

АСУ ТП Нижневартовской ГРЭС

Александр Побожей, Александр Парфёнов, Олег Жердев

Описываются опыт разработки, структура и программное обеспечение АСУ ТП первого блока Нижневартовской ГРЭС.

АСУ ТП первого блока (800 МВт) Нижневартовской ГРЭС (НВГРЭС) представляет собой крупномасштабную распределенную систему управления, обеспечивающую обработку до 9220 сигналов. В таблице 1 приведены характеристики сигналов АСУ ТП и их количество с учетом 10-процентного резерва. В таблице 2 приведен количественный состав объектов управления.

Проектные работы, изготовление, поставка и ввод в эксплуатацию АСУ ТП проведены в рамках реконструкции АСУ ТП 1-го блока НВГРЭС.

Техническая структура АСУ ТП

На рисунке 1 показана общая структурная схема АСУ ТП 1-го блока НВГРЭС.



Нижневартовская ГРЭС

Верхний уровень

Верхний уровень АСУ ТП содержит следующие компоненты:

- оперативные и неоперативные рабочие места (РМ), оперативная и архивная базы данных, реализованные на дублированных и одиночных персональных компьютерах и серверах (всего 30 компьютеров); на оперативных рабочих местах используются функциональные клавиатуры в промышленном исполнении;



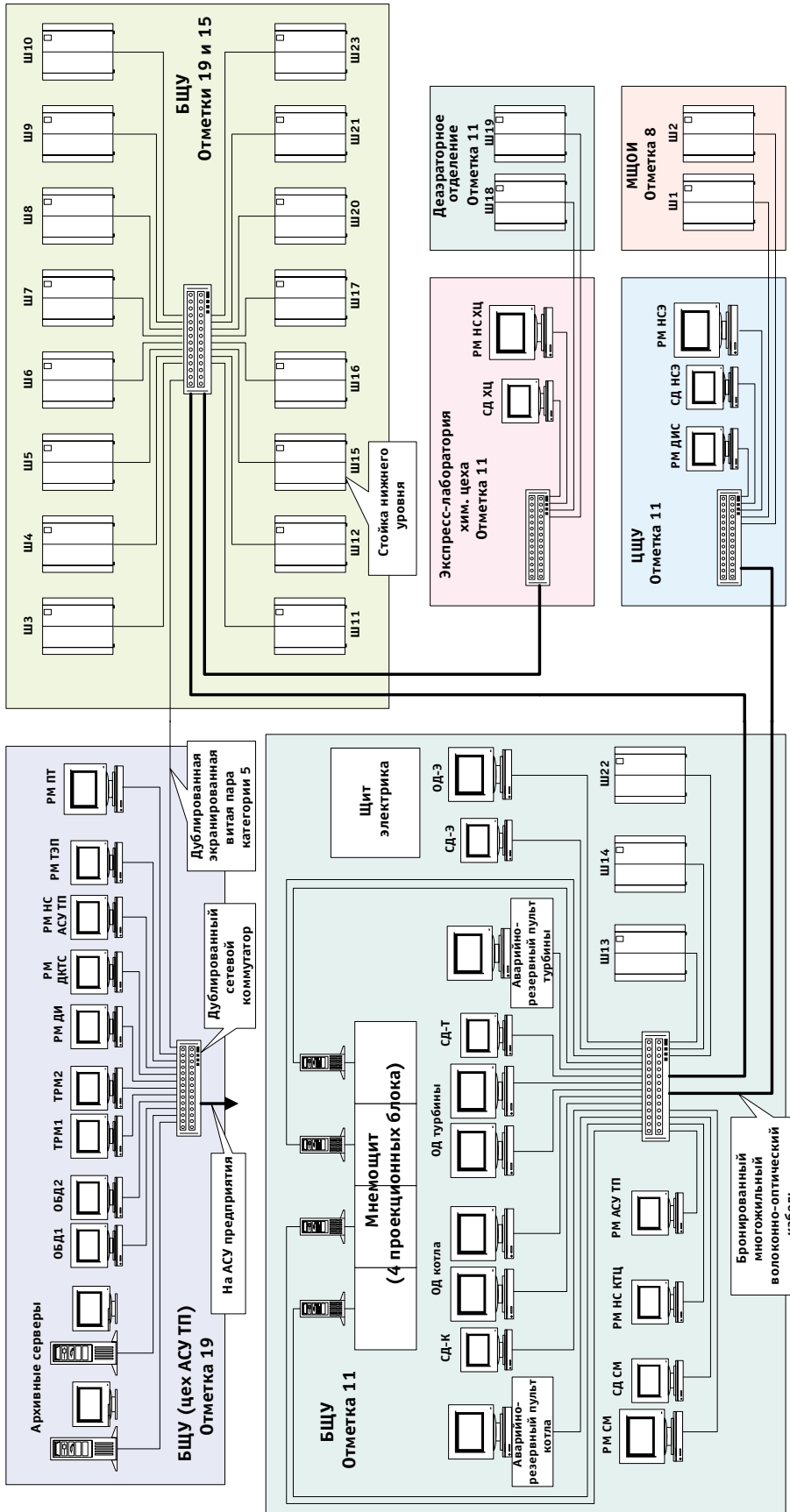
Турбина НВГРЭС

Таблица 1. Количественные характеристики обрабатываемых сигналов

N	Тип сигнала	Количество сигналов
1	Входные аналоговые сигналы 0... 5мА, 4... 20 мА	1590
2	Входные температурные сигналы: термосопротивления термопары	790 680
3	Входные дискретные сигналы: концевые выключатели исполнительных механизмов «сухой» контакт	2336 1184
4	Регулирующие органы: входные дискретные сигналы выходные дискретные сигналы (50 В, ШИМ)	272 272
5	Выходные дискретные сигналы: ~ 220 В = 220 В = 24 В	1696 304 96
6	Всего	9220

Таблица 2. Количественный состав объектов управления

N	Тип устройства	Количество устройств
1	Двигатели	90
2	Задвижки	780
3	Регулирующие клапаны	120
4	Электрические аппараты (выключатели)	60



- Условные обозначения:**
 БЩУ – блочный щит управления;
 ЦЩУ – центральный щит управления;
 МЩОИ – местный щит общестанционных измерений;
 ОД – оперативный дисплей (Э – электрика);
 СД – сигнализационный дисплей (К – котла, Т – турбины, Э – электрика, ХЦ – химического цеха, НСЭ – начальника смены электроцеха, СМ – старшего машиниста);
 РМ СМ – рабочее место старшего машиниста;
- РМ НС КТЦ** – рабочее место начальника смены котлотурбинного цеха;
РМ АСУ ТП – рабочее место персонала АСУ ТП;
РМ ДИ – рабочее место дежурного инженера АСУ ТП;
РМ НС АСУ ТП – рабочее место начальника смены цеха АСУ ТП;
РМ ДКТС – рабочее место диагностики комплекса технических средств;
РМ ТЭП – рабочее место расчёта технико-экономических показателей;
РМ ПТ – рабочее место программиста-технолога;
- ОБД1, ОБД2** – оперативная база данных (резервированная);
ТРМ1, ТРМ2 – технологическое рабочее место (дублированное);
РМ НС ХЦ – рабочее место начальника смены химического цеха;
РМ ДИС – рабочее место дежурного инженера смены;
РМ НСЭ – рабочее место начальника смены электроцеха;
Ш – шкаф.

Рис. 1. Общая структура АСУ ТП 1-го блока Нижневартовской ГРЭС



Рис. 2. Общий вид блочного щита управления (БЩУ) и рабочего места машиниста

- мнемощит — блок из 4 проекционных экранов (общий размер мнемощита — 4×0,75 м), каждый из которых управляется от отдельного компьютера;
- пульта аварийного и резервного управления котлом и турбиной.

На рабочих местах используются компьютеры с процессором Pentium MMX 166 МГц, а в серверах — с процессором Pentium II 300 МГц. На рабочих местах оперативного контура применяются мониторы с размером экрана 21 дюйм. Питание компьютеров (за исключением неоперативных РМ), а также мнемощита осуществляется от источников бесперебойного питания, обеспечивающих время работы от внутренней аккумуляторной батареи не менее 20 минут.

На рисунке 2 показан общий вид блочного щита управления, включающего рабочие места машинистов турбины и котла, аварийно-резервные пульта и проекционный экран. Вид аварийно-резервного пульта турбины приведен на рисунке 3.

Нижний уровень

Аппаратура нижнего уровня размещается в шкафах (конструктив — Евро-механика). В каждом шкафу устанавливается до 6 крейтов. Конструкция крейта показана на рисунке 4. В одном из крейтов шкафа установлены два (основной и резервный) промышленных контроллера, выполненных на основе MicroPC фирмы Octagon Systems. Каждый контроллер (рис. 5) содержит в своем составе процессорную плату 5066, сетевую плату 5500, плату дискретного ввода-вывода 5600, плату аналогового ввода (АЦП) 5710. Через эти платы осуществляется управление и обмен информацией с устройствами сопряже-



Рис. 3. Аварийно-резервный пульт турбины

ния с объектом (УСО), расположенными в функциональном шкафу. УСО выполнены на основе модулей и элементов фирм Analog Devices и Grayhill. В состав АСУ ТП входят 23 шкафа, каждый из которых в среднем обрабатывает 400 сигналов.

УСО обеспечивают прием следующих типов сигналов:

- токовые сигналы (0...5 мА, 4...20 мА);
- сигналы термопар (градуировки ХА, ХК);
- сигналы термосопротивлений (градуировки 50М, 100М, 50П, 100П);
- дискретные сигналы 24 В постоянного и переменного тока;
- дискретные сигналы типа «сухой» контакт;
- дискретные сигналы 220 В постоянного и переменного тока, с частотой 50 Гц.

Блоки УСО позволяют коммутировать следующие сигналы:

- сигналы 220 В постоянного тока 1 А;
- сигналы 220 В переменного тока 2 А с частотой 50 Гц.



Рис. 4. Крейт

На рисунках 6 и 7 представлены модули УСО, предназначенные для ввода-вывода дискретных сигналов и ввода-вывода аналоговых сигналов от термодатчиков соответственно.

В настоящее время поставляется новое поколение интеллектуальных УСО

со встроенными однокристальными микропроцессорами 89С51 фирмы Philips. В блок УСО с помощью разъемов могут быть установлены один или два микроконтроллера в зависимости от схемы резервирования. Применение в УСО микропроцессоров позволяет:

- разгрузить центральный контроллер от рутинных операций циклического опроса датчиков, фильтрации, предварительной обработки, анализа по уставкам и обеспечить прием только существенной информации;
- сделать любой сигнал инициативным, работающим по прерыванию;
- запрограммировать режимы работы УСО (период опроса, режимы фильтрации, уставки и т.п.);
- проводить самодиагностику УСО, что повышает общую надежность системы;
- при использовании системы единого времени (СЕВ) обеспечить синхронный опрос всех входных сигналов системы, привязанный к единой секундной метке;
- обеспечить привязку информации ко времени с точностью не хуже 1 мс.

Для применений, требующих высокой точности привязки сигналов ко времени (1 мс и лучше), поставляется система единого времени (СЕВ). Основу СЕВ составляет плата генератора сигналов времени (ГСВ), устанавливаемая в слот материнской платы MicroPC. В зависимости от прошивки микросхемы ПЛИС плата выполняет функцию или генератора секундных меток, имеющего вход синхронизации от спутниковых навигационных систем GPS или «Глонасс» и выход на магистраль СЕВ, или приемника секундных



Рис. 5. Промышленный контроллер на основе MicroPC



Рис. 6. УСО ввода-вывода дискретных сигналов



Рис. 7. УСО ввода-вывода аналоговых сигналов и сигналов от термодатчика



Рис. 8. Комплект СЕВ

меток из магистрали СЕВ. Точность ГСВ при автономной работе не хуже $\pm 3,6 \times 10^{-8}$ (уход времени не более 1 с за 320 дней). Плата ГСВ имеет выходы для раздачи секундной метки внутри шкафа на интеллектуальные УСО и по системной шине в виде прерывания в MicroPC. Установка и чтение кода времени осуществляется MicroPC. Раздача секундных меток в комплексе осуществляется по выделенной магистрали (интерфейс RS-485, магистраль — витая пара или оптоволокно). Обеспечивается возможность резервирования СЕВ и взаимной синхронизации полукомплектов. На рисунке 8 показаны составные части СЕВ: плата ГСВ и приемник GPS с антенной.

Кроме того, в состав каждого шкафа входит аппаратура электропитания, преобразующая первичное переменное напряжение 380/220 В или напряжение от стационарной аккумуляторной батареи 200...240 В во вторичное постоянное напряжение питания стойки. На рисунке 9 показан внешний вид функционального и сетевого шкафов.

Локальная вычислительная сеть

Комплект сетевого оборудования включает:

- две независимые сетевые магистрали Fast Ethernet (100 МГц)/Ethernet (10 МГц) с использованием бронированного волоконно-оптического кабеля и экранированной витой пары;
- два взаиморезервирующих комплекта сетевых коммутаторов фирмы ЗСОМ (на рисунке 1 для упрощения графического представления показан только один комплект);
- по два сетевых адаптера в каждом персональном компьютере.

На рисунке 10 приведена схема подключения персонального компьютера верхнего уровня и контроллеров нижнего уровня к сетевым магистралям комплекса. Как видно из рисунка, персональные компьютеры имеют доступ к

рисунку 1 для упрощения графического представления показан только один комплект);

рисунку 10 приведена схема подключения персонального компьютера верхнего уровня и контроллеров нижнего уровня к сетевым магистралям комплекса. Как видно из рисунка, персональные компьютеры имеют доступ к

обеим сетевым магистралям, а каждый из контроллеров — только к одной из магистралей. Таким образом, с каждого рабочего места возможен доступ к каждому полукомплекту контроллеров, и при выходе из строя основного контроллера происходит автоматический переход на резервный.

Общесистемное программное обеспечение

Программное обеспечение АСУ ТП базируется на следующих программных средствах:

- операционная система Windows NT — в персональных компьютерах и серверах верхнего уровня;
- операционная система реального времени QNX (версия 4.24) — в контроллерах нижнего уровня;
- сетевой протокол TCP/IP;



Рис. 9. Функциональный и сетевой шкафы

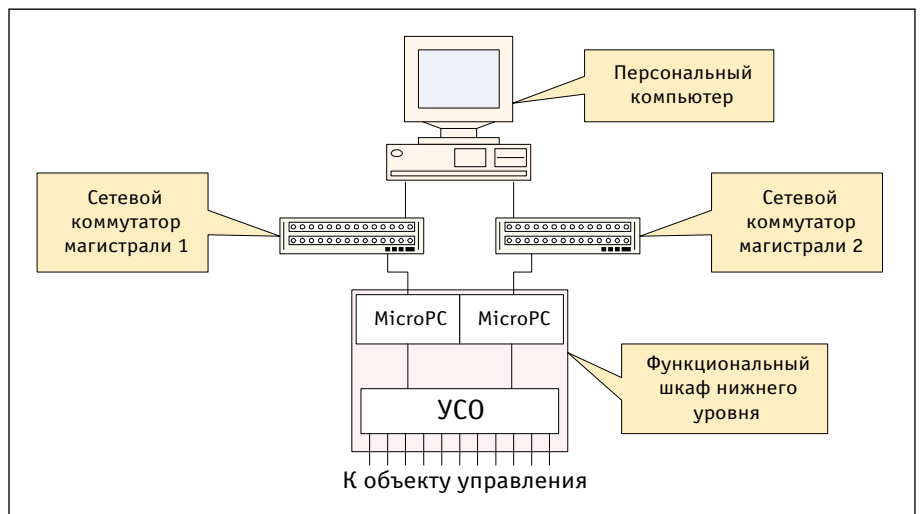


Рис. 10. Схема подключения персонального компьютера и аппаратуры нижнего уровня к сетевым магистралям

- пакет управления сетевым оборудованием Transcend Management (версия 6.1) фирмы 3COM.

Какую SCADA-систему выбрать?

АСУ ТП является дальнейшим развитием информационно-вычислительной системы (ИВС), успешно проработавшей на НВГРЭС более 2 лет. ИВС была реализована на основе промышленных контроллеров с процессором 386 (плата MicroPC 5025A фирмы Octagon Systems). В персональных компьютерах верхнего уровня использовалась операционная система MS-DOS. В контроллерах нижнего уровня был применен многозадачный монитор реального времени собственной разработки.

В 1997 году начались работы по созданию полномасштабной АСУ ТП 1-го блока НВГРЭС. К этому времени произошли определенные конъюнктурные изменения на рынке покупного программного обеспечения: среди операционных систем ведущие позиции заняла Windows NT, стали реально доступными покупные SCADA-системы, как западные, так и отечественные.

С учетом того, что АСУ ТП 1-го блока НВГРЭС рассматривается в качестве базовой, она должна быть не только конкурентоспособной по отношению к существующим западным и отечественным АСУ ТП, но и иметь характеристики, позволяющие ей находиться на современном уровне в течение достаточно продолжительного времени. Рассматривались два направления решения этой задачи: перевод программного комплекса на современные операционные системы и использование для создания технологического комплекса современной SCADA-системы. Оба направления взаимосвязаны, так как обычно приобретаемая SCADA-система задает требования к общесистемному программному обеспечению. С учетом конъюнктуры рынка и собственного опыта наиболее привлекательным было использование в рабочих станциях верхнего уровня Windows NT, а в контроллерах нижнего уровня — многозадачной операционной системы реального времени. Конечным результатом должен был быть программный продукт, с одной стороны, решающий задачи АСУ ТП, а с другой стороны, предоставляющий потребителю высокоуровневые средства проектирования (САПР), позволяющие самостоятельно вносить дополнения и изменения в систему на технологическом уровне.

Попытка подыскать подходящую покупную SCADA-систему не увенчалась

успехом. Рассматривались SCADA-системы, подходящие для крупномасштабных управляющих систем с числом сигналов не менее 10000 и доступные на середину 1997 года. Наиболее привлекательными SCADA-системами были среди западных Real Flex и Genesis, среди отечественных Trace Mode. При анализе применимости SCADA-систем естественным критерием была возможность создания с их помощью уже реализованных на ИВС и отработанных со специалистами НВГРЭС технологических алгоритмов, систем автоматизации проектирования, систем управления базами данных (БД), сервисных подсистем. Безусловно, от SCADA-системы не требовалось, чтобы с её помощью можно было досконально точно повторить все формы представления и интерфейсы оператора. При анализе особое внимание уделялось интегрированности процесса проектирования, наличию средств моделирования, автоматизации установки информационных связей в комплексе, открытости доступа к оперативным и архивным базам данных, возможности гибкой модернизации и поэтапного ввода подсистем без остановки и перезагрузки контроллеров нижнего уровня. SCADA-система должна была также иметь встроенные средства, обеспечивающие её работу с резервированными структурами (дублированными рабочими местами, серверами, контроллерами нижнего уровня, резервированными локальными вычислительными сетями).

Как выяснилось, ни одна из проанализированных SCADA-систем не представляла достаточных и адекватных задач средств проектирования и общесистемного обеспечения, не говоря уже о готовых технологических подсистемах и технологических САПР. Для достижения цели можно было бы взять SCADA-систему за основу и дополнить её собственным программным обеспечением. Однако в то время эти системы не позволяли встраивать нестандартные программные средства пользователя, за исключением драйверов нижнего уровня для управления устройствами сопряжения с объектом.

Иными словами, покупные SCADA-системы по состоянию на 1997 год можно было использовать только так, «как они есть». С самого начала создания АСУ ТП для получения положительного эффекта необходимо, несмотря на рекламные обещания, четко понимать, что универсальная покупная SCADA-система является только инструментом, в большей или меньшей степени автоматизирую-

щим процесс создания АСУ ТП, от развитости и открытости которого зависит полнота реализации технологических алгоритмов и достижимая степень автоматизации.

Немаловажным фактором при принятии решения в пользу того или иного SCADA-пакета являлось наличие примеров успешно реализованных с его помощью проектов крупномасштабных АСУ ТП в России.

Определёнными сдерживающими факторами к применению западных SCADA-систем являются большой объем работ по освоению, апробации и адаптации, опасение остаться с дорогостоящим пакетом один на один ввиду невозможности получения оперативной технической поддержки на этапах освоения и внедрения, а также высокая стоимость, не гарантирующая положительного результата.

Пакет Trace Mode как инструмент для разработки детально анализировался по версии 4.20. Кроме перечисленных, были выявлены следующие ограничения в применении пакета:

- неудобная для проектирования канальная организация информационных и управляющих потоков;
- отсутствие реальной интегрированности пакета, ориентированной на распределённые АСУ ТП, требует множества трудоемких ручных операций;
- заложенная идеология не допускает проектирования и добавления новых технологических компонентов и поэтапного ввода подсистем без остановки и перезагрузки комплекса;
- отсутствуют САПР для проектирования технологических подсистем (таких как защиты, регуляторы и др.), а предоставляемые пакетом средства практически не позволяют пользователю самостоятельно разработать их с реализацией требуемого объема функций САПР;
- монитор реального времени, работающий в контроллерах нижнего уровня под MS-DOS в незащищённом режиме, не обеспечивает достаточной надежности;
- отсутствуют инструментальные средства для мониторинга и отладки программного обеспечения контроллеров нижнего уровня;
- наличие большого числа ошибок и недоработок.

Таким образом, в результате рассмотрения возможных вариантов был выбран путь дальнейшего развития и совершенствования SCADA-системы собственной разработки, получившей название «Венец НВ». При этом в понятие



Рис. 11. Паспорт аналогового параметра

SCADA-системы нами включаются не только инструментарий и готовые формы для автоматизации создания технологического комплекса АСУ ТП, как это предлагается практически во всех универсальных SCADA-пакетах, но и высокоуровневые технологические САПР и готовые настраиваемые на технологическом уровне подсистемы и рабочие места.

Безусловно, все сказанное не является анализом рынка SCADA-систем за 1997 год, а представляет только изложение наших взглядов и опыта, полученного в рамках конкретного проекта. В то же время описанные проблемы, возникающие при выборе SCADA-системы, являются, по-видимому, общими для всех потребителей, особенно при реализации крупных проектов.

Основные принципы построения SCADA-системы «Венец НВ»

Требования, используемые при выборе готовой SCADA-системы, во многом определили принципы построения новой системы:

- многозадачная ОС РВ, работающая в защищенном режиме, со встроенным механизмом приоритетов и межзадачного сетевого обмена — QNX v. 4.24;
- дисциплина работы контроллеров нижнего уровня, основанная на системе интервальных таймеров с приоритетами и динамическим управлением (обеспечивается применением

QNX), а не циклическая временная диаграмма, привязанная к фиксированному такту;

- автоматическая загрузка целевого программного обеспечения с технологической QNX-машины верхнего уровня или собственной флэш-памяти при включении питания;
- первоначальная загрузка базовых исполняющих подсистем (информационная, защиты, регуляторы...);
- запуск исполняющих подсистем с помощью загрузки заданий, возможность дозагрузки и выгрузки заданий без останова работы;
- возможность оперативного изменения структур данных (паспортов, схем обработки) на работающей АСУ ТП;
- передача на верхний уровень информации только об изменениях сигналов, превышающих задаваемые апертуры; передача только той информации, которая заказана другими узлами;
- наличие системы обработки ошибочных ситуаций в контроллерах нижнего уровня (одна подсистема не влияет на другие);
- наличие штатных средств

обеспечения отказоустойчивости и резервирования;

- наличие встроенных системных средств отладки и мониторинга контроллеров нижнего уровня;
- привязка сигналов ко времени на уровне контроллера (разбег времени по системе при передаче кода времени по ЛВС — не более 5 мс);
- однородность технологических рабочих мест, интегрирование САПР-систем отображения и управления;
- открытость баз данных для пользователей: полная спецификация, производный оперативный доступ к любой БД, произвольный выбор форм отображения и объема выводимой информации;
- обеспечение надежной доставки информации по сети, диагностика и контроль сетевых каналов.

Состав SCADA-системы «Венец НВ»

В состав пакета верхнего уровня входят следующие программные продукты:

1. Оперативный дисплей (ОД) — отображение и управление ходом технологического процесса с помощью функциональной клавиатуры и «мышь».

2. Сигнализационный дисплей (СД).

3. РМПТ (рабочее место программиста-технолога) — настройка комплекса технических средств (КТС), загрузка и коррекция паспортов, создание мнемосхем, оперативных таблиц, алгоритмов и их рассылка по другим рабочим местам. На РМПТ установлена САПР «Автограф», включающая в себя графический редактор, систему проектирования мнемосхем, паспортов и алгоритмов.

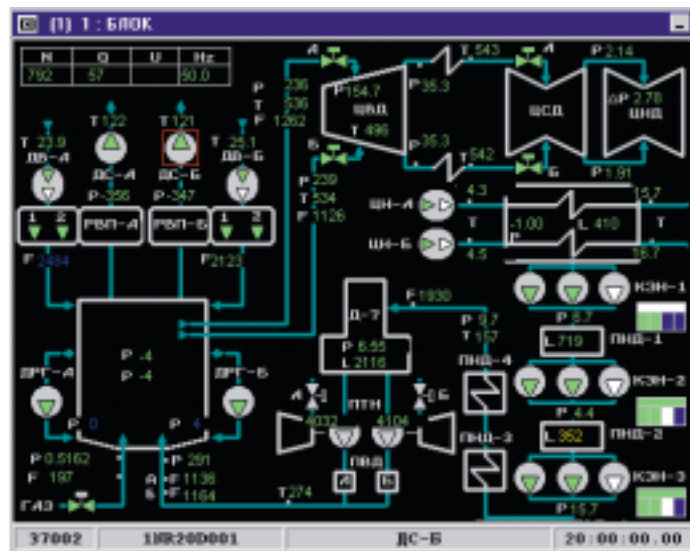


Рис. 12. Технологическая мнемосхема

4. ОБД (оперативная база данных) — хранение полной информации о системе за последние 24 часа и выдача её по запросам на рабочие места, ведение системы единого времени (СЕВ).
5. Программа формирования ведомостей и протоколов.
6. Программа протоколирования действий оператора.
7. Программа просмотра ретроспективы (графики, таблицы, протокол событий).
8. Программа «видеомагнитофон» — полномасштабное ретроспективное воспроизведение технологического процесса на любых выбираемых мнемосхемах в многооконном режиме с задаваемой скоростью просмотра или в пошаговом режиме.
9. РМ ДКТС (рабочее место диагностики) — диагностика и отображение состояния комплекса технических средств.
10. Архивный сервер — долговременный архив на базе дублированного сервера с автоматическим переключением комплектов и записью информации на магнитооптические диски или CD.
11. ТРМ — технологическое рабочее место для загрузки, реконфигурации и управления контроллерами нижнего уровня.
12. Сетевая программа NetBox — организация, диагностика, контроль сетевых каналов и обеспечение интерфейса между прикладными программами и протоколом ТСР/ІР.

В состав пакета нижнего уровня (контроллеры MicroPC) входят:

- 1) комплекс общесистемного программного обеспечения (QNX, СЕВ, телеметрия, сторожевой таймер и т.п.);
- 2) комплекс ИВС;
- 3) модули защит, блокировок, конфигурирования;
- 4) модули управления и регулирования.

Основные технологические подсистемы

В АСУ ТП 1-го блока НВГРЭС реализованы следующие основные технологические подсистемы:

- сбор и первичная обработка информации;
- отображение информации;
- технологические защиты, включая регистрацию и анализ аварийных ситуаций;
- дистанционное управление;
- автоматическое регулирование;
- технологическая сигнализация;

Время	ИД	Место	Событие
20.27.20.63	34645	00M635102	НАПОР СН-3 ком ДИСТ, ком ОТКРЫТЬ
20.27.21.06	34645	00M635102	ком ДИСТ, ком на отк
20.28.17.07	20059	00M635102XG	Отпрато
20.28.17.39	34645	00M635102	Отпрато
20.28.29.63	34645	00M635102	Отпрато, ком ДИСТ, ком ЗАКРЫТЬ
20.28.30.42	34645	00M635102	ком ДИСТ, ком ЗАКРЫТЬ
20.28.31.28	34645	00M635102	На отпрато
20.28.31.52	34645	00M635102	Отпрато
20.28.32.00	20059	00M635102XG	Недостоворо, Отпрато
20.28.32.47	34645	00M635102	Пром отставка, Ванспрато
20.28.49.04	34645	00M635102	ком ДИСТ, ком ОТКРЫТЬ
20.28.49.55	34645	00M635102	ком ДИСТ, ком на отк
20.28.53.00	20059	00M635102XG	Отпрато
20.28.53.60	34645	00M635102	Отпрато
20.29.41.69	36127	00M145001	р-р Т ы ПСВ-4 х ДУ, Пром ост, х ОТКР
20.29.41.93	36127	00M145001	Пром ост
20.29.42.53	36127	00M145001	р-р Т ы ПСВ-4 х ДУ, Пром ост, х ОТКР
20.29.42.79	36127	00M145001	Пром ост
20.29.43.26	36127	00M145001	р-р Т ы ПСВ-4 х ДУ, Пром ост, х ОТКР
20.29.43.98	36127	00M145001	р-р Т ы ПСВ-4 х ДУ, ХовОтк, Пром ост
23.12.14.43	36127	00M145001	Пром ост

Рис. 13. Протокол событий

- расчет, анализ и отображение технико-экономических показателей;
- протоколирование и документирование;
- контроль состояния технологического оборудования;
- метрологический контроль;
- диагностика программно-технического комплекса (ПТК);
- системы управления базами данных;
- справочно-обучающая система.

Далее приведены краткие характеристики наиболее важных технологических подсистем.

Сбор и первичная обработка информации

Подсистема обеспечивает сбор, первичную обработку и контроль достоверности входной информации. В подсистеме реализуются следующие возможности по настройке:

- задание индивидуального цикла опроса для каждого датчика;
- перемещение датчика по физическим адресам УСО;
- задание индивидуальной обработки для каждого датчика (апертура, линезаризация, фильграция и т. п.);
- задание способа контроля на достоверность индивидуально для каждого датчика (по исправности, зашкаливанию, дублим, уставкам диапазона и т. п.).

Все настройки задаются с помощью подсистемы паспортов параметров и модулей управления, реализованных на РМ программиста-технолога. На рис. 11 приведён пример паспорта простого аналогового параметра.

Отображение информации

Отображение информации на экране дисплея может быть осуществлено в виде:

- экранных мнемосхем;
- меню;
- мнемограмм;
- графиков;
- гистограмм;
- таблиц.

Мнемосхема представляет собой условное графическое изображение технологической схемы определенной функциональной группы (рис. 12). Каждой функциональной группе или технологическому узлу соответствует своя мнемосхема.

Каждый объект информации или управления обозначается в качестве элемента хотя бы в одной мнемосхеме и может быть вызван с ее помощью в малое информационное окно для получения более детальной информации.

В протоколе событий отображаются все изменения дискретных параметров и модулей управления за последние 12 часов (рис. 13). Перемещение по протоколу возможно как построчно, так и постранично. В нижней строке жестко выведено последнее событие.

Графики параметров (рис. 14) вызываются из меню аналоговых датчиков. Количество одновременно просматриваемых параметров — от 1 до 4. Оси координат индивидуальные для каждого графика, выделены номером и назначены друг под другом. Оси значений параметров градуируются в соответствующих единицах измерения. Градуи-



Рис. 14. График изменения параметра

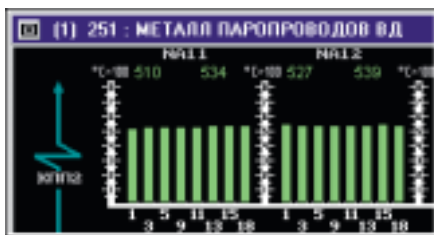


Рис. 15. Гистограмма

Таблица параметра		Логик
15:43:52.00	73.1	00M145001 P-р Т ПСВ-4 %
15:43:53.00	69.4	
15:43:54.00	65.3	
15:43:55.00	61.4	
15:43:56.00	57.2	
15:43:57.00	53.2	
15:43:58.00	49.8	
15:43:59.00	45.9	
15:44:00.00	42.0	
15:44:01.00	37.9	
15:44:02.00	33.9	
15:44:03.00	30.2	
15:44:04.00	26.5	
15:44:05.00	22.5	
15:44:06.00	18.9	
15:44:07.00	15.3	
15:44:08.00	11.6	
15:44:09.00	8.1	
15:44:10.00	4.2	
15:44:11.00	0.8	

Мин	Макс
0.0	100.0
0.0	100.0
0.0	100.0

Уставки	Время ПРК	Ток
0.0	16:37:04.95	12.7
0.0		
0.0		

Рис. 16. Таблица значений параметра

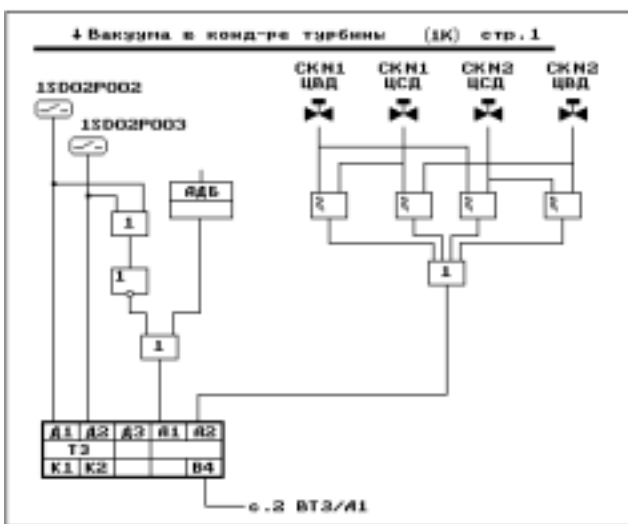


Рис. 17. Пример блок-схемы алгоритма защиты

ровка по времени — общая для всех графиков.

Оператор имеет возможность также наблюдать точные числовые значения параметров, перемещая по графику линию-указатель. Значение параметра, указанное в графе, соответствует точке пересечения линии-указателя с графиком.

Для отдельных функциональных групп или узлов создаются постоянные гистограммы

(рис.15).

Просмотр гистограмм производится аналогично режиму работы с мнемосхемами.

Аналоговые параметры могут быть представлены в виде таблицы значений параметра (рис. 16). Цвет строк таблицы зависит от состояния параметра. В оперативном режиме для каждого датчика можно вывести информацию за последние 12 часов. Вызов таблицы значений параметра может быть осуществлен на мнемосхеме.

Подсистема технологических защит

Технологические защиты реализованы в двухканальном варианте с использованием двух взаиморезервирующих стоек нижнего уровня. Пример алгоритма защиты приведен на рис. 17. Отображение состояния технологических защит производится на рабочих местах операторов-технологов. Сигналы срабатывания защит выводятся на сигнализационный дисплей (СД) и оперативный дисплей (ОД) в окно сообщений, а также сопровождаются разными звуковыми сигналами. Одновременно включаются

в работу задачи регистрации аварийных ситуаций (РАС) и анализа действия защит (АДЗ), реализованные на РМ ДИ АСУ ТП. Диагностические сообщения о состоянии аппаратуры защит и о состоянии информации, используемой в подсистеме защит, выводятся на дисплей дежурного инженера АСУ ТП и на печать, а сгруппированные диагностические сообщения — на сигнализационные дисплеи операторов-технологов. Ввод и вывод на-

кладок защит, ручной ввод и вывод защит осуществляется с РМ ДИ АСУ ТП.

Дистанционное управление

Дистанционное управление (ДУ) объектом осуществляется с функциональной клавиатуры (ФК) при наличии изображения этого объекта в окне управления на дисплее оперативного рабочего места. Управление осуществляется с помощью группы клавиш управления ФК или мышью. Объектами ДУ являются исполнительные механизмы (ИМ) станции: задвижки, регулирующие клапаны, двигатели (соответствующие изображения управляющих блоков показаны на рис. 18) и т.п.

Помимо собственно управления ИМ путем подачи команд «открыть», «закрыть», «стоп», оператор имеет возможность переводить режим работы арматуры на автоматическое управление от логических схем функционально-группового управления или регуляторов более высокого уровня, включать/отключать блокировки и схемы автоматического ввода резерва. Для регулирующих клапанов можно устанавливать или изменять значения регулируемого параметра или степень открытия клапана, изменять задание регулятору, управлять клапаном в старт-стопном режиме.

Автоматическое регулирование

Подсистема предназначена для автоматической стабилизации или изменений по заданным законам технологических параметров или их соотношений во всех режимах эксплуатации энергоблока. Пример алгоритма регулятора, созданного с помощью САПР «Автограф», приведен на рис. 19.

Оператор-технолог имеет возможность отключения регулятора и перевода на ручное управление. Включение регулятора происходит безударно. При потере электропитания регулирующий орган не изменяет своего положения.

В случае исчерпания регулировочного диапазона какого-либо регулирующего органа производится изменение структуры системы регулирования со-



Рис. 18. Блоки управления в подсистеме ДУ

гласно алгоритму. При этом качество регулирования технологических параметров сохраняется.

Для каждого контура регулирования предусмотрены:

- контроль положения регулирующего органа (указатель положения);
- контроль крайних положений регулирующего органа;
- возможность переключения с автоматического на дистанционное управление и наоборот;
- вывод информации о работе контура регулирования и положении исполнительного механизма на дисплей;
- сигнализация отключения питания исполнительных механизмов;
- возможность изменения задания.

Технологическая сигнализация

Вывод сигналов и сообщений технологической сигнализации (ТС) осуществляется тремя способами:

- часть сигналов выводится на индивидуальные сигнальные табло, входящие в состав аварийно-резервной системы;
- вся ТС выводится на сигнализационные дисплеи (рис. 20), каждое появление сигнала сопровождается миганием и звуком;
- аварийные сигналы появляются в строке сообщений дисплеев оперативных рабочих мест.

Протоколирование и документирование

Подсистема предназначена для формирования ведомостей, журналов и т.п., для вывода информации на печать и экран, а также для протоколирования действий оператора-технолога, автоматики, защит и блокировок во время работы энергоблока (рис. 21).

Диагностика ПТК

Подсистема предназначена для контроля работоспособности и отображения состояния комплекса технических и программных средств АСУ ТП. Определение неисправности программного-технического комплекса (ПТК) осуществляется с точностью до аппаратного или программного модуля в темпе протекания технологического процесса.

Подсистема обеспечивает:

- выявление сбоев/отказов контроллеров нижнего уровня и ПК верхнего уровня;
- контроль работоспособности субблоков приема аналоговых и дискретных сигналов;
- контроль работоспособности субблоков выдачи команд;

- контроль работоспособности сети;
- контроль работоспособности программного обеспечения нижнего уровня;
- формирование сообщений об обнаруженных сбоях/отказах;
- предоставление полученной информации оператору.

Информация о неисправностях выдается персоналу станции в виде сообщений и звуковой сигнализации, а также на специальных мнемосхемах КТС, где вышедшие из строя элементы системы выделяются красным цветом. Информация об отказах автоматически заносится в ведомость регистрации отказов.

Заключение

В настоящей статье описан программно-технический комплекс, входящий в семейство ПТК «Космотроника-Э», производимых для энергетической отрасли. Общим для всех ПТК является базирование технических средств на промышленных контроллерах MicroPC фирмы Octagon Systems.

В зависимости от класса задач и типов объектов, ПТК комплектуются соответствующими программными пакетами, включающими общесистемное программное обеспечение (ПО), SCADA-систему и спроектированное для конкретного объекта технологическое ПО.

АСУ ТП НВГРЭС является слишком большой системой, чтобы в рамках статьи было возможным изложить в пол-

ном объеме все её характеристики и осветить все технологические подсистемы. Однако мы надеемся, что данный материал позволит читателю составить общее представление о структуре, программном обеспечении, основных технологических комплексах, SCADA-системе.

Авторы статьи выражают благодарность коллективу НВГРЭС за оказанную поддержку и активное участие в создании технологических подсистем и пусконаладочных работах. ●

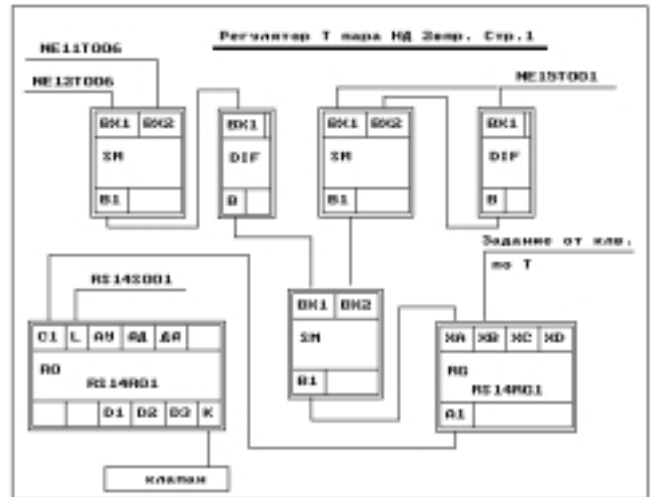


Рис. 19. Блок-схема алгоритма регулятора

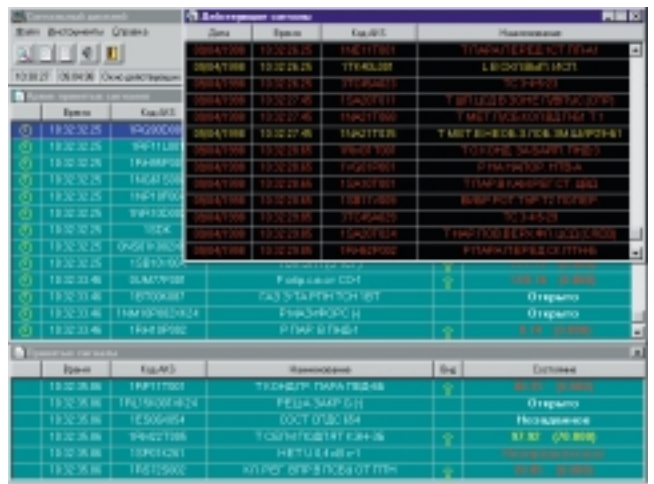


Рис. 20. Отображение информации на экране сигнализационного дисплея

НВ ГРЭС БЛОК 1			
ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ			
ДАТА И ВРЕМЯ	АКС	НАЗВАНИЕ	СОСТОЯНИЕ
13.05.98 21:16:52:50	OUM63S102	НАПОР СН-3	Закрyто
13.05.98 21:17:57:44	OUM63S102	НАПОР СН-3	Откpыто
13.05.98 21:20:32:68	OUM63S102	НАПОР СН-3	Пром останов
13.05.98 21:21:55:86	OUM63S102	НАПОР СН-3	Откpыто
13.05.98 21:33:47:96	OUM14S001	р-р СЫРОЙ ВОДЫ за ПСВ-4	Пром останов

Рис. 21. Фрагмент ведомости