-1 движение группы вниз прекращается);
- введения запрета на движение всех ОР вверх при поступлении сигнала ПЗ-2 (предупредительной защиты 2-го рода), движение вниз при этом разрешается (при снятии сигнала ПЗ-2 запрет на движение ОР вверх снимается);

- реализации заданной автоматической последовательности перемещения штатных (фиксированных) групп ОР при автоматическом и ручном групповом управлении с передачей движения от группы к группе;
- ручного (дистанционного) индивидуального и группового управления органами регулирования реактора;
- автоматического управления группами ОР;
- мониторного управления режимами работы СГИУ и регулятора АРМ7Н2 с рабочей станции АРМ КЭ СУЗ на БПУ (рисунки 5.3.4.1.1-5.3.4.1.3);
- контроля положения ОР по сигналам датчика положения;
- индикации положения 12-ти штатных групп ОР на БПУ и РПУ;
- передачи информации положении ОР двух регулирующих групп (группы 11,12) и ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, в аппаратуру АКНП по интерфейсу RS-485;
- формирования сигнала о несанкционированном падении ОР и передачи его в инициирующую часть предупредительной защиты (для формирования сигнала ПЗ-2);
- подъема ОР из положения НЖУ на КН после срабатывания АЗ;
- автоматического выравнивания положений ОР в группе, работающей под управлением автоматического регулятора мощности реактора (процесс выравнивания вводится по инициативе оператора);
- информационной поддержки оперативного персонала с помощью АРМ КЭ СУЗ, размещаемой в зоне ВИУР на БПУ, в части визуализации режимов работы ПТК СГИУ и регулятора мощности АРМ7Н2, индикации неисправностей трактов контроля и управления ОР, включая привода ШЭМ-3 и датчики положения ДПШ на видеокадре КЭ СУЗ монитора АРМ КЭ СУЗ на БПУ;
- формирования и передачи в ПТК ИДС по сети Ethernet массивов данных по положению всех ОР реактора, функционированию и состоянию оборудования ПТК СГИУ и датчиков положения ОР, данных для определения времени падения ОР по сигналам АЗ и УПЗ, массивов данных, необходимых для диагностики приводов ОР;
- самодиагностики состояния оборудования ПТК СГИУ.

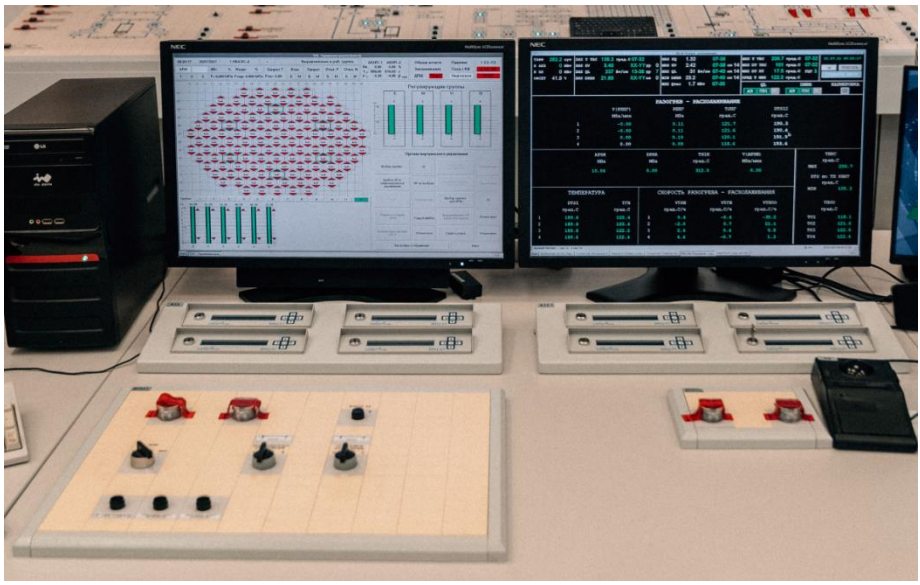


Рисунок 5.3.4.1.1 Общий вид АРМ КЭСУЗ (входит в состав рабочего места ведущего инженера по управлению реактором)

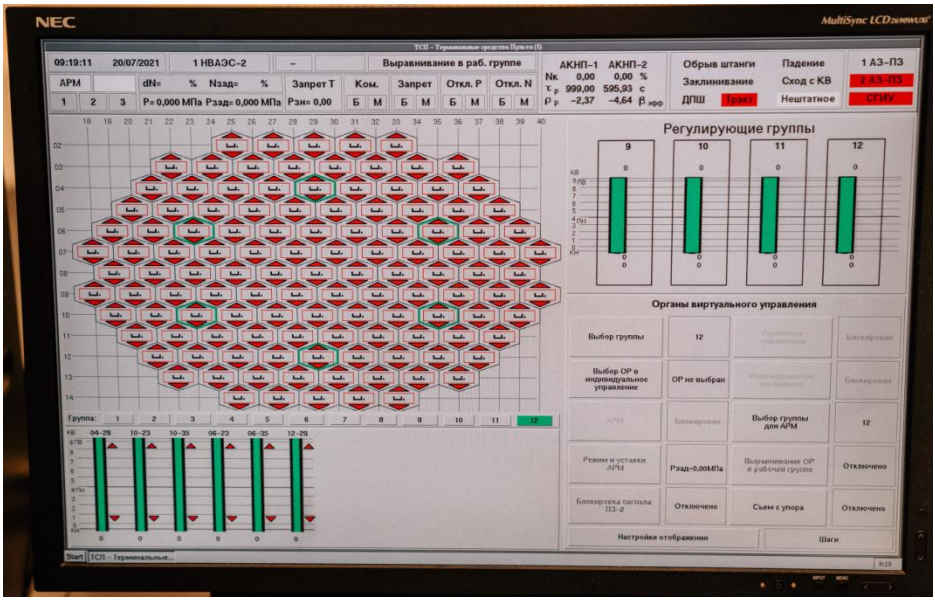


Рисунок 5.3.4.1.2 Видеокадр «Терминальные средства пульта» на мониторе АРМ КЭСУЗ

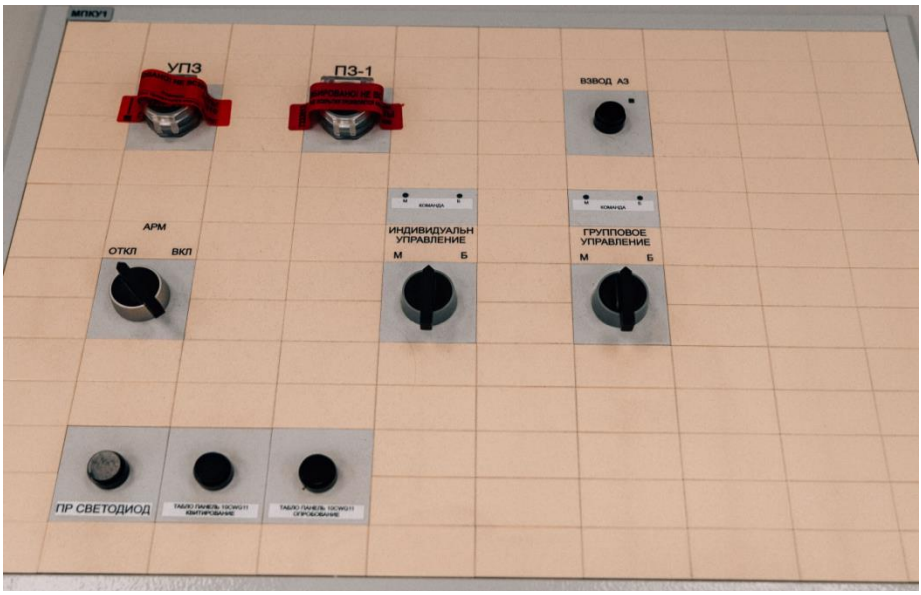


Рисунок 5.3.4.1.3 Панель с ключами управления ОР СУЗ и кнопками УПЗ и ПЗ-1 из состава АРМ КЭСУЗ

Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления и контроля положения (ПТК СГИУ) предназначен для управления мощностью реактора, имеющего 121 орган регулирования, которые перемещаются в активной зоне реактора с помощью шагового электромагнитного привода типа ШЭМ-3. Рабочая скорость перемещения ОР СУЗ (20,0 $\pm$ 1,5) мм/с. Время падения ОР СУЗ от КВ до нижнего «жесткого» упора (НЖУ) находится в пределах от 1,2 до 4,0 с.

Все ОР реактора разбиты на 12 штатных (фиксированных) групп, максимальное количество ОР в группе – не более 12.

Все органы регулирования и приводы универсальны, имеют одинаковую конструкцию и используются как для аварийной и предупредительной защит, так и для автоматического и ручного (дистанционного) управления мощностью реактора.

Управление мощностью реактора осуществляется оборудованием ПТК СГИУ путем формирования и реализации команд на перемещение отдельных ОР и групп ОР вверх (при требовании на увеличение мощности реактора) или вниз (при требовании на снижение мощности реактора). Все органы регулирования реактора могут перемещаться как индивидуально, так и в составе группы.

Для автоматического регулирования мощности реактора по командам, поступающим от автоматического регулятора мощности реактора (АРМ7Н2), используются регулирующие группы ОР № 9, 10, 11, 12. Кроме того, под управлением регулятора мощности АРМ7Н2 после срабатывания УПЗ может осуществляться извлечение ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ.

Перемещение ОР осуществляется оборудованием ПТК СГИУ в следующих режимах:

- индивидуального управления;
- ручного (дистанционного) группового управления без передачи движения от группы к группе или с передачей движения от группы к группе;
- автоматического группового управления без передачи движения от группы к группе или с передачей движения;
- снятия приводов с упоров.

Режим индивидуального управления используется для подъема ОР в случае их несанкционированного падения, для подъема ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, после срабатывания УПЗ, а также для ручной дистанционной корректировки поля энерговыделения в активной зоне реактора.

В ручном (дистанционном) и автоматическом групповых режимах с передачей движения, за исключением режима извлечения ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, последовательность движения групп ОР (далее именуемая как «заданная автоматическая последовательность») жестко задана отдельно для ручного и отдельно для автоматического управления и реализуется автоматически по групповым сигналам промежуточного верхнего положения ПВ (при движении вверх) и промежуточного нижнего положения ПН (при движении вниз).

В режиме ручного группового управления с передачей движения:

- при движении вверх происходит последовательное извлечение групп, причем движение начинается с группы № 1, а движение группы ОР СУЗ с номером N выполняется при условии положения всех групп с номерами меньше N выше ПВ, расположенного на уровне 100 % высоты активной зоны (183 шаг по датчику положения);
- при движении вниз происходит последовательное погружение групп, движение начинается с группы № 12, а движение группы ОР СУЗ с номером N выполняется при условии нахождения всех групп с номерами больше N ниже ПН, расположенного на уровне 50 % по высоте активной зоны (89 шаг по датчику положения).

В режиме автоматического группового управления с передачей движения:

- при движении вверх происходит последовательное извлечение групп из состава групп №№ 9-12, причем движение начинается с группы № 9, а движение группы ОР СУЗ с номером N выполняется при условии положения всех групп с номерами меньше N выше ПВ, расположенного на уровне 100 % высоты активной зоны (183 шаг по датчику положения);
- при движении вниз происходит последовательное погружение групп из состава групп №№ 9-12, движение начинается с группы № 12, а движение группы ОР СУЗ с номером N выполняется при условии нахождения всех групп с номерами больше N ниже ПН, расположенного на уровне 50 % по высоте активной зоны (89 шаг по датчику положения).

При достижении органом регулирования конечного верхнего КВ или нижнего КН положения, а также при прекращении подачи команды на перемещение ОР осуществляется остановка ОР. В таблице 5.3.4.1.1 показано расположение зон НЖУ, КН, КВ, ПН, ПВ и зоны «грубой» индикации.

В режиме автоматического группового управления с передачей движения после срабатывания УПЗ (по факту нахождения ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, на нижнем «жестком» упоре) по команде «Больше» от регулятора мощности АРМ7Н2 происходит извлечение ОР по заданному алгоритму. После поднятия всех ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, до верхнего концевого выключателя (КВ) перемещение групп ОР в режиме автоматического управления с передачей движения осуществляется в соответствии с заданной автоматической последовательностью перемещения групп ОР для режима автоматического группового управления.

Оборудование ПТК СГИУ является исполнительным механизмом предупредительной защиты реактора, реализующим снижение мощности реактора до заданного уровня и с заданной скоростью при поступлении команд УПЗ и ПЗ-1, а также запрет на перемещение ОР вверх при поступлении команды ПЗ-2 (движение вниз при этом разрешается).

Реализация ускоренной предупредительной защиты обеспечивается путем снятия управления с устройств силового управления приводами ОР, предназначенными для реализации функции УПЗ, с целью обеспечения их падения под действием собственного веса до нижнего жесткого упора.

Таблица 5.3.4.1.1 – Расположение зон ОР

<table>
<tr><th rowspan="2">Номер шага ОР</th><th rowspan="2">Номер зоны или знак конечного положения</th><th colspan="4">Значение сигнала</th></tr>
<tr><th>КН</th><th>ПН</th><th>ПВ</th><th>КВ</th></tr>
<tr><td>190</td><td>∩ (крайнее верхнее положение)</td><td rowspan="12">0</td><td rowspan="8">0</td><td rowspan="2">1</td><td>1</td></tr>
<tr><td>184-189</td><td rowspan="2">9</td><td rowspan="13">0</td></tr>
<tr><td>168-183</td><td rowspan="12">0</td></tr>
<tr><td>149-167</td><td>8</td></tr>
<tr><td>130-148</td><td>7</td></tr>
<tr><td>111-129</td><td>6</td></tr>
<tr><td>92-110</td><td>5</td></tr>
<tr><td>73-91</td><td>4</td><td rowspan="11">1</td></tr>
<tr><td>54-72</td><td>3</td></tr>
<tr><td>35-53</td><td>2</td></tr>
<tr><td>16-34</td><td>1</td></tr>
<tr><td>5-15</td><td>0</td></tr>
<tr><td>2-4</td><td>U (крайнее нижнее положение)</td><td rowspan="2">1</td></tr>
<tr><td>0-1</td><td>U (нижний жесткий упор)</td></tr>
</table>

Снижение мощности реактора при наличии требования на срабатывание ПЗ-1 осуществляется путем последовательного движения вниз с рабочей скоростью штатных групп ОР с передачей движения, начиная с группы, определенной для движения вниз заданной автоматической последовательностью перемещения групп ОР для режима ручного группового управления (при снятии сигнала ПЗ-1 движение прекращается).

По сигналу АЗ происходит обесточивание приводов всех ОР с целью обеспечения их падения под действием собственного веса до крайнего нижнего положения. Каждый шкаф ШСУ2Н2, ШКУ2Н2 получает из оборудования исполнительной части АЗ-ПЗ четыре независимых сигнала АЗ. Обработка сигналов защиты осуществляется

шкафами по логике «И-ИЛИ»: в шкафах ШСУ2Н2 прекращается формирование токов в электромагнитах привода, в шкафах ШКУ2Н2 начинается подготовка данных для определения времени падения ОР. В каждом шкафу ШСУ2Н2, ШКУ2Н2 обеспечена диагностика «совпадения» сигналов АЗ, поступающих из одного комплекта исполнительной части АЗ-ПЗ, с выдачей сигнала неисправности линии связи в шкафы серверов диагностики ШСР-ДН2 при наступлении события. По факту срабатывания АЗ автоматический регулятор мощности выводится из контура регулирования (режим автоматического управления снимается). Для подъема ОР после срабатывания АЗ необходимо сначала подать силовое электропитание в оборудование силового управления – произвести «Взвод АЗ».

Структурная схема исполнительной части АЗ-ПЗ представлена на рисунке 5.3.4.1.4.

Оборудованием ПТК СГИУ реализуется следующий приоритет команд управления (в порядке убывания):

- команды АЗ;
- команды ПЗ (УПЗ, ПЗ-1, ПЗ-2);
- команды индивидуального управления;
- команды ручного группового управления;
- команды автоматического группового управления.

При поступлении одновременно двух управляющих команд производится отработка управляющей команды, имеющей более высокий приоритет.

Для каждого режима управления при поступлении одновременно команды на перемещение ОР/групп ОР вниз и команды на перемещение ОР/групп ОР вверх, производится отработка команды на движение вниз.

ПТК СГИУ выполнен как трехканальная, трехуровневая цифровая магистрально – модульная система с мониторным управление режимами работы СГИУ и регулятора мощности АРМ7Н2, в которой передача на исполнительные механизмы команд управления на перемещение ОР реактора в активной зоне и передача диагностической информации осуществляется с использованием сетевых технологий.

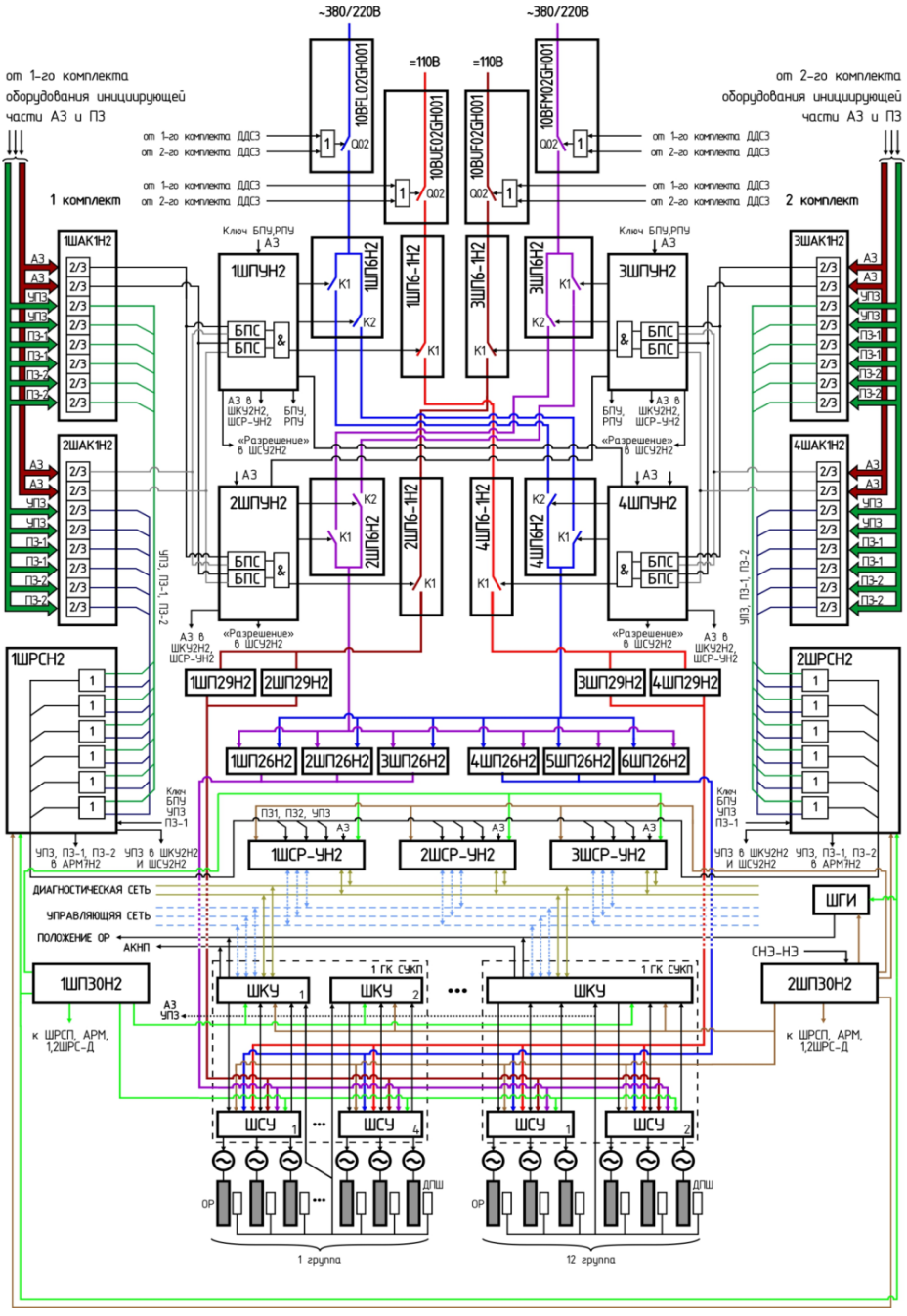
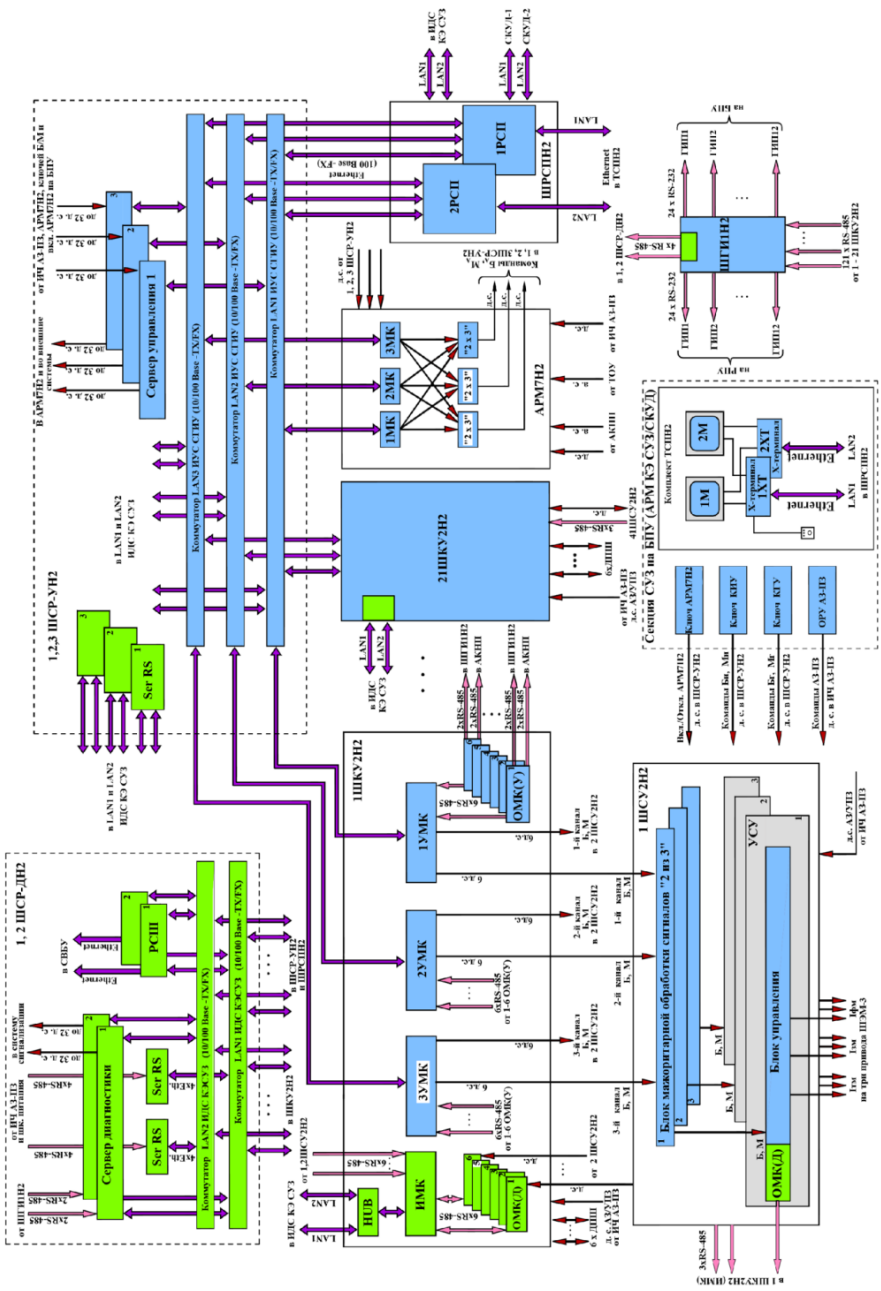


Рисунок 5.3.4.1.4 Исполнительная часть АЗ-ПЗ


1,2,3 ШСР-УН2
Сервер управления 1
Коммутатор LAN1 НУС СПУ (10/100 Base -TX/FX)
Коммутатор LAN2 НУС СПУ (10/100 Base -TX/FX)
Коммутатор LAN3 НУС СПУ (10/100 Base -TX/FX)
Ser RS
21ШКУ2Н2
1ШКУ2Н2
2ШКУ2Н2
3УМК
2УМК
1УМК
ИМК
ОМК(У)
ОМК(Д)
ОМК(Ц)
HUB
1 ШСУ2Н2
Блок мажоритарной обработки сигналов "2 из 3"
Блок управления
УСУ
1,2 ШСР-ДН2
Сервер диагностики
РСП
Коммутатор LAN2 НУС КЭ СУЗ (10/100 Base -TX/FX)
Коммутатор LAN3 НУС КЭ СУЗ (10/100 Base -TX/FX)
1РСП
2РСП
ШРСПН2
ШПН2
АРМ7Н2
Комплект ТСПН2
Ethernet
LAN1
LAN2
4RS-485
6RS-485
2RS-485
3RS-485
24 x RS-232
24 x RS-485
Б. М
Б. К
Б. Ц
Б. Д
Б. Т
Б. Ш
Б. Ф
Б. Ц
Б. Ц
Б. Ц

При построении ПТК СГИУ принята трехуровневая архитектура. На верхнем уровне – уровень серверов управления – осуществляется централизованное трехканальное формирование команд управления в соответствии с заданными алгоритмами управления и режимами работы СГИУ и регулятора АРМ7Н2. На среднем уровне – уровень концентраторов – осуществляется 3-х канальный контроль и управления группами ОР. На нижнем уровне системы осуществляется контроль и управление отдельными ОР при условии обработки команд управления по мажоритарному принципу «два из трех».

Структурная схема связей оборудования ПТК СГИУ, АРМ7Н2 и ПТК ИДС в составе КЭ СУЗ энергоблоков №1, 2 Нововоронежской АЭС-2 показана на рисунке 5.3.4.1.5.

5.3.4.2 Состав, краткое описание и размещение оборудования ПТК СГИУ

В состав программно-технического комплекса системы группового и индивидуального управления органами регулирования СУЗ входят:

- шкафы серверов управления 1-3ШСР-УН2;
- шкаф рабочих станций пульта оператора ШРСПН2;
- комплект терминальных средств пульта оператора ТСПН2;
- шкафы контроля и управления ШКУ2Н2;
- шкафы силового управления ШСУ2Н2;
- преобразовательные трансформаторы типа ТС3М-16-ОМ5;
- шкаф групповой индикации ШГИ1Н2;
- цифровые «зонные» индикаторы положения групп ОР типа ИП261Н2;
- шкафы промежуточных клеммников ШПК11Н2, ШПК11Н2.1;
- шкафы промежуточных клеммников ШПК12Н2, ШПК12Н2.1;
- шкаф промежуточных клеммников ШПК13Н2.

Шкафы серверов управления 1-3ШСР-УН2, образующие трёхканальную централизованную систему управления перемещением ОР реактора, осуществляют прием команд управления от реальных (механических см. рис. 5.3.4.1.3) и виртуальных (с экрана монитора рабочей станции АРМ КЭ СУЗ на БПУ см. рис. 5.3.4.1.2) органов дистанционного управления в части СГИУ и регулятора АРМ7Н2 на пульте оператора БПУ, оборудования исполнительной части А3-ПЗ и автоматического регулятора мощности АРМ7Н2, прием информа-

ционных пакетов о положении ОР реактора от шкафов ШКУ2Н2, обработку входной информации по заданным алгоритмам в зависимости от режимов работы СГИУ и регулятора мощности АРМ7Н2 и формирование команд на перемещение ОР в активной зоне реактора.

Шкаф ШРСПН2 с комплектом терминальных средств пульта ТСПН2 предназначены для реализации функций рабочих станций пульта (РСП) в составе дублированных каналов интерактивного (мониторного) управления режимами работы СГИУ и регулятора АРМ7Н2, а также для информационной поддержки оператора в части визуализации технологической и диагностической информации по КЭ СУЗ и СКУД на двухмониторной АРМ КЭ СУЗ, размещаемой в зоне ВИУР на БПУ.

Шкаф контроля положения и управления ШКУ2Н2 предназначен для контроля положения и формирования команд управления шести ОР, относящимися к одной группе ОР, или двумя независимыми «тройками» ОР, относящимися к двум различным группам ОР. В шкафах контроля и управления ШКУ2Н2 размещается аппаратура, осуществляющая контроль положения ОР по сигналам от датчиков положения ДПШ приводов ШЭМ-3 и формирование команд на перемещение ОР в устройства силового управления, и аппаратура, осуществляющая диагностику состояния оборудования шкафа ШКУ2Н2 и формирование массивов данных для проведения диагностики приводов ШЭМ-3 и датчиков положения ДПШ.

Структурная схема шкафа ШКУ2Н2 представлена на рисунке 5.3.4.2.1.

В состав шкафа ШКУ2Н2 входят:

- идентичные каналы контроля и управления ОР в количестве шесть/ два /один (в зависимости от исполнения);
- три идентичных управляющих микроконтроллера УМК1-01;
- информационный микроконтроллер ИМК;
- два модуля ММС03;
- блоки питания БПД.

Устройство контроля положения ОР состоит из двух каналов, выполненных на одноплатных микроконтроллерах ОМК30, один из которых предназначен для целей управления ОР, а второй – для целей диагностики. Микроконтроллеры ОМК30 принимают сигнала от датчиков положения ОР через модули гальванической развязки МГР03.

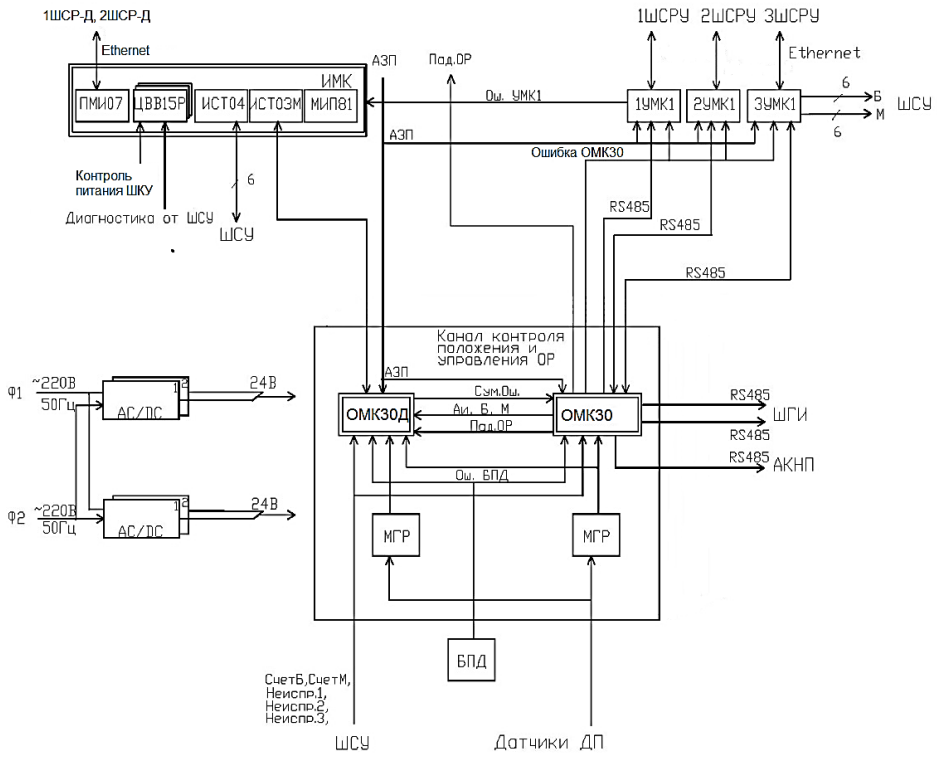


Рисунок 5.3.4.2.1 Структурная схема шкафа ШКУ2Н2

Процессор управляющий ОМК30, предназначенный для целей управления ОР, реализует функции определения положения ОР, передачи собранных данных по последовательным интерфейсам, диагностику оборудования канала отображения положения ОР, приема и формирования диагностической информации.

Модуль гальванической развязки МГР03 обеспечивает гальваническую развязку входных сигналов переменного напряжения и тока. МГР03 обеспечивает передачу сигналов напряжений от катушек датчика ДПШ, на входы модулей ОМК30, защиту входных каскадов контроллеров ОМК30 при аварийных ситуациях, возникающих при отказах датчика, вызванных обрывами цепей его последовательно включенных катушек

Управляющий микроконтроллер УМК1-01 предназначен для приема и последующего формирования команд на перемещение шести ОР вверх или вниз.

Информационный контроллер ИМК осуществляет обмен информацией с процессорами ОМК30Д и ПТК ИДС по локальной вычислительной сети, использующей протокол обмена Ethernet.

Модуль ММС03 предназначен для формирования по мажоритарному принципу «2 из 4» сигнала разрешения движения «Р».

Блок БПД обеспечивает питание датчиков положения шаговых ДПШ стабилизированным синусоидальным током, осуществляет быстродействующее отключение выходного напряжения при обрыве или коротком замыкании в цепи нагрузки, формирует и выдает сигнал синхронизации.

Шкаф силового управления ШСУ2Н2 предназначен для питания электромагнитов трех приводов ШЭМ-3 системы СУЗ по командам управления, поступающим из оборудования исполнительной части АЗ-ПЗ и шкафов ШКУ2Н2. В состав электрооборудования одного привода ШЭМ-3 входят три электромагнита: ТМ, ЗМ, ФМ. Питание магнитов ТМ, ЗМ, ФМ привода ШЭМ-3 осуществляется от устройства силового управления УСУ шкафа.

Структурная схема УСУ из состава шкафа ШСУ2Н2 представлена на рисунке 5.3.4.2.2.

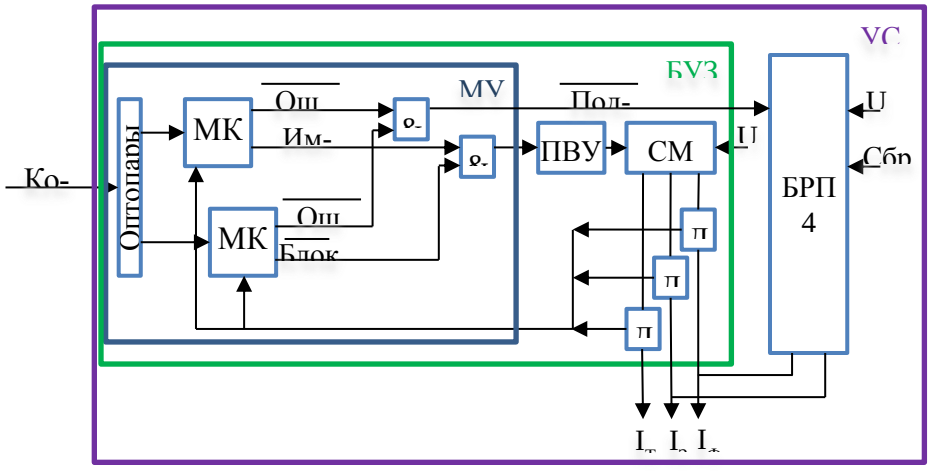


Рисунок 5.3.4.2.2 Структурная схема устройства силового управления: где УСУ – устройство силового управления; БУЗ – блок управления; БРП4 – блок резервного питания; ДТ – датчик тока; ПВУЗ – плата выходных устройств; СМ – силовой модуль; МУ1 – модуль управления; МК1, МК2 – микроконтроллер; $I_{ТМ}$ – ток тянущего электромагнита; $I_{ЗМ}$ – ток запирающего электромагнита; $I_{ФМ}$ – ток фиксирующего электромагнита.

Устройство силового управления состоит из двух блоков: блока управления БУЗ и блока резервного питания БРП4.1.

Назначение блока управления БУЗ - преобразование напряжения частоты 50 Гц в токи питания электромагнитов привода.

Назначение блока резервного питания БРП4.1- подключение фиксирующего и запирающего электромагнитов к аккумуляторной батарее при недопустимом снижении значений их токов.

В блоке управления БУЗ установлены пять силовых тиристорных модулей, печатные платы, источники питания и три синхронизирующих трансформатора.

В блоке резервного питания БРП4.1 размещены 2 тиристорных модуля, разрядная RD-цепочка, элементы питания и печатные платы.

Силовые цепи УСУ запитываются переменным напряжением от отдельного силового трансформатора с тремя вторичными обмотками. Напряжение 250 В, 50 Гц от вторичных обмоток трансформатора подается на УСУ через автоматические выключатели.

Напряжение постоянного тока 110 В подается на шкаф ШСУ2Н2 по двум вводам от двух шкафов прерывателей системы аварийной защиты. В шкафу вводы объединяются с помощью диодного модуля и подаются на УСУ автоматическими выключателями.

Переменное напряжение 250 В частотой 50 Гц преобразуется блоком БУЗ в токи электромагнитов $I_{ТМ}$, $I_{ЗМ}$, $I_{ФМ}$.

Управляющая часть блока БУЗ выполнена на микропроцессорных средствах и позволяет изменять алгоритмы работы блока программным путем.

Задание режима работы УСУ осуществляется модулем управления МУ1 в соответствии с комбинацией управляющих сигналов. В каждый момент времени токи магнитов задаются программными задатчиками токов, реализованными в модуле МУ1. Далее заданные токи сравниваются с действительными значениями, после чего разностные сигналы поступают на регуляторы, которые изменяют углы открытия тиристоров СМ и, как следствие, токи $I_{ТМ}$, $I_{ЗМ}$, $I_{ФМ}$. Для синхронизации импульсов управления с напряжением питающей сети, а также для синхронизации выдачи циклограмм на модуль МУ1 подаются напряжения трех синхронизирующих трансформаторов с платы ППС.

Через плату ПВУЗ, обеспечивающую гальваническую развязку низковольтной части УСУ от силовой, импульсы управления поступают на управляющие электроды тиристоров. Тем самым обеспечивается регулирование тока в электромагнитах. В цепи «СМ – электро-

магниты» стоят датчики тока, которые контролируют токи нагрузки и формируют пропорциональные аналоговые, гальванически развязанные, сигналы для модуля МУ1.

При нарушении работы блока БУ3 электромагниты ЗМ и ФМ подключаются к аккумуляторной батарее, посредством блока БРП4.1, входящего в состав УСУ.

Управляющие импульсы на управляющие электроды тиристорных модулей подаются от выходных устройств платы ПВУ3.

На выходе силового модуля установлены датчики тока Д1, Д2 и Д3, расположенные на плате ПВУ3.

Управляющая часть блока БУ3 реализована на модуле управления МУ1, который выполнен на микропроцессорных средствах.

Модуль МУ1 реализует контуры управления токов ТМ, ЗМ и ФМ. Задание режима работы УСУ осуществляется в соответствии с комбинацией управляющих сигналов. В каждый момент времени токи магнитов задаются программными задатчиками токов. Далее заданные токи сравниваются с действительными значениями, после чего разностные сигналы поступают на регуляторы, которые изменяют углы открытия тиристоров СМ и, как следствие, токи $I_{ТМ}$, $I_{ЗМ}$, $I_{ФМ}$. Для синхронизации импульсов управления с напряжением питающей сети, а также для синхронизации выдачи циклограмм на модуль МУ1 подаются напряжения трех синхронизирующих трансформаторов с платы ППС.

Модуль МУ1 выполнен на основе двух микроконтроллеров – основного МК1 и диагностического МК2. Диагностический контроллер служит для контроля правильности формирования токов. При недопустимых токах магнитов МК2 запрещает работу МК1 и переводит привод на блок резервного питания (при этом дальнейшее формирование токов блоком БУ3 и обратный переход могут разрешаться или запрещаться в зависимости от типа неисправности). Основной контроллер МК1 также производит контроль формируемых токов.

При возникновении критических неисправностей импульсы открытия тиристоров блокируются в модуле МУ1, и привод переводится на резервное питание через блок БРП4.1. Обслуживающий персонал имеет возможность вернуть привод на питание от блока БУ3, нажав кнопку «Возврат» на модуле МУ1.

Основные функции блока БРП4.1:

- подключение электромагнитов ФМ и ЗМ к аккумуляторной батарее при одновременном снижении их токов ниже допустимой величины;

- блокирование подачи управляющих импульсов на тиристоры БРП4.1 при снятии с входа БРП4.1 сигнала Р.

Дополнительные функции БРП4.1:

- контроль и индикация самопроизвольного включения блока («СВ»);
- контроль ситуации многократных переключений БУЗ - БРП4.1 («МВ»).

Для предоставления оператору информации о грубом (по зонам) положении групп ОР реактора предназначены индивидуальные (по числу групп ОР) индикаторы положения ИП261Н2. Индикаторы, установленные на панелях БПУ и РПУ, работают под управлением оборудования шкафа групповой индикации ШГИ1Н2.

Шкаф ШГИ1Н2 предназначен для приема от шкафов ШКУ2Н2 кодов положения (номер шага) органов регулирования реактора, кодов состояния каналов контроля и управления, формирования по заданному алгоритму кодов положения (номера зоны) 12-ти групп ОР и кодов, задающих цветность индикации, и передачи этой информации на индикаторы положения групп ОР на БПУ и РПУ по дублированным интерфейсам.

Шкафы промежуточных клеммников ШПК11Н2 и ШПК11Н2.1 обеспечивают связь шкафов ШСУ2Н2 с обмотками приводов ШЭМ-3.

Шкафы промежуточных клеммников ШПК12Н2 и ШПК12Н2.1 обеспечивают связь шкафов ШКУ2Н2 с датчиками положения ДПШ.

Шкаф промежуточных клеммников ШПК13Н2 обеспечивает прием управляющих сигналов от оборудования ИЧ АЗ-ПЗ, их размножение и передачу в оборудование ПТК СГИУ.

Кроме того, в состав поставки входит сервисное оборудование (комплекты проверки), обеспечивающее проверку блоков, входящих в состав шкафов ПТК СГИУ, и шкафов в целом, как в период пусконаладочных и планово-профилактических работ, так и в процессе эксплуатации (проверка блоков, модулей).

Оборудование программно-технического комплекса системы группового и индивидуального управления и контроля положения ОР размещается в помещениях СГИУ и помещениях трансформаторов на высотной отметке минус 4,4 м, в помещении БПУ на высотной отметке плюс 3,6 м и в помещении РПУ на высотной отметке плюс 7,2 м.

В помещении БПУ на вертикальной панели размещен первый комплект индикаторов положения групп ОР, в зоне СУЗ оператора БПУ

расположен конструктив автоматизированного рабочего места (АРМ КЭ СУЗ) с установленным в нём комплектом ТСПН2.

В помещении РПУ на вертикальной панели размещен второй комплект индикаторов положения групп ОР.

5.3.4.3 Электропитание оборудования ПТК СГИУ

Электропитание каждого шкафа ШСУ2Н2 осуществляется переменным трехфазным напряжением 380 В, 50 Гц от оборудования силового электропитания переменного тока (шкафы 1-6ШП26Н2) и по двум вводам постоянного тока напряжением 110,0 В от шкафов оборудования силового электропитания постоянного тока (1-4ШП29Н2).

Для питания силовых цепей переменным напряжением для каждого шкафа ШСУ2Н2 предусмотрен отдельный преобразовательный трехфазный трансформатор типа ТС3М-16-ОМ5, установленный вне шкафа.

На силовые цепи трех устройств силового управления УСУ подается напряжение 250 В, 50 Гц от трех вторичных обмоток этого трансформатора. Мощность, потребляемая силовыми цепями переменного тока для одного шкафа - не более 18 кВ·А.

На цепи управления УСУ шкафа ШСУ2Н2 подается напряжение 380 В, 50 Гц.

Мощность, потребляемая цепями постоянного тока шкафа ШСУ2Н2 – не более 7 кВт.

Электропитание каждого шкафа ШКУ2Н2, ШГИ1Н2, ШСР-УН2 осуществляется по двум вводам переменного тока напряжением 220 В, 50 Гц от двух шкафов оборудования надежного электропитания 1,2ШП30Н2. Электропитание шкафа ШРСПН2 осуществляется по четырем вводам переменного тока напряжением 220 В, 50 Гц от двух шкафов оборудования надежного электропитания 1,2ШП30Н2 (по два ввода от каждого шкафа ШП30Н2).

Генпроектантом АЭС обеспечивается электропитание шкафов 1,2ШП30Н2 от внешних источников в течение 1 часа в режиме полного обесточивания энергоблока для обеспечения бесперебойного электропитания устройств контроля положения с целью представления на БПУ и РПУ информации по положению групп ОР.

5.3.4.4 Связь оборудования ПТК СГИУ со смежными системами

Оборудование ПТК СГИУ как составная часть электрооборудования СУЗ имеет связи со следующими внешними системами:

- приводами и датчиками положения ОР;

- аппаратурой инициирующей части АЗ-ПЗ (аппаратура АКНП, ПТК АЗ-ПЗ УСБИ);
- с органами ручного управления БПУ.
- Оборудование СГИУ имеет связи с приводами и датчиками положения ОР в части:
- подачи (из шкафов ШКУ2Н2) электропитания на датчики положения ДПШ всех ОР;
- приема (в шкафы ШКУ2Н2) сигналов от катушек датчиков положения ДПШ всех ОР для контроля и индикации положения ОР;
- выдачи (из шкафов ШСУ2Н2) сигналов управления на приводы ШЭМ-3 всех ОР в режиме стоянки и в режиме движения.

С аппаратурой инициирующей части АЗ-ПЗ оборудования ПТК СГИУ имеет связи в части:

- по выдаче в аппаратуру ПТК АЗ-ПЗ УСБИ из шкафов серверов управления ШСР-УН2 сигналов несанкционированного падения ОР, являющихся инициирующими для формирования сигнала ПЗ-2;
- по выдаче в аппаратуру АКНП из шкафов ШКУ2Н2 информации по положению ОР групп №№ 11, 12 и ОР, предназначенных для реализации функции УПЗ, для коррекции показаний нейтронной мощности.
- Связь с органами ручного управления, установленными на пульте оператора БПУ и предназначенными для формирования команд управления и введения режима автоматического управления, осуществляется путем:
- приема сигналов от органов ручного управления ПТК СГИУ в шкафы ШСР-УН2 для реализации логики работы оборудования ПТК СГИУ;
- выдачи из шкафа ШРСПН2 сигналов для засветки элементов индикации органов ручного управления.

5.3.4.5 Описание и принцип работы привода ШЭМ-3

Привод СУЗ ШЭМ-3 вместе с рабочим органом системы управления и защиты, поглощающим стержнем (ПС) СУЗ, является исполнительным механизмом СУЗ и предназначен для перемещения ПС СУЗ, фиксации его в крайних и промежуточных положениях, выдачи информации посредством датчика ДПШ (далее в тексте именуется «датчик») о положении ПС СУЗ и сброса ПС СУЗ в режиме АЗ. С помощью привода осуществляется пуск, регулирование мощности и остановка реактора путем введения в активную зону или выведения

из нее ПС СУЗ, а также аварийная остановка реактора путем сброса ПС СУЗ при обесточивании привода.

Расположение привода с ОР СУЗ в реакторе показано на рисунке 5.3.4.5.1.

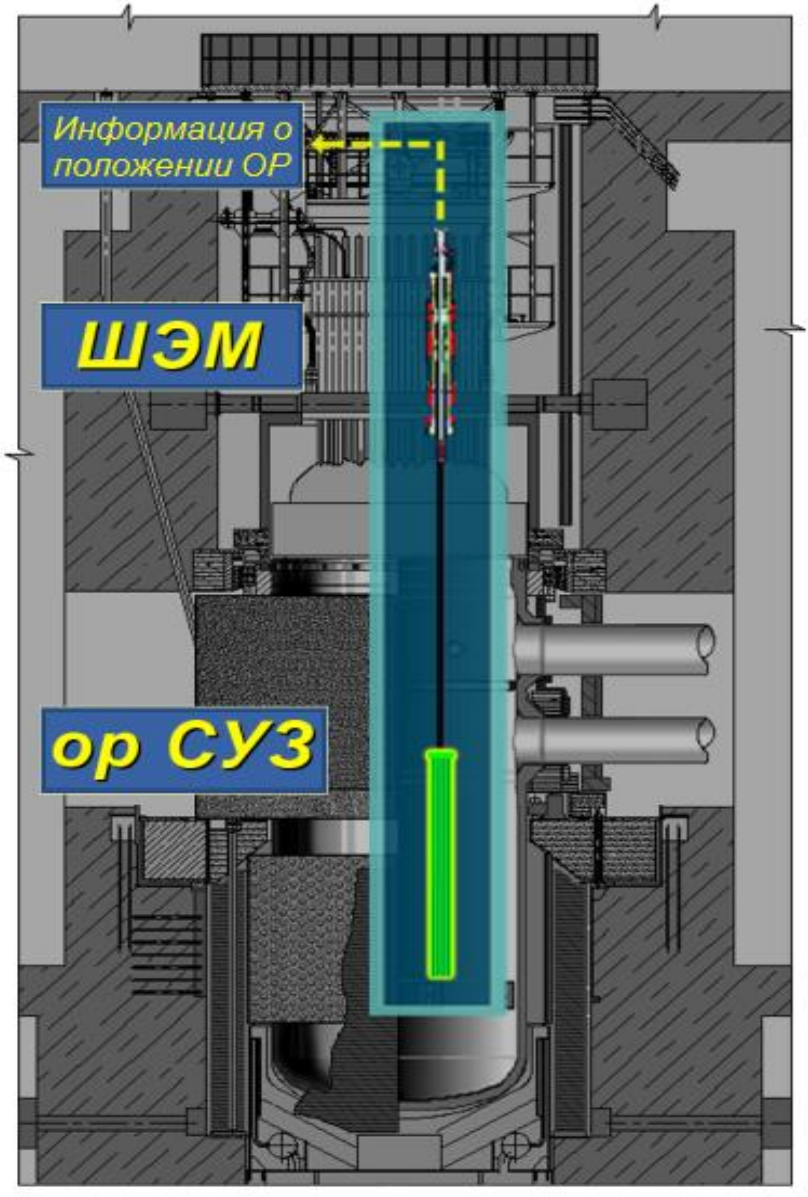


Рисунок 5.3.4.5.1 Расположение привода ШЭМ-3 с ОР СУЗ в реакторе

Основные технические характеристики привода приведены в таблице 5.3.4.5.1.

Таблица 5.3.4.5.1 – Основные технические характеристики привода ШЭМ-3

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Рабочий ход штанги с ПС СУЗ от НКВ до ВКВ, мм	3720
2	Скорость перемещения штанги, сцепленной с ПС СУЗ, в режиме регулирования, мм/с	20,0±1,5
3	Время аварийного сброса штанги, сцепленной с ПС СУЗ, с полной высоты рабочего хода по сигналу АЗ при обесточивании электромагнитов, с, в пределах	1,2-4,0
4	Шаг перемещения штанги, мм	20,0±0,1
5	Потребляемая мощность, кВт, не более: - в режиме перемещения - в режиме стоянки	 1,0 0,2
6	Интервал дискретного отсчета положения ПС СУЗ датчиком, мм	20
7	Погрешность измерения положения ПС СУЗ датчиком при дискретном перемещении, мм, не более	±10
8	Количество контролируемых положений ПС СУЗ датчиком, рабочее, в пределах	190-191
9	Расчетная масса привода, кг	445
10	Расчетная масса штанги, кг	16,7
11	Габаритные размеры привода, мм: - длина - диаметр опоры блока электромагнитов	 10825 229

Привод представляет собой электромагнитный механизм и состоит из следующих основных частей (рисунок 5.3.4.5.2):

- чехла;
- блока электромагнитов;
- блока перемещения;
- штанги;
- датчика ДПШ.

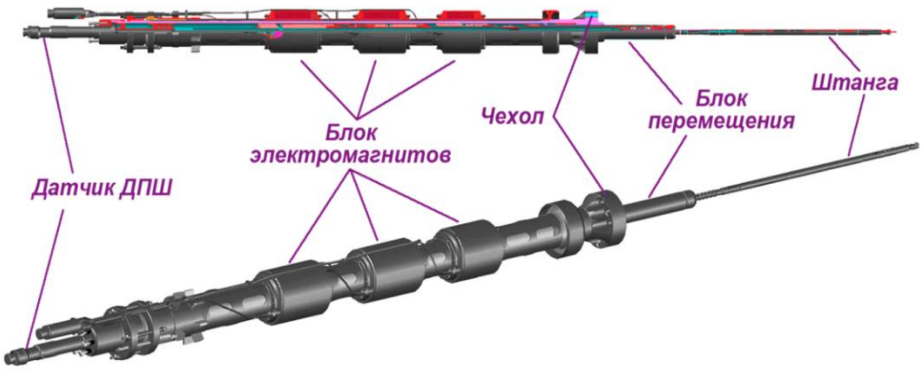


Рисунок 5.3.4.5.2 Общий вид привода ШЭМ-3

Чехол служит для размещения блока перемещения и блока электромагнитов. Он состоит из втулки, трубы и фланца. Фланец предназначен для установки чехла на патрубок крышки реактора. На втулке (верхняя часть чехла) имеются элементы для уплотнения чехла с датчиком.

Блок электромагнитов устанавливается снаружи чехла привода. Он предназначен для передачи силовых воздействий через стенку чехла блоку перемещения посредством электромагнитного поля. Блок электромагнитов состоит из трех электромагнитов, соединенных между собой стойками. По назначению электромагниты подразделяются на тянущий, запирающий, фиксирующий. Через электроввод электромагниты соединены с помощью соединителя низкочастотного и далее через кабели блока электроразводок - с аппаратурой управления.

Электромагниты предназначены для создания тяговых усилий, обеспечивающих перемещение подвижных элементов блока перемещения, которые, в свою очередь, перемещают штангу, сцепленную с ПС СУЗ.

Блок перемещения устанавливается внутрь чехла. Взаимодействуя с блоком электромагнитов, он осуществляет перемещение штанги с ПС СУЗ путем последовательного срабатывания полюсов, управляющих защелками по циклограмме токов, задаваемой аппаратурой силового управления.

Блок перемещения включает в себя три основных узла: блок тянущий, блок фиксирующий и блок пружинный.

Блок тянущий осуществляет шаговое перемещение штанги. Он содержит следующие основные узлы: три подвижных полюса, неподвижный полюс, защелку подвижную, состоящую из корпуса, трех кулачков и трех осей. Эти узлы связаны между собой трубами и переходниками.

Блок фиксирующий осуществляет удержание штанги в режиме стоянки и в промежутках между перемещениями штанги. Он содержит следующие основные узлы: полюс неподвижный, полюс подвижный, защелку фиксирующую, состоящую из корпуса, втулки, трех кулачков и трех осей. Основные узлы связаны между собой трубами и переходниками.

Блок пружинный обеспечивает демпфирование соударения полюсов, закрепление блока перемещения на чехле и уплотнение чехла. Он состоит из стойки, блока пружин и трубы, жестко связанной с неподвижным полюсом тянущего блока.

Штанга предназначена для осуществления связи ПС СУЗ с подвижными элементами блока перемещения. Верхняя часть штанги выполнена в виде цилиндрической рейки с шагом зубьев, равным 20 мм. Внутри нее расположен наборный шунт, состоящий из магнитных и немагнитных проставок, при взаимодействии которого с катушками датчика формируется сигнал о положении штанги. В верхней части штанги имеются байонетные пазы под ключ для сцепления-расцепления штанги с ПС СУЗ. Нижняя часть штанги имеет байонетный захват для сцепления штанги с головкой ПС СУЗ и фиксатор для фиксации штанги от разворота. В нижней части штанги расположен также блок пружин, предназначенный для демпфирования штанги при рабочем перемещении и при сбросах.

Датчик ДПШ совместно с аппаратурой управления и контроля обеспечивает:

- индикацию положения ПС СУЗ и его остановку в конечных положениях (НКВ, ВКВ);
- контроль положения ПС СУЗ в активной зоне реактора через каждые 20 мм хода штанги;
- диагностику состояния привода, а именно позволяет контролировать:

1) пропуски шагов при ходе вверх и вниз;

2) провалы штанги при ходе вверх и вниз в режиме перемещения;

3) количество шагов и двойных ходов;

4) количество сбросов штанги с ПС СУЗ по сигналу АЗ;

5) время аварийного сброса штанги, сцепленной с ПС СУЗ, с любой высоты рабочего хода по сигналу АЗ;

6) время шага;

7) время прохождения каждой зоны при сбросах по сигналу АЗ;

Датчик устанавливается в блок перемещения, при этом нижняя часть корпуса датчика заводится в штангу привода. Фланец корпуса датчика уплотняется с чехлом с помощью прокладки из расширенного графита.

Принцип работы привода заключается в следующем: привод с помощью трех электромагнитов (тянущего, запирающего, фиксирующего) осуществляет возвратно-поступательное перемещение или удержание штанги, сцепленной с ПС СУЗ. Примеры циклограмм токов электромагнитов при движении вверх и вниз представлены на рисунке 5.3.4.5.3.

Режим перемещения привода обеспечивается подачей импульсов тока аппаратурой силового управления (шкафы ШСУ2Н2 из состава ПТК СГИУ) на катушки электромагнитов привода, в результате чего связанная с подвижным полюсом подвижная защелка перемещает штангу, а фиксирующая защелка удерживает ее между перемещениями. Режим стоянки привода обеспечивается подачей тока на фиксирующий электромагнит, в результате чего фиксирующая защелка обеспечивает удержание штанги. Тянущий и запирающий электромагниты и в это время обесточены, подвижная защелка открыта (расцеплена со штангой). В режиме АЗ все три электромагнита обесточены, защелки открыты, и штанга с ПС СУЗ имеет возможность свободного падения.

В исходном состоянии включен фиксирующий электромагнит и кулачки фиксирующей защелки удерживают штангу в подвешенном состоянии. Тянущий и запирающий электромагниты обесточены.

Работа привода при перемещении штанги с ПС СУЗ вверх происходит в следующем порядке:

- включается запирающий электромагнит. Подвижный полюс перемещается на величину хода 9 мм, при этом труба запирающая закрывает кулачки подвижной защелки. Между рабочими поверхностями штанги и кулачков образуется зазор 1,5 мм;

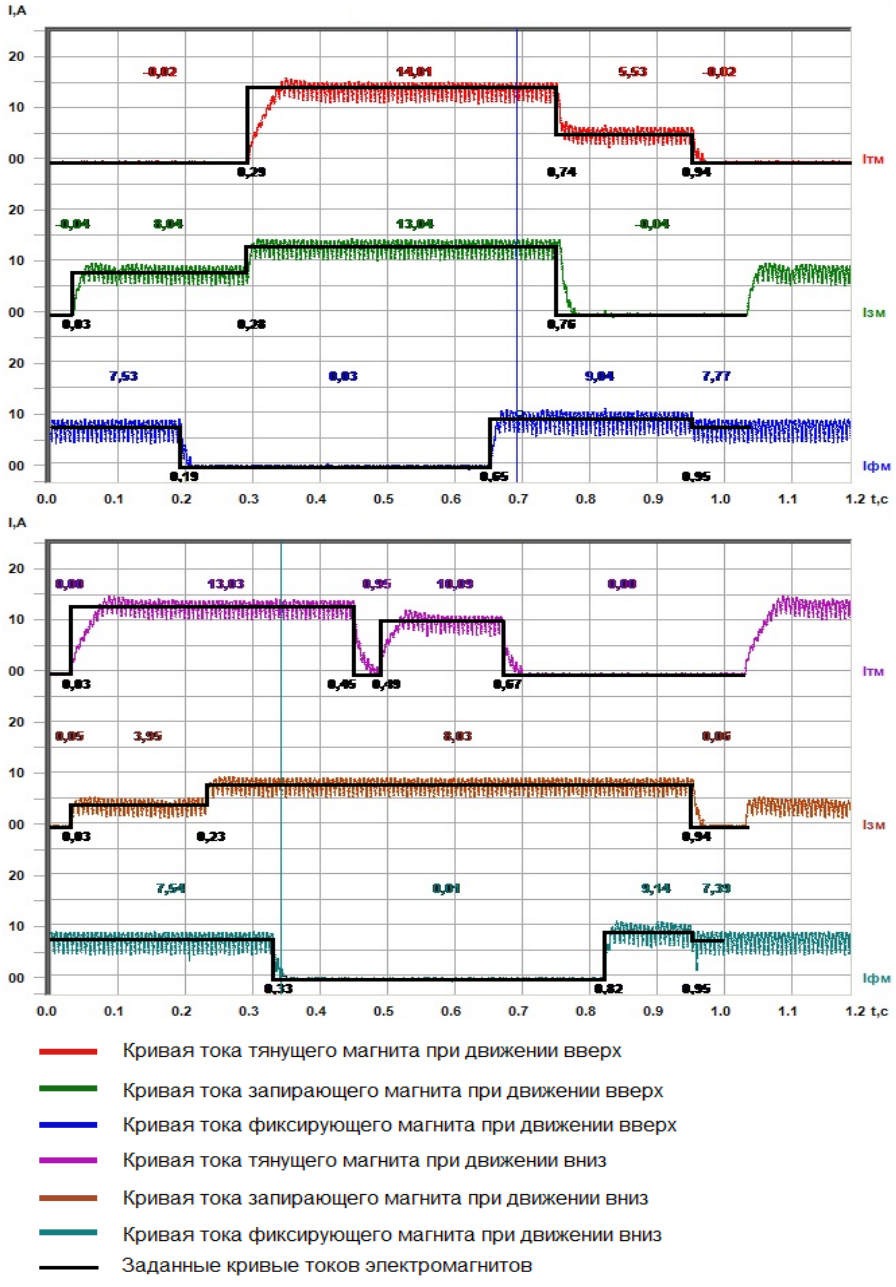


Рисунок 5.3.4.5.3 Примеры циклограмм токов электромагнитов при движении вверх и вниз

- обесточивается фиксирующий электромагнит. Подвижный полюс, связанный с трубой запирающей и втулкой, перемещается вниз (свободное падение) на ход 12 мм и открывает кулачки фиксирующей защелки. При этом фиксирующая защелка опускается на 3 мм. Штанга с ПС СУЗ повисает на кулачках подвижной защелки, опустившись на 1,5 мм;
- подается форсированный ток на тянущий электромагнит и запирающий электромагнит, и тянущий блок (с закрытыми кулачками) перемещает штангу с ПС СУЗ на ход 20 мм;
- включается фиксирующий электромагнит. При перемещении подвижного полюса с трубой запирающей и втулкой на ход 9 мм происходит закрытие кулачков фиксирующей защелки. Так как ход подвижного полюса равен 12 мм, то дальнейшее перемещение подвижного полюса происходит вместе с фиксирующей защелкой (с закрытыми кулачками) на величину 1,5 мм до момента контакта рабочей поверхности штанги с кулачками. Оставшиеся 1,5 мм хода подвижный полюс и фиксирующая защелка проходят вместе со штангой, при этом обеспечивается гарантированный зазор 1,5 мм между кулачками подвижной защелки и рабочей поверхностью штанги;
- обесточивается запирающий электромагнит, подвижный полюс с трубой запирающей перемещается вниз (свободное падение) на ход 9 мм, происходит открытие кулачков подвижной защелки;
- снижается ток на тянущем электромагните. Тянущий блок с открытыми кулачками перемещается вниз на ход 20 мм, соответствующий шагу штанги. Одновременно на этот же ход опустится вниз подвижный полюс с трубой запирающей. Перемещение тянущего блока вниз происходит под действием собственного веса с использованием эффекта электромагнитного демпфирования при сниженном токе в тянущем электромагните;
- обесточивается тянущий электромагнит и снижается ток фиксирующего электромагнита.

Привод возвратился в исходное состояние, совершив перемещение штанги на один шаг вверх.

Работа привода при движении вверх показана на рисунке 5.3.4.5.4.

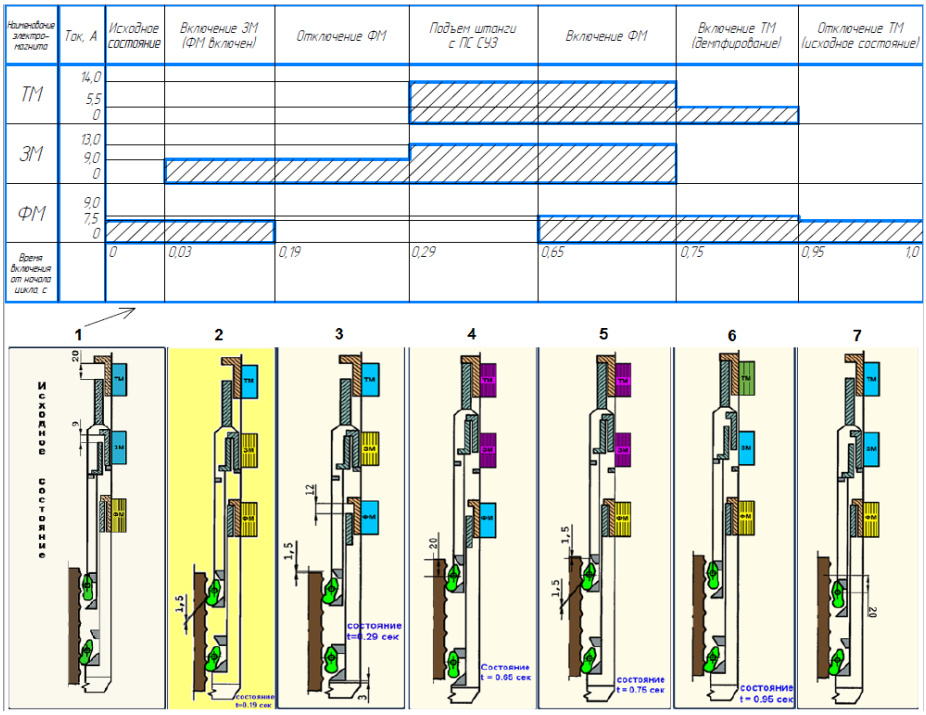


Рисунок 5.3.4.5.4 Работа привода при движении вверх

Работа привода при перемещении штанги с ПС СУЗ на один шаг вниз из исходного состояния происходит в следующем порядке:

- включается тянущий электромагнит. Тянущий блок с открытыми кулачками подвижной защелки перемещается вверх на величину хода 20 мм;
- включается запирающий электромагнит тянущего блока. Труба запирающая закрывает кулачки, при этом между рабочей поверхностью штанги и кулачками образуется зазор 1,5 мм;
- обесточивается фиксирующий электромагнит. Подвижный полюс, связанный с трубой запирающей фиксирующего блока, перемещается вниз (свободное падение) на ход 12 мм и открывает кулачки фиксирующей защелки. При этом фиксирующая защелка опускается на 3 мм. Штанга с ПС СУЗ повисает на кулачках запирающей защелки, опустившись на 1,5 мм;
- обесточивается, а затем возбуждается тянущий электромагнит до значения тока, при котором электромагнит не сможет удерживать полюса, и тянущий блок с подвешенной на кулачках штангой с ПС СУЗ перемещается вниз на величину хода 20 мм;

- обесточивается тянущий электромагнит. Возбуждается фиксирующий электромагнит. При перемещении подвижного полюса, связанного с трубой запирающей фиксирующего блока и втулкой, на ход 9 мм происходит закрытие кулачков фиксирующей защелки. Так как ход подвижного полюса равен 12 мм, то дальнейшее перемещение подвижного полюса происходит вместе с фиксирующей защелкой (с закрытыми кулачками) на величину 1,5 мм до момента контакта рабочей поверхности штанги с кулачками. Оставшиеся 1,5 мм хода подвижный полюс и фиксирующая защелка проходят вместе со штангой, при этом обеспечивается гарантированный зазор 1,5 мм между кулачками подвижной защелки и рабочей поверхностью штанги;
- обесточивается запирающий электромагнит, происходит открытие кулачков. Снижается возбуждение фиксирующего электромагнита.

Привод возвращается в исходное состояние, выполнив перемещение штанги на один шаг вниз.

Работа привода при движении вниз показана на рисунке 5.3.4.5.5.

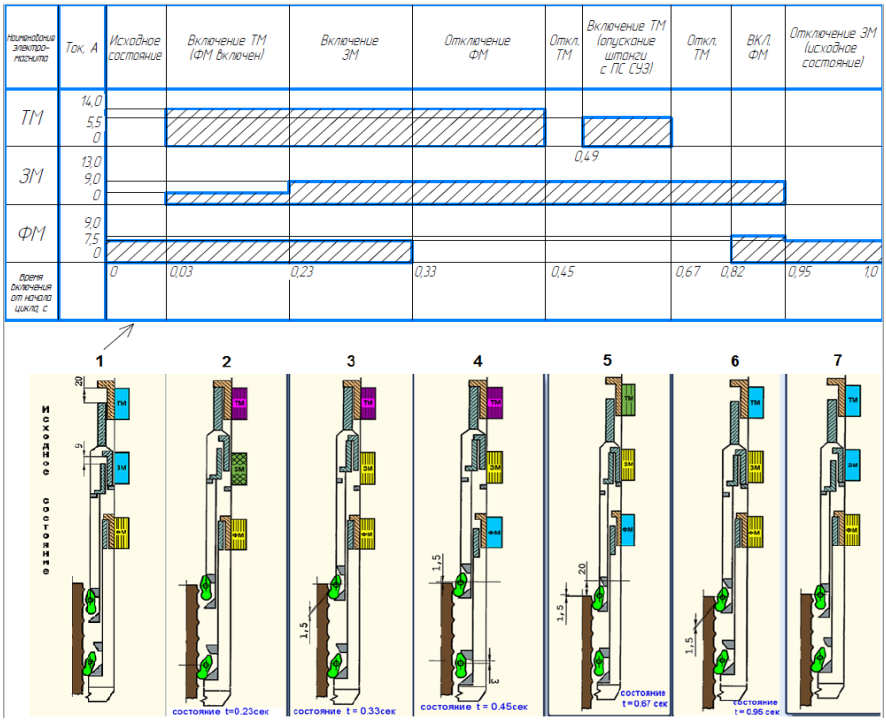


Рисунок 5.3.4.5.5 Работа привода при движении вниз

Для осуществления аварийного сброса штанги с ПС СУЗ по сигналу АЗ производится обесточивание всех трех электромагнитов.

Конструкция привода позволяет отрабатывать на предприятии-изготовителе необходимую токовую циклограмму (в зависимости от веса ПС СУЗ) с помощью шунтов и датчиков обратной связи, которые могут быть установлены на стойке блока электромагнитов.

Привод должен обеспечивать повторно-кратковременное включение в работу в режиме перемещения с ПВ (продолжительностью включения)≤50% (ПВ 50% - 6 мин. перемещения, 6 мин. стоянки под током).

Допускается работа привода с ПВ 100 %.

Датчик ДПШ работает совместно со штангой, в которой располагается шунт наборный. При перемещении штанги шунт, входя последовательно в зоны катушек датчика, изменяет их индуктивность. Поскольку сигналы со всех катушек датчика снимаются одновременно и при каждом шаге привода (перемещение штанги на 20 мм) замыкаются или размыкаются магнитные цепи одной или нескольких катушек, то каждому положению ПС СУЗ будет соответствовать своя кодовая комбинация сигналов. Конструкция ДПШ и пример формирования кодовой комбинации сигналов показаны на рисунке 5.3.4.5.6.

Кодирование и обработка сигналов, снимаемых с катушек датчика, производится в аппаратуре контроля управления (шкафы ШКУ2Н2 из состава ПТК СГИУ).

Функциональная задача формирования кодов номеров шагов ОР реализуется с помощью: модулей МГР03; процессоров ОМК30 и блоков БПД каждого канала.

Модуль гальванической развязки МГР03 обеспечивает гальваническую развязку входных сигналов переменного напряжения и тока, поступающих от датчика (синусоидальные напряжения с частотой 250 Гц на девяти катушках ДПШ), и блока БПД (синхронизирующее синусоидальное напряжение с частотой 250 Гц).

Каналы передачи этих сигналов в модуле МГР03 имеют гальваническую развязку между входом и выходом и между собой. По входу эти каналы имеют защиту от обрыва и перенапряжения в цепях источников сигналов.

Из модуля МГР03 сигналы напряжений на катушках ДПШ и синхронизирующее напряжение поступают в процессоры ОМК30 и ОМК30Д.

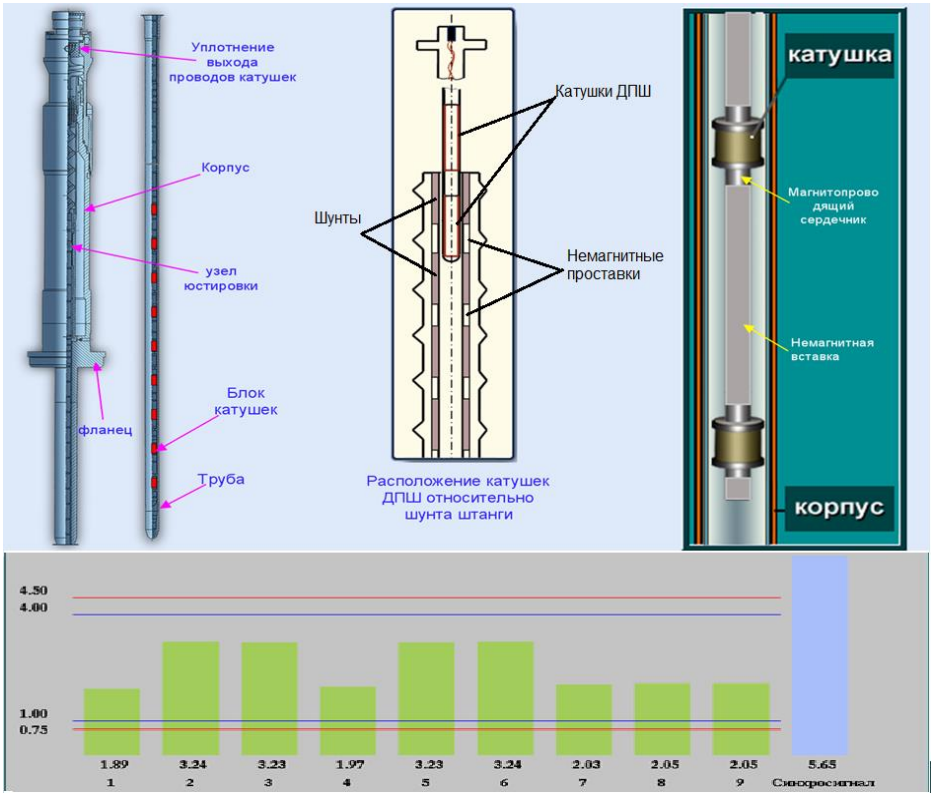


Рисунок 5.3.4.5.6 Конструкция ДПШ. Пример формирования кодовой комбинации сигналов положения и её отображения на видеокадре ПТК ИДС.

Модуль МГР03 обеспечивает защиту входных каскадов процессоров ОМК30 и ОМК30Д при аварийных ситуациях, возникающих при отказах датчика ДПШ, вызванных обрывами цепей его последовательно включенных катушек.

Процессор управляющий ОМК30, предназначенный для целей управления и контроля ОР, имеет каналы ввода аналоговых сигналов, каналы ввода и вывода двухпозиционных сигналов и каналы передачи данных по интерфейсам токовая петля 20 мА и RS-485.

На вход каналов ввода аналоговых сигналов поступают десять сигналов синусоидального напряжения из модуля МГР03 (напряжения на катушках ДПШ и синхронизирующее напряжение блока БПД).

В соответствии с поступившими сигналами формируется:

- код номера шага (с 0 по 190), на котором находится ОР;

- код номера зоны, в которой находится ОР, или знак конечного положения ОР;
- код, характеризующий режим управления или наличие нарушения в функционировании канала контроля и управления этого ОР;
- На лицевой панели процессора ОМК30 на трехразрядном индикаторе отображается номер шага, на котором находится ОР.

Код номера шага, на котором находится ОР, и код, характеризующий режим управления (автоматический, ручной с передачей и без передачи движения, индивидуальное управление) или наличие нарушения функционирования канала контроля положения и управления ОР передаются по интерфейсам RS-485 в шкаф ШГИ1Н2 для отображения на БПУ и РПУ и в микроконтроллеры УМК1-01.

Код номера шага, на котором находится ОР, передается по интерфейсам RS-485 в АКНП.

Процессор управляющий ОМК30Д, предназначенный для целей контроля положения ОР и диагностики, имеет каналы ввода аналоговых сигналов, каналы ввода и вывода двухпозиционных сигналов и канал передачи данных по интерфейсу токовая петля 20 мА.

На вход каналов ввода аналоговых сигналов из модуля МГР03 поступают десять сигналов синусоидального напряжения (напряжения на катушках ДПШ и синхронизирующее напряжение блока БПД).

На основании получаемой информации формируются и передаются по интерфейсу токовая петля 20 мА в контроллер ИМК кадры, включающие в себя: код номера шага, на котором находится ОР.

Код номера шага, на котором находится ОР, формируется, в соответствии с сигналами, поступившими от ДПШ. На лицевой панели процессора ОМК30Д на трехразрядном индикаторе отображается номер шага, на котором находится ОР.

Блок БПД обеспечивает питание одного датчика ДПШ. Блок БПД формирует синусоидальный переменный ток частотой 250 Гц для питания катушек ДПШ и синусоидальное напряжение, совпадающее по фазе с этим током, поступающее в процессоры ОМК30 и ОМК30Д (через модуль МГР03) для синхронизации считывания напряжения на катушках ДПШ. Каналы формирования напряжения и тока имеют гальваническую развязку между собой, с цепями питания и заземления.

5.3.4.6 Назначение и принцип действия автоматического регулятора мощности реактора АРМ7Н2

Шкаф АРМ7Н2 осуществляет автоматическое регулирование мощности реактора в следующих режимах регулирования:

- режим «Н» – режим астатического поддержания нейтронной мощности в диапазоне от 3 до 100% номинальной мощности реактора с зоной нечувствительности не более ± 1,0 % Nном в диапазоне от 3 до 100 % Nном.
- режим «Т» – режим следования за нагрузкой, состоящий из двух алгоритмов: «позиционного» и «пропорционально-интегрального». «Позиционный» алгоритм обеспечивает приведение мощности реактора в соответствие с мощностью турбогенератора при «больших» возмущениях по нагрузке с допустимым отклонением не более ± 10 % Nном. При «малых» возмущениях по нагрузке (в пределах отклонений ± 10 % Nном) регулирование обеспечивается «пропорционально-интегральным» алгоритмом с переменными настройками. При наличии на входе регулятора сигналов «Топрч» и «Тнпрч» только поддержание постоянного давления пара в главном паровом коллекторе ГПК, в режиме «Тнпрч» увеличенная зона нечувствительности до ±0,2 МПа.
- режим «С» - стерегущий режим. В режиме «С» АРМ7Н2 выдает команду на перемещение ОР СУЗ вниз при превышении давлением пара в ГПК номинального на 0,19 МПа (значение уточняется по результатам испытаний при ПНР).

При вводе регулятора в работу обеспечено автоматическое включение в режим регулирования «Н» с записью заданного значения нейтронной мощности равным текущему значению.

При нахождении АРМ7Н2 в контуре регулирования выбор режима регулирования («Н», «Т», «С») осуществляется оператором с помощью виртуальных кнопок выбора режимов на видеокадре монитора ТСПН2 на БПУ.

Выбор режима работы «Тнпрч» или «Топрч» осуществляется по сигналам от системы ЭЧСР.

Во всем диапазоне изменения мощности реактора переход с ручного управления органами регулирования на автоматическое происходит безударно

Наглядно режимы работы АРМ7Н2 представлены на рисунке 5.3.4.6.1.

Соответствие режимов работы АРМ7Н2 и ЭЧСР приведено в таблице 5.3.4.6.1.



Рисунок 5.3.4.6.1 Режимы работы АРМ7Н2

Таблица 5.3.4.6.1 – Соответствие режимов работы АРМ7Н2 и ЭЧСР

Режим работы АРМ7Н2	Режим работы ЭЧСР
Н	Рд
Т	Рм
С	
Топрч, Тнпрч	ОПРЧ

Шкаф АРМ7Н2 реализует следующие функции:

- прием и обработку аналоговых сигналов плотности нейтронного потока в реакторе от аппаратуры АКНП, сигналов давления в первом контуре, сигналов давления пара в ГПК, сигналов температуры питательной воды от СКУ НЭ и сигналов заданной мощности от ЭЧСР;
- прием и обработку дискретных сигналов от АКНП, ШСР-УН2, ШРСН2, ЭЧСР;
- связь по сети Ethernet с тремя шкафами серверов (1-3ШСР-УН2);
- формирование сигналов индикации собственного состояния и режимов работы;
- регулирование мощности реактора по заданным алгоритмам посредством формирования управляющих сигналов «Б» (больше) или «М» (меньше) на перемещение, соответственно, вверх или вниз рабочей группы ОР и передачу их в шкаф ШСР-УН2.

Основные функции шкафа АРМ7Н2 представлены на рисунке 5.3.4.6.2.

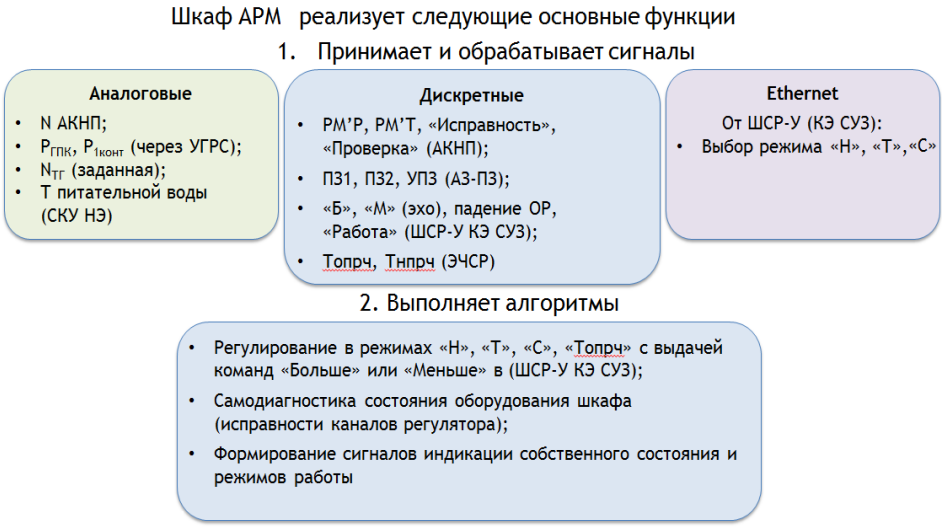


Рисунок 5.3.4.6.2 Функции шкафа АРМ7Н2

Шкаф АРМ7Н2 является трёхканальным устройством. Каждый канал состоит из одного контроллера с ведущим устройством ПМИ07Р. Ведомыми устройствами контроллера являются устройства сопряжения АВВ14Р и ЦВВ15М (3 шт.). Входные сигналы поступают параллельно на устройства сопряжения контроллеров. Контроллеры, в свою очередь, формируют выходные дискретные сигналы.

Входные аналоговые сигналы имеют индивидуальную гальваническую развязку. Входные дискретные сигналы имеют групповую гальваническую развязку.

Структурная схема АРМ7Н2 представлена на рисунке 5.3.4.6.3.

Включение шкафа АРМ7Н2 в работу выполняется ключом – «АРМ» на пульте АРМ КЭСУЗ на БПУ.

При включении регулятора в работу происходит автоматическое включение в режим регулирования «Н» с записью заданного значения нейтронной мощности Nзад, равного текущему значению нейтронной мощности, но не более 100 %, и установкой заданного давления пара в ГПК равного номинальному значению 6,81 МПа.

В процессе работы возможно переключение режима регулирования оператором с пульта БПУ виртуальными ключами «Выбор режима «Н», «Т», «С»» на мониторе АРМ КЭСУЗ.

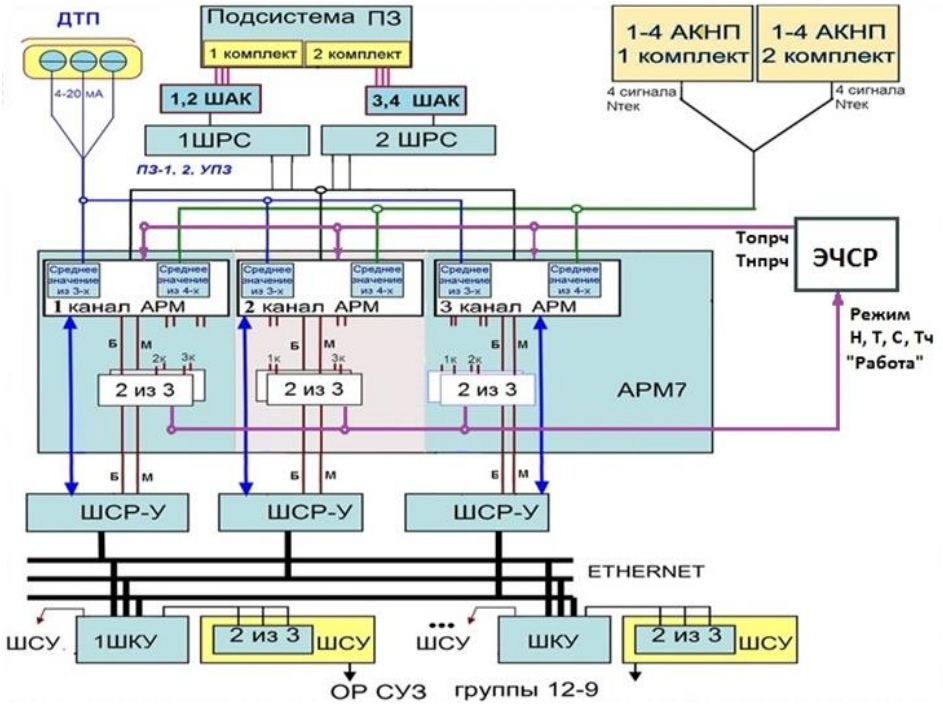


Рисунок 5.3.4.6.3 Структурная схема АРМ7Н2

При переключении в режим регулирования «Т» по заданию с монитора АРМ КЭСУЗ или автоматическом переходе в режим «Т» при приёме сигнала «Топрч» от ЭЧСР записывается заданное значение давления пара в ГПК Рзад, равное текущему значению РГПК.

При появлении неисправности в двух каналах шкафа АРМ7Н2 происходит автоматическое выключение шкафа из режима регулирования. В результате погаснут все индикаторы, сбросятся команды регулирования.

После ввода канала, ранее неисправного, в работу канал автоматически включается в режим регулирования, заданный для шкафа АРМ7Н2 в данный момент по «эхо»-сигналу режима регулирования с выхода шкафа. Далее канал посылает запрос через интерфейс RS485 в два других канала шкафа АРМ7Н2 для корректировки заданных значений регулируемого параметра. До приёма информации от двух других каналов канал в регулировании не участвует (не формирует управляющие воздействия).

Функционирование АРМ7Н2 в контуре регулирования:

1) Отработка сигналов защиты ПЗ-1, УПЗ, ПЗ-2 и сигнала «Падение ОР».

При наличии сигналов защиты ПЗ-1, УПЗ хотя бы от одного комплекта ИЧ АЗ-ПЗ происходит выключение шкафа АРМ7Н2 из контура регулирования с сохранением сигнала «Исправность».

При наличии сигнала защиты ПЗ-2 хотя бы от одного комплекта ИЧ АЗ-ПЗ происходит формирование запрета на перемещение ОР вверх «Больше».

При сбросе сигналов ПЗ-1, УПЗ или наличии сигнала о несанкционированном падении ОР (с задержкой в 0,5 с) происходит автоматический переход шкафа АРМ7Н2 в режим «Н» с записью заданного значения нейтронной мощности, равным текущему значению нейтронной мощности», но не более 100 %, и установкой заданного давления пара в ГПК равным номинальному значению 6,81 МПа. Устанавливается запрет на автоматический переход из режима «Н» в режим «Т» по превышению давления пара. Сброс запрета происходит при выборе режимов «Т», «С» или задания на сброс запрета на переход на мониторе ТСПН2.

2) Отработка сигналов запрета на перемещение ОР

Формируется запрет «Больше» на перемещение ОР вверх:

- при наличии на входе шкафа АРМ7Н2 не менее 2-х сигналов РМТ хотя бы от одного из двух комплектов АКНП при наличии исправности и отсутствии вывода в проверку соответствующих каналов АКНП; сброс запрета осуществляется при снятии сигнала РМТ;
- при наличии сигнала защиты ПЗ-2 хотя бы от одного комплекта ИсЧ АЗ-ПЗ; сброс запрета осуществляется при снятии ПЗ-2;
- при увеличении давления в первом контуре РК1 выше 16,8 МПа; сброс запрета осуществляется после уменьшения давления до 16,74 МПа.

Формируется запрет «Меньше» на перемещение ОР при снижении давления в первом контуре РК1 ниже 15,7 МПа при мощности реактора более 75 % Nном, либо ниже 14,7 МПа при мощности реактора менее 75 % Nном. Сброс запрета происходит при увеличении давления РК1 выше 15,76 МПа при мощности реактора более 75 % Nном, либо выше 14,76 МПа при мощности реактора менее 75 % Nном.

Значения давления РК1 для формирования и сброса запретов на перемещение ОР, граничное значение мощности – настраиваемые параметры.

3) Режим регулирования «Н»

В режиме «Н» осуществляется поддержание постоянного значения нейтронной мощности реактора на заданном уровне, равном текущему значению мощности реактора при включении в режим «Н» или включении шкафа АРМ7Н2 в работу.

При превышении давления пара в ГПК РГПК от заданного значения на 0,25 МПа (настраиваемый параметр), отсутствии запрета на автоматический переход в режим «Т», при мощности реактора менее 101 % и отсутствии сигнала по ограничению нейтронной мощности РМР шкаф АРМ7Н2 автоматически переходит из режима «Н» в режим «Т».

При наличии сигнала от ЭЧСР в режиме первичного регулирования частоты «Топрч», отсутствии запрета на автоматический переход в режим «Т», при мощности реактора менее 101 % и отсутствии сигнала по ограничению нейтронной мощности РМР регулятор переходит в режим «Т» («Топрч»).

При отклонении нейтронной мощности выше заданного значения более чем на 1 % Nном АРМ7Н2 формирует команду «Меньше» при отсутствии запрета на перемещение ОР «Меньше». При отклонении N от Nзад ниже заданного значения более чем на 1 % Nном АРМ7Н2 формирует команду «Больше» при отсутствии запрета на перемещение ОР «Больше». Сброс команд «Больше»/«Меньше» АРМ7Н2 осуществляет при вхождении сигнала нейтронной мощности в зону возврата (±1·0,7) % , где коэффициент 0,7 – настраиваемый параметр.

По заданию оператора заданная нейтронная мощность может быть изменена в диапазоне ±10 % Nном от текущей заданной мощности реактора в диапазоне достоверности сигнала от 3 до 100 % Nном и при задании скорости изменения нейтронной мощности в диапазоне ±3 %/мин с дискретностью 0,1 %/мин заданная мощность реактора можно изменяется с заданной скоростью до нового значения нейтронной мощности.

Все численные значения границ изменения новых значений, дискретности изменения, задержка изменения – настраиваемые параметры.

АРМ7Н2 формирует сигнал «Отклонение нейтронной мощности «Меньше»» при отклонении N более чем на (1·0,7) % ниже заданного значения нейтронной мощности, либо формирует сигнал «Отклонение нейтронной мощности «Больше»» при отклонении N более чем (1·0,7) % выше заданного значения, где коэффициент 0,7 – настраиваемый параметр.

Управляющие команды «Больше» и «Меньше» передаются в ПТК СГИУ для управления ОР. Сигналы команд «Больше»/«Меньше», сигналы отклонения мощности реактора «Больше»/«Меньше» выводятся на мониторе ТСПН2. Информация о режиме регулирования передается в электрическую часть системы регулирования турбины (ЭЧСР).

Алгоритм работы АРМ7Н2 в режиме «Н» представлен на рисунке 5.3.4.6.4.

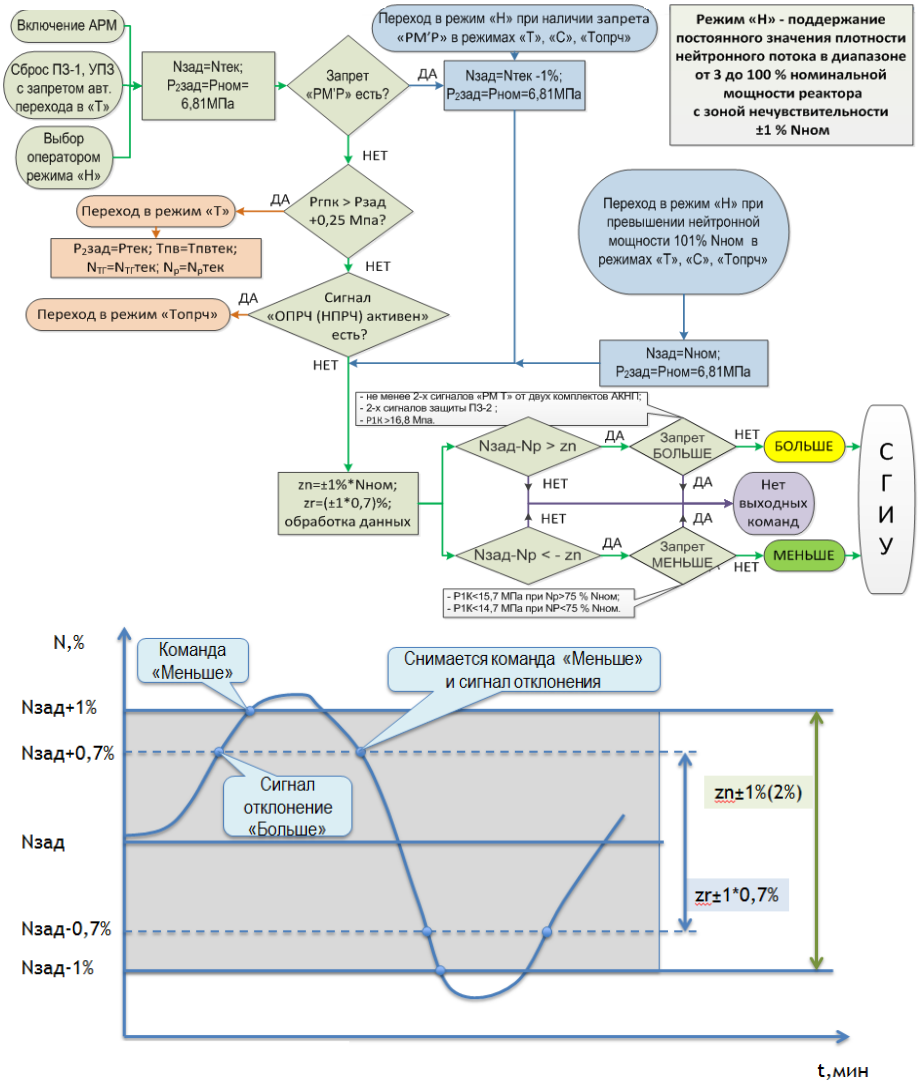


Рисунок 5.3.4.6.4 Работа АРМ7Н2 в режиме «Н»

4) Режим регулирования «Т» («Топрч», «Тнпрч»)

В режиме «Т» реализуется режим следования за нагрузкой, состоящий из двух алгоритмов: «позиционного» и «пропорционально-интегрального». «Позиционный» алгоритм обеспечивает приведение мощности реактора в соответствие с мощностью турбогенератора при «больших» возмущениях по нагрузке с допустимым отклонением не более 10 % Nном от мощности турбогенератора. Алгоритмы работы АРМ7Н2 в режиме «Т» и «$Т_{опрч}$» и «$Т_{нпрч}$» представлены на рисунках 5.3.4.6.5 и 5.3.4.6.6.

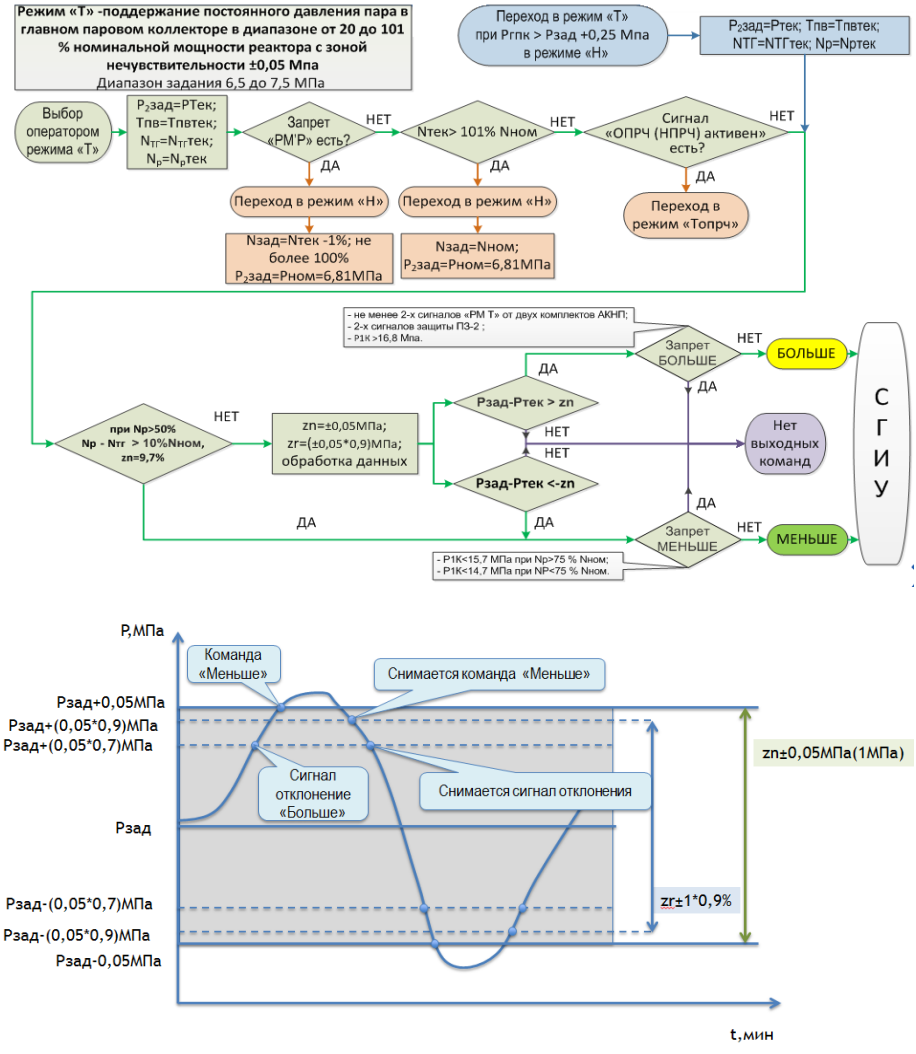


Рисунок 5.3.4.6.5 Работа АРМ7Н2 в режиме «Т»

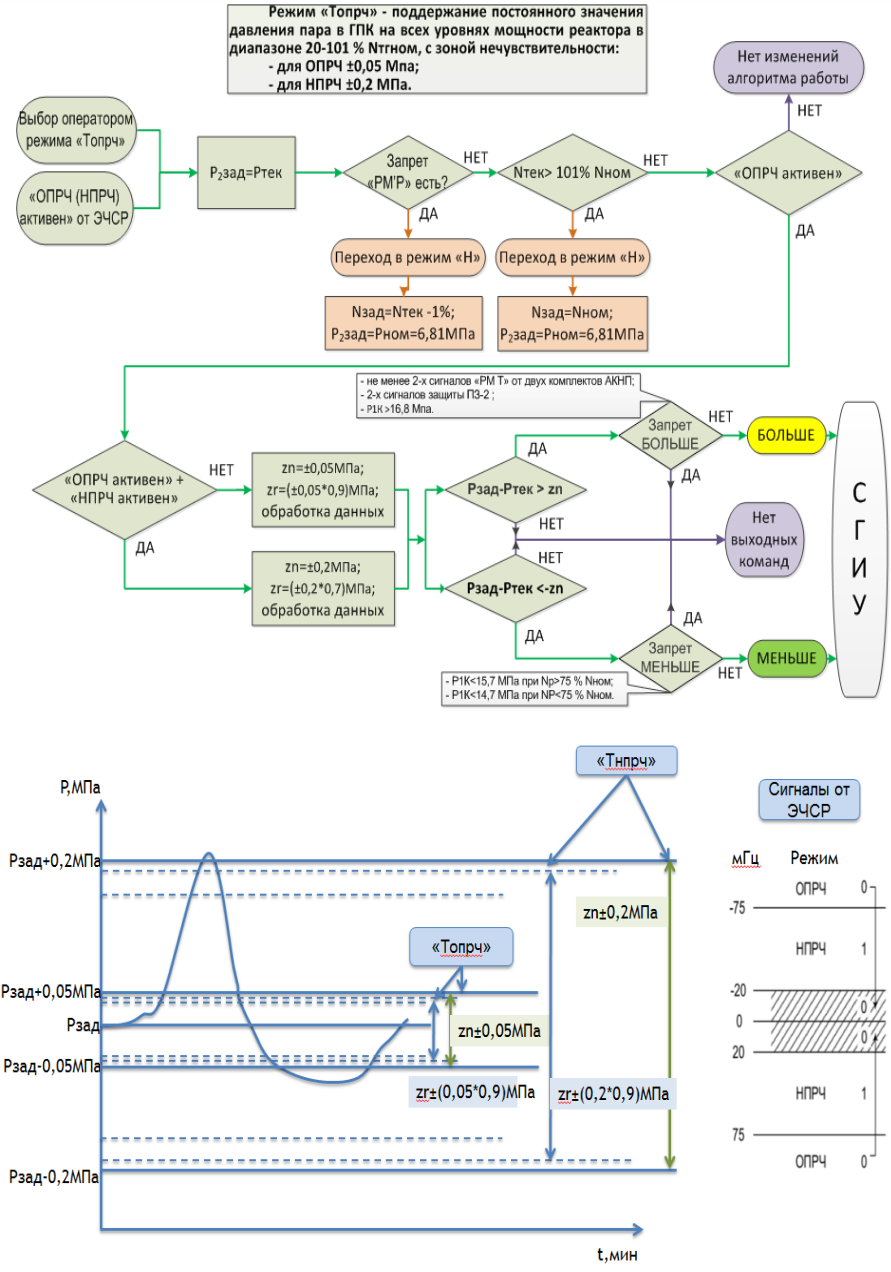


Рисунок 5.3.4.6.6 Работа АРМ7Н2 в режимах «$T_{опрч}$» и «$T_{нпрч}$»

При «малых» возмущениях по нагрузке (в пределах отклонения 10 % Nном) регулирование обеспечивается «пропорционально-интегральным» алгоритмом с переменными настройками.

При «позиционном» алгоритме регулирования при нейтронной мощности выше уровня 50 % Nном (настраиваемый параметр) при снижении мощности турбогенератора более 10 % от мощности реактора формируется команда на перемещение ОР вниз «Меньше». Сброс команды «Меньше» АРМ7Н2 осуществляет при снижении мощности турбогенератора менее 9,7 % от мощности реактора.

При «малых» возмущениях по нагрузке осуществляется поддержание постоянного давления пара в ГПК на заданном уровне с зоной нечувствительности ЗН=0,05 МПа, либо при наличии сигнала от ЭЧСР «Тнпрч» на заданном уровне с зоной нечувствительности ЗН=0,2 МПа.

При появлении запрета по мощности РМР АРМ7Н2 автоматически переходит в режим «Н» с записью заданной мощности Nзад, равной текущему значению минус 1 % Nном», но не более 100 %, и установкой заданного давления пара в ГПК равного номинальному значению 6,81 МПа.

При превышении нейтронной мощности значения 101 %Nном АРМ7Н2 автоматически переходит в режим «Н» с записью заданной мощности Nзад, равной номинальному значению 100 % и заданного значения Рзад, равного номинальному значению 6,81 МПа.

При превышении отклонения давления пара от заданного значения на величину зоны нечувствительности формируется команда «Меньше» (при отсутствии запрета на перемещение ОР «Меньше»). При снижении давления пара от заданного значения на величину зоны нечувствительности формируется команда «Больше» (при отсутствии запрета на перемещение ОР «Больше»). Сброс команд «Больше»/«Меньше» АРМ7Н2 осуществляет при вхождении сигнала давления пара в ГПК в зону возврата (±ЗН·0,9) % , где коэффициент 0,9 – настраиваемый параметр.

АРМ7Н2 формирует сигнал «Отклонение давления «Меньше»» при уменьшении давления РГПК более чем на (ЗН·0,7) МПа ниже заданного значения Р2з, либо формирует сигнал «Отклонение давления «Больше»» при увеличении давления РГПК более чем на (ЗН·0,7) МПа выше заданного значения Р2з, где коэффициент 0,7 – настраиваемый параметр.

По заданию оператора могут быть изменены:

- заданное давление в ГПК в диапазоне от 6,50 до 7,50 МПа с дискретностью 0,01 МПа через каждые 3 секунды,
- зона нечувствительности по регулированию давления пара в ГПК в диапазоне от 0,05 до 0,30 МПа с дискретностью 0,01 МПа через каждые 3 секунды.

Все численные значения границ изменения новых значений, дискретности изменения, задержка изменения, зоны нечувствительности по давлению пара в ГПК – настраиваемые параметры.

5) Режим контроля давления «С».

В стерегущем режиме «С» регулятор осуществляет контроль за превышением давления в ГПК на 0,19 МПа от заданного значения. В данном режиме реализуется «пропорционально-интегральный» алгоритм регулирования.

При появлении запрета по мощности РМР АРМ7Н2 автоматически переходит в режим «Н» с записью заданной мощности Nзад, равной текущему значению минус 1 %Nном», но не более 100 %, и установкой заданного давления пара в ГПК равного номинальному значению 6,81 МПа.

При превышении нейтронной мощности значения 101 %Nном АРМ7Н2 автоматически переходит в режим «Н» с записью заданной мощности Nзад, равной номинальному значению 100 % и заданного значения Рзад, равного номинальному значению Рном 6,81 МПа.

При превышении давления РГПК заданного значения на 0,19 МПа АРМ7Н2 формирует команду «Меньше» на перемещение ОР (при отсутствии запрета «Меньше»). Команда прекращает формироваться при возвращении давления пара в зону возврата, равную зоне нечувствительности 0,19 МПа (настраиваемый параметр).

При увеличении давления пара РГПК от заданного значения на (0,19·0,70) МПа формируется сигнал отклонения «Больше», где коэффициент 0,70 – настраиваемый параметр.

Алгоритм работы АРМ7Н2 в режиме «С» представлен на рисунке 5.3.4.6.7.

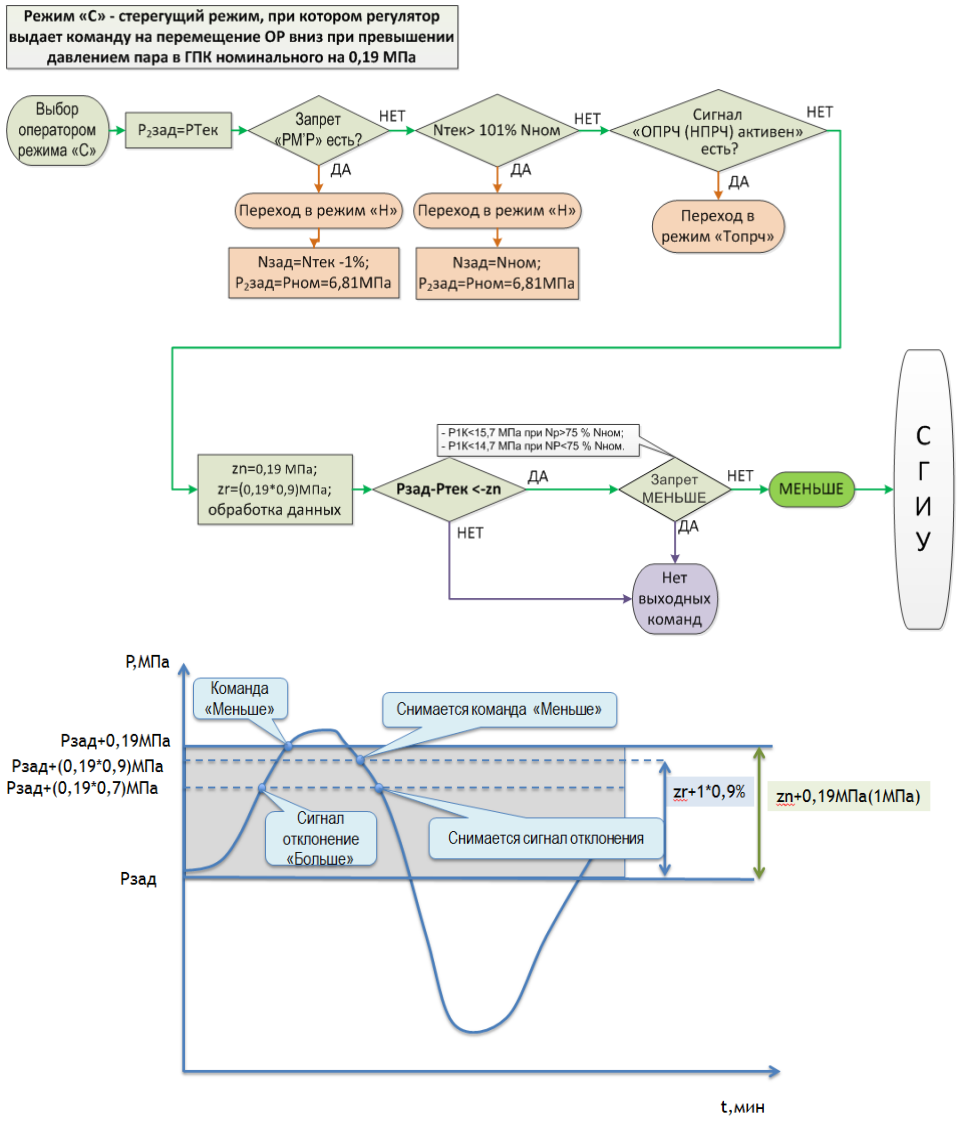


Рисунок 5.3.4.6.7 Работа АРМ7Н2 в режиме «С»

Список литературы к главе 5.3.4

1. Шкаф АРМ7Н2 Руководство по эксплуатации ТАИК.301445.22. РЭ.

2. Комплекс электрооборудования системы управления и защиты

реактора ВВЭР-1200 (В-392М). Нововоронежская АЭС-2. Общие сведения. Руководство по эксплуатации ТАИК.500051.063 РЭ.1.

5.3.5 Программно-технический комплекс информационно-диагностической сети (ПТК ИДС)

В современных АСУТП очень важную роль играет своевременная диагностика и предотвращение возникающих неисправностей. В комплексе электрооборудования СУЗ функцию диагностирования, архивирования и предоставления персоналу информации о работе оборудования выполняет программно-технический комплекс информационно-диагностической сети (ПТК ИДС).

5.3.5.1 Назначение ПТК ИДС

- Обеспечение информационной поддержки эксплуатационного персонала при контроле и локализации неисправностей электрооборудования СУЗ, диагностики датчиков положения ДПШ и приводов ШЭМ-3 органов регулирования СУЗ в штатном режиме функционирования и при проведении пуско-наладочных работ.
- Регистрация неисправностей электрооборудования СУЗ и датчиков ДПШ, фактов несанкционированного доступа к шкафам КЭ СУЗ с формированием соответствующих архивов. Формирование обобщенных сигналов по функциональным подсистемам в составе КЭ СУЗ о неисправности электрооборудования СУЗ, об открытии дверей в шкафах КЭ СУЗ, о тестировании комплектов исполнительной части АЗ-ПЗ и выдача этих сигналов в систему сигнализации для представления на табло БПУ.
- Формирование архивов данных, включающих ресурсные характеристики приводов ШЭМ-3 и данные по отклонениям в их работе, данные по падению ОР по сигналам АЗ или УПЗ, циклограммы токов электромагнитов привода ШЭМ-3.
- Регистрация действий оператора при работе с реальными (механическими) и виртуальными (на экране монитора АРМ КЭ СУЗ) органами дистанционного управления системы СГИУ и регулятора АРМ7Н2 на БПУ, организация соответствующего архива данных.
- Организация обмена данными (текущей технологической и диагностической информацией) по сети Ethernet между оборудованием ПТК ИДС и оборудованием ПТК СГИУ.
- Прием диагностической информации по сети Ethernet из шкафа АРМ7Н2.

- Прием диагностической информации с помощью цифровых каналов передачи данных с интерфейсом RS-485 из шкафов в составе КЭ СУЗ.
- Участие в реализации функции информационной поддержки оперативного персонала БПУ в зоне СУЗ.
- Формирование и передача данных КЭ СУЗ из ПТК ИДС в СВБУ по сети Ethernet через шлюз КЭ СУЗ-СВБУ.

5.3.5.2 Структура и состав информационно-диагностической системы в составе КЭ СУЗ

Информационно-диагностическая система в составе комплекса электрооборудования СУЗ представляет собой сетевую иерархическую структуру, построенную на базе средств вычислительной техники, средств с элементами дискретной логики и средств, использующих чисто аппаратные решения.

Все устройства, входящие в состав комплекса электрооборудования СУЗ, имеют средства аппаратного или программно-аппаратного контроля и диагностики. Эти средства обеспечивают передачу диагностической информации по состоянию электрооборудования СУЗ, а также текущей технологической информации в ПТК ИДС.

На нижних уровнях иерархии этой информационно-диагностической системы (первый и второй уровни иерархии) работают специализированные устройства - микроконтроллеры со средствами программно-аппаратного контроля и диагностики, установленные в шкафах КЭ СУЗ.

Верхний (третий) уровень иерархии этой информационно-диагностической системы имеет средства программно-аппаратного контроля и диагностики в составе серверов диагностики (СДИ) и серверов управления (СУ), рабочих станций пульта (РСП) и X-терминалов, а также в составе коммутаторов LAN локальной сети Ethernet, источников бесперебойного питания ИБП и другого оборудования. К этому уровню относятся диагностические средства в составе оборудования ПТК ИДС (шкафы 1ШСР-ДН2, 2ШСР-ДН2) и оборудования верхнего уровня ПТК СГИУ (шкафы 1ШСР-УН2, 2ШСР-УН2, 3ШСР-УН2, ШРСПН2, комплект терминальных средств пульта ТСПН2 в составе АРМ КЭ СУЗ/СКУД на БПУ).

На верхнем уровне иерархии информационно-диагностической системы КЭ СУЗ средствами ПТК ИДС выполняется централизованная обработка технологической и диагностической информации, полученной в ПТК ИДС с нижних уровней этой системы. На этом уровне ПТК ИДС и верхний уровень ПТК СГИУ обмениваются необ-

ходимыми для функционирования технологическими и диагностическими данными.

На верхнем уровне иерархии сетевой информационно-диагностической системы в составе КЭ СУЗ расположен программно-технический комплекс информационно-диагностической сети ПТК ИДС, который состоит из двух одинаковых комплектов программно-технических средств, установленных в двух (дублирующих друг друга) шкафах сервера 1ШСР-ДН2 и 2ШСР-ДН2.

Структурная схема связей ПТК ИДС с оборудованием в составе КЭ СУЗ приведена на рисунке 5.3.5.2.1.

В каждом шкафу ШСР-ДН2 расположены устройства следующих функциональных категорий:

- сервер диагностической информации СДИ;
- рабочая станция шлюза РСШ;
- коммутационное оборудование локальной сети Ethernet (LAN);
- коммутационное оборудование дискретного ввода-вывода;
- оборудование RS-485;
- консоль оператора (монитор, клавиатура, коммутатор консоли KVM);
- оборудование электропитания (включая ИБП);
- оборудование контроля микроклимата и доступа (вентиляторы, датчик температуры, датчик открытия дверей).

5.3.5.3 Состав функций ПТК ИДС

Функции, выполняемые ПТК ИДС, по своему составу делятся на основные и вспомогательные (служебные) функции.

К основным функциям ПТК ИДС относятся информационные функции - диагностика электрооборудования СУЗ и привода ШЭМ-3 с датчиком положения ДПШ.

Выполнение вспомогательных (служебных) функций обеспечивает функционирование ПТК ИДС в заданном режиме, защиту информации и программного обеспечения от несанкционированного доступа, а также восстановление работоспособности при сбоях и отказах программно-технических средств ПТК ИДС.

Основные функции ПТК ИДС:

1) Контроль и оперативная диагностика работоспособности (неисправности) и состояния (в том числе открытие дверей шкафов) электрооборудования СУЗ;

2) Контроль точного положения ОР СУЗ и оперативная диагностика работоспособности приводов ШЭМ-3 с датчиками положения ДПШ;

3) Формирование по результатам контроля и оперативной диагностики электрооборудования СУЗ обобщенных сигналов неисправности;

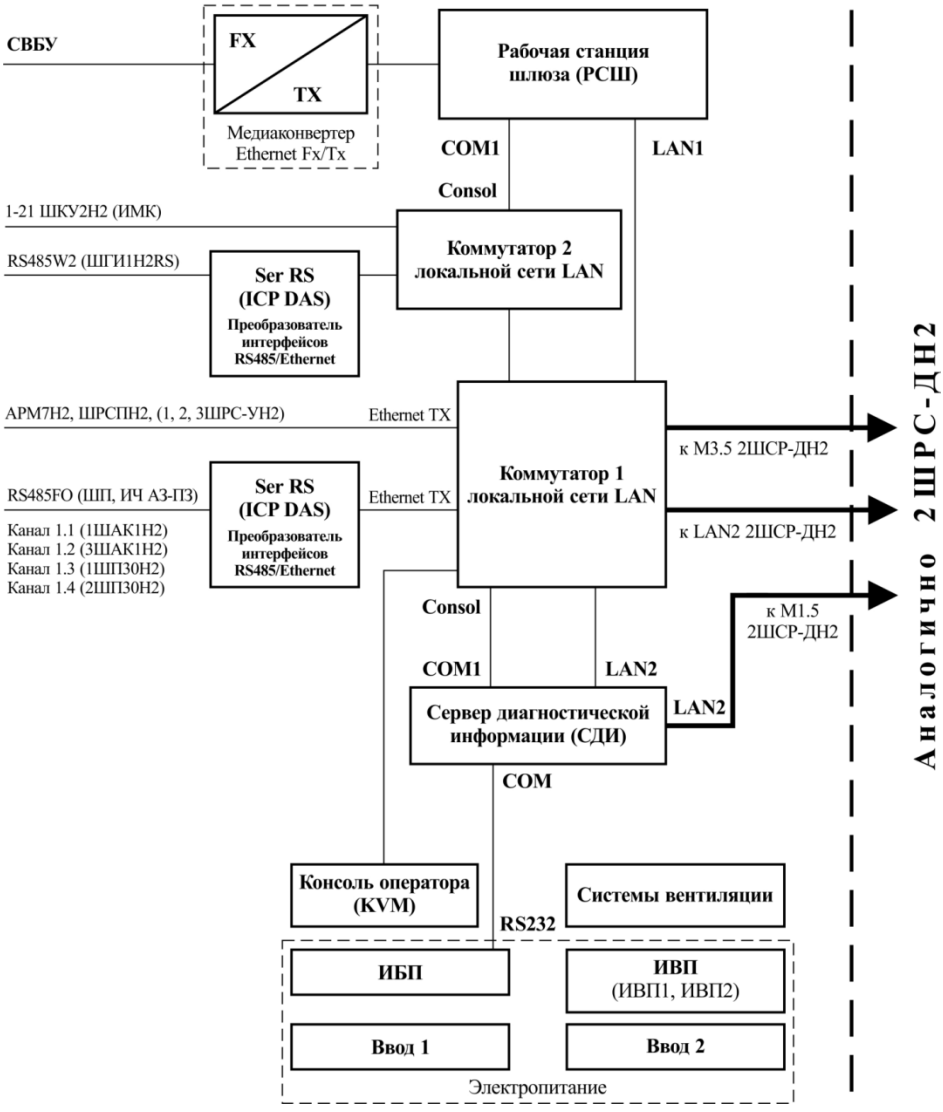


Рисунок 5.3.5.2.1 Структурная схема связей ПТК ИДС с оборудованием в составе КЭ СУЗ

4) Формирование сигналов по факту проверки (тестирования) оборудования исполнительной части АЗ-ПЗ (раздельно по 1-му и 2-му комплектам) и сигналов открытия дверей шкафов КЭ СУЗ;
5) Передача по сети Ethernet обобщенных сигналов неисправности оборудования по функциональным подсистемам в шкаф ШРСПН2 для отображения на мониторе КЭ СУЗ на БПУ;
6) Формирование по результатам контроля и оперативной диагностики электрооборудования СУЗ и датчиков положения ДПШ «Архива неисправностей КЭ СУЗ»;
7) Формирование «Архива по фактам открытия дверей шкафов КЭ СУЗ»;
8) Формирование по результатам контроля положения ОР СУЗ и диагностики приводов ШЭМ-3 архивов данных в составе «Архива ОР»:

- «Ресурсный архив ОР», содержащий ресурсные параметры (число шагов на всем рабочем ходе от КН до КВ и от КН до НЖУ, суммарное количество шагов раздельно при ходе вверх и вниз, количество рабочих ходов, количество сбросов ОР по сигналам срабатывания АЗ и УПЗ) по каждому ОР за весь период эксплуатации;
- «Архив аварийных сбросов ОР», содержащий данные по падению ОР по сигналам срабатывания АЗ и УПЗ за весь период эксплуатации;
- «Архив несанкционированных падений ОР», содержащий данные по несанкционированным падениям ОР за весь период эксплуатации;
- «Архив регулирующих групп», содержащий данные о времени нахождения ОР регулирующих групп (9÷12) в каждой из зон «грубого» контроля положения (КН, 1÷9, КВ) за период рабочей кампании;
- «Архив движения ОР», содержащий данные о положении каждого ОР в шагах за последние 90 суток, а также данные о времени шага, пропуске шагов, проскальзывании штанги с указанием количества пропущенных шагов и направления движения;
- «Архив приводов ОР СУЗ», содержащий данные об отклонениях в работе приводов ШЭМ-3 типа «обрыв штанги ОР», «заклинивание ОР» и «несанкционированный сход ОР с КВ» за период рабочей кампании;

- «Архив циклограмм токов», содержащий значения токов электромагнитов приводов ШЭМ-3, измеренные в течение 4 секунд по запросу эксплуатационного персонала.

9) Регистрация действий оператора при работе с механическими и виртуальными органами ручного управления на БПУ в части СГИУ и регулятора АРМ7Н2 с формированием «Архива регистрации действий оператора» за период рабочей кампании;

10) Формирование «Архива ИЧ АЗ-ПЗ», в котором архивируются за период рабочей кампании данные по срабатыванию АЗ-ПЗ, тестированию цепей и блоков ИЧ АЗ-ПЗ, срабатыванию отдельных цепей ИЧ АЗ-ПЗ;

11) Формирование «Архива АРМ», в котором с наступлением каждого нового часа архивируются за последние 90 суток все входные/выходные дискретные и аналоговые сигналы шкафа АРМ7Н2;

12) Работа с архивами ПТК ИДС по запросу эксплуатационного персонала (просмотр и печать архивных данных на средствах ПТК ИДС, копирование архивных данных на внешний накопитель типа USB FLASH);

13) Представление по запросу персонала текущей и архивной информации на экране монитора в шкафу ШСР-ДН2 в виде заранее сформированных в ПТК ИДС видеокадров;

14) Получение «твердой» копии с экрана монитора в шкафу ШСР-ДН2 по запросу персонала на подключаемом к шкафу ШСР-ДН2 принтере;

15) Сбор в течение заданного времени (не более 25 секунд) по запросу эксплуатационного персонала данных из шкафа ШКУ2Н2 по заданному в запросе датчику ДПШ и представление их на мониторе в шкафу ШСР-ДН2 в виде гистограмм текущего значения напряжения на катушках этого датчика ДПШ и синхросигнала от блока питания ДПШ;

16) Сбор в течение 4-х секунд по запросу эксплуатационного персонала данных из шкафа ШКУ2Н2 по заданному в запросе приводу ШЭМ-3 о текущих значениях токов электромагнитов этого привода ШЭМ-3 и представление их на мониторе в шкафу ШСР-ДН2 в виде циклограмм токов;

17) Формирование диагностических данных по результатам контроля и оперативной диагностики электрооборудования СУЗ (каналов контроля положения и управления ОР СУЗ), датчиков положения ДПШ и приводов ШЭМ-3, передача сформирован-

ных данных в шкаф ШРСПН2 для отображения на мониторе КЭ СУЗ на БПУ;

18) Синхронизация компьютеров (серверов и рабочих станций) в шкафах ПТК ИДС и верхнего уровня ПТК СГИУ в системе единого времени СВБУ энергоблока от тайм-сервера СВБУ через шлюз КЭ СУЗ-СВБУ;
19) Регистрация данных при формировании архивов ПТК ИДС с меткой времени в системе единого времени СВБУ энергоблока;
20) Синхронизация в системе единого времени СВБУ энергоблока регистраторов качества электропитания в шкафах силового и надежного питания КЭ СУЗ;
21) Передача данных между серверами и рабочими станциями в шкафах ПТК ИДС и верхнего уровня ПТК СГИУ, а также приём данных в ПТК ИДС от микроконтроллеров в шкафах ШКУ2Н2 и АРМ7Н2;
22) Формирование данных КЭ СУЗ по согласованному перечню и передача их в СВБУ через шлюз КЭ СУЗ-СВБУ, представление передаваемых данных на мониторе шкафа ШСР-ДН2 в виде видеокадра «Шлюз».

Вспомогательные функции ПТК ИДС:

1) Формирование архива эксплуатации сервера СДИ и рабочей станции шлюза РСШ каждого шкафа ШСР-ДН2;
2) Представление по запросу эксплуатационного персонала на мониторе шкафа ШСР-ДН2 данных из архива эксплуатации сервера СДИ и рабочей станции шлюза РСШ в виде «Оперативного журнала»;
3) Изменение (увеличение на единицу) номера кампании реактора с помощью консоли оператора в шкафу ШСР-ДН2;
4) Отображение на мониторе шкафа ШСР-ДН2 значений параметров, используемых при диагностике привода ШЭМ-3, а также данных по номеру и составу группы УПЗ;
5) Обеспечение сохранности архивной информации и программного обеспечения в шкафах ШСР-ДН2 при сбоях и неисправностях в системе электропитания ПТК ИДС;
6) Обеспечение автоматического перехода на резерв серверов СДИ и рабочих станций РСШ при обнаружении программами самодиагностики ПТК ИДС неисправностей программно-аппаратных средств в шкафах ШСР-ДН2;
7) Включение, отключение и переключение на резерв серверов

СДИ и рабочих станций РСШ по запросу эксплуатационного персонала;

8) Формирование Главным администратором ПТК ИДС статусов и паролей для эксплуатационного персонала, обеспечивающих различный уровень доступа к ресурсам ПТК ИДС и верхнего уровня ПТК СГИУ;
9) Передача из ПТК ИДС в серверы и рабочие станции верхнего уровня ПТК СГИУ по сети Ethernet необходимой для функционирования служебной информации, введенной в ПТК ИДС по запросу эксплуатационного персонала с помощью сервера СДИ.

5.3.5.4 Технические характеристики и структура ПТК ИДС

Первичное электропитание шкафов, входящих в состав ПТК ИДС, осуществляется напряжением переменного тока 220 В, 50 Гц по двум независимым вводам системы надежного электропитания СУЗ от двух шкафов питания 1ШП30Н2 и 2ШП30Н2. Суммарная мощность, потребляемая шкафами 1ШСР-ДН2, 2ШСР-ДН2 в составе ПТК ИДС, не более 2400 В·А. При исчезновении питания на основном фидере осуществляется автоматическое переключение на резервный фидер с помощью устройства аварийного включения резерва (АВР), входящего в состав каждого шкафа ШСР-ДН2.

Вторичное электропитание оборудования, входящего в состав шкафов ШСР-ДН2, осуществляется от источников бесперебойного питания (ИБП). Емкость стандартных батарей одного ИБП обеспечивает электропитание потребителей при отсутствии первичного электропитания в течение 10 минут.

Оборудование ПТК ИДС осуществляет ввод и обработку информации от подсистем КЭ СУЗ и формирование выходных данных в шкафы верхнего уровня ПТК СГИУ, а также в СВБУ и в систему общеблочной сигнализации (MSI и ТПТС). Для выполнения назначенных функций ПТК ИДС имеет следующие внешние интерфейсы:

- Ethernet стандарта IEEE 802.3 по кабелю на базе витой пары проводов и многомодовому оптоволоконному кабелю;
- последовательный интерфейс RS-485 по многомодовому оптоволоконному кабелю и кабелю на базе витой пары проводов;
- каналы вывода дискретных сигналов типа «переключающийся контакт» с помощью релейных модулей;
- каналы вывода дискретных потенциальных сигналов с помощью модулей опторазвязки.

Аппаратура серверов СДИ и рабочих станций РСШ, установленных

в шкафах ПТК ИДС, построена на основе комплекса компьютерного специального назначения ККСН ЭКСПРО производства АО «Корпорация «ВНИИЭМ». Комплекс ККСН ЭКСПРО - это компьютер с архитектурой PC AT (Personal Computer Advanced Technology - персональный компьютер класса AT), изготавливаемый в усиленном промышленном исполнении. В составе комплекса ККСН ЭКСПРО используется одноплатный компьютер на базе процессора фирмы Intel с двумя портами Ethernet, ОЗУ объемом не менее 1 Гбайт, а также другие устройства, предназначенные для реализации функций конкретного компьютера на базе ККСН.

Операционная система - Linux (версия ядра – 2.4).

Прикладные программы серверов СДИ, рабочих станций РСШ и операционная система Linux хранятся и запускаются с «жесткого диска» типа SSD.

Структура ПТК ИДС, а также связи оборудования этого комплекса между собой и с другими устройствами в составе электрооборудования СУЗ представлены на рисунке 5.3.5.2.1.

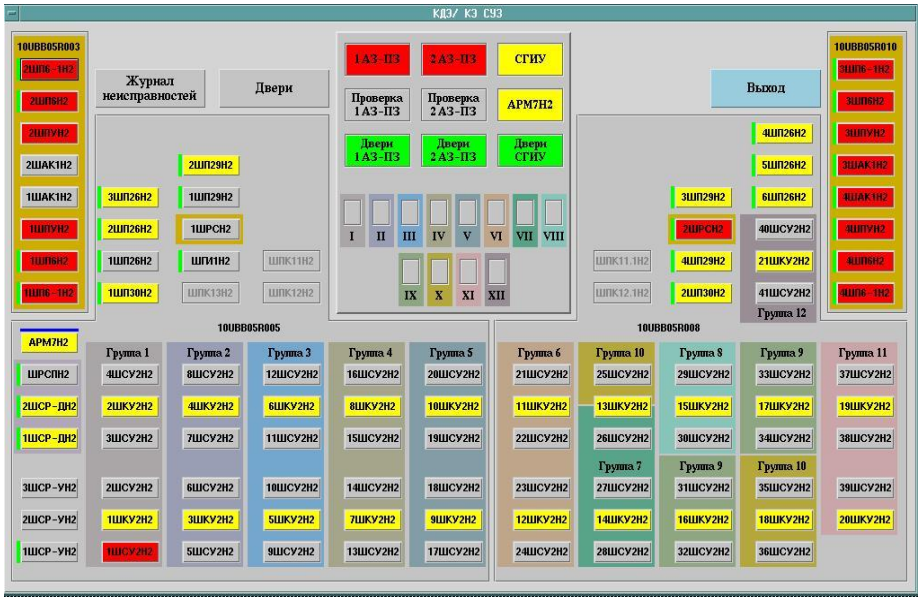


Рисунок 5.3.5.5.1 Головной видеокадр «КДЭ/ КЭ СУЗ» библиотеки КДЭ

5.3.5.5 Представление диагностической информации в ПТК ИДС

Представление диагностической информации о состоянии электрооборудования СУЗ, приводов ШЭМ-3 и датчиков ДПШ по запросу

эксплуатационного персонала может осуществляться на экране монитора любого шкафа ШСР-ДН2. Диагностическая информация представляется с помощью видеокадров библиотеки КДЭ, видеокадров «Журналы» и видеокадров «Архива ОР».

Библиотека видеокадров КДЭ обеспечивает информационную поддержку эксплуатационного персонала при локализации неисправностей КЭ СУЗ и приводов ОР СУЗ с датчиками положения ДПШ. Информация, представляемая видеокадрами, соответствует информации по обобщенным критическим и некритическим неисправностям функциональных подсистем в составе КЭ СУЗ, сигнализируемым на средствах БПУ (табло сигнализации и монитор КЭ СУЗ в составе АРМ КЭ СУЗ/СКУД). Головной видеокадр «КДЭ/КЭСУЗ» библиотеки КДЭ представлен на рисунке 5.3.5.5.1.

Из видеокадра «КДЭ/Журнал неисправностей» могут вызываться т. н. видеокадры-журналы, являющиеся электронной формой отображения на экране монитора данных из различных архивов, формируемых и сохраняемых в течение заданного времени в ПТК ИДС, в виде регистрационных журналов для ознакомления эксплуатационного персонала. Видеокадр «КДЭ/ журналы» с открытым журналом неисправностей представлен на рисунке 5.3.5.5.2.

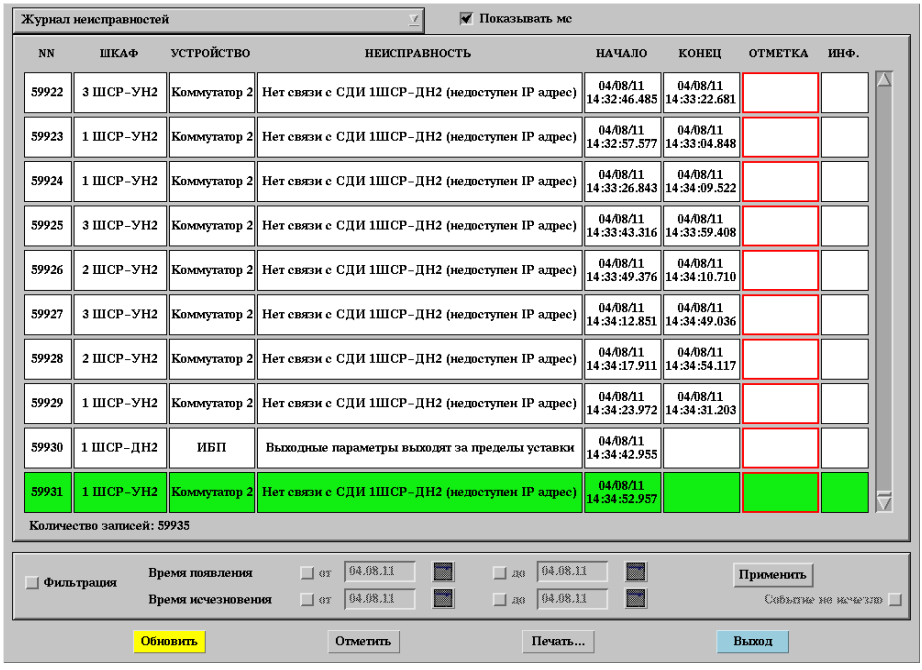


Рисунок 5.3.5.5.2 Видеокадр «КДЭ/ журналы»
с открытым журналом неисправностей

Из головного видеокадра «КДЭ/Архив ОР» также могут вызываться различные видеокадры, представляющие на экране монитора текущие и архивные данные по ОР СУЗ в виде таблиц, гистограмм, диаграмм и графиков. Примеры данных видеокадров представлены на рисунках 5.3.5.5.3 - 5.3.5.5.6.

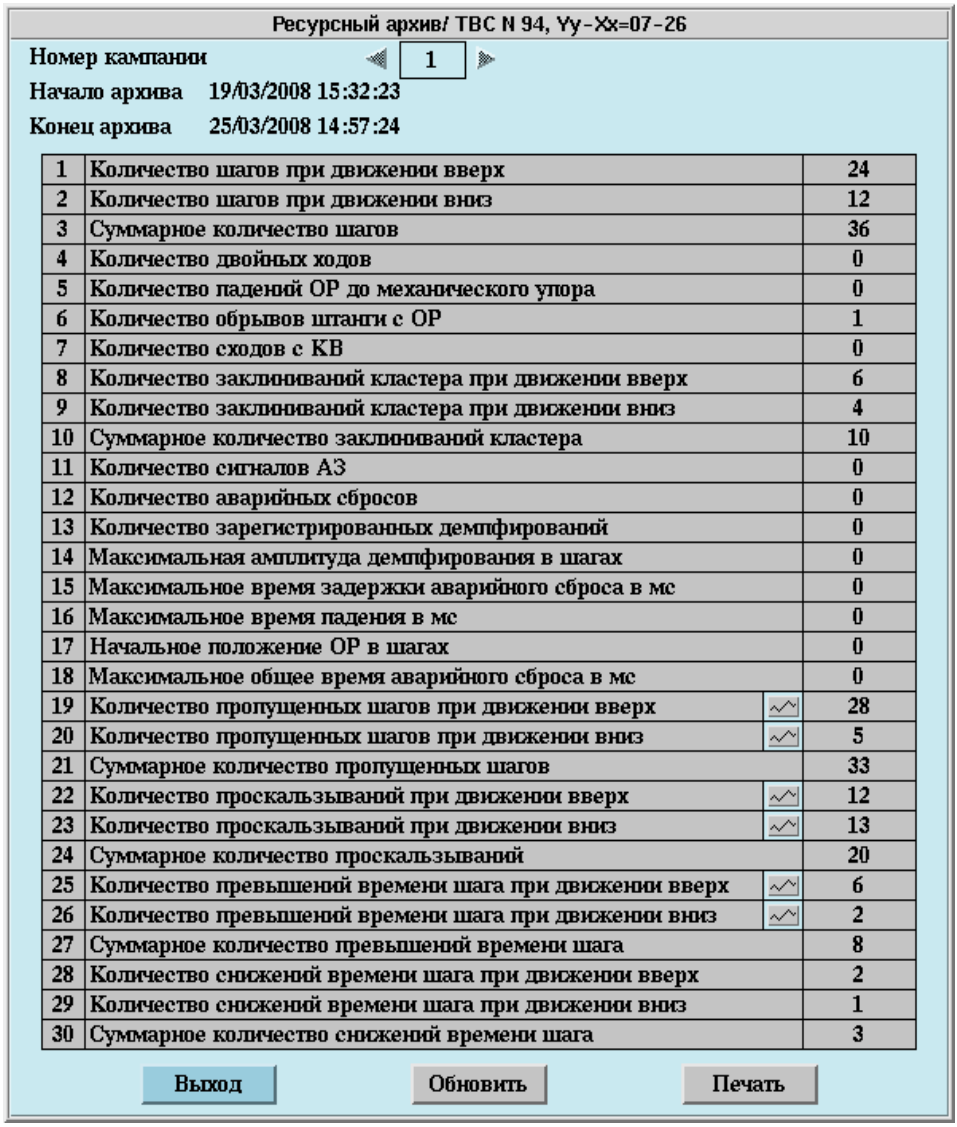


Рисунок 5.3.5.5.3 Видеокадр «Ресурсный архив/ ТВС №, Yy-Xx»

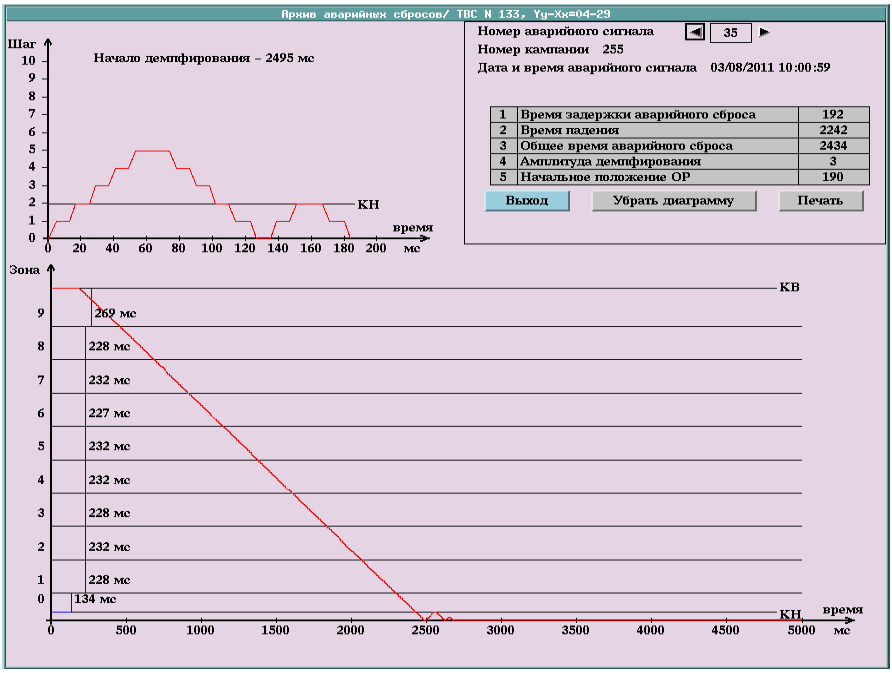


Рисунок 5.3.5.5.4 Видеокадр «Архив аварийных сбросов/ ТВС №, Yy-Xx»



Рисунок 5.3.5.5.5 – Видеокадр «Архив токов/ ТВС №, Yy-Xx»

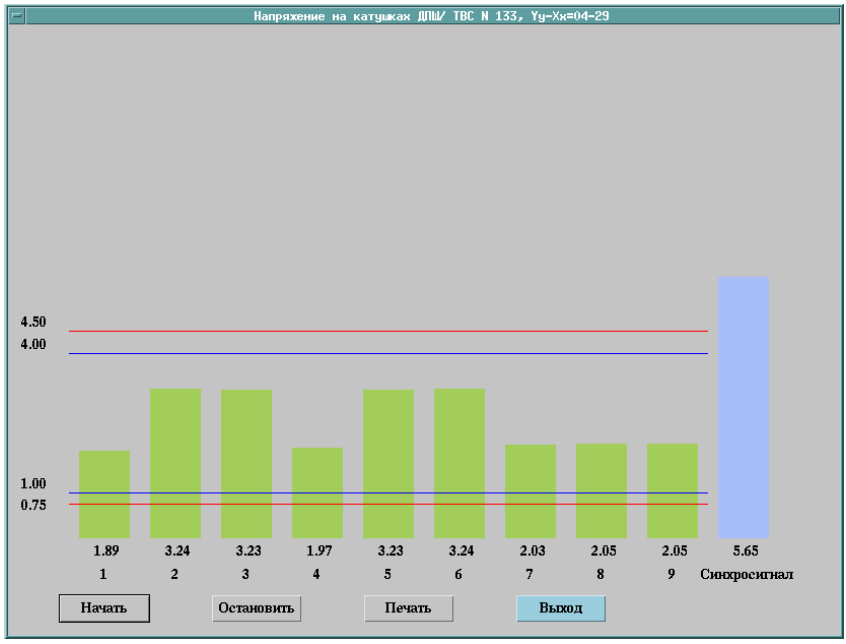


Рисунок 5.3.5.5.6 – Видеокадр «Напряжение на катушках ДПШ / ТВС №, Yy-Xx»

Список литературы к главе 5.3.5

1. Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора ВВЭР-1200 (В-392М). Нововоронежская АЭС-2. Общие сведения. Руководство по эксплуатации ТАИК.500051.063 РЭ. АО «Корпорация «ВНИИЭМ»»;

2. Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора ВВЭР-1200 (В-392М). Нововоронежская АЭС-2. Программно-технический комплекс системы группового и индивидуального управления органов регулирования СУЗ. Руководство по эксплуатации ТАИК.500051.063 РЭ3. АО «Корпорация «ВНИИЭМ»»;

3. Комплекс программ верхнего уровня ПТК СГИУ и ПТК ИДС в составе КЭ СУЗ Нововоронежской АЭС-2. Программа контроля и диагностики. Руководство оператора ПИБШ.50592-01 34 02. АО «Корпорация «ВНИИЭМ»»;

4. Шкаф АРМ7Н2. Руководство по эксплуатации. ТАИК.301445.255 РЭ. АО «Корпорация «ВНИИЭМ»»;

5. Комплекс электрооборудования системы управления и защиты реактора ВВЭР-1200 (В-392М). Нововоронежская АЭС-2. Энерго-

блок № 1. Программно-технический комплекс информационно-диагностической сети. Руководство по эксплуатации ТАИК.500051.063 РЭ4. АО «Корпорация «ВНИИЭМ»»;

6. АЭС-2006 Нововоронежская АЭС-2. ПРИВОД СУЗ ШЭМ-3. Технологический регламент эксплуатации. 392М.06.10 Д7 NW2O.B.132.&.0UJA&&.JDA&&.021.KB.0001. ОКБ «ГИДРОПРЕСС»;

7. Привод ШЭМ-3. Устройство, принцип работы, режимы работы. Стапель СУЗ. ПЗ-АЗ-УММ.ПП-ЦТАИ-00003.ИДЦТАИ.05-01-16.00197. УТП НВ АЭС.

5.3.6 Исполнительная часть управляющей системы безопасности по технологическим параметрам ПТК ПУ и ПТК ЛЗ

Исполнительная часть управляющей системы безопасности по технологическим параметрам (УСБТ) предназначена для контроля и управления системами безопасности в процессе выполнения ими заданных функций во всех предусмотренных проектом режимах.

Исполнительная часть УСБТ составлена из двух независимых комплектов оборудования, которые в соответствии с технологическим разделением на каналы систем безопасности (СБ) контролируют и управляют оборудованием своего канала СБ.

Каждый комплект оборудования УСБТ состоит из двух программно-технических комплексов: программно-технический комплекс приоритетного управления (ПТК ПУ) и программно-технический комплекс локальных защит (ПТК ЛЗ), изготовленных с использованием комплекса программно-технических средств ТПТС-ЕМ производства ФГУП «ВНИИА».

5.3.6.1 Назначение, состав, характеристика и краткое описание оборудования ПТК ПУ

ПТК ПУ предназначен для:

- для реализации приоритетного управления исполнительными механизмами СБ по автоматическим и дистанционным командам СБ (ТХS, ДСЗ) и систем нормальной эксплуатации (СНЭ) во всех предусмотренных проектом режимах работы энергоблока;
- выполнения функций контроля и управления технологическими системами, приведенными в таблице 1 в составе СБ АСУ ТП энергоблока №1, 2 НВАЭС-2;
- обеспечение выполнения системами безопасности и системами совмещающими функции безопасности с функциями нормальной эксплуатации своих функций;

- обеспечение передачи управляющих воздействий, сформированных в инициирующей части АЗ-ПЗ УСБИ (TXS) и диверсной системе защит (ДСЗ) на исполнительные механизмы систем безопасности;
- обеспечение передачи команд дистанционного управления от мозаичных панелей СБ блочного пункта управления (БПУ) и резервного пункта управления (РПУ) и контроля состояния на мозаичных панелях СБ БПУ и РПУ исполнительных механизмов систем безопасности;
- обеспечение передачи управляющих воздействий локальных защит и блокировок нормальной эксплуатации (НЭ), сформированных в ПТК ЛЗ, а также дистанционного управления с АРМ СВБУ и контроля состояния на АРМ СВБУ исполнительных механизмов систем безопасности;
- обеспечение приоритета команд от инициирующей части АЗ-ПЗ УСБИ (TXS) над командами НЭ и командами дистанционного управления;
- реализация сбора и обработки информации от объекта управления в объеме, необходимом для выполнения ПТК ПУ своих функций.

Основу ПТК ПУ составляют приборные стойки (ПС) ТПТС51.2010, в которых установлены процессорные программируемые модули и другие устройства, обеспечивающие выполнение всех необходимых функций контроля и управления, а также коммуникационное оборудование, обеспечивающее обмен данными с другими ПТК и с информационно-управляющей системой верхнего уровня.

Для аппаратного сопряжения ПС с периферийным оборудованием служат стойки сопряжения (СС) ТПТС52.2110.

Для питания приборных стоек напряжением постоянного тока 24 В применяются стойки питания (СП) ТПТС52.2310, обеспечивающие преобразование сетевого напряжения постоянного или переменного тока 220 В.

Наряду с перечисленным выше оборудованием в составе комплекса ТПТС-ЕМ имеется также устройство конфигурирования – комплект инженерной станции (ИС) ТПТС54.3403, предназначенный для разработки, корректировки, документирования, сохранения и загрузки прикладных алгоритмов в программируемые модули ТПТС-ЕМ.

Таблица 5.3.6.1.1 – Технологические системы, контроль и управление которыми, реализован на ПТК ПУ

KKS системы	Наименование системы
JEA50-90	Система контроля уровня в парогенераторах и влажности пара в паропроводах
JEF	Система компенсации давления
JKM	Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора
JNG10-40	Система гидроемкостей второй ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны)
JNG50-80	Система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть)
JNA	Система аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки
JNB10-40	Система аварийного расхолаживания ПГ
JNB50-90	Система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть)
JND	Система аварийного ввода бора
FAK10-20	Система охлаждения бассейна выдержки
FAL	Система подачи вод бассейна выдержки на очистку
KAA	Система промконтура ответственных потребителей здания 10(20)UJA
KBA	Система продувки-подпитки
KBC10-30	Система дистиллята
KLA	Системы вентиляции реакторного отделения / Внутренний контайнмент
KLB	Системы вентиляции наружного контайнмента
KLC	Системы вентиляции технологических систем безопасности зоны контролируемого доступа
KLM	Пассивная система фильтрации межоболочечного пространства
KTP	Система аварийного газоудаления
KTA	Система дренажей и организованных протечек 1 контура
KTB	Система газовых сдувок
KTH	Система спецканализации зданий 10(20)UJA и 10(20)UKC (напорная часть)
KUA10-50	Система отбора проб из оборудования здания 10(20)UJA

KKS системы	Наименование системы
KWC	Система гидроиспытаний и продувки датчиков КИП борсодержащей водой
LAB	Система трубопроводов основной питательной воды
LBA	Система паропроводов свежего пара
LBG10-70	Система паропроводов собственных нужд
LCQ10-40	Система продувки и дренажей ПГ
PEB	Система трубопроводов охлаждающей воды
PGB50	Система промконтура потребителей нормальной эксплуатации здания 10(20)UJA
QFA	Система сжатого воздуха для пневмоприводов арматуры
QKJ	Система холодоснабжения для вентиляционных систем здания реактора
QUH	Система отбора проб второго контура и БОУ
SAC	Системы вентиляции зданий UBA, UKC, UBB, UBP, 00UKY
SAD	Системы вентиляции зданий резервной дизельной электростанции

На рисунке 5.3.6.1.1 приведена структурная схема ПТК ПУ.

Приоритетное управление исполнительными механизмами осуществляется по:

а) дистанционным командам, поступающим:

- от панелей управления СБ БПУ/РПУ по проводным связям;
- от АРМ СВБУ по коммуникационной системе – шине EN.

б) автоматическим командам, поступающим:

- от автоматики инициирующей СБ – (два комплекта шкафов аппаратуры TXS) по проводным связям;
- от автоматики диверсной системы защит – (два комплекта шкафов аппаратуры ДСЗ) по проводным связям;
- от ПТК СНЭ по шине EN.

Кроме того, в ПТК ПУ реализуются локальные защиты НЭ, по которым также выполняется управление исполнительными механизмами. Инициирующая часть локальных защит выполнена в ПТК ЛЗ.

По команде тестирования «TESTA», выдаваемой аппаратурой TXS (шкаф TXS), МПУ выполняют тестирование аппаратных связей с аппаратурой TXS.

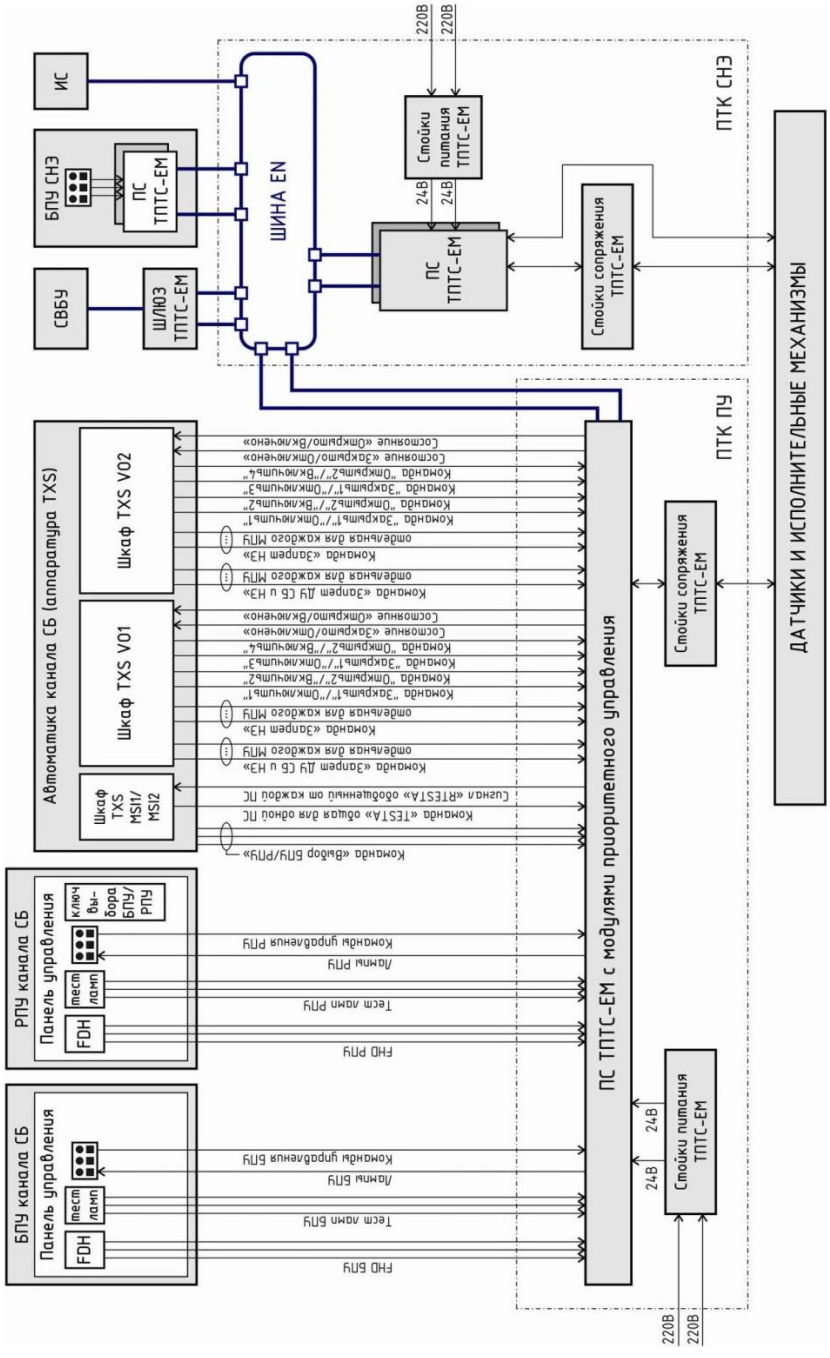


Рисунок 5.3.6.1.1 Структурная схема ПТК ПУ

ПТК ПУ принимает:

а) от панели БПУ/РПУ по проводным связям:

- команды дистанционного управления исполнительным механизмом;
- троированную команду «Подтверждение команды управления» («FHD») (прием и обработка команды выполняется в одной из ПС и размножается аппаратно по всем ПС, зависимым от данной панели управления);
- троированную команду «Тест ламп» (LT) (прием и обработка команды выполняется в одной из ПС и размножается аппаратно по всем ПС, зависимым от данной панели управления).

б) от аппаратуры TXS по проводным связям:

- общую для всех ПС троированную команду «Выбор БПУ/РПУ» (по одной потенциальной команде от каждого из трех шкафов TXS; прием и обработка команды выполняется в одной из ПС и размножается аппаратно по всем ПС);
- команды автоматического управления исполнительным механизмом от каждого из двух комплектов шкафов TXS (команды поступают в ПС, в которой выполняется объединение одноименных команд по аппаратному «ИЛИ»);
- отдельную для каждого модуля МПУ команду «Запрет НЭ» от каждого из двух комплектов шкафов TXS (команды поступают в ПС, в которой выполняется объединение одноименных команд по аппаратному «ИЛИ»);
- отдельную для каждого модуля МПУ команду «Запрет ДУ СБ и НЭ» от каждого из двух комплектов шкафов TXS (команды поступают в ПС, в которой выполняется объединение одноименных команд по аппаратному «ИЛИ»);
- команду тестирования «TESTA», выдаваемую в каждую ПС одним из шкафов TXS.

в) от аппаратуры ДСЗ по проводным связям:

- команды автоматического управления исполнительным механизмом от каждого из двух комплектов шкафов ДСЗ (команды поступают в ПС, в которой выполняется объединение одноименных команд по аппаратному «ИЛИ»).

г) автоматические команды управления от ПТК СНЭ по волоконно-оптической шине EN (имеющей кольцевую структуру).

д) дистанционные команды управления исполнительными механизмами от АРМ СВБУ по шине EN через блок шлюза сопряжения.

ПС содержат модули приоритетного управления исполнительным механизмом ТПТС52-2.1718 (МПУ), которые принимают все команды автоматического и дистанционного управления и выполняют приоритетное управление исполнительными механизмами - основную функцию ПТК ПУ.

Модуль приоритетного управления исполнительным механизмом предназначен для применения в системах безопасности для индивидуального управления одним исполнительным механизмом (запорной арматурой, электродвигателем, электромагнитным клапаном, регулирующей арматурой) по автоматическим и дистанционным командам управления, поступающим от системы безопасности (СБ) и от системы нормальной эксплуатации (СНЭ).

Модуль приоритетов принимает команды управления:

а) от СБ:

- автоматические команды от инициирующей части СБ - аппаратуры TXS по проводным связям;
- автоматические команды от диверсной системы защит - аппаратуры ДСЗ по проводным связям;
- дистанционные команды от панелей безопасности БПУ, РПУ по проводным связям.

б) от СНЭ:

- защитные и автоматические команды от ПТК СНЭ по шинным связям (через шину EN, через модуль ЦМ-Е и шину ввода/вывода приборной стойки);
- дистанционные команды от СВБУ по шинным связям (через шину «Ethernet», блок шлюза сопряжения, шину EN, модуль ЦМ-Е и шину ввода/вывода приборной стойки).

в) дистанционные команды от средств сервисного обслуживания (программатор) при наладке или планово-предупредительных работах (ППР) от тестера функциональных модулей (ТФМ), через соединитель TTY (последовательный интерфейс на лицевой панели модуля).

Модуль приоритетов обеспечивает:

- установление приоритетов входных команд управления (аппаратуры TXS, аппаратуры ДСЗ, панелей безопасности БПУ и РПУ, ПТК СНЭ, СВБУ);

- формирование и выдачу выходных команд на исполнительный механизм через коммутационную аппаратуру;
- тестирование аппаратных связей с аппаратурой ТХS;
- обработку и контроль сигналов обратных связей от исполнительного механизма и коммутационной аппаратуры;
- формирование сигналов состояния и неисправностей исполнительного механизма и выдачу их на СВБУ, панели безопасности БПУ и РПУ, в аппаратуру ТХS и в ПТК СНЭ;
- реализацию команды запрета выполнения команд управления СНЭ по командам от аппаратуры ТХS («Запрет ДУ СБ и НЭ» и «Запрет НЭ»).

На рисунке 5.3.6.1.2 приведена структурная схема модуля приоритетов. На рисунке 5.3.6.1.3 приведена схема связей модуля приоритетов с приемниками и источниками сигналов.

Модуль приоритетов обеспечивает следующий приоритет исполнения команд управления, поступающих от зон управления, в порядке его убывания:

– аппаратура ТХS;
– аппаратура ДСЗ;
– панели безопасности БПУ или РПУ (при наличии запрета команд СНЭ);
– аппаратура ТПТС, СВБУ, панели безопасности БПУ или РПУ (при отсутствии запрета команд СНЭ).

Любая команда, поступившая от СБ (ТХS, ДСЗ, панели безопасности БПУ, РПУ при наличии команды «Запрет НЭ), исполняется даже при отсутствии технологического разрешения данного направления команды. В процессе проведения наладки или ППР при санкционированном применении ТФМ (при активизации функции обхода защит и разрешений) команды управления от ТФМ с обходом защит имеют высший приоритет перед командами от других зон управления, включая СБ. При управлении от ТФМ с обходом защит, команды от других зон управления блокируются.

Модуль приоритетов обеспечивает блокировку выполнения команд СНЭ при приеме команд запрета выполнения команд СНЭ от панелей безопасности БПУ или РПУ.

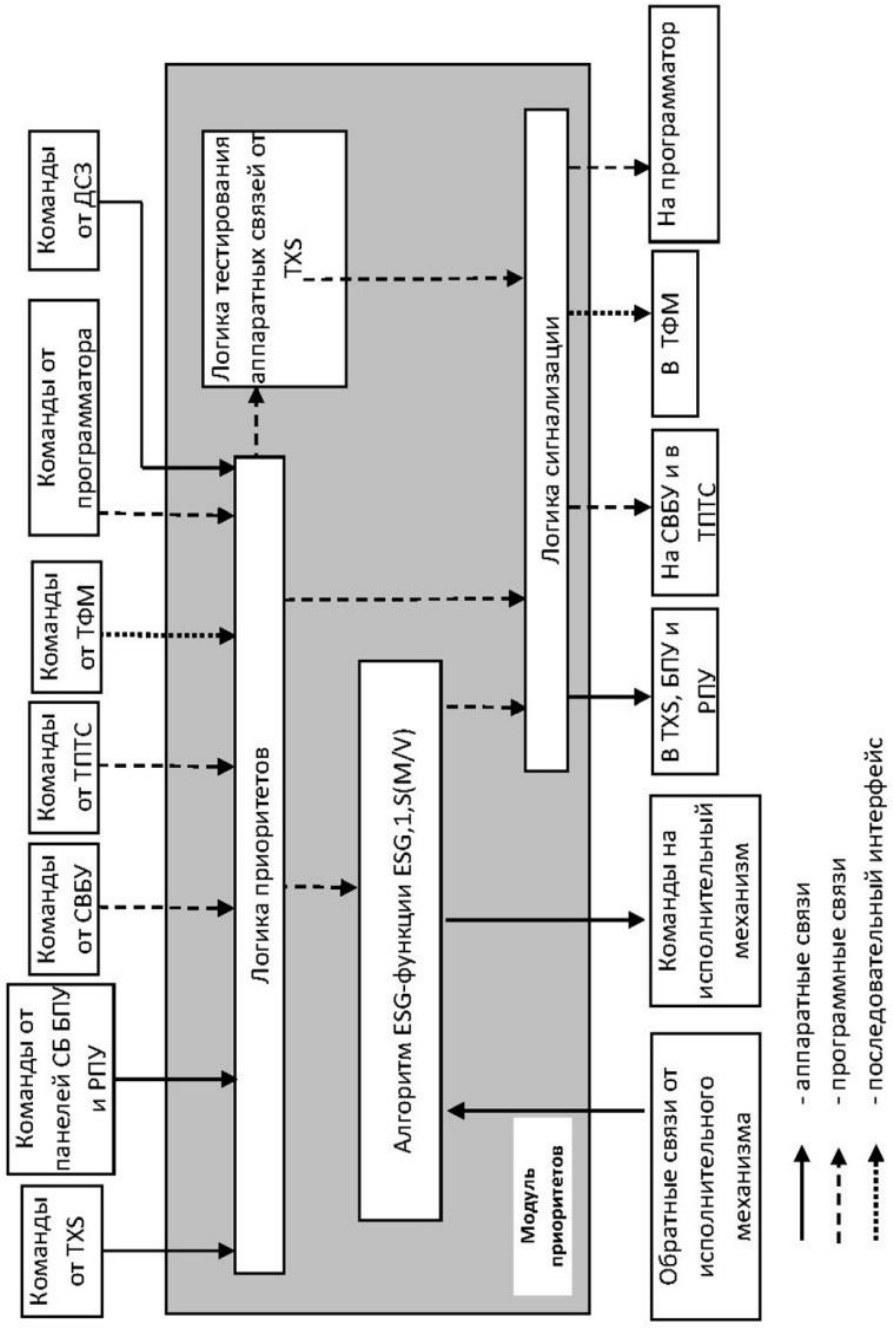


Рисунок 5.3.6.1.2 Структурная схема модуля приоритетного управления

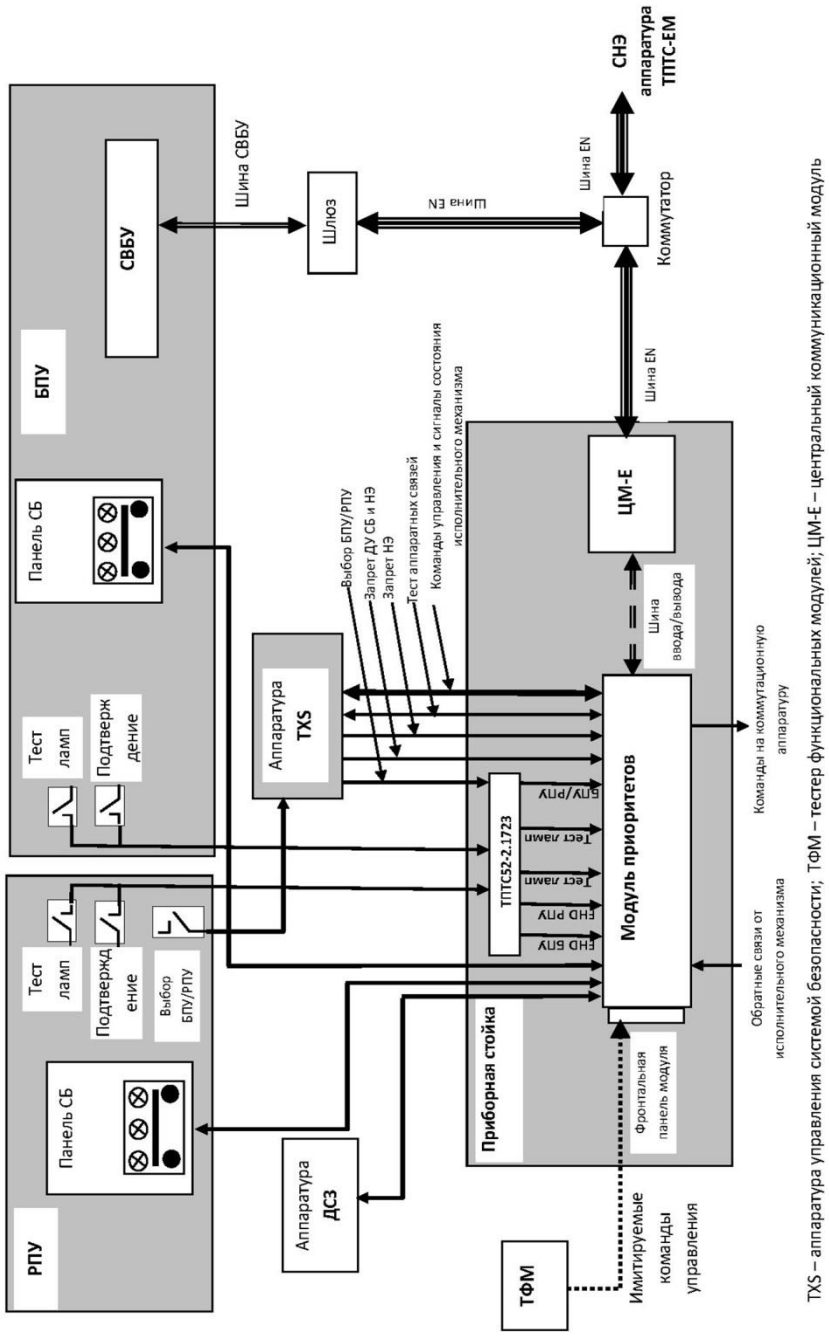


Рисунок 5.3.6.1.3 Схема связей модуля приоритетов
с источниками и приемниками сигналов

В модуле приоритетов принцип разнообразия реализован в части автоматических команд системы безопасности следующим образом. Автоматические команды СБ отрабатываются двумя независимыми способами – в аппаратной и процессорной частях модуля. Схема прохождения автоматических команд СБ в модуле приоритетов приведена на рисунке 5.3.6.1.4.

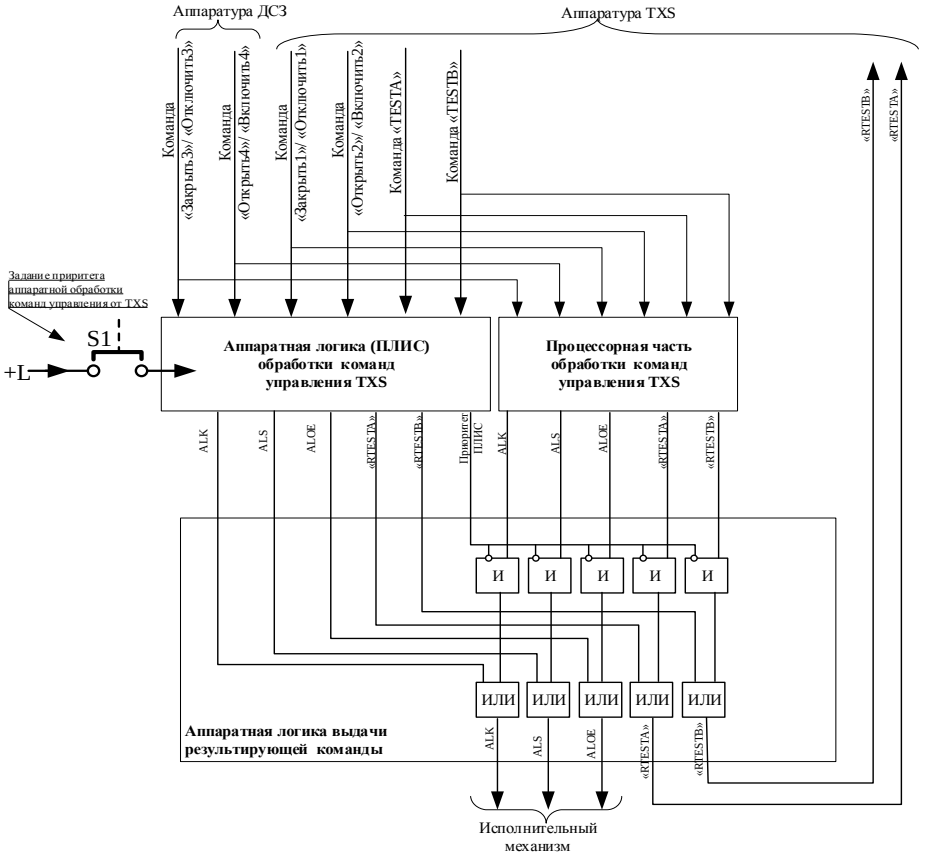


Рисунок 5.3.5.1.4 Схема прохождения команд СБ

Автоматические команды СБ от аппаратуры TXS принимаются по аппаратному интерфейсу. Далее эти команды передаются как в аппаратную схему вычисления, так и в процессорную. Выходные команды из аппаратной и процессорной части объединяются между собой в блоке «Аппаратная логика выдачи результирующей команды».

Далее результирующие автоматические команды СБ по логике приоритетов объединяются с дистанционными командами СБ и командами СНЭ (которые обрабатываются только в процессорной части). Обобщенные команды выдаются на исполнительный механизм по аппаратному интерфейсу.

В модуле имеется возможность выбора проектным путем приоритета выдачи команд управления, сформированных или процессорной логикой или аппаратной (с помощью установки соответствующих перемычек на модуле приоритета).

Проектная перемычка S1 реализует задание приоритета аппаратной логики:

- при замкнутом положении контакта переключателя S1 выходной сигнал аппаратной логики «Приоритет ПЛИС» имеет значение «1», которое блокирует прохождение команд от процессорной части модуля;
- при разомкнутом положении контакта переключателя S1 выдача команд и сигналов из аппаратной логики блокируется и на выходе они имеют значение «0».

5.3.6.2 Назначение, состав, характеристика и краткое описание оборудования ПТК ЛЗ

Основными целями создания ПТК ЛЗ являются:

- сохранение оборудования систем безопасности при нарушениях в режимах его работы в отсутствии исходных событий аварии, требующих работы этих систем;
- отделение в достаточной степени функций УСНЭ ВБ, выполняемых ПТК ЛЗ, от функций УСБ, выполняемых ПТК ПУ в такой мере, чтобы нарушение или вывод из работы любого элемента или канала УСНЭ ВБ не влиял на способность УСБ выполнять свои функции;
- управление оборудованием СБ, не выполняющим защитные и локализующие функции, не участвующем в управлении от алгоритма ступенчатого нагружения ДГ, не имеющего управления с мозаичных панелей СБ, но имеющего резервированное дистанционное управление через СВБУ (БПУ/РПУ) и приборные стойки ТПТС с сенсорным монитором на фасаде (ПСА), которые входят в состав ПТК ЛЗ или в состав местного пульта управления и в этом случае размещаются по месту управления;
- формирование сигналов на панели СБ (через инициирующую часть АЗ-ПЗ УСБИ) в объеме, необходимом для контроля за работой систем безопасности;

- реализация функций автоматического регулирования, относящихся к УСНЭ ВБ и организация управления ими с панелей СБ, включая сигнализацию состояния.

ПТК ЛЗ предназначен для:

- формирования управляющих воздействий локальных технологических защит и блокировок нормальной эксплуатации и выдачи их в ПТК ПУ;
- обеспечения автоматического и дистанционного управления в заданном объеме исполнительными механизмами СБ;
- контроля состояния технологического процесса в заданном объеме с выдачей необходимой информации через инициирующую часть АЗ-ПЗ УСБИ на панели блочного пункта управления (БПУ) и резервного пункта управления (РПУ) СБ;
- выполнения функций контроля и управления технологическими системами, приведенными в таблице 5.3.6.2.1 в составе СБ АСУ ТП энергоблока №1, 2 Нововоронежской АЭС-2.

Таблица 5.3.6.2.1 – Технологические системы, контроль и управление которыми, реализован на ПТК ЛЗ

KKS системы	Наименование системы
JAA	Система реактора
JEB	Главный циркуляционный насосный агрегат
JEC	Система главных циркуляционных трубопроводов
JEF	Система компенсации давления
JKT	Система внереакторных измерений
JMA	Система защитных оболочек здания 10(20)UJA
JME	Шлюз транспортный
JMF	Шлюз для персонала основной
JMG	Шлюз для персонала резервный
JMU	Система контроля концентрации водорода под защитной оболочкой
JNA	Система аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки
JNB10-40	Система аварийного расхолаживания ПГ
JNB50-90	Система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть)

KKS системы	Наименование системы
JND	Система аварийного ввода бора
FAK10-20	Система охлаждения бассейна выдержки
FAK50-60	Система трубопроводов бассейна выдержки и шахт ВКУ
KAA	Система промконтура ответственных потребителей здания 10(20)UJA
KLA	Системы вентиляции реакторного отделения / Внутренний контайнмент
KLB	Системы вентиляции наружного контайнмента
KLC	Системы вентиляции технологических систем безопасности зоны контролируемого доступа
KLM	Пассивная система фильтрации межоболочечного пространства
KUJ16-17	Система пробоотбора газообразных радиоактивных сред
LBA	Система паропроводов свежего пара
PEB	Система трубопроводов охлаждающей воды
PGB50	Система промконтура потребителей нормальной эксплуатации здания 10(20)UJA
QKJ	Система холодоснабжения для вентиляционных систем здания реактора
SAA	Системы вентиляции зданий 10UJE (20UJE)
SAC	Системы вентиляции зданий 10UBA (20UBA) 10UKC (20UKC), 10UBB (20UBB), 10UBP (20UBP), 00UKY

Основу ПТК ЛЗ составляют приборные стойки (ПС) ТПТС51.2010, в которых установлены процессорные программируемые модули и другие устройства, обеспечивающие выполнение всех необходимых функций контроля и управления, а также коммуникационное оборудование, обеспечивающее обмен данными с другими ПТК и с информационно-управляющей системой верхнего уровня.

Для аппаратного сопряжения ПС с периферийным оборудованием служат стойки сопряжения (СС) ТПТС52.2110.

Для питания приборных стоек напряжением постоянного тока 24 В применяются стойки питания (СП) ТПТС52.2310, обеспечивающие преобразование сетевого напряжения постоянного или переменного тока 220 В.

На рисунке 5 приведен пример структурной схемы ПТК ЛЗ.

ПТК ЛЗ реализует следующие виды алгоритмов автоматического управления:

- технологические защиты и блокировки;
- автоматический ввод резерва (АВР);
- автоматического регулирования (регуляторы).

ПТК ЛЗ выдает по проводным линиям связи следующие сигналы:

- управляющие воздействия в программно-технический комплекс приоритетного управления в виде дискретных сигналов;
- данные о состоянии технологического процесса в заданном объеме в инициирующую часть АЗ-ПЗ УСБИ (TXS), в том числе для вывода на БПУ и РПУ СБ, в виде дискретных потенциальных сигналов 24В, аналоговых сигналов в диапазоне от 4 до 24 мА и в диапазоне от 2 до 10В, значения которых пропорциональны значениям технологических параметров.

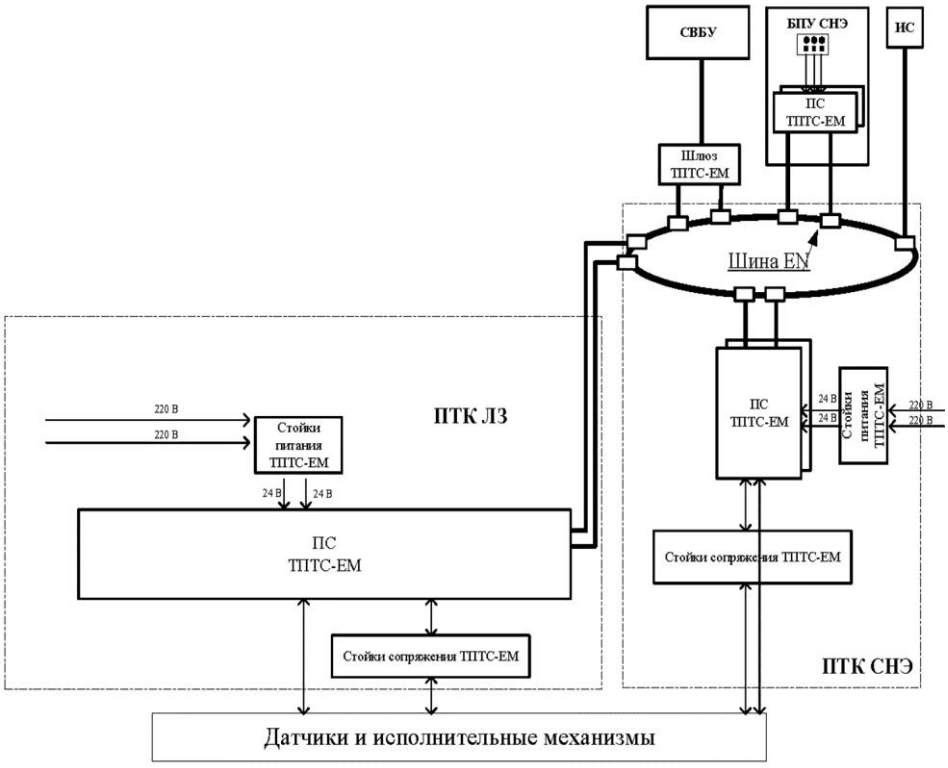


Рисунок 5.3.6.2.1 – Пример структурной схемы ПТК ЛЗ

ПТК ЛЗ обеспечивает дистанционное управление исполнительными механизмами по командам, передаваемым:

- через коммуникационную шину EN с автоматизированного рабочего места (АРМ) системы верхнего блочного уровня СВБУ;
- с помощью сенсорного экрана стоек приборных автономных (ПСА).

ПТК ЛЗ обеспечивает следующий приоритет выполнения команд управления в порядке его убывания:

- технологические защиты и блокировки;
- дистанционные команды;
- АВР, автоматическое регулирование.

Обмен информацией ПТК ЛЗ с ПТК ПУ и ПТК СКУ НЭ выполняется по шине EN.

По шине EN также осуществляется связь ПТК ЛЗ с инженерной станцией, которая используется при проведении необходимых изменений в программной конфигурации ПТК ЛЗ.

Логическая обработка сигналов, формирование и выдача исполнительных команд и выходных сигналов (выполнение прикладных алгоритмов) выполняются в приборных стойках.

Функциональные модули (ФМ), входящие в состав приборных стоек, выполняют прием и обработку входных сигналов и дистанционных команд оператора, реализуют прикладные программы, формируют и выдают исполнительные команды и выходные сигналы.

Список литературы к главе 5.3.6

1. Программно-технический комплекс локальных защит первого канала системы безопасности. Руководство по эксплуатации. Нововоронежская АЭС-2. ТПТК51-00.42 РЭ.

2. Программно-технический комплекс приоритетного управления системы безопасности 1 канала. Руководство по эксплуатации. Нововоронежская АЭС-2. ТПТК51-00.41 РЭ.

3. Техническое задание на ОКР «Разработка модуля приоритетного управления исполнительными механизмами» № Т145/84-2010.

В.П. Поваров, Л.П. Павлов, Д.А. Ширяев,
А.А. Самодеенко, С.В. Вязников,
Д.С. Синюков, Д.И. Ребриков

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ АЭС-2006

ЧАСТЬ 1



Формат 70×100/16. Подписано в печать 15.08.2022.
Усл. печ. л. 40,0. Печать цифровая. Бумага мелованная.
Гарнитура Arial. Тираж 200. Заказ 999.

Отпечатано в ООО Типография «Кварта»
394049, г. Воронеж, Московский проспект, 11.