

УДК 621.783.237

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ КОТЛОВ

*Елисеев Ю.В., Селезнев Д.Ю., Крутилин Д.А., Мироненко Е.Д.,  
Рева С.А., Гинзбург Л.Н., Ярощук А.В.*

*ЗАО «Е4-СибКОТЭС», г.Новосибирск*

### 1. Краткая история внедрения АСУ ТП в России

История развития автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) неразрывно связана с возрастающими требованиями к качеству регулирования технологических процессов производства тепловой и электрической энергии, а также с развитием технических средств автоматизации, совершенствование которых приводило к возможности реализации новых более сложных алгоритмов контроля и управления в составе АСУ ТП.

Первое поколение средств автоматизации в СССР характеризовалось применением электронно-вакуумной техники. К этому поколению относились приборы типа «РПИК»/«РПИБ» (регулирующий прибор импульсного действия с контактным/бесконтактным выходом), производимые с 1965 года Московским заводом тепловой автоматики (МЗТА).

Второе поколение отличалось применением полупроводниковых элементов и использованием унифицированного токового сигнала 0-5 мА.

Третье поколение характеризовалось использованием в качестве основной элементной базы интегральных микросхем, которые возникли и развивались в 70-е годы 20 века. Например, устройства типа «АКЭСР» (агрегатный комплекс электрических средств регулирования), выпускаемых с 1977 года. Их разработка, производство и внедрение считаются первой масштабной попыткой успешной автоматизации технологических процессов в СССР.

К четвертому поколению, начавшемуся с 1980 года, относятся системы, построенные с использованием микропроцессорной техники. В 1986 на МЗТА были разработаны первые в СССР компактные микропроцессорные программируемые регуляторы комплекса «ПРОТАР-100» (комплекс включал более восьми модификаций). В начале 90-х годов «Чебоксарский завод электроники и механики» начал выпускать регулирующие микропроцессорные контроллеры типа «РЕМИКОНТ» (серии Р-110; Р-120; Р-130).

Позже для комплексной автоматизации были созданы вычислительные машины «СМ-2М» (рис.1), которые представляли собой 16-разрядную машину, состоящую из двух центральных процессоров, оперативного запоминающего устройства емкостью от 64 до 256 Кб, двух блоков контроля, согласователей ввода-вывода, двух каналов прямого доступа в память и набора внешних устройств. Быстродействие каждого процессора составляло 500 тыс. операций сложения в секунду.



Рисунок 1. Двухпроцессорный управляющий вычислительный комплекс СМ-2М, 80-е годы XX века.

В 1990 году в Москве было создано совместное предприятие «ВТИ» и «Сименс», а в 1997 году начат серийный выпуск аппаратуры «ТПТС-51» – типовые программно-технические средства разработки ВНИИА им.Духова, г.Москва, Россия (по лицензии АО «СИМЕНС»).

В конце 80-х годов прошлого века в СССР для нужд автоматизации пылеугольных энергоблоков 800 МВт (Березовской, Рефтинской ГРЭС и др.) были разработаны первые АСУ ТП. Данные АСУ ТП отличались следующими передовыми для того времени техническими решениями: мозаичный щит управления, представление информации на видеокадрах, разбивка энергоблока на функционально-технологические узлы, локальные ФГУ пуска/останова пылесистем и т.д. Проектирование АСУ ТП в то время продолжалось около 10 лет. После создания первых АСУ ТП были разработаны нормативно-технические документы, учитывающие полученный опыт ПНР АСУ ТП: РД 34.35.412-88 «Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций», РД 34.35.414-91 «Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях».

Вычислительные возможности аппаратуры, производимой в СССР до 80-х годов прошлого века не позволяли реализовывать сложные структуры автоматических систем регулирования (АСР), функционально-групповое управление (ФГУ), необходимые для полномасштабной автоматизации котельного оборудования. С появлением в СССР микропроцессорной техники были разработаны программно-технические комплексы (ПТК), включающие в себя не только подсистему регулирования, но и все подсистемы АСУ ТП – информационно-измерительную, дистанционное управление и блокировки (ДУиБ), технологические защиты (ТЗ), сигнализация, ФГУ.

В настоящее время, АСУ ТП является неотъемлемой частью котельного оборудования, без которой его функционирование невозможно. Современные АСУ ТП реализуются на базе ПТК различных производителей: как отечественных – «Торнадо-N», «ТЕКОН», «КВИНТ», так и зарубежных заводов-изготовителей – «SPPA-T3000», «Ovation», «Honeywell» и т.д.

## 2. Тенденции в разработке математического обеспечения (МО) АСУ ТП

### Схема создания АСУ ТП первых АСУ ТП энергоблоков ТЭС в СССР

Первоначально, составляющие подсистемы АСУ ТП разрабатывались на различных технических средствах. Например, АСУ ТП энергоблока ст.№1 800 МВт Березовской ГРЭС АСУ ТП была реализована на следующих технических средствах подсистем:

- ТЗ на релейных шкафах «УКТС» (145 шт.);
- ФГУ на устройствах «УЛУ2-ЭВМ» (30 шт.);
- АСР на аппаратуре «АКЭСР-2»;
- ДУ на блоках избирательного управления «УКИО»;
- информационно-измерительная подсистема была реализована на базе 2-х комплектов техники «СМ-2М».

### Схема создания АСУ ТП сегодня

Современные ПТК объединяют в себе все подсистемы АСУ ТП (измерение параметров, отображение параметрической информации и состояния органов управления арматурой и механизмами на мониторах, ДУ, АСР, ТЗ и сигнализация, автоматический ввод резерва и блокировки) в единое целое на единой базе технических средств – микропроцессорной техники. Для всех подсистем применяется однократный ввод информации в систему.

### Участники разработки МО

В создании первых АСУ ТП оборудования ТЭС в нашей стране принимало участие достаточно большое количество организаций: разработчик и изготовитель ПТК, наладочная организация (например, Сибтехэнерго), различные НИИ (например, ЦНИИКА, ВТИ, ЦКТИ), Генпроектировщик (например, «Теплоэлектропроект»), заводы-изготовители основного оборудования. Новые решения, принимаемые для проекта, опробовались параллельно с проведением испытаний основного оборудования.

На сегодняшний день разработкой АСУ ТП занимается только Генпроектировщик и разработчик-поставщик ПТК по нижеследующим причинам:

- тендерная организация торгов. Новая для России система выбора исполнителя работ по АСУ ТП, как правило, ориентирована на минимальную стоимость реализации проекта. Данный критерий минимизации затрат Заказчиком, не позволяет Разработчику АСУ ТП проектировать и опробовать новые схемы управления. Также по вышесказанным причинам, наладочные организации привлекаются к процессу создания АСУ ТП уже после окончания монтажа оборудования АСУ ТП, что лишает их достаточного количества времени на анализ проекта и возможности внесения технических решений, на основе их опыта внедрения АСУ ТП. Также следует отметить, что организация тендеров управляющими компаниями, без участия эксплуатационного персонала ТЭС, не дает стационарному персоналу, непосредственно заинтересованному в высоком уровне автоматизации, контролировать выбор технических решений, предлагаемых исполнителем по АСУ ТП, лишая персонал ТЭС рычагов влияния. Конкурсная

процедура ориентирована только на минимизацию цены и не учитывает качества выполнения работ;

- государственное финансирование НИОКР сокращено, поэтому НИИ практически не участвуют в данных работах;

- бюро автоматизации заводов-изготовителей сокращены полностью либо до минимума (1-2 человека);

Заказчик и наладочная организация, как правило, не имеют времени и ресурсов для проведения опробований новых алгоритмов управления оборудованием, строго следуя графикам нагрузки, заданным Системным Оператором. Заказчик часто вынужден сокращать время, объем пусковых и режимно-наладочных работ по АСУ ТП, в связи с необходимостью выдачи мощности вводимого оборудования в энергосистему, с целью продажи тепловой и электрической энергии.

### Объемы автоматизации ТЭС

На первом этапе развития АСУ ТП был реализован минимум необходимых задач – ТЗ, блокировки, автоматический ввод резерва (АВР), ДУ и АСР. ФГУ и информационные задачи были реализованы в минимальном объеме. Из-за функциональных ограничений аппаратуры АСР не было возможности реализовать систему автоматического регулирования частоты и мощности. Сейчас же перечисленные задачи являются минимально-необходимым набором для АСУ ТП.

### Объемы автоматизации в настоящее время в России и зарубежом

В настоящее время в России наблюдается более низкий уровень автоматизации по сравнению с зарубежными энергообъектами развитых стран. Например, степень участия энергоблоков ТЭС в регулировании частоты энергосистемы по сравнению с энергосистемой Западной Европы UCTE (Union for Coordination of Transmission of Electricity).

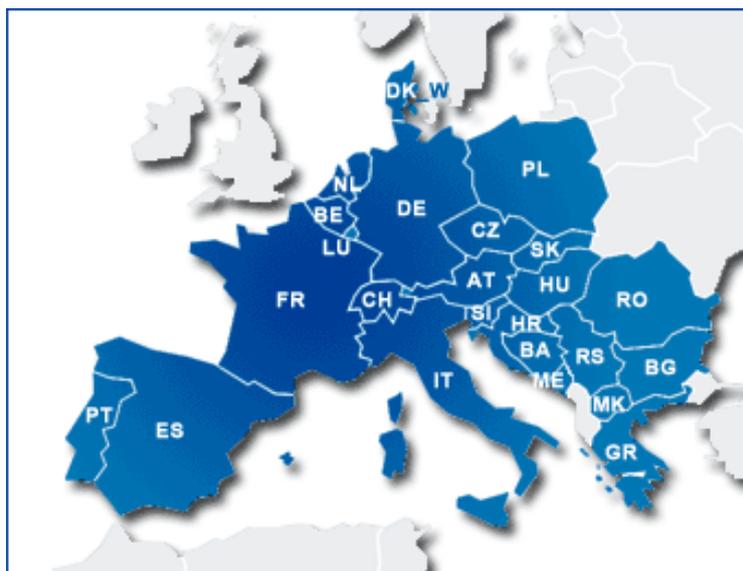


Рисунок 2. Карта стран, входящих в энергообъединение Европы UCTE

Допустимые отклонения частоты в нормальном режиме отличаются в 4 раза:  $\pm 200$  мГц в России и  $\pm 50$  мГц в УСТЕ, предельные отклонения в 2,2 раза: соответственно  $\pm 400$  мГц и  $\pm 180$  мГц. Зона нечувствительности регуляторов скорости на отечественных турбинах больше в 4 – 7,5 раза: соответственно 75 – 150 мГц и 20 ( $\pm 10$ ) мГц в УСТЕ.

На зарубежных ТЭС, как правило, обеспечивается полная автоматизация пускоостановочных режимов работы оборудования, что на большинстве российских станций пока невыполнимо ввиду низкого уровня автоматизации полевого оборудования (малый процент электрификации арматуры, оснащенности контрольно-измерительными приборами).

### 3. Возможности современных ПТК

#### Автоматизация ТЭС

Сегодня ПТК обеспечивают решение следующих задач:

- технология управления трехступенчатым сжиганием топлива в котлоагрегате;
- обеспечение современных норм взрывобезопасности;
- обеспечение участия энергоблоков с пылеугольными котлоагрегатами в общем первичном регулировании частоты энергосистемы;
- оптимальное ведение процесса с целью получения тепловой и эл. энергии заданного качества и количества, снижения вредных выбросов в соответствии с установленными нормативными показателями при наиболее экономичной и надежной работе оборудования;
- снижение расхода топлива за счет оптимального ведения процесса во всех режимах и информационных функций для диагностики оборудования и повышения эффективности работы оперативного персонала;
- расчет надежности работы металла пароперегревателя, механизмов собственных нужд;
- расчет показателей работы оборудования до и после ремонта;
- автоматизация пускоостановочных операций;
- оперативный расчет ТЭП на заданном промежутке времени;
- анализ соблюдения эксплуатационных требований режимных карт работы основного оборудования;
- оценку деятельности персонала по критериям надежности и экономичности.

#### а. MES и ERP системы и АСУ ТП

MES - Manufacturing Execution System - производственная исполнительная система. Представляет собой специализированное прикладное программное обеспечение, предназначенное для решения задач синхронизации, координации, анализа и оптимизации выпуска продукции в рамках какого-либо производства. MES-системы относятся к классу систем управления уровня цеха.

ERP - Enterprise Resource Planning System — Система планирования ресурсов предприятия. Организационная стратегия интеграции производства и операций, управления трудовыми ресурсами, финансового менеджмента и управления активами, ориентированная на непрерывную балансировку и оптимизацию ресурсов предприятия посредством специализированного интегрированного пакета прикладного программного обеспечения, обеспечивающего общую модель данных и процессов для всех сфер деятельности. Например, данная система внедрена в «ОГК-4» на базе Microsoft Dynamics AX. В системе зарегистрировано 1600 пользователей в пяти филиалах, распределенных по все стране.

#### **4. Предложения по повышению степени автоматизации ТЭС**

1. В настоящее время для российских ТЭС математическое обеспечение АСУ ТП разрабатывается по нормативным документам, разработанным в прошлом веке без учета существующих возможностей микропроцессорной техники. В данное время производительность микропроцессоров возросла с 0,5 MIPS\* до 500...800 MIPS, т.е. на 3 порядка, что позволяет закладывать качественно новые алгоритмы диагностики и управления оборудованием (в первую очередь это касается регулирования и ФГУ), в том числе с использованием искусственного интеллекта и адаптивных законов регулирования.

Примечание: \* MIPS – единица измерения производительности процессора, миллион команд в секунду.

Для разработки качественно новых алгоритмов управления требуется совместная работа НИИ, заводов-изготовителей, проектных и наладочных организаций, что было организовано в период разработки первых АСУ ТП, но на сегодняшний день резко снизился научно-исследовательский уровень в этой области.

2. Возможности современных ПТК позволяют реализовывать алгоритмы регулирования на основе математических моделей объекта регулирования, а также регуляторы с изменяемой структурой для регулирования нагрузки котлоагрегата в широком диапазоне нагрузок. Однако в проектах они не закладываются, т.к. требуют предварительных исследовательских работ. Существующие российские НТД пока не предусматривают возможность реализации АСР на иной базе, чем ПИ- или ПИД-регулирование.

3. Нормативные документы по АСУ ТП нуждаются в корректировке и переработке с учетом возможностей нового поколения техники. НП «ИНВЭЛ» предпринимает попытки издания новых нормативных документов, удаляя устаревшие разделы из ранее разработанных документов.

4. Одним из направлений повышения уровня автоматизации котельного оборудования является система управления топкой котла с уровнем надежности SIL 3\*\* для выполнения требований нового для России ГОСТ Р МЭК 61508-2005 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью».

Примечание: \*\* SIL - Safety Integrity Level – уровень полноты безопасности. Уровень SIL 3 считается наивысшим уровнем устранения риска, достижимым для одной программируемой электронной системы.

Данные системы нашли повсеместное применение за рубежом. Например, котел с циркулирующим кипящим слоем для блока 300 МВт Новочеркасской ГРЭС, поставляется таганрогским заводом «Эмальянс» по лицензии Foster Wheeler комплектно с системой управления топкой на базе ПТК «Safety Manager», пр-ва Honeywell).

5. Также вычислительные возможности микропроцессоров позволяют решать задачи оперативной диагностики котельного оборудования. Для их реализации требуется совместная работа завода-изготовителя и разработчика АСУ ТП. Реализация системы диагностики режимов работы котла в ПТК АСУ ТП и поставка данной системы комплектно с котлом, позволит заводу-изготовителю иметь информацию о режимах эксплуатации котельного оборудования в онлайн-режиме, в т.ч. с передачей информации на завод-изготовитель по выделенному каналу связи. Данная информация, например, может потребоваться заводу для работы по рекламациям, разбору аварийных ситуаций в связи с возрастающими требованиями Заказчика к гарантийным показателям работы котельного оборудования.

По данной тематике, ЗАО «Е4-СибКОТЭС» разработало для Таганрогского отделения ОАО «ЭМАльянс» автоматизированную систему технической диагностики и мониторинга котла (АСТДиМК) двух котлов-утилизаторов П-132, работающих в составе энергоблока ПГУ-800 Киришской ГРЭС. Данная система включает в себя:

- систему сбора, обработки, архивирования и передачи информации о параметрах работы котлов (штатный КИП, а также дополнительные тензометрические датчики, датчики акустической эмиссии, датчики температурного контроля толстостенных элементов);

- сервер, расположенный в офисе завода, на который по сети Internet поступает информация о работе котлоагрегатов. С помощью специализированного ПО производится постоянный расчет остаточного ресурса диагностируемых элементов котла, мониторинг основных параметров работы и т.д.