

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ЦИФРОВЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ СИСТЕМ

### Введение

В связи с высокими требованиями к качеству и эксплуатационной надежности объектов энергоснабжения (ЭС) существенно меняется подход к разработке АСУ ТП для такого рода систем. Уровень автоматизации технологических процессов, как правило, является решающим фактором в обеспечении эффективности производства тепловой и электрической энергии. Разработка оптимальных АСУ ТП для объектов ЭС представляет собой комплексную задачу с выбором и использованием огромного количества исполнительных подсистем.

Широкими возможностями при решении задач создания АСУ ТП для объектов ЭС обладают цифровые распределенные системы. Их внедрение вызвано необходимостью модернизации типового технологического процесса и средств технологического регулирования и управления. Немаловажным фактором является также актуальная проблема необходимости перехода на современные интеллектуальные исполнительные подсистемы. Поэтому создание функционально распределенных цифровых систем автоматического управления высокого уровня в настоящее время является важной научно-технической задачей.

### Основная часть

АСУ ТП для объектов ЭС представляют собой совокупность исполнительных подсистем, экономико-математических моделей, инструментальных и технических средств. При этом любое управление подразумевает наличие объекта, измерительных элементов и управляющего органа. Объекты управления чрезвычайно разнообразны. Существует несколько видов управления: централизованное, распределенное и иерархическое [1].

Централизованный вид управления (рис. 1) предполагает реализацию всех процессов управления объектов ЭС в едином центральном органе управления. Этот орган собирает информацию о состоянии всех объектов управления (ОУ), осуществляет ее обработку и каждому ОУ выдает свою собственную управляющую команду. Команды представляют собой информацию, называемую распорядительной. В системах такого вида органу управления «небезразлично» поведение ОУ, всегда присутствует обратная связь о состоянии ОУ.

Децентрализованное (распределенное) управление предполагает распределение функций управления по отдельным элементам сложной системы. Для выработки воздействия на каждый объект необходима информация только о состоянии этого объекта. Фактически такая система представляет собой совокупность нескольких независимых подсистем, каждая из которых обладает информационной, алгоритмической, технической базами (рис. 2).

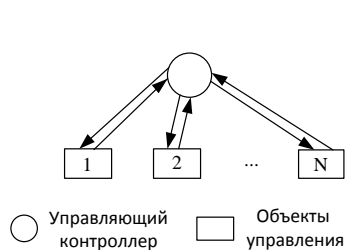


Рис. 1. Схема централизованного управления

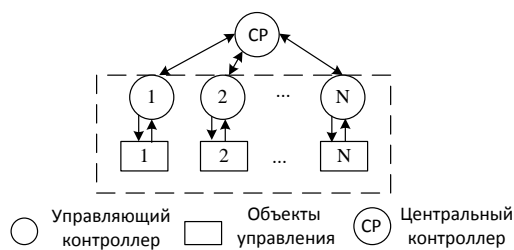


Рис. 2. Схема распределенного управления

Достоинства и недостатки централизованных и распределенных систем можно отобразить в виде табл. 1 и 2 соответственно.

Таблица 1

Достоинства и недостатки сосредоточенного управления

Достоинства	Недостатки
Наличие возможности реализации глобально-оптимального управления системой в целом, так как каждое управляющее воздействие вырабатывается на основе всей информации о системе	Необходимость сбора, обработки чрезвычайно больших объемов информации
Достаточно простая реализация процессов информационного взаимодействия	Необходимость наличия запоминающих устройств очень большого объема
Легко осуществимая корректировка оперативно-изменяющихся данных	Необходимость использования вычислительных средств большой производительности
Возможность достижения максимальной эксплуатационной эффективности при минимальной избыточности технических средств	Чрезвычайно высокие требования надежности ко всем элементам технического и программного обеспечения, так как выход из строя одного элемента ведет к неработоспособности всей системы
	Высокая суммарная протяженность и перегруженность каналов связи при наличии территориально разнесенных объектов

Таблица 2

Достоинства и недостатки распределенного управления

Достоинства	Недостатки
Нет сбора и обработки больших объемов информации	Возможная «разность» управления при одинаковых объектах
Нет необходимости в запоминающих устройствах очень большого объема	Высокая стоимость системы управления
Используются вычислительные средства небольшой производительности и высокого быстродействия	Сокращение перерабатываемой информации, приводящее к снижению качества управления
Высокая надежность, так как выход из строя элемента не ведет к отказу всей системы	
Отсутствие перегруженности каналов связи и их большой протяженности	

Важную роль при создании АСУ ТП объектов ЭС играет организация обмена данными, где цифровые распределенные системы не являются исключением. К настоящему времени накоплен определенный опыт внедрения таких систем, а также их интеграция в единую цифровую распределенную систему. К их числу относятся системы, охватывающие тепломеханическое и электротехническое оборудование.

Таким образом, распределенный подход не только целесообразен, но и имеет примеры успешной реализации. Рассмотрим вопрос, связанный с особенностями реализации распределенных систем управления при цифровой передаче информации. Обозначим важнейшие требования к созданию распределенных цифровых систем (см. рис. 3).



Рис. 3. Требования, предъявляемые к распределенной системе

Важным моментом, который приводит как доказательство целесообразности применения распределенных систем, является экономия контрольного и силового кабелей. Применение контрольного кабеля требует экранирования и заземления, большого объема монтажных работ, использования монтажных материалов и т.п. Основным способом снижения протяженности контрольного кабеля – использование интеллектуальных подсистем, связанных с центральной частью системы цифровыми сетями передачи данных. Они имеют цифровой интерфейс, встроенный микроконтроллер, память, сетевой адрес и выполняют автоматическую калибровку и компенсацию нелинейности. В пределах сети эти подсистемы должны обладать свойствами взаимозаменяемости, в частности иметь один и тот же протокол обмена и физический интерфейс связи, а также метрологические характеристики и возможность смены адреса. Для проектирования цифровой распределенной системы необходимы интерфейсные подсистемы и механизмы с поддержкой протоколов обмена [2].

При проектировании и эксплуатации распределенной системы с цифровой обработкой данных могут возникнуть определенные проблемы. Устройства, входящие в комплексную АСУ ТП, должны удовлетворять единым стандартам, чтобы подключение периферийного устройства, например в случае его замены или при начальном вводе системы в эксплуатацию, требовало минимальных переделок в остальной ее части. Все сетевые компоненты являются источниками отказа «по общей причине», следовательно, необходимо их резервирование. Одна из основных проблем в действующих объектах ЭС связана с текущим состоянием систем контроля и управления (СКУ) энергетического оборудования. Морально и физически устаревшие средства автоматизации и системы управления (СУ) энергетическим объектом влекут за собой недостаточную функциональность, низкую надежность, невозможность решения задач управления и автоматизации, а зачастую, и мониторинга технологического процесса на современном уровне. Очевидно, что такие СКУ вне зависимости от реализации подхода к построению АСУ ТП подлежат замене. Замена СКУ – затратная процедура, поэтому можно предложить внедрение АСУ ТП в несколько этапов, например для отдельных агрегатов ЭС.

Таким образом, в качестве первоначального шага по реализации АСУ ТП на объектах ЭС можно предложить проектирование АСУ ТП котлоагрегата на базе цифровых технологий передачи данных и распределенного подхода к управлению.

АСУ ТП котлоагрегата рассматривается как составная часть основного технологического оборудования в составе объектов ЭС. Одна из основных задач управления технологическим процессом в составе объектов ЭС состоит в поддержании непрерывного соответствия

между количеством вырабатываемой и потребляемой энергии. Решение этой задачи может осуществляться по частям, с помощью автономных автоматических систем регулирования (АСР) парового котла, турбины и электрического генератора. Различие в задачах управления, регулирующих органах и технических средствах автоматизации, обусловило раздельное управление процессами, протекающими в паровом котле и турбогенераторе. Автономные локальные АСР парового котла, турбины и генератора выполняют непрерывное регулирование отдельных технологических процессов [3].

Начальным этапом проектирования АСУ ТП горения и парообразования котлоагрегата стал анализ систем регулирования. Существуют локальные системы регулирования, реализованные в рамках централизованно-распределенной структуры. Управление котлоагрегатом осуществляется с теплового щита с помощью блоков управления и другой коммутирующей аппаратуры. Сигналы с датчиков по аналоговым линиям поступают в соответствующие системы регулирования, а управляющие аналоговые сигналы идут на управляющую аппаратуру (клапаны, задвижки и проч.). Упрощенная схема котлоагрегата с локальными АСР представлена на рис. 4.

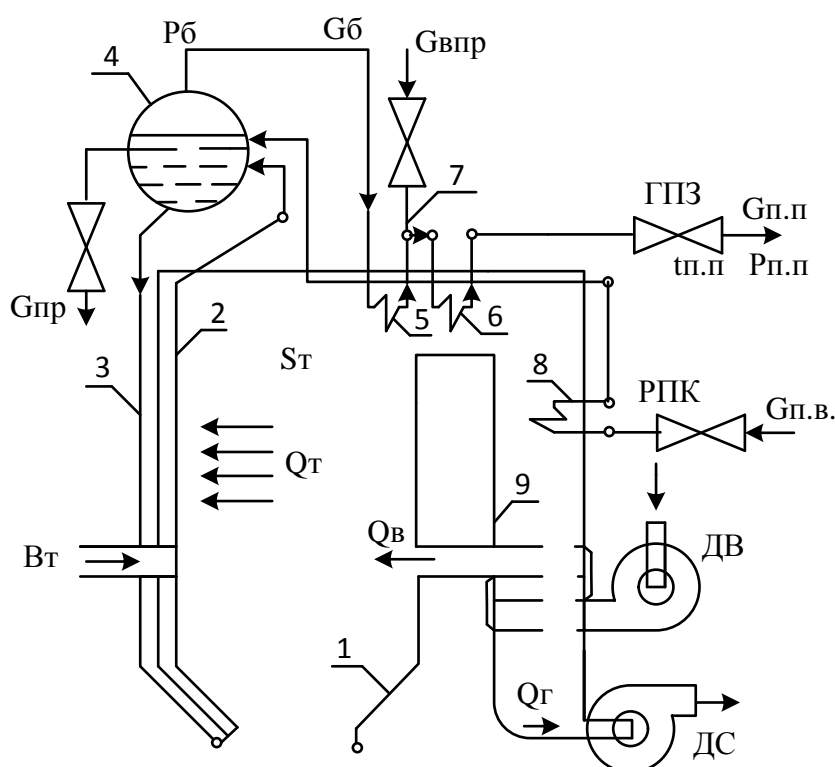


Рис. 4. Технологическая схема и основные контуры регулирования котлоагрегата:

1 – топка; 2 – циркуляционный контур; 3 – опускные трубы; 4 – барабан; 5,6 – пароперегреватели; 7 – парохладитель; 8 – экономайзер; 9 – воздухоподогреватель; ГПЗ – главная паровая задвижка; РПК – регулирующий питательный клапан; ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; Qв – воздух, подаваемый в топку; Qг – дымовые газы; Gб – насыщенный пар; Gвпр – впрыск воды; Pб – давление пара в барабане; Gп.в. – подача питательной воды; St – разрежение; Gп.р. – вода, выпускаемая из барабана; Qт – тепловыделение в топке; Gп.п., Рп.п, тп.п – соответственно расход, давление и температура перегретого пара; Вт – подача топлива

Наблюдение за режимом работы может осуществляться оперативным персоналом с помощью анализа приборов, расположенных на щите и с помощью SCADA-системы, реализующей функции мониторинга. SCADA-система построена на базе среды TraceMode v.5 и помимо функций вывода информации со щита выводит информацию в непрерывном режиме времени другому оперативному и ремонтному персоналу, а также реализует функции архивации параметров и сигнализации об их превышении.

Имеется система отчетов и их рассылка персоналу, в тестовом режиме функционируют системы автоматического подсчета технико-экономических параметров, КПД оборудования и эффективности смен, ведение журналов пуска и простоя оборудования и др. Процессы горения и парообразования тесно связаны. Количество сжигаемого топлива, а точнее тепловыделение в топке в установившемся режиме, должно соответствовать количеству вырабатываемого пара. Косвенным показателем тепловыделения служит тепловая нагрузка, она характеризует количество теплоты, воспринятое поверхностями нагрева в единицу времени и затраченное на нагрев котловой воды в экранных трубах и парообразование. Количество пара, вырабатываемое котлом, в свою очередь, должно соответствовать расходу пара на турбину. Косвенным показателем этого соответствия служит давление пара перед турбиной. Оно должно поддерживаться вблизи заданного значения с высокой точностью по условиям экономичности и безопасности работы теплоэнергетической установки в целом.

В котлах применяют факельный способ сжигания топлива. Косвенным показателем устойчивости факела в топочной камере служит постоянство разрежения в ее верхней части. Регулирование процессов горения и парообразования в целом сводят к поддержанию вблизи заданных значений величин: давления перегретого пара; избытка воздуха в топке за пароперегревателем, влияющего на экономичность процесса горения; разрежения в верхней части топки.

При проектировании цифровой распределенной системы управления горения и парообразования котлоагрегата становится актуальной проблема трассировки. Сетевые проводные интерфейсы удобны при концентрации оборудования и периферийных устройств в нескольких точках или при их последовательном расположении. Что касается котлоагрегата, то имеет место разброс оборудования на большой территории, т.к. датчики и исполнительные механизмы, относящиеся к одной подсистеме, территориально разнесены. Пространственная разнесенность оборудования свидетельствует о традиционной компоновке: датчики манометрических величин для облегчения их обслуживания устанавливаются сгруппированно, а датчики температуры и исполнительные механизмы разбросаны по отметкам обслуживания. В связи с этим целесообразно строить цифровую распределенную систему исходя из территориального расположения оборудования. Таким образом, можно выделить несколько уровней иерархии (см. рис. 5) [1, 4].

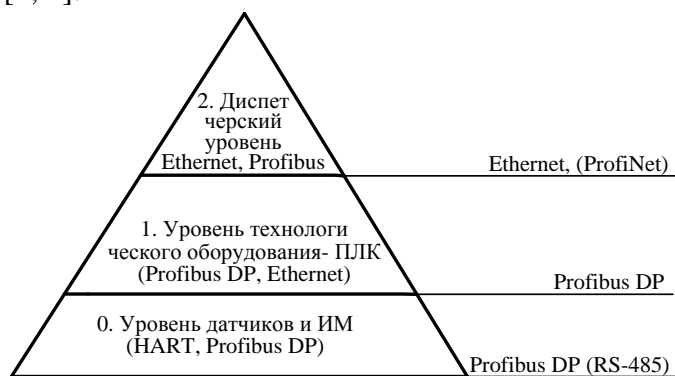


Рис. 5. Уровни иерархии проектируемой АСУ ТП

Низший (нулевой) уровень включает измерительные преобразователи для сбора информации о ходе технологического процесса, электроприводы и исполнительные механизмы для реализации регулирующих воздействий.

Первый уровень состоит из программируемых логических контроллеров (ПЛК) или цифровых модулей ввода-вывода, которые собирают информацию от датчиков, обрабатывают ее, а также управляют электроприводами.

Второй (диспетчерский) уровень включает центральный контроллер, решающий задачи автоматического и логического управления, и рабочие станции – компьютеры с человеко-

машинным интерфейсом, наиболее распространенным вариантом которого являются SCADA-системы. Диспетчер наблюдает за ходом процесса или управляет им дистанционно с помощью экрана автоматизированного рабочего места (АРМа). Диспетчерский компьютер выполняет также архивирование собранных данных, записывает действия оператора, анализирует сигналы системы диагностики, данные аварийной и технологической сигнализации.

В ходе проектирования к аппаратно-программным средствам должны предъявляться достаточно жесткие требования: время реакции на сигналы с датчиков и исполнительных механизмов должно быть минимальным, контроллеры и их модули должны откликаться на внешние события, поступающие от объекта, за определенное время. Локальные контроллеры могут передавать данные в диспетчерскую сеть как непосредственно – минуя главный контроллер, так и через него. Одним из важнейших требований является надежность применяемых средств. Контроллер верхнего уровня в зависимости от поставленной задачи может выполнять различные функции – сбор данных с локальных контроллеров, их обработку, обмен информацией с диспетчерской сетью, работу в автоматическом режиме, непосредственно выдачу регулирующих и управляющих сигналов. Диспетчерский уровень включает одно или несколько АРМ, сервер баз данных и рабочие места, базирующиеся на ЭВМ.

Для реализации системы необходимо выбрать контрольно-измерительную, управляющую и регулируемую аппаратуру, исполнительные механизмы. При этом основными датчиками, применяемыми для автоматизации котлоагрегата, являются датчики манометрических величин и термодары.

Важнейшим этапом проектирования является выбор контроллеров. Для организации цифровой распределенной системы используется контроллер Siemens SIMATIC S7-300, который имеет модульную структуру с возможностью применения модулей локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, удобство в эксплуатации и обслуживании. Все это обеспечивает получение рентабельного решения для построения распределенной системы.

Первый уровень представлен группой модулей Siemens для сопряжения с объектом. Связь данных модулей с объектом и центральным контроллером осуществляется по промышленному интерфейсу Profibus. Они также позволяют разгрузить центральный контроллер от выполнения коммуникационных задач.

В качестве центрального контроллера (второй уровень) используем контроллер Siemens S7-300 с модулем центрального процессора. Кроме центрального контроллера диспетчерский уровень представлен главным сервером системы, который обменивается данными с контроллером, сервером баз данных и рабочей станцией – АРМом с экраном, выполненным в SCADA-системе TraceMode6, который осуществляет функции сигнализации, ведения истории процесса, мониторинга процесса, а также дистанционного управления. Помимо данного оборудования, проектная схема должна быть снабжена необходимыми преобразователями интерфейсов и передатчиками сигналов (модемами), блоками питания и т.д.

## **Выводы**

1. В связи с высокими требованиями к качеству и эксплуатационной надежности объектов энергоснабжения (ЭС) существенно меняется подход к разработке АСУ ТП для таких систем.

2. Широкими возможностями при решении задач усовершенствования АСУ ТП для объектов ЭС обладают цифровые распределенные системы.

3. АСУ ТП представляют собой совокупность исполнительных подсистем, экономико-математических моделей, инструментальных и технических средств.

4. К настоящему времени накоплен определенный опыт внедрения распределенных цифровых систем различного рода в единую АСУ ТП объектов ЭС.

5. Для проектирования единой цифровой распределенной системы необходимы интерфейсные подсистемы и механизмы с поддержкой протоколов обмена.

6. В качестве первоначального шага по реализации АСУ ТП на объектах ЭС предложено проектирование АСУ ТП котлоагрегата на базе цифровых технологий передачи данных и распределенного подхода к управлению.

**Список литературы:** 1. *Мирошник, М.А., Котух, В.Г., Селевко, С.Н.* Методы планирования ресурсов в распределённых компьютерных системах // Радиотехника. – 2012. – Вып. 171. – С. 290 – 300. 2. *Безруков, Н.С.* Особенности и опыт разработки проектов АСУ ТП для действующих объектов теплоэнергетики / Н.С. Безруков, Д.Ю. Лебедко, Д.А. Теличенко // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : сб. тр. VI Всерос. науч.-техн. конф. с международным участием. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2011. – С. 108 – 114. 3. *Свидерский, А.Г.* Применение распределённых систем управления и интеграции АСУ ТП энергооборудования // Теплотехника. – 2011. – №10. – С. 4 – 10. 4. *Miroshnik, M.A., Kotukh, V.G., Selevko, S.N.* Application of Software Complex for QueryProcessing in the Database Management System with a View of Dispatching Problem Solving in Grid Systems // Telecommunications and Radio Engineering's, Volume 72, number 10, 2013, p. 875 – 893.

*Харьковский национальный университет  
городского хозяйства имени А.Н. Бекетова*

*Украинская государственная академия  
железнодорожного транспорта*

*Поступила в редколлегию 25.09.2014*