

Опыт разработки и внедрения современных АСУ ТП российского производства на электростанциях в России.

Ю.В.Елисеев – технический директор ЗАО «СибКОТЭС», г.Новосибирск

О.В.Сердюков – технический директор ЗАО «МСТ», г.Новосибирск

1. Основные причины модернизации систем контроля и управления (СКУ).

Большинство объектов теплоэнергетики сегодня оснащены устаревшими, традиционными СКУ, реализованными на локальных приборах и реле. Эти СКУ, в основном, были установлены с момента ввода в эксплуатацию основного технологического оборудования.

В традиционной СКУ выделяют следующие функциональные подсистемы:

- Контрольно-измерительных приборов;
- Дистанционного управления;
- Технологических защит, АВР и блокировок;
- Технологической сигнализации;
- Автоматического регулирования.

Функционально-групповое (логическое) управление автоматическими пусками (остановами) отдельными узлами технологических схем в традиционных СКУ практически отсутствует.

Обследование и анализ технического состояния Российских систем контроля и управления на электростанциях (ТЭС) как в России, так и зарубежом, построенных в 70-80-х годах XX-го века, позволяет сделать некоторые обобщенные выводы.

Контрольно-измерительные приборы.

1.1.1. Система измерений спроектирована следующим образом:

- В качестве датчиков расхода, уровня, давления в основном используются датчики с ненормированным выходом – дифференциально-трансформаторные (ДТ), которые не могут быть использованы в современных цифровых распределенных системах управления.
- В качестве датчиков температуры используются термопары типа ХА и ХК, а также термометры сопротивления платиновые и медные. Причем медные сопротивления могут иметь градуировку 23, которая снята с производства. Следует отметить, что ни термопары типа ХК, ни медные сопротивления – не применяются в программно-технических комплексах западных фирм.

1.1.2. И датчики, и вторичные приборы за долгие годы эксплуатации морально и физически устарели и в России практически не выпускаются. На ТЭС идет постепенная замена вышедшего из строя оборудования. В дальнейшем этот процесс будет нарастать, т.к. запасные части (ЗИП) практически отсутствуют. Это хорошо видно из результатов обследования ТЭС одной из самых мощных энергосистем в России – Иркутской, которые приведены в таблице 1. Как видно из таблицы, более 50% средств автоматизации имеют выработанный ресурс более 20 лет.

Сводная таблица состояния аппаратуры управления, контроля, автоматики

Таблица 1

№№	Филиал	Всего	До 10 лет	10-15 лет	15-20 лет	20-25 лет	>25 лет
		шт./ %	шт./ %	шт./%	шт./ %	шт./%	шт./%
1	НЗТЭС	11823 100,00	1550 13,11	2006 16,96	2518 21,3	5680 48,04	69 0,58
2	НИТЭС	31045 100,0	6609 21,28	3226 10,39	11139 35,88	3872 12,47	6199 19,96
3	УИТЭС	26002 100,00	1215 4,67	3436 13,21	2450 9,42	18367 70,63	534 2,05
4	ТЭС-6	16494 100,00	2651 16,07	1753 10,62	3011 18,25	1941 11,76	7138 43,27
5	ТЭС-9	34209 100,00	2661 7,77	4186 12,23	10511 30,61	10474 30,61	6377 18,64
6	ТЭС-10	16396 100,00	2810 17,13	2123 12,94	2105 12,84	867 5,28	8491 51,78
7	ТЭС-11	14176 100,00	1595 11,25	782 5,51	2855 20,13	2389 16,85	6555 46,24
	ИТОГО:	150145 100,00	19101 12,72	17507 11,66	34584 23,03	43585 29,02	35388 23,56

Примечание:

НЗТЭС – Ново-Зиминская ТЭС

НИТЭС – Ново-Иркутская ТЭС

УИТЭС – Усть-Илимская ТЭС

1.1.3. Замена какого-нибудь одного элемента измерительного канала в традиционной СКУ ведет, как правило, к замене всего канала. Это связано с тем, что все элементы измерения параметра связаны между собой. Так замена датчика с выходом 0-5 мА на датчик с выходным сигналом 4-20 мА или замена термосопротивления (ТС) одной градуировки на ТС другой градуировки требует и замену вторичного прибора, не говоря уже о дифференциально-трансформаторных датчиках.

1.1.4. Метрологические характеристики ряда измерительных каналов не соответствуют требуемым нормам, а это ведет к погрешностям в расчетах технико-экономических показателей, в оценке состояния технологического оборудования и т.п.

1.1.5. Расчеты все производятся по диаграммным лентам, которые потом складируются и хранятся в течении длительного времени.

Дистанционное управление.

Подсистема, как правило, выполнена на традиционных ключах и кнопках управления. Избирательного управления – нет. Датчики положения органов управления или не имеют токового выхода, или постоянно выходят из строя. Концевые выключатели и все управление выполнено на 220В.

Подсистема безусловно морально устарела, но работает достаточно надежно и не требует немедленной замены. При этом надо отметить, что сохранение старой подсистемы ДУ при переходе на новые микропроцессорные СКУ крайне не желательна, т.е. при реконструкции СКУ старые кнопочные пульта управления необходимо демонтировать.

Технологические защиты, АВР и блокировки.

Подсистема имеет в своем составе свои датчики и свои вторичные приборы. Все контактные датчики рассчитаны на напряжение 220В. Подсистема выполнена на релейной техники и при соблюдении регламента обслуживания может работать и в будущем достаточно надежно.

Вместе с тем, следует отметить, что релейная техника не позволяет решать такие задачи, как:

- Регистрация аварийных ситуаций, которая позволяет значительно повысить достоверность и представительность анализа аварий, сократить время анализа и тем самым, сократить время простоя оборудования;
- Анализ действия защит и автоматизированную проверку защит, что позволяет существенно сократить время на их обслуживание.

Особенно это важно будет тогда, когда с износом оборудования, включая технологическое, возрастет число аварийных ситуаций.

Технологическая сигнализация.

Эта подсистема может работать и в дальнейшем. Однако она имеет только две составляющие: предупредительную и аварийную. В современной микропроцессорной СКУ сигнализация не имеет ограничений и может заранее предупреждать машиниста о появлении каких-либо технологических ограничений или о наметившихся отклонениях режима, что предупреждает развитие аварийных ситуаций.

Автоматическое регулирование (АСР).

Подсистема, как правило, выполнена на аппаратуре с жесткой логикой, не имеющей какого-либо «интеллекта». Она морально устарела и не может в принципе удовлетворять возросшие требования к системам регулирования. Для расширения диапазона регулирования энергетического оборудования, для решения новых задач автоматического управления с точки зрения оптимизации процесса сжигания, снижения вредных выбросов или расширения диапазона работы самих АСР при появлении технологических ограничений, требуется изменение структурных схем, усложнения алгоритма их работы.

В традиционной СКУ это не возможно сделать по двум причинам. С одной стороны, функциональные возможности самой аппаратуры сильно ограничены. С другой стороны, усложнение алгоритмов управления ведет к увеличению, как количества модулей самой аппаратуры, так и проводных связей. Все это резко снижает надежность таких схем и увеличивает проблемы при последующей эксплуатации.

Кроме того, сама аппаратура требует постоянного обслуживания и ремонта. При дальнейшей эксплуатации затраты на ее ЗИП и обслуживание только возрастут, т.к. подобная аппаратура, как правило, уже снята с производства.

Станции, как правило, постепенно меняют аппаратуру на современные контроллеры. Однако такая локальная замена ведет к тому, что при последующей модернизации всей СКУ на цифровой аппаратуре, технические средства локальной автоматики оказываются не нужными по причине того, что, как правило, не совместимы с аппаратной частью новых микропроцессорных СКУ.

2. Тенденции развития систем контроля и управления.

Самыми слабыми местами в СКУ безусловно являются: контрольно-измерительные приборы (КИП) и система автоматического регулирования. Исходя из этого, многие энергокомпании разрабатывают техническую стратегию замены вторичных приборов на информационно-вычислительную систему (ИВС) и аппаратуру регулирования на микроконтроллеры, которые также объединяют с ИВС. Однако в этом случае надо иметь ввиду следующее:

- Мониторы операторских станций управления вместо вторичных приборов придется все равно ставить на пульт управления перед машинистами котлов и турбин. А поскольку, как правило, на пульте нет для этого достаточного места, придется часть ключей управления убирать и переносить их в программно-технический комплекс (ПТК) ИВС. Другими словами, все равно требуется переконфигурация пульта управления;
- При создании ИВС стараются контроль положения исполнительных органов также вывести на экраны мониторов. Но в этом случае по объему входной информации полномасштабная АСУ ТП отличается от ИВС только отсутствием команд управления, что составляет примерно 20-25% от стоимости АСУ ТП;
- При переходе в дальнейшем от ИВС к АСУ ТП потребуются переконфигурация шкафов контроллеров в ПТК, т.к. принципы построения АСУ ТП и ИВС – разные. Для АСУ ТП структура ПТК строится по технологическим узлам: пылесистема, питательный тракт, пароперегреватель и т.п., а для ИВС – по функциональным подсистемам: измерения и регуляторы. Переконфигурация шкафов потребует дополнительных затрат примерно 10% от стоимости АСУ ТП;
- Поскольку часть вторичных приборов использовалось в защитах – потребуется дополнительное размножение аналоговых сигналов, а для каналов измерения температур – дополнительно установка нормирующих преобразователей.
- Половинчатое решение создания ИВС при незначительном снижении затрат по сравнению с АСУ ТП в конечном итоге не достигает основной цели модернизации системы контроля и управления – повышения надежности и экономичности работы оборудования и снижения затрат на эксплуатацию.

Безусловно, техническая политика ряда энергокомпаний, в частности ОАО «Новосибирскэнерго» в части систем контроля и управления принципиально отличается от стратегии многих других энергосистем. Основной принцип, например, ОАО «Новосибирскэнерго» в этой политике – это рассмотрение современной системы управления, как составной и неотъемлемой части технологического оборудования. А это, в свою очередь, определяет следующее:

- Новое технологическое оборудование будь-то энергоблок 200 МВт, котел 25 т/ч или насосная – вводится только с современной АСУ ТП;
- Модернизация устаревших систем контроля и управления также проводится по принципу полномасштабной АСУ ТП, а высвобождающиеся старые средства автоматизации используются в качестве ЗИП для существующих СКУ.

Безусловно, такой подход к СКУ является самым радикальным решением всех проблем. Это позволяет:

- Повысить коэффициент готовности технологического оборудования за счет оперативных и диагностических задач;
- Повысить эффективность работы оборудования за счет более оптимального ведения режима, в том числе и за счет более современных АСР;
- Повысить надежность работы оборудования, например, за счет автоматизированного контроля пуска и останова.

В процессе работы АСУ ТП можно будет выполнять автоматизированный расчет технико-экономических показателей, расчет ресурса оборудования и металла и т.п.

При этом варианте модернизации оперативный контур меняется полностью:

- Исключаются вторичные приборы и ключи управления;
- Вместо пульта устанавливается специальный стол с мониторами, через которые осуществляется весь контроль за работой оборудования и все управление;
- Исключаются табло технологической сигнализации;
- Все защиты и регуляторы выполняются на тех же контроллерах, что и информационная часть;
- Из вторичных приборов и ключей управления остаются только самые ответственные (не более 5%), необходимые только для аварийного останова энергооборудования.

Связь оперативного персонала с технологическим процессом обеспечивается с помощью мониторов операторских станций и манипуляторов типа "мышь", установленных на пульте управления. Также предусматриваются кнопки аварийного отключения, воздействующие на исполнительные органы помимо операторских станций. Объем таких кнопок, расположенных на пульте - минимален.

Щиты управления в этом случае становятся компактными и при реконструкции, можно сказать, мобильными.

Пример реконструкции такого щита может выглядеть, как на рис.1.

Щит управления котла на Бийской ТЭЦ-1 показан на рис. 2

Для Группового щита ТЭС с поперечными станциями это может выглядеть, как на рис.3.

А для блочного щита управления – как на рис. 4. и рис.5

Мониторы позволяют оператору непосредственно с экрана управлять работой механизмов собственных нужд, регуляторами, функционально-групповым управлением, запорной арматурой, используя для этого изображение объектов на экране: видеокадры мнемосхем

Фрагменты мнемосхем - подробно изображают логически завершенный участок технологического процесса в виде мнемосхемы, на которой показаны текущие значения параметров, при этом значения параметров меняются по цвету в зависимости от их состояния, кроме того, отражено положение регулирующей и запорной арматуры, состояние двигателей механизмов, состояние автоматических устройств, заданные значения регулируемых параметров и т. п.

Примеры таких видеокадров приведены на рис. 6-10.

С целью сокращения кабельных трасс при проработке проектных решений, отдельные контроллеры ставятся по месту у оборудования. Естественно, что контроллеры в этом случае должны быть установлены в шкафах с защитой не ниже IP55.

Технологические защиты для повышения надежности выполняются, как правило, дублирующими, рассредоточенными по разным интеллектуальным модулям (микроконтроллерам).

Из состава функционально-группового управления (ФГУ) в АСУ ТП предлагается, как минимум, включать следующее:

- Включение/отключение тягодутьевых машин;
- Предварительная вентиляция топки;
- Автоматический розжиг горелок;
- Пуск/останов пылесистем;
- Координатор пуска котла/турбины;
- Автоматизация подключения подогревателей высокого давления;
- Подключение деаэратора;
- Автоматизация валоповорота.

Объем ФГУ определяется, как правило, не возможностями ПТК, а готовностью технологического оборудования к автоматизации. Так, например, глупо рассчитывать на полную автоматизацию конденсатного тракта турбины, если здесь используется 50% ручной арматуры.

В объем автоматического регулирования в СКУ включаются все АСР, необходимые для решения выше поставленных задач. При этом проводится разработка всех алгоритмов автоматического управления с учетом возможностей аппаратуры и современных решений в области автоматизации теплоэнергетических процессов.

В перечень информационных и расчетных задач предлагается включить как минимум, следующее (смотри таблицу 3):

Таблица 3.

1.	Сбор и первичная обработка информации
2.	Контроль и отображение информации на мониторах
3.	Регистрация аварийных ситуаций
4.	Регистрация отклонений параметров и нарушений процессов
5.	Формирование суточных ведомостей

6.	Обработка, хранение и представление ретроспективной информации
7.	Расчет технико-экономических показателей (ТЭП)
8.	Расчет ресурса работы металла
9.	Учет наработки ресурса механизмов и остаточного ресурса по отношению к нормативному
10.	Анализ действия защит
11.	Контроль и анализ процесса пуска и останова оборудования.

В дальнейшем АСУ ТП в отличие от традиционных СКУ или новых ИВС позволяет наращивать объем автоматизации вплоть до автоматического пуска, например, котла, турбины или энергоблока, не говоря уже о вспомогательном оборудовании.

Для связи с информационной сетью станционного уровня предусматривается мост для подключения к сети Ithernet с протоколом ТСР/ІР. В этом случае Заказчик получает доступ к базе данных СКУ щита управления для предоставления информации любому неоперативному персоналу станции: директору, его заместителям, начальникам цехов. Вместе с тем, следует заметить, что пользователь этой информации будет иметь возможность только получить информацию, но не управлять.

Для обеспечения надежности системы, как правило, дублируются основные ее компоненты:

- Шины (сеть) нижнего (контроллеры) и верхнего (операторские станции) уровня;
- Серверы;
- Операторские станции.

На щите управления в оперативном контуре предлагается установить автоматизированные рабочие места (АРМ) для машинистов котлов и турбин. Каждый АРМ будет оснащен двумя-тремя взаимозаменяемыми операторскими станциями, каждая – с одним или двумя мониторами, клавиатурой и манипулятором типа «мышь». Для распечатки текущих протоколов АСУ ТП предлагается оснастить лазерным принтером формата А4, для снятия твердых копий – А3.

В виду того, что ЗАО «СибКОТЭС» не поставщик ПТК, а, прежде всего, технологическая организация, занимающаяся котлами, турбинами, энергоблоками, начиная от проекта и заканчивая пуско-наладочными работами, наши специалисты вынуждены были работать на разных объектах энергетики с ПТК различных фирм, как в России, так и зарубежом. Это хорошо видно из таблицы 2.

Опыт работ с различными ПТК.

Таблица 2.

№№	Фирма	ПТК	Наименование работы	Объект внедрения	Год внедрения
1	ABB	«Advant»	СКУ чешской газотурбинной установки с	Новосибирский Оловянный ком-	2002

			японской турбиной, 6 МВт.	бинат	
2	ABB	«Freelance»	СКУ паровой турбины Т-115	Южно-Кузбасская ГРЭС	2003
3	ABB	«Master»	СКУ пылеугольного котла 210 т/ч	ТЭС «Скавина», Польша	2002
4	Модульные Системы Торнадо	«Торнадо»	СКУ энергетического оборудования	Новосибирская ТЭЦ-5, Бийская ТЭЦ-1 и др.	1995-2004
5	Интеравтоматика	ТПТС-51 (аналог TELEPERM-ME, Siemens)	СКУ пылеугольного котла Е-500	Красноярская ТЭЦ-2	2002
6	EMERSON (Fisher Rosemaunt)	«DeltaV»	СКУ 2-х пылеугольных котлов БКЗ-320 и паровой турбины Р-50	ТЭЦ Ачинского Глиноземного комбината	2002 - 2004
7	Eurotherm	Т-3500, Simatik-S5	СКУ 6-ти газовых датских котлов 140 т/ч	Норильская ТЭЦ-1	2002, 2003
8	Фесто	«IPC»	СКУ маслогрейного котла	Новосибирский Механический Завод (НМЗ) «ИСКРА»	2001
9	Octagon-system	Микро-РС	СКУ газового котла БКЗ-220	ТЭЦ комбината «Тулачермет»	2002
10	Московский Завод Тепловой Автоматики	«Протар-110»	Наладка регуляторов пылеугольных котлов блоков 100, 200 МВт	Беловская ГРЭС, Южно-Кузбасская ГРЭС	1996-1998
11	Чебоксарский завод	Ломиконт-110	СКУ химводоподготовки	Кузнецкая ТЭЦ.	2000-2001
12	Чебоксарский завод	Ремиконт Р-130	Наладка регуляторов и автомата пуска шаровых барабанных мельниц	Кемеровская ГРЭС, Беловская ГРЭС, Томь-Усинская ГРЭС.	2000-2001

Опыт ЗАО «СибКОТЭС» разработки и внедрения АСУ ТП на ТЭС в Новосибирске, Омске, Бийске, Норильске и других городах России на разных программно-технических комплексах, как российского, так и зарубежного производства показывает следующее:

- Программно-технические комплексы (ПТК) разных фирм все больше сближаются как по своей структуре, так и по своим техническим характеристикам, включая программное обеспечение.
- Имеет место тенденция на использование международных стандартов и унифицированных решений, как в аппаратных средствах, так и в программном обеспечении.

Доступность современной элементной базы и мировых технологий в микропроцессорной технике, достаточно высокий уровень стандартизации интерфейсов и программного обеспечения, позволяет создавать ПТК на уровне известных зарубежных фирм.

Из всех потенциальных российских поставщиков ПТК был выбран комплекс, разработанный специалистами Академгородка г. Новосибирска – ЗАО «Модульные Системы Торнадо» («МСТ»). Сделано это было по следующим причинам:

- Фирма располагалась в г. Новосибирске, фактически в центре огромного энергетического региона Сибири;
- Фирма располагала научно-техническим потенциалом Академгородка г. Новосибирска;
- Фирма была свободна от каких-либо производителей ПТК в мире и ориентировалась на общие мировые тенденции в области систем управления.

Многолетний опыт работы ЗАО «СибКОТЭС» в энергетике, как технологической организации, позволил определить ряд специфических и общих требований к системам подобного класса, которые были положены в основу технических требований к разработанному ЗАО «МСТ» ПТК «Торнадо».

В настоящее время компания «МСТ» разработан ряд модификаций ПТК, ориентированный, как на создание крупных АСУ ТП объектов энергетики, например пылеугольный блок 200 МВт Новосибирской ТЭЦ-5, так и небольших котельных, например для Новосибирского Авиационного Производственного Объединения (НАПО), не исключая также возможности использования ПТК и в других областях промышленности. Все модификации ПТК «Торнадо» имеют единую концепцию и аппаратно-программную платформу.

Сегодня практически весь ПТК изготавливается в Новосибирске, и только отдельные модули, также разработанные компанией «МСТ», производятся за рубежом. В основном это процессорные модули.

3. Общие принципы построения системы.

Особенности ПТК «Торнадо-М», применённых на энергоблоках, котлах и турбинах.

Философия и архитектура ПТК «Торнадо-М» во многом идентична другим широко известным ПТК, таким как «Teleperm-XP» фирмы Сименс, «Procontrol-P» фирмы АББ и некоторых других. Как и в этих системах, в ПТК «Торнадо-М» для автоматизации, крупных энергогенерирующих объектов применяется распределенная архитектура, не имеющая центральных обрабатывающих устройств. ПТК характеризуется необходимым резервированием, горячей безударной заменой и перезагрузкой модулей, распределенной обработкой, пропорциональным ростом производительности системы при увеличении объёма, устойчивостью к любому единичному отказу.

ПТК «Торнадо-М» является полностью разработкой компании «Модульные Системы Торнадо», поэтому компания способна совершенствовать, развивать свой ПТК на протяжении всего цикла его жизни, оперативно устранять любые дефекты.

В ПТК «Торнадо-М» существует ряд особенностей выгодно отличающих его от ПТК некоторых других поставщиков.

1. Мощность процессоров применённых в ПТК модулей интеллектуальных функций (MIF-модулей). Существует две модификации MIF-модулей, устанавливаемых в ПТК «Торнадо-М» для решения технологических задач: - MIF-base с 32-х разрядный микропроцессор фирмы Motorola MC68EN360 с тактовой частотой 33 МГц, или – MIF-PPC на базе 32-х разрядного суперскалярного RISC процессора PowerPC PPC860T. Они значительно превосходят производительность процессоров, используемых, например, в модулях контроллеров ПТК «Teleperm», что позволяет решать ряд диагностических и других задач программным способом, а не схемотехнически, как в других ПТК, и снизить стоимость каждого модуля. Кроме того, плотность монтажа компонент на модулях существенно снижается, что позволяет расширить рабочий температурный диапазон модулей от -25 до 70 гр. Цельсия и снизить его энергопотребление.
2. Архитектура интеллектуальных MIF-модулей использует мезонинные технологии – в контроллере существует только один тип модуля-носителя со встроенным обрабатывающим микропроцессорным ядром, а все коммуникационные функции и функции ввода-вывода (УСО) определяются проектно компоновкой установкой мезонинных субмодулей аналогового и дискретного ввода/вывода, что существенно сокращает стоимость ЗИПа и упрощает обслуживание системы. В ПТК других поставщиков используется до нескольких десятков разнотипных модулей.
3. Для коммуникаций контроллеров ПТК используются MIF-модули MIF-PPC на базе суперскалярного RISC процессора нового поколения с архитектурой PowerPC – PPC860T со встроенным контроллером Ethernet-100. Это позволяет организовать в ПТК стандартную 100 Мбитную сеть с коммутируемыми каналами в десятки раз превосходящую по своей производительности сети в ПТК других поставщиков. При этом стоимость этой сети может быть значительно ниже, чем стоимость сети, других поставщиков, так как сеть в ПТК «Торнадо-М» построена исключительно на стандартных программно-аппаратных средствах и не требует покупки уникального, редкого и дорогостоящего частно-фирменного оборудования и программного обеспечения. Коммуникационные модули в контроллерах дублированы.
4. Система электропитания ПТК «Торнадо-М» основана на использовании дублированного питания, состоящего из одного фидера переменного тока 220В через АВР с двух разных секций собственных нужд и второго фидера постоянного тока 220В от стационарной батареи. По такой схеме запитываются все контроллеры и сервера. Для обеспечения бесперебойным питанием АРМов, мониторов, вспомогательных компьютеров и сетевых коммутаторов Ethernet используются стационарные дублированные источники бесперебойного питания двойного преобразования с подключаемой батареей.
5. ПТК «Торнадо-М» не содержит промежуточных кроссовых шкафов, так как в нём обеспечен приём полевых сигналов непосредственно блоками полевых интерфейсов, образующих Устройства Сопряжения с Объектом (УСО). В УСО используются типовые стандартные клеммные пружинные зажимы типа “Wago», которые существенно облегчают монтаж и делают его более компактным. Это еще один существенный фактор, снижающий стоимость ПТК «Торнадо-М».
6. Если посмотреть структуру ПТК, то практически у всех фирм она одна и та же. Так для энергоблока на ТЭС «Табас» в Иране она показана на рис. 11. Такой же, примерно, она является и для блока 200 МВт Новосибирской ТЭЦ-5. Вместе с тем, следует отметить тенденцию к упрощению и удешевлению ПТК. Если раньше применялась на уровне контроллеров в обязательном порядке детерминированная сеть, то сейчас практически все обходятся промышленной сетью Ethernet. Ее скорость передачи данных (100Мб) и технические средства позволяют ее сделать условно детерминированной, что никак не сказывается на функциональных возможностях системы в целом.

Особенности ПТК «Торнадо-I», применённых на вспомогательных технологических установках и котельных.

1. ПТК «Торнадо-I» предназначен для построения систем управления небольших объектов и вспомогательных установок. ПТК «Торнадо-I» отличается только типом используемого контроллера – здесь используется модульный интеллектуальный контроллер МИС. В отличие от МИФ-контроллеров, которые имеют мультипроцессорную архитектуру с распределенной обработкой, МИС-контроллер имеет однопроцессорную архитектуру и не предусматривает горячей замены модулей. Контроллеры «Торнадо-I» оснащены МИФ-модулями на базе суперскалярного RISC процессора нового поколения с архитектурой PowerPC – PPC860T с недублированной 100 Мбитной Ethernet сетью.
2. «Торнадо-I» программно совместимы с контроллерами «Торнадо-M», что позволяет иметь те же средства разработки, сокращает время инсталляции и стоимость обслуживания; они также совместимы по мезонинным модулям УСО и БПИ, что влечет за собой уменьшение ЗИП и, соответственно, стоимость оборудования.

Тенденции развития ПТК.

Вместе с тем, следует отметить, что развитие средств автоматизации ведет к тому, что все в большей степени будет играть роль интеллектуальная начинка ПТК, как с точки зрения отличия различных комплексов, так и с точки зрения их стоимости. Если на заре появления АСУ ТП стоимость аппаратуры составляла в России до 70% стоимости всей системы, то сейчас доля ПТК сократилась до 50-40% (без учета, конечно, стоимости нижнего уровня: датчиков и приводов).

Все в большей степени ставится задача не просто замена традиционного КИПиА на АСУ ТП, но и расширения объема автоматизации. Так, например, АСУ ТП энергоблока 200 МВт Новосибирской ТЭЦ-5 включает и АСУ ТП электрической части блока, а для автоматизации пусковых операций на турбинах Т-110 на Бийской ТЭЦ-1 специально проводится дооснащение арматуры электроприводом.

Вместе с тем, все эти алгоритмы могут разрабатывать только специалисты, знающие технологические процессы котлов, турбин и т.п. И дальнейшая автоматизация энергетического оборудования ведет к еще большей роли технологических организаций, как в разработке ПТК, так и в совершенствовании АСУ ТП.

Более того, в условиях энергетической реформы, когда энергосистемы делятся на генерирующие и сетевые компании, на ТЭС практически не остается ремонтного персонала. В этом случае еще больше повышаются требования к таким задачам как:

- Технологическая диагностика оборудования с выдачей рекомендаций операторам котлов и турбин;
- Автоматизация нестационарных процессов пусков и остановов, когда наиболее велика вероятность ошибки оперативного персонала;
- Совершенствование алгоритмов автоматического управления без участия человека.

Мы уже сейчас на ряде электростанций столкнулись с проблемой, когда требование первичного и вторичного регулирования частоты энергоблоков привело к необходимости реконструкции всей системы авторегуляторов, и в первую очередь – котла. Причем новые алгоритмы практически не реализуемы на старой аппаратуре, и мы возвращаемся к тому вопросу, с чего и был начат этот доклад: по какому пути модернизации СКУ следует идти?

Вместе с тем, современные АСУ ТП позволяют уже сейчас расширить диапазон работы традиционных регуляторов, учитывая технологические ограничения оборудования. Правда, самые простые регуляторы начинают выглядеть, как регулятор тепловой нагрузки котла 10-15 лет назад. В качестве примера можно привести регулятор загрузки мельницы, показанный на рис. 12.

Более того, развитие вычислительной мощности микропроцессорных устройств позволяет внедрять на уровне микроконтроллеров, интеллектуальных модулей совершенно новые законы регулирования, которые позволяют адаптироваться регуляторам к изменениям самого объекта управления. Так на рис. 13 приведены сравнительные характеристики традиционного ПИД-закона регулирования и регулятора с новой кольцевой структурой. Внедрение адаптивных систем управления позволяет:

- Снизить время режимной наладки регуляторов, а следовательно и сократить связанные с этим затраты;
- Обеспечить независимость эксплуатационного персонала от необходимости привлечения сторонних наладочных организаций.

В этой связи, возможности, предоставляемые процессорными модулями на базе процессоров PowerPC, разработки фирмы «МСТ», дают большие перспективы по совершенствованию и развитию алгоритмов управления. Существующие или традиционные алгоритмы выполняются на новых процессорах PowerPC с циклом порядка 15 микросекунд, в то время как для технологического регулирования максимальная длительность цикла может составлять порядка 100 микросекунд. Десятикратный запас производительности дает основу для развития технологических алгоритмов, диагностики и включения элементов искусственного интеллекта.

Не маловажную роль в будущем будут играть сервисные задачи ПТК. Диагностикой датчиков, кабельных связей, питания, исполнения команд, не говоря уже о самой аппаратуре, уже никого не удивишь – это фактически реализуется во всех типах ПТК. Но есть другие задачи, наличие которых будет определять ценность самого ПТК. Например, это касается метрологии.

Все прекрасно понимают, что наличие на энергоблоке 1500 – 2000 аналоговых сигналов заставляет задуматься о вопросах калибровки и метрологической аттестации измерительных каналов АСУ ТП. И любая автоматизация этих задач намного упрощает работу как наладочного, так и эксплуатационного персонала.

В ПТК «Торнадо» разработан специальный АРМ метролога, на который устанавливается специализированный программный пакет «*АРМ метролога*». Этот пакет обеспечивает в автоматизированном режиме выполнение процедур калибровки (поверки) и выпуска необходимых метрологических документов (протоколы, сертификаты, паспорта) измерительных каналов в составе АСУ ТП и калибровки (поверки) измерительных модулей, входящих в состав ПТК по утвержденным Госстандартом РФ методикам: «Калибровка измерительных каналов» и «Калибровка измерительных модулей».

В дальнейшем предполагается разработка специальной системы метрологической диагностики измерительных каналов.

4. Выводы.

1). Модернизация существующих систем контроля и управления на электростанциях в России не может идти по пути частичной замены технических средств автоматизации. Это приведет лишь к потере времени и в конечном итоге финансовых средств.

2). Основным направлением должно быть создание полномасштабных АСУ ТП, аналогично тому, что и при строительстве новых объектов энергетики.

3). Мировые технологии, тенденция к интеграции, ориентир на международные стандарты – все это ведет с одной стороны, к сближению по своим характеристикам ПТК различных фирм, а с другой стороны – позволяет создавать аналогичные, не уступающие по своим свойствам ПТК Российского производства. При этом надо особо отметить, что соответствие этих ПТК особым требованиям автоматизации крупных объектов энергетики являются ключевыми для успешного их применения. Участие технологической организации в процессе разработки ПТК как постановщика основных требований и задач способно обеспечить соответствие ПТК этим требованиям.

4). В будущем ПТК различных фирм будут в большей степени отличаться друг от друга не столько своими характеристиками аппаратуры, сколько интеллектуальными алгоритмами, заложенными в них при разработке конкретных АСУ ТП.

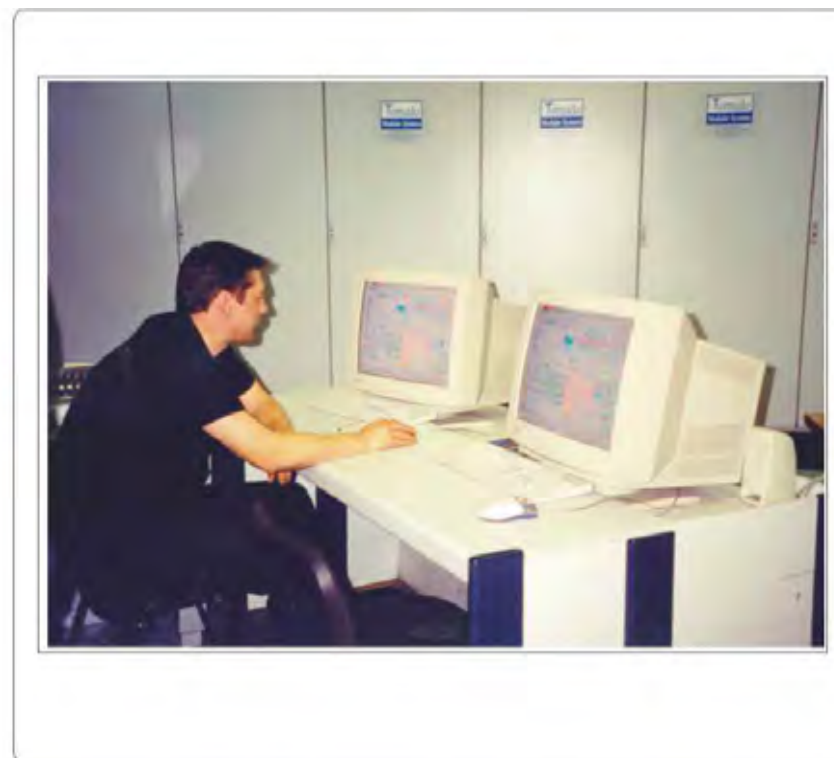


Рис. 1 Пример реконструкции щита управления.



Рис.2 Щит управления котлом БКЗ-210 Бийской ТЭС-1.



Рис. 3. Групповой щит управления.



Рис. 4. Блочный щит управления Новосибирской ТЭЦ-5.



Рис. 5 Шкафы МIF-контроллеров

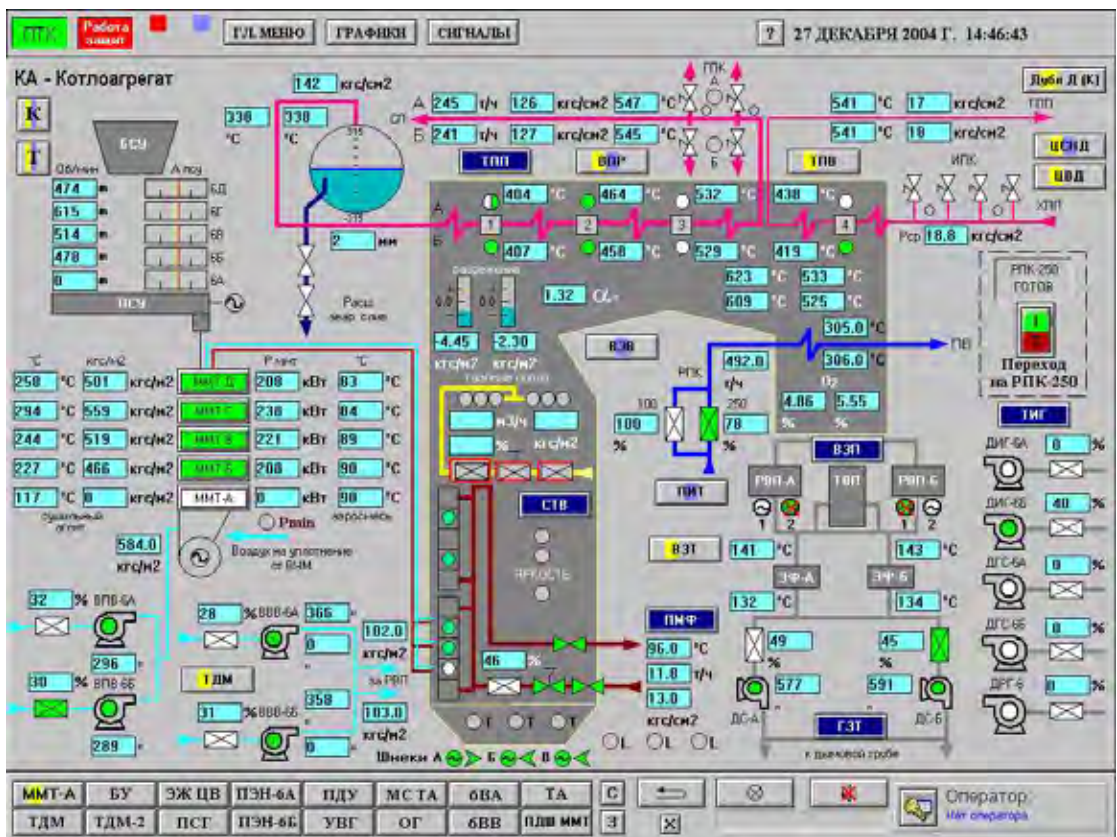


Рис.6 Мнемосхема котлоагрегата.

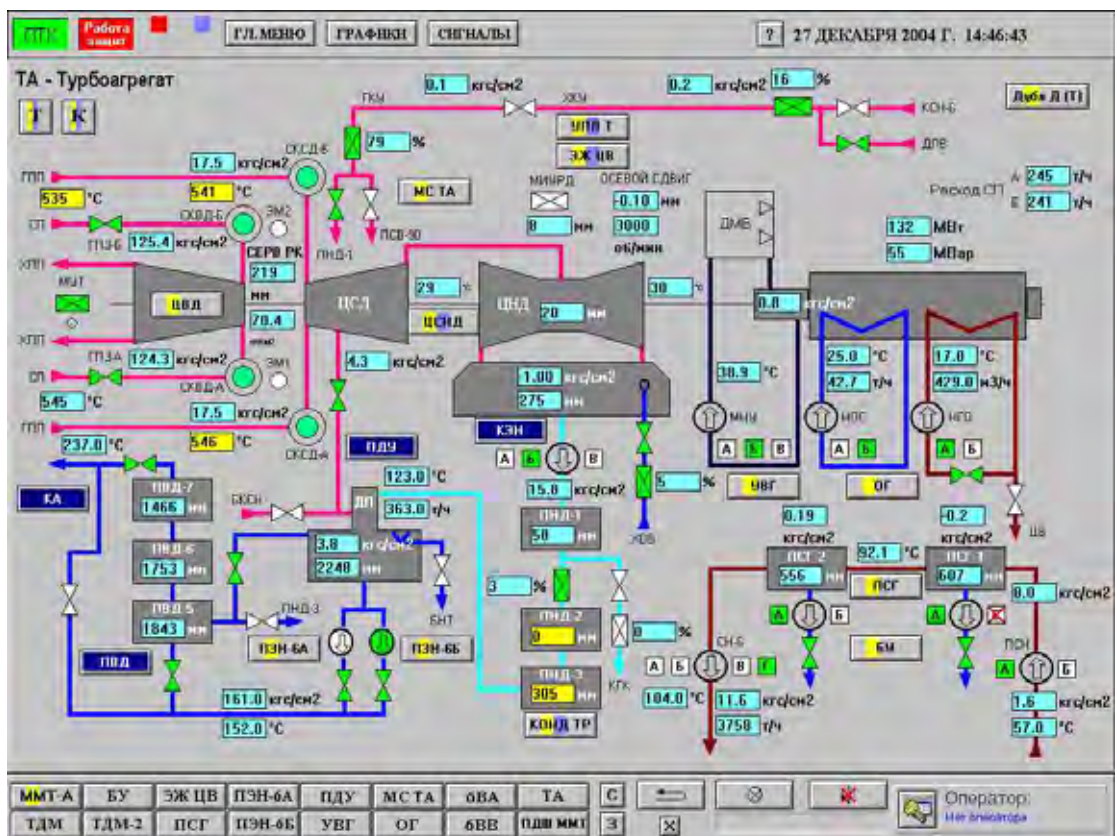


Рис. 7 Мнемосхема турбоагрегата

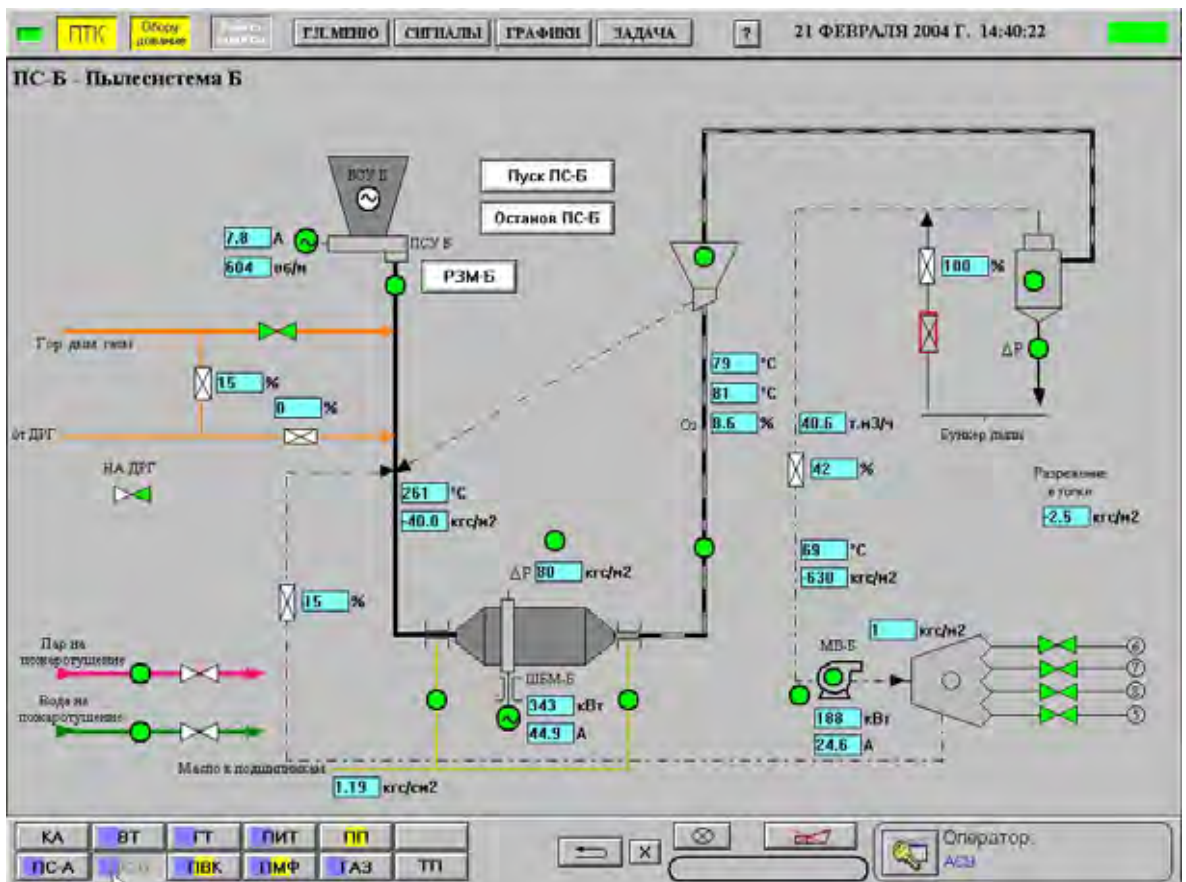


Рис. 8. Мнемосхема пылесистемы.

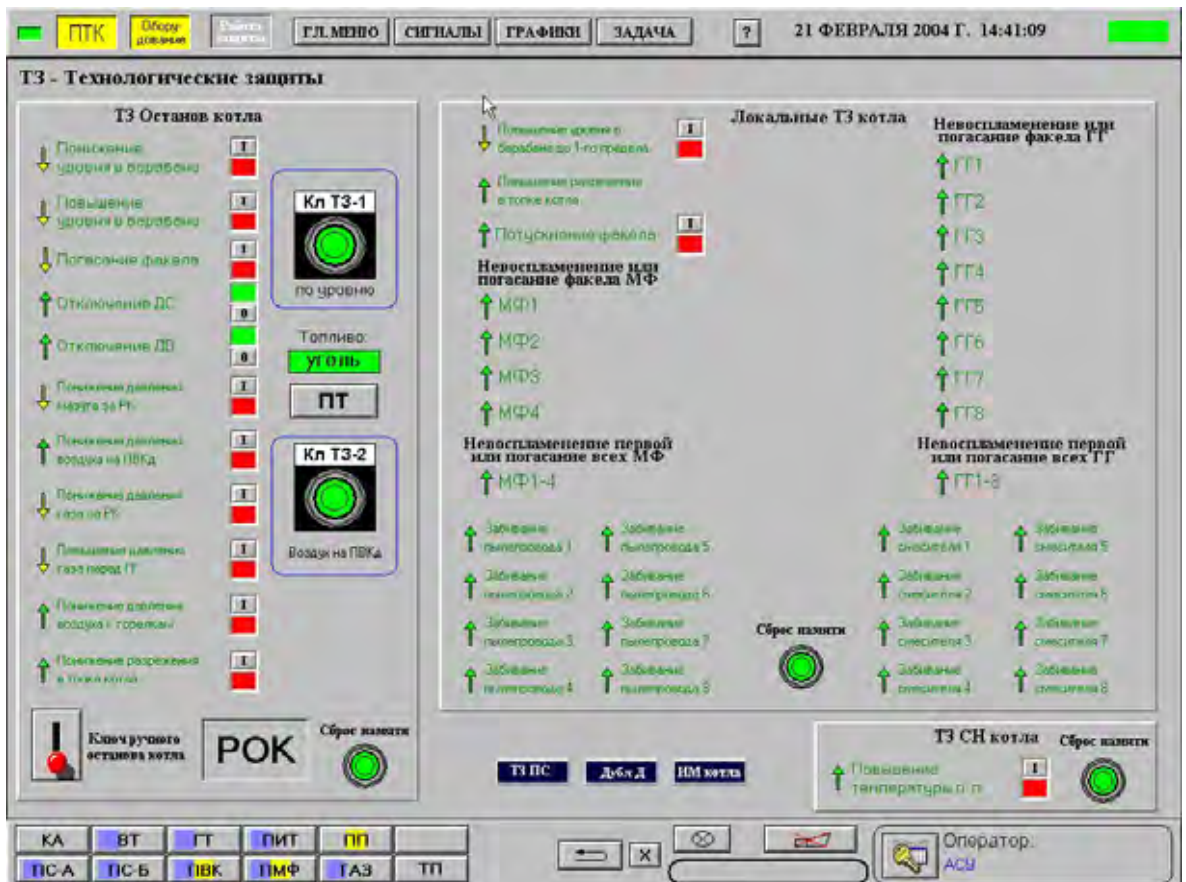


Рис. 9. Мнемосхема «Технологические защиты».

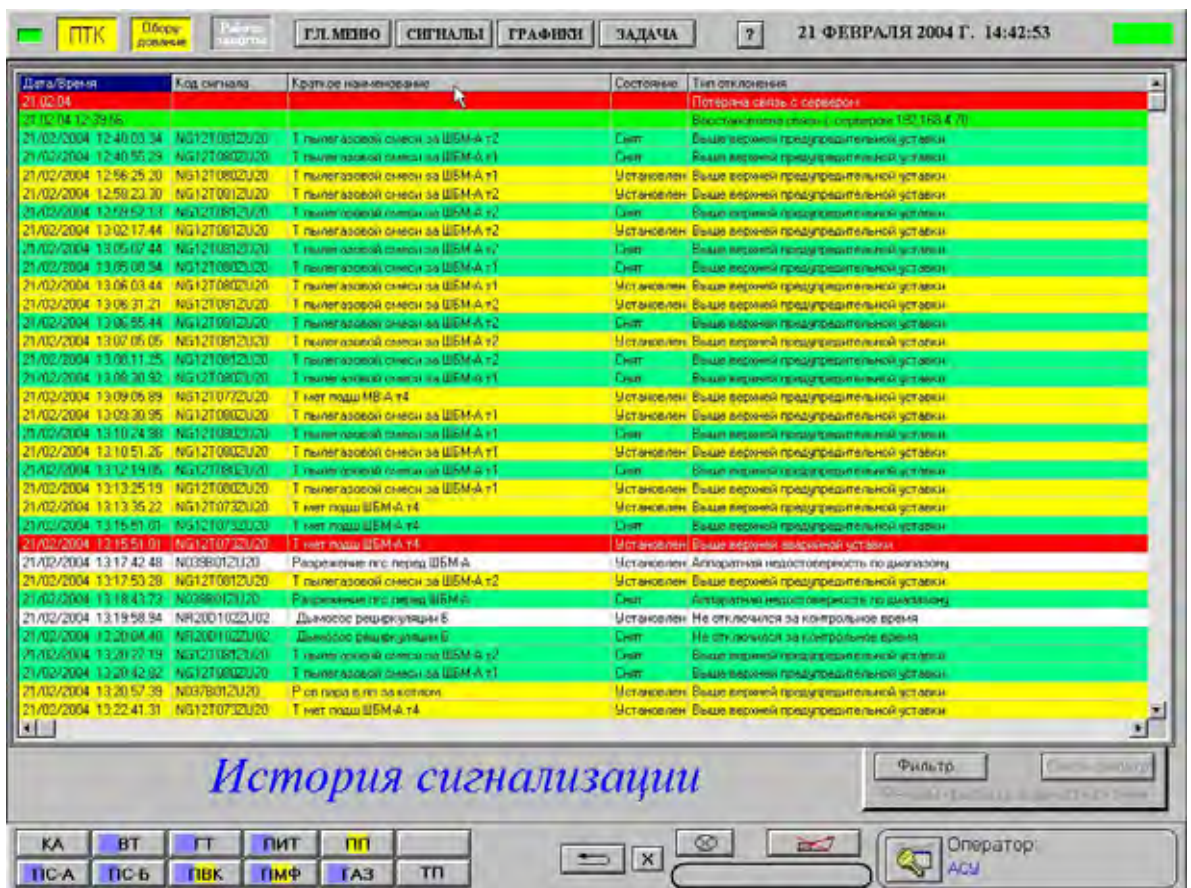


Рис. 10. Мнемосхема «Экран истории сигнализации».

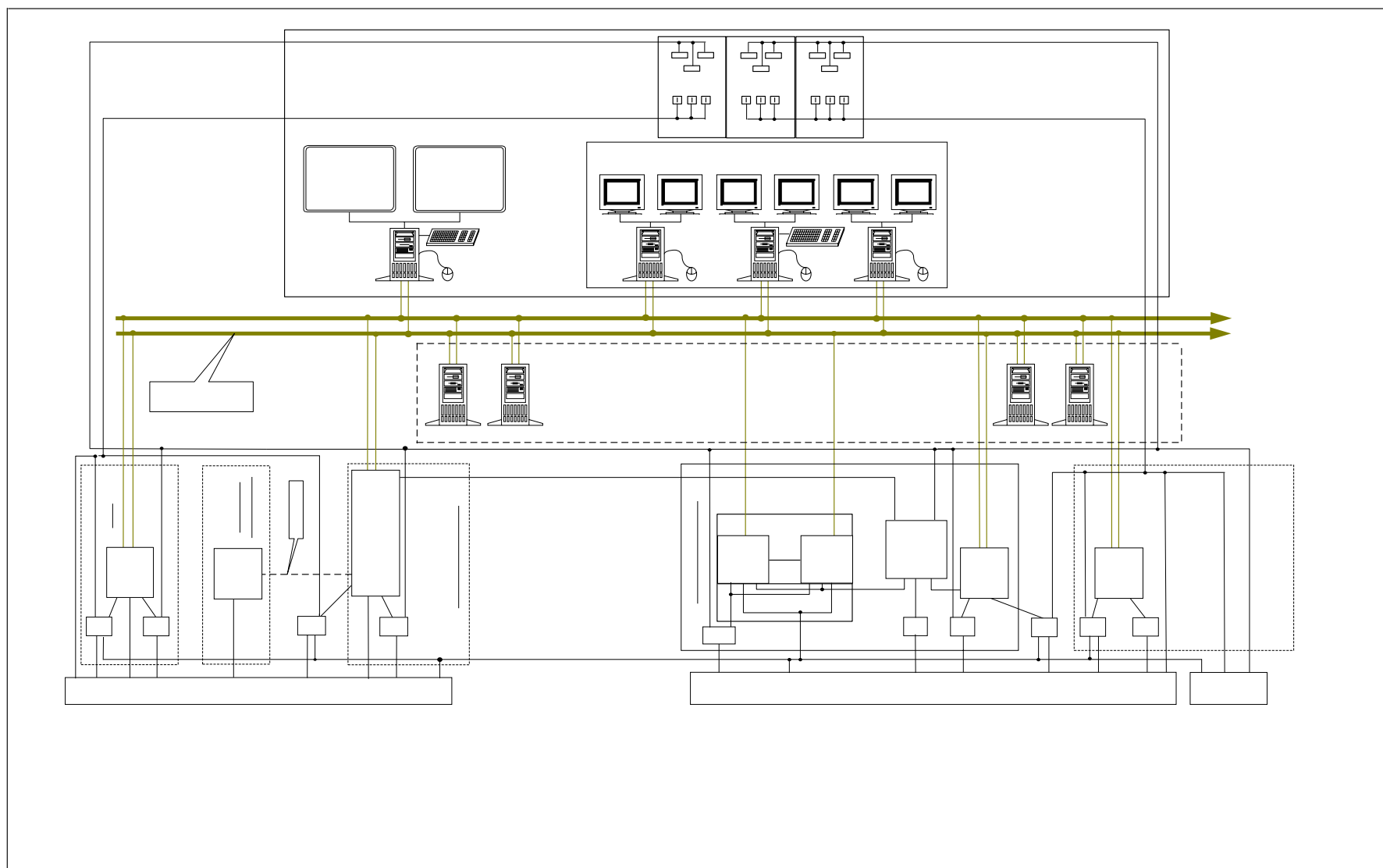


Рис. 11 Структурная схема КТС энергоблока ТЭС Табас

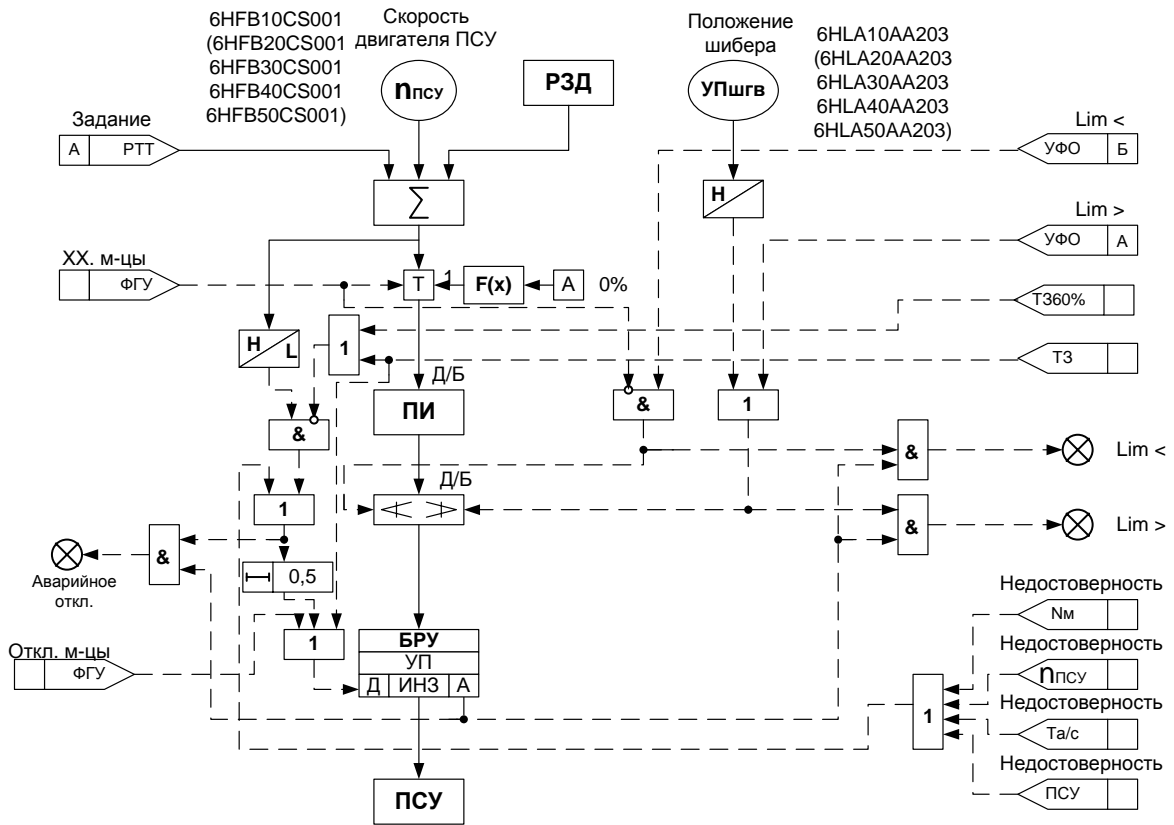


Рис. 12 Регулятор загрузки мельницы

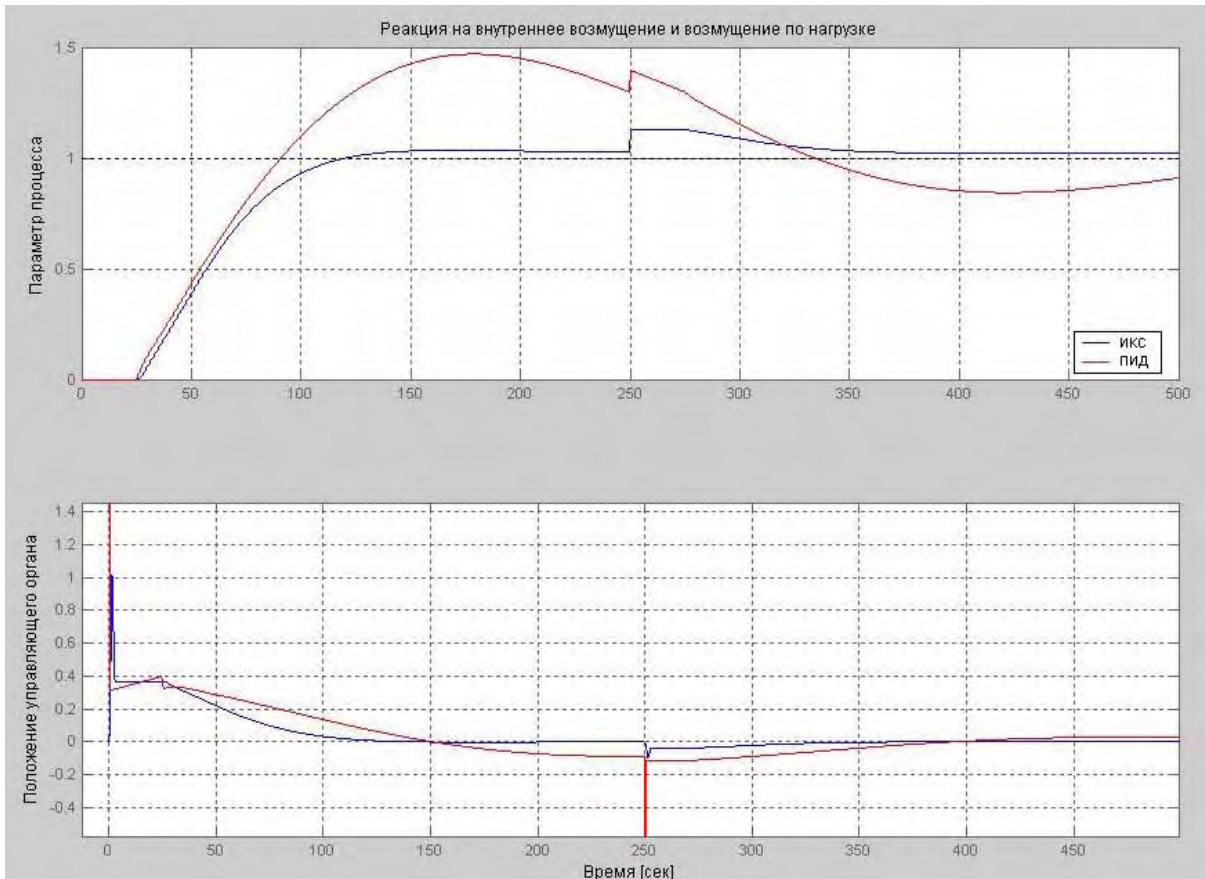


Рис. 13 Сравнение двух типов регуляторов уровня в барабане.