

ТЕПЛО- ЭНЕРГЕТИКА

ЗАО «Интеравтоматика»

15 лет

10 2008

ООО МАИК «НАУКА/
ИНТЕРПЕРИОДИКА»

СОДЕРЖАНИЕ

Лыско В.В., Сви́дерский А.Г., Биленко В.А., Ананьев А.А. Основные результаты работы ЗАО «Интеравтоматика» за 15 лет. 2	Черномзав И.З., Жежеря Д.А., Мухаррямов Р.В., Пережогина А.А. АСУ тепловыми процессами ГТЭ-110 — первой отечественной высокотемпературной газовой турбины большой мощности 61
Сви́дерский А.Г., Херпель Х. Новые технические средства для автоматизации объектов энергетики. 9	Молчанов К.А., Страшных В.П., Жежеря Д.А., Маневская О.А. Полномасштабный тренажер для обучения оперативного персонала энергблока ПГУ-450 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» 69
Биленко В.А., Меламед А.Д., Микушевич Э.Э., Никольский Д.Ю., Рогачев Р.Л., Романов Н.А. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергблоков. 14	Андрюшин А.В., Панько М.А. Инновационная образовательная программа МЭИ — новые учебные лаборатории кафедры АСУ ТП. 77
Черномзав И.З., Нефедов К.А. Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности 27	ХРОНИКА
Биленко В.А., Микушевич Э.Э., Никольский Д.Ю., Рогачев Р.Л., Романов Н.А. Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергблоков 34	Валерий Федорович Очков [к 60-летию со дня рождения] 3-я стр. обл.
Гальперина А.И., Грехов Л.Л., Крылов В.Ю., Михин А.В. Автоматизация пуска энергблоков с прямоточными котлами. 45	РЕКЛАМА
Биленко В.А., Маневская О.А., Меламед А.Д. Результаты испытаний системы автоматического регулирования частоты и мощности энергблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 52	Пятый том справочника «Теплоэнергетика и теплотехника». 2-я стр. обл.
	V Международная научно-техническая конференция «Диагностика оборудования и конструкций с использованием магнитной памяти металла» 76
	Проверенные решения автоматизации «под ключ» 4-я стр. обл.

Основные результаты работы ЗАО «Интеравтоматика» за 15 лет

Лыско В.В., Сви́дерский А.Г., Биле́нко В.А., кандидаты техн. наук, Ана́ньев А.А., инж.

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Приведены основные результаты деятельности ЗАО «Интеравтоматика» на российском энергетическом рынке. Описаны главные направления работ, проанализированы результаты внедрения систем управления, представлены перспективы их дальнейшего развития.

ЗАО «Интеравтоматика» было создано в 1993 г. усилиями ВТИ при поддержке РАО «ЕЭС России», фирмы Siemens и ОАО ТПЭ. 15 лет — это практически основной этап современной автоматизации российских электростанций. Становление ЗАО «Интеравтоматика» и его первые проекты относятся к периоду появления на российском рынке первых микропроцессорных распределенных программно-технических комплексов (ПТК). Микропроцессорные АСУ ТП на этом этапе в основном повторяли старые, существовавшие ранее функции управления энергооборудованием. В течение 90-х годов прошлого столетия на основе опыта разработки и эксплуатации первых микропроцессорных систем были сформулированы требования и подходы к автоматизации, сформировался рынок АСУ ТП, появились фирмы, способные в том или ином объеме разрабатывать, изготавливать и вводить в эксплуатацию такие системы.

Главное требование современного этапа автоматизации электростанций — достижение более совершенного качества работы автоматизированного оборудования и его эксплуатационного персонала. Эта технико-экономическая задача и является ключевой в работе ЗАО «Интеравтоматика». Проектируемая АСУ ТП должна обеспечивать повышение уровня эксплуатации энергооборудования, а именно: экономичности, надежности и качества ведения режимов, сокращение вредных выбросов, минимизацию ошибок оператора. Сервисное обслуживание системы должно быть минимальным и гарантированным. Это главные направления работы, так как только на их основе современные

АСУ ТП ЗАО «Интеравтоматика» могут быть конкурентоспособными с многочисленными отечественными и зарубежными системами. Для решения этой задачи специалисты ЗАО «Интеравтоматика» используют взаимосвязанные принципы и подходы, основными из которых являются: выбор отвечающего задачам автоматизации ПТК, оптимальный объем автоматизации, активный маркетинг и комплексность услуг.

С момента создания ЗАО «Интеравтоматика» главным направлением его деятельности было комплексное решение задач автоматизации энергетических объектов. В спектр услуг ЗАО «Интеравтоматика» входят:

- консультации по вопросам автоматизации;
- подготовка технологического задания и исходных данных для разработки АСУ ТП;
- проектирование АСУ ТП;
- комплексное тестирование системы в сборе на заводе-изготовителе;
- поставка комплектных технических средств;
- шеф-монтаж и наладка;
- испытания и ввод в эксплуатацию;
- обучение персонала заказчика, в том числе и с использованием полномасштабных компьютерных тренажеров;
- сервисное обслуживание.

В настоящее время количество внедренных ЗАО «Интеравтоматика» АСУ ТП (их перечень приведен в таблице) приближается к 70, а к концу года должно достигнуть 80. Основной объем автоматизированных объектов составляют энергоблоки (42), причем наряду с традиционными (31) в их состав входят практически все российские ПГУ (9), а также энергоблоки первой российской геотермальной электростанции и первый российский полностью автоматизированный на базе микропроцессорной техники энергоблок 1000 МВт

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

Внедренные проекты ЗАО «Интеравтоматика» (данные о внедрении на апрель 2008 г.)

Автоматизиру- ваемое оборудование	Электростанция	Станци- онные номера	Год внедрения	Автоматизиру- ваемое оборудование	Электростанция	Станци- онные номера	Год внедрения	
Энергоблоки 800 МВт	ТЭС «Суйджун» (КНР)	1	1999	ПГУ-39	Сочинская ТЭС	1, 2	2004	
	Березовская ГРЭС	2	2000		Геотермальные энергоблоки 25 МВт	Мутновская ГеоЭС	1, 2	2002
		1	2001			АЭС	Калининская АЭС	3
	Пермская ГРЭС	2	2003					
		1	2006					
Энергоблок 500 МВт	Рефтинская ГРЭС	10	1997	Газотурбинная установка 110 МВт	Ивановская ГРЭС	—	2001	
		9	2006					
		7	2007					
Энергоблоки 300 МВт	Змиевская ГРЭС (Украина)	8	2003	Газорасшири- тельная станция 12 МВт	Среднеуральская ГРЭС	—	2001	
	ТЭС «Аксу» (Казахстан)	4	2003	Газотурбинная электростанция 50 МВт	ТЭС ОАО «Уралкалий»	—	2008	
		3	2006		Общестанцион- ный уровень блочных ТЭС	Северо-Западная ТЭЦ	—	2000
	Среднеуральская ГРЭС	10	2003	Мутновская ГеоЭС		—	2002	
	Конаковская ГРЭС	8	2004	Сочинская ТЭС		—	2004	
	Ириклинская ГРЭС	1	2004	Калининградская ТЭЦ-2 Ивановская ГРЭС		—	2005	
		3, 5	2005			—	2007	
	Ставропольская ГРЭС	4	2006					
	5	2005						
	Киришская ГРЭС	4	2005	Паровой котел 420 т/ч	Новгородская ТЭЦ	1	1995	
	2	2007			2	1997		
Энергоблок 250 МВт	ТЭЦ-25 Мосэнерго	7	2007	Паровые котлы 500 т/ч	Красноярская ТЭЦ-2	6	2002	
					Сакмарская ТЭЦ	4	2005	
Энергоблоки 200 МВт	Сургутская ГРЭС-1	16	2003	Турбоагрегаты ПТ-65	Орская ТЭЦ	10	2002	
Щекинская ГРЭС	1	2003	Волжская ТЭЦ		1	2003		
	2	2004			Сакмарская ТЭЦ	2	2004	
Харанорская ГРЭС	2	2006						
	1	2007						
Энергоблоки 100 МВт	ТЭС «Костолац» (Сербия)	—	2007					
Энергоблоки 55 МВт	ТЭС «Обра» (Индия)	2	2007	Турбоагрегат Р-85	Красноярская ТЭЦ-1	10	2003	
	1	2008	Химводоочистка	Нижекамская ТЭЦ	—	1999		
	ТЭС «Горазал» (Бангладеш)	1		2008	Конаковская ГРЭС	—	2004	
ПГУ-450	Северо-Западная ТЭЦ г. Санкт- Петербурга	1	2000		Среднеуральская ГРЭС	—	2008	
	Калининградская ТЭЦ-2	2	2005		БОУ	Сырдарьинская ТЭС (Узбекистан)	7, 8	2002
		1	2005					
	ТЭЦ-27 Мосэнерго	3	2007					
ПГУ-325	Ивановская ГРЭС	1	2007	Автоматический химконтроль	Псковская ГРЭС	1, 2	2001	
ПГУ-195	Дзержинская ТЭЦ	—	2006		Киришская ГРЭС	3	2005	
ПГУ-60С	ТЭЦ-28 Мосэнерго	—	2008	САРЧМ ГЭС	ГЭС «Хаобинь» (Вьетнам)	—	1995	

№ 3 Калининской АЭС, в проекте которого специалисты ЗАО «Интеравтоматика» полностью отвечали за автоматизацию II контура. Для всех вновь построенных электростанций, как видно из таблицы, ЗАО «Интеравтоматика» обеспечило, наряду с автоматизацией энергоблоков, разработку и внедрение АСУ ТП общестанционного уровня и общестанционных вспомогательных установок.

Преобладающее большинство автоматизированных объектов находится на территории России. В то же время разработанные ЗАО «Интеравтоматика» АСУ ТП внедрены и за рубежом: в странах СНГ (Украина, Казахстан, Узбекистан), в Китае, Сербии, Индии, Бангладеш и Вьетнаме.

Указанная технико-экономическая задача решается в проектах ЗАО «Интеравтоматика» на фоне резкого увеличения объемов нового строительства генерирующих мощностей по государственным и отраслевым программам России. В этих программах значительно (в разы) увеличиваются вводы современных парогазовых установок и пылеугольных паротурбинных энергоблоков. Это требует увеличения объема работ по АСУ, сокращения сроков выполнения проектов при повышении их качества.

Программно-технические комплексы

Разрабатываемые ЗАО «Интеравтоматика» АСУ ТП реализуются на базе ПТК фирмы Siemens. На первом этапе работы это был ПТК TELEPERM XP-R, который изготовлялся по лицензии во ВНИИА им. Н.Л. Духова и нашел широкое применение в проектах ЗАО «Интеравтоматика». Начиная с 2004 г. наряду с TELEPERM XP-R ЗАО «Интеравтоматика» начало внедрять ПТК SIMATIC PCS7 со специализированной библиотекой алгоритмов для электроэнергетики Power Solutions. В первую очередь ПТК SIMATIC PCS7 применялся для проектов частичной модернизации существующих АСУ ТП, в системах автоматического регулирования частоты и мощности (САЧМ) энергоблоков и в некоторых проектах общестанционных установок. Затем этот ПТК был успешно применен в полномасштабных АСУ ТП крупных энергообъектов, таких как ПГУ Сочинской ТЭС и энергоблоки 200 МВт Харанорской ГРЭС. На основе полученного положительного многолетнего опыта применение TELEPERM XP-R и SIMATIC PCS7 в новых проектах продолжается. И, наконец, с 2007 г. ЗАО «Интеравтоматика» начало разработку и внедрение АСУ ТП на базе новейшего ПТК четвертого поколения фирмы Siemens SPPA-T3000 [1]. Первые успешные проекты полномасштабных АСУ ТП с SPPA-T3000 были выполнены на энергоблоках ПГУ-450 ТЭЦ-27 и Т-250 ТЭЦ-25 Мосэнерго. Все перечисленные ПТК приемственны, особенно в базовом математическом обеспечении (МО), что позволяет эффективно использовать опыт, накопленный при ре-

ализации технологических алгоритмов, вне зависимости от типа устанавливаемого ПТК. Их отличают высокая надежность аппаратуры, высокоразвитое базовое и фирменное МО, наличие САПР, функции диагностики полевого оборудования. Именно недостаточная надежность работы отечественного полевого оборудования: отказы датчиков, арматуры, ложная информация о состоянии конечных выключателей и другие причины — не позволяли обеспечить работоспособность пошаговых программ и других сложных алгоритмов из-за необходимости постоянного контроля оперативным персоналом их работы. Использование в базовом ПО алгоритмов автоматической диагностики периферийных устройств, усовершенствованных ЗАО «Интеравтоматика» с учетом особенностей российского периферийного оборудования и условий его эксплуатации (в частности, организация электропитания), позволило обеспечить широкое внедрение пошаговых программ всех уровней, отключаемых блокировок и других алгоритмов управления.

Маркетинг

Автоматизация электростанций — чрезвычайно конкурентный рынок. Большинство конкурсов (тендеров) проходит с участием многих фирм, в числе которых лучшие российские и всемирно известные зарубежные. Для сохранения и упрочения позиций лидера в создании систем автоматизации тепловых электростанций и для того, чтобы высокотехнологичные, полнофункциональные АСУ ТП поставки ЗАО «Интеравтоматика», построенные на базе самых современных ПТК, могли получить одобрение потенциального заказчика, компания уделяет серьезное внимание маркетингу своих разработок и предложений. Сюда входят реклама и презентации разработок ЗАО «Интеравтоматика» на внутрироссийских и зарубежных выставках, конференциях и совещаниях (Электроэнергетика России, Power-Gen и др.), в отраслевых и профессиональных журналах и информационная работа с энергокомпаниями и электростанциями. Очень важна предконкурсная работа с проведением анализа состояния объекта, разработкой концепции автоматизации и обсуждением их с заказчиком. В основе политики маркетинга и работы с потенциальными заказчиками лежат достаточно весомые и серьезные аргументы:

самые современные и опережающие технику конкурентов высоконадежные ПТК фирмы Siemens;

привлечение высококвалифицированных специалистов для выполнения всех стадий проекта;

интересные и адекватные требованиям заказчика в техническом и экономическом планах предложения с глубокой проработкой технологического и аппаратного содержания АСУ ТП;

репутация надежного партнера для наших заказчиков;

опыт успешного сотрудничества с генерирующими компаниями, электростанциями и сильными ЕРС компаниями;

убедительный перечень выполненных АСУ ТП, особенно в области парогазовых технологий, в полномасштабной и частичной модернизации газомазутных и пылеугольных энергоблоков, автоматического регулирования частоты и мощности традиционных и парогазовых энергоблоков, в микропроцессорном регулировании и защите паровых и газовых турбин и других объектов;

успешно работающая с 2000 г. система менеджмента качества и защиты окружающей среды по ISO9001 и ISO14001;

тесная совместная работа со специалистами электростанций на всех этапах проекта, обеспечивающая максимальное удовлетворение требований заказчика;

привлечение постоянных (стратегических) партнеров для выполнения отдельных этапов работ (изготовление технических средств, разработка проекта и комплектация вспомогательного оборудования и электрических связей, монтаж и наладка);

всестороннее обучение специалистов заказчика как в ЗАО «Интеравтоматика», так и на площадке электростанции во время наладки и испытаний АСУ ТП; в некоторых проектах обучение проводится с применением тренажеров.

Автоматизация ПГУ

Создание ЗАО «Интеравтоматика» неслучайно совпало с развитием работ по проектированию первой в отечественной энергетике электростанции — Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга с ПГУ чисто утилизационного типа ПГУ-450 на базе газовых турбин V.94.2 фирмы Siemens, так как управление подобным оборудованием требует оснащения его высоконадежным и функционально развитым ПТК АСУ ТП. И хотя с момента его разработки, изготовления и тестирования для Северо-Западной ТЭЦ (1994—1997 гг.) до момента внедрения первого энергоблока ТЭЦ в 2000 г. прошло достаточно времени, выполненная тогда работа позволила заложить принципиальные решения по автоматизации подобного оборудования, нашедшие свое отражение в довольно успешном внедрении в 2005—2007 гг. АСУ ТП серии аналогичных энергоблоков: ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ (№ 2), Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-27 Мосэнерго, ПГУ-325 Ивановской ГРЭС (уже на базе российской газовой турбины GT-110 производства НПО «Сатурн»), а также АСУ ТП ПГУ меньшей мощности (ПГУ-39) Сочинской ТЭС, введенной в эксплуатацию в 2004—2005 гг. Для всех этих ПГУ и новых электростанций, где они были установлены, АСУ ТП были разработаны и внедрены специалистами ЗАО «Интеравтоматика».

К отличительным особенностям самих ПГУ утилизационного типа, в частности с двумя газовыми и од-

ной паровой турбинами, как объектов автоматизации и управляющих ими АСУ ТП относятся:

необходимость полной автоматизации пуска и начального нагружения газовой турбины, а также всех связанных с этим режимом операций по другому технологическому оборудованию ПГУ;

многообразие статических режимов работы энергоблока (с одной или двумя ГТ, а при определенной схеме теплофикационной установки и без ПТ), а соответственно, и динамических режимов перехода из одного из них в другой, и необходимость высокой степени автоматизации таких переходных режимов;

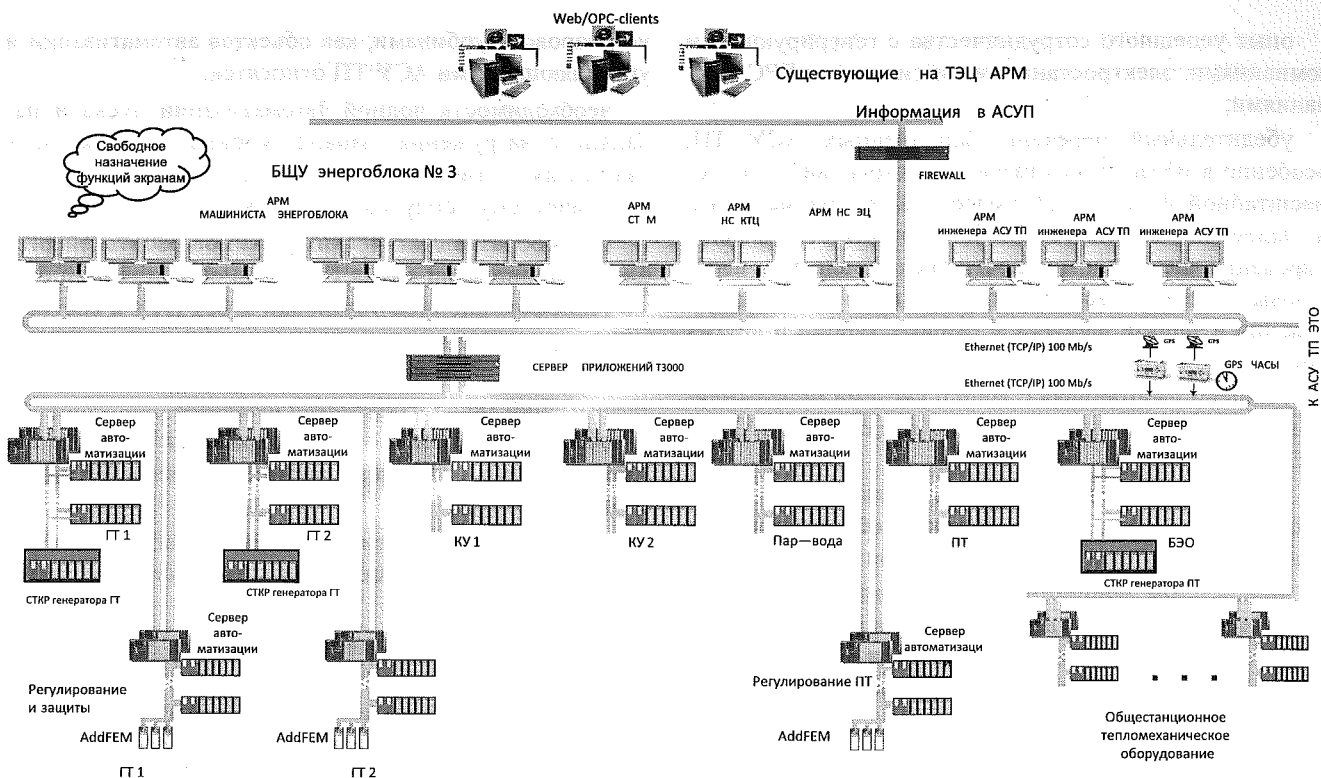
обеспечение возможности сохранения в работе остальных турбин ПГУ при аварийном останове одной из них;

сложности управления уровнем в барабанах котлов-утилизаторов в процессе пуска ГТ и аварийного останова ГТ и ПТ;

существенно бóльшая по сравнению с традиционными энергоблоками доля автоматизируемого электро-технического оборудования (три генератора вместо одного) и необходимость использования общих решений по управлению тепломеханическим и электротехническим оборудованием, а также организация эффективного цифрового обмена информацией с рабочими местами начальника смены станции и начальника смены электротехнического оборудования на центральном щите управления;

обеспечение возможности управления ПГУ одним оператором-технологом и, следовательно, необходимость одинакового операторского интерфейса для всего оборудования ПГУ с учетом поставки локальных АСУ ТП газовых и паровой турбин (полностью или частично функциональных) заводами-изготовителями этих турбин на принятых ими технических средствах.

Все эти факторы существенно повлияли на развитие технических решений по построению АСУ ТП самих ПГУ и общестанционного уровня электростанций. Одно из них — интеграция локальных систем управления турбинами в блочную АСУ ТП. Если для ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ в соответствии с существовавшими в начале 90-х годов прошлого столетия решениями были предусмотрены специализированные контроллеры электрической части системы регулирования и защит (ЭЧСРиЗ) газовых турбин и ЭЧСР паровой турбины, существенно отличающиеся от ПТК АСУ ТП энергоблока, то для ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 контроллеры защит ГТ и ЭЧСР ПТ были выполнены на том же ПТК TELEPERM XP-R (ТПТС-51), что и основная АСУ ТП. Для ПГУ-325 и ПГУ-450 ТЭЦ-27 Мосэнерго все локальные системы управления ГТ и ПТ выполнены на базе того же ПТК, что и блочная АСУ ТП: TELEPERM XP-R для Ивановской ГРЭС и SPPA-T3000 для ТЭЦ-27 Мосэнерго. Также для этих двух ПГУ вместо использованных в предыдущих про-



Структурная схема АСУ ТП энергоблока № 3 ТЭЦ-27 Мосэнерго

ектах гидравлических регуляторов скорости паровых турбин установлены микропроцессорные системы.

В качестве примера на рисунке приведена структурная схема АСУ ТП ПГУ-450 (энергоблок № 3) ТЭЦ-27 Мосэнерго, выполненная на базе ПТК SPPA-T3000 [1]. Контроллерный уровень АСУ ТП построен по функционально-групповому принципу и включает в себя серверы автоматизации:

блочного уровня, поставляемые в составе АСУ ТП энергоблока (газовых турбин ГТ1 и ГТ2, котлов-утилизаторов КУ1 и КУ2, паровой турбины ПТ, общеплодного технологического оборудования пар — вода и блочного электротехнического оборудования);

ЭЧСРиЗ ГТ и ЭЧСР ПТ, поставляемые комплектно с газовыми и паровой турбинами;

связанного с данным энергоблоком общестанционного тепломеханического оборудования (циркуляционной насосной станции, хозяйства жидкого топлива и т.п.).

Все серверы автоматизации типа SIMATIC S7-417 являются резервированными. К контроллерам ЭЧСРиЗ ГТ и ЭЧСР ПТ подключены кроме обычных блоков управления и связи с объектами (УСО) также функциональные модули повышенного быстродействия FM-458 и их специализированные УСО AddFEM.

Сервер приложений Т3000 является web-сервером и поддерживает в качестве web-клиентов автоматизированные рабочие места оперативного и обслуживаю-

щего персонала (машинистов, начальников смен, инженеров АСУ ТП). Через межсетевой экран Firewall организована связь с АСУ ТП электростанции. Кроме того, обеспечено взаимодействие с АСУ ТП электротехнического оборудования: релейные защиты, общестанционный уровень и т.п.

Автоматизация энергоблоков с пылеугольными котлами

Одной из важнейших задач, не решенных в течение долгого времени в отечественной энергетике, была автоматизация крупных энергоблоков 500, 800 МВт с пылеугольными прямоточными котлами, оснащенными пылесистемами прямого вдувания пыли, причем основная проблема заключалась в управлении процессом подачи и сжигания топлива. Первым подобным проектом для ЗАО «Интеравтоматика» была полномасштабная АСУ ТП пылеугольного энергоблока 500 МВт (энергоблок № 10) Рефтинской ГРЭС, внедренная в 1997 г. В этом проекте [2] удалось реализовать рекордный для отечественных энергоблоков и соответствующий аналогичному зарубежному оборудованию уровень автоматизации не только работы в регулировочном диапазоне нагрузок, но и в пусковых режимах, в которых с оперативного персонала были сняты наиболее ответственные и сложные задачи управления. Объем автоматизации включал в себя не только обеспечение всережимной работы более 150 регуляторов энер-

гоблока, но и более 80 логических программ, в том числе около 40 пошаговых. Решение ключевой проблемы автоматизации процесса горения осуществлялось [3] реализацией многосвязных АСР каждой пылесистемы, многосвязной АСР общего расхода топлива и питательного узла с многоконтурной температурной коррекцией, систем автоматического учета технологических ограничений по каждой пылесистеме и подаче топлива в целом, шаговых программ пуска-останова пылесистем. Большинство перечисленных решений были новаторскими и впервые были использованы на практике.

В дальнейшем предложенные решения с учетом особенностей автоматизируемого оборудования были внедрены в составе полномасштабных АСУ ТП на энергоблоках 800 МВт ТЭС «Суйджун» в Китае (№ 1 и 2) и Березовской ГРЭС (№ 1 и 2), 300 МВт ТЭС «Аксу» в Казахстане (№ 3 и 4), 200 МВт Харанорской ГРЭС (№ 1 и 2). В последние годы такие решения реализованы в информационно-регулирующей системе на остальных энергоблоках 500 МВт Рефтинской ГРЭС.

Рассмотренные объекты имеют разные типы систем прямого вдувания: молотковые мельницы на Рефтинской ГРЭС и ТЭС «Аксу», среднеходные мельницы на ТЭС «Суйджун», мельницы-вентиляторы на Березовской и Харанорской ГРЭС.

Внедрение САРЧМ на энергоблоках Березовской, Рефтинской и Харанорской ГРЭС и испытания на соответствие требованиям общего первичного регулирования частоты показали, что при выполненной предложенным образом АСР подачи топлива и соответствующих решениях по построению самой САРЧМ динамические характеристики энергоблоков с пылеугольными котлами лишь незначительно отличаются от характеристик энергоблоков равной мощности с газомазутными котлами [4].

Система АРЧМ. Регулирование турбин

Существенный объем работ ЗАО «Интеравтоматика» в последние годы составляют проекты по САРЧМ. Это обусловлено новыми требованиями к электростанциям по их участию в рынке системных услуг продажи электроэнергии необходимого качества в нормальных и аварийных режимах энергосистем. Соответствующие нормы были разработаны в приказах РАО «ЕЭС России» и Стандарте СО-ЦДУ, определяющих качество характеристик энергоблоков и условия их участия в нормированном первичном (НПРЧ) и автоматическом вторичном регулировании частоты (АВРЧ). Специалисты ЗАО «Интеравтоматика» осуществили соответствующие проекты на 11 газомазутных энергоблоках Пермской, Ириклинской, Конаковской, Киришской, Ставропольской ГРЭС; в настоящее время на девяти из них получены сертификаты соответствия требованиям Стандарта СО-ЦДУ [4]. В некоторых проектах по САРЧМ были реализованы системы общего первично-

го регулирования частоты. Это в первую очередь относится к пылеугольным энергоблокам и ПГУ.

Разработка и реализация этих проектов явились важным этапом деятельности ЗАО «Интеравтоматика». Они не только позволили занять лидирующие позиции по количеству проектов САРЧМ и разнообразию типов энергоблоков, но и потребовали разработки многих новых технических решений. В этих проектах были оптимизированы схемы регуляторов мощности энергоблока в нормальных и аварийных режимах, в которые были включены автоматическая система аварийной разгрузки блока (АСАРБ), противоаварийная автоматика (ПАА), системы учета технологических ограничений, необходимый объем автоматических регуляторов котла, системы автоматического управления горелками. Важной особенностью блочных САРЧМ является система автоматического общестанционного регулирования мощности, один из вариантов которой реализован на Ириклинской ГРЭС.

Необходимая составляющая решения задач НПРЧ — микропроцессорное электрогидравлическое регулирование паровых турбин, разработанное для основных типов блочных турбин на всех ПТК, применяемых ЗАО «Интеравтоматика» [5]. Только такое регулирование турбин позволяет получить требуемые Стандартом СО-ЦДУ характеристики по нечувствительности (± 10 мГц), высокому темпу изменения мощности, возможности оперативного изменения статизма, поддержания мощности турбины с точностью 1 % номинальной при отклонениях частоты.

В этом ряду стоит и разработка АСУ ТП ГТЭ-110 НПО «Сатурн» [6], которая предназначена для применения в составе ПГУ-325, ПГУ-170 и установок других мощностей, а также ГТУ ТЭЦ. В этом проекте были впервые внедрены разработанные по заданию и при участии ЗАО «Интеравтоматика» новые быстродействующие модули на основе технических средств ХР-Р российского производства для реализации регуляторов частоты вращения, температуры и мощности газовой турбины, а также противоаварийной автоматики. Новые алгоритмы регулирования, логического управления и шаговые программы обеспечили автоматический пуск, нагружение, надежную работу ГТЭ-110 на всех нагрузках как автономно на испытательном стенде ГТ-110, так и в составе ПГУ-325 Ивановской ГРЭС. Характеристики САРЧМ соответствуют всем современным требованиям.

Еще одним направлением развития микропроцессорных систем управления турбинами стала электронная защита турбин от разгона, выполненная на энергоблоках № 1—3 Пермской ГРЭС и № 5 Ставропольской ГРЭС.

Модернизация АСУ ТП

Параллельно с новым строительством активно расширяется модернизация оборудования электростан-

ций. Модернизация АСУ ТП — важная часть работ ЗАО «Интеравтоматика», требующая специальных подходов к постановке задачи. Принципиальным положением при модернизации является не сохранение прежних функций АСУ ТП, а такое их расширение, которое дает автоматизируемому оборудованию новые качества:

выполнение новых требований нормативов и стандартов, в частности решение энергосистемных задач;

повышение экологических характеристик;

создание возможности для продления ресурса и увеличение межремонтных периодов;

снижение отказов и остановов из-за сбоев в работе АСУ ТП и неверных действий персонала;

снижение эксплуатационных, в том числе ремонтных, затрат на АСУ ТП.

Реализация такого подхода в полном объеме практически приводит к полномасштабной модернизации АСУ ТП с полной заменой технических средств (не считая полевого оборудования). В условиях финансовых и временных возможностей заказчика вероятна частичная модернизация — как вынужденное решение из-за недостатка средств, времени, необходимости срочно внедрить АРЧМ, систему управления горелками и т.п. Выбор оптимального решения требует тщательного анализа технического состояния средств контроля и управления, в том числе и периферийных, что позволяет определить рациональный объем сохраняемого в процессе модернизации существующего оборудования.

Типовые задачи частичной модернизации в энергетике — это выполнение требований норм, стандартов и приказов директивных органов. К ним относятся: выполнение на энергоблоках требований по общему или нормированному первичному и автоматическому вторичному регулированию частоты, модернизация системы управления горелками с учетом требований взрывопожаробезопасности, соблюдение норм по снижению вредных выбросов в окружающую среду и др. Эти работы зачастую могут рассматриваться как первый этап последующей полномасштабной модернизации АСУ ТП. В этом случае с самого начала проектирования необходим такой подход, который обеспечивал бы суммарные минимальные затраты средств и времени для последующего расширения АСУ ТП до полного объема. Например, поэтапная модернизация была применена ЗАО «Интеравтоматика» для энергоблоков 200 МВт Харанорской ГРЭС.

Специалисты ЗАО «Интеравтоматика» приобрели богатый опыт как полномасштабной, так и частичной модернизации, на пылеугольных и газомазутных энергоблоках разной мощности. В течение длительного периода это был основной объем работ, поскольку новое строительство было очень ограничено. Различные варианты технических и организационных решений в

проектах модернизации АСУ ТП представлены в некоторых статьях этого номера.

Тренажеры

Сложность технологического производства на современной электростанции, особенно на парогазовых установках, нехватка квалифицированного персонала и внедрение микропроцессорных АСУ ТП со значительно большим объемом автоматизации и совершенно новым принципом работы персонала через мониторы и новыми функциями по управлению энергоустановками сделали актуальным применение в процессе обучения тренеров нового поколения. Такие тренажеры должны быть полномасштабными, т.е. максимально точно воспроизводить технологический процесс, алгоритмы управления, динамику работы ПТК и периферийного оборудования АСУ ТП и полностью повторять человеко-машинный интерфейс — рабочие места операторов энергоблока. Такие тренажеры были разработаны ЗАО «Интеравтоматика» и фирмой «Энико ТСО» для парогазовых энергоблоков Сочинской ТЭС и ПГУ-450 ТЭЦ-27 Мосэнерго [7]. Практика их внедрения и освоения, особенно на ТЭЦ-27, показала, что важной дополнительной функцией таких тренажеров является возможность на этапе проектирования и наладки АСУ ТП тестировать и корректировать алгоритмы автоматического регулирования и логического управления, что особенно актуально при создании АСУ ТП для объектов с новой технологией. Именно на тренажере ТЭЦ-27 Мосэнерго удалось проверить и оптимизировать некоторые алгоритмы, скорректировать параметры настройки, что упростило наладку соответствующих регуляторов и логических программ на реальном оборудовании.

Список литературы

1. Сви́дерский А.Г., Харпель Х. Новые технические средства для автоматизации объектов энергетики // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 9—13.
2. АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Л.Л. Греков, В.А. Биленко, Н.Н. Деркач и др. // Электрические станции. 2002. № 5. С. 61—68.
3. Разработка и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / В.А. Биленко, Н.Н. Деркач, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский // Теплоэнергетика. 1999. № 10. С. 2—9.
4. Разработка и внедрение АРЧМ крупных энергоблоков / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 13—26.
5. Черномзав И.З., Нефедов К.А. Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 27—33.
6. АСУ тепловыми процессами ГТЭ-110 — первой отечественной высокотемпературной газовой турбины большой мощности / И.З. Черномзав, Д.А. Жежеря, Р.В. Мухарьямов, А.А. Пережогина // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 61—68.
7. Полномасштабный тренажер для обучения оперативного персонала энергоблока ПГУ-450 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» / К.А. Молчанов, В.П. Страшных, Д.А. Жежеря, О.А. Маневская // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 69—76.

Новые технические средства для автоматизации объектов энергетики

Свидерский А.Г.¹, канд. техн. наук, Херпель Х.², инж.

ЗАО «Интеравтоматика»¹ — Siemens PGL²

Приведено краткое описание особенностей нового программно-технического комплекса SPPA-T3000, предназначенного для автоматизации процессов в энергетике. Выделены отличия архитектуры системы, основанные на модели web-систем.

Задачи управления в энергетике характеризуются широким спектром требований к быстродействию, надежности, готовности, организации операторского интерфейса, к условиям эксплуатации и потребительским функциям, таким как эффективность применения, функциональность, простота обслуживания, наличие сервиса и др. Все это, в свою очередь, формирует требования к программно-техническим комплексам (ПТК) и указывается в отраслевых руководящих документах. Следует отметить, в частности, что с учетом развития средств автоматизации и накопленного опыта отраслевые требования к ПТК (нормы, вышедшие в свет в 2002 г.) нуждаются в пересмотре и уточнении.

Многолетний опыт работы фирмы Siemens на мировом рынке, а также опыт ЗАО «Интеравтоматика» в области разработки и внедрения АСУ ТП в России показывают, что применение разумно построенных в аппаратном и программном плане ПТК позволяет получить реальный эффект от автоматизации.

Современные ПТК дают возможность создать надежно и эффективно работающую систему в весьма короткие сроки, что крайне важно для решения задач модернизации. Сокращение сроков связано с применением отработанных решений с использованием ПТК, исходно разрабатываемых как система, с наличием мощных многопользовательских средств разработки и внедрения, с всесторонней допоставочной проверкой оборудования. Всем этим требованиям соответствуют системы, базирующиеся на технике фирмы Siemens и используемые ЗАО «Интеравтоматика».

Путь развития микропроцессорных средств управления фирмы Siemens — от простейших до комплексных распределенных систем с развитыми возможностями реализации, так называемых IT-решений. В на-

стоящее время в арсенале ЗАО «Интеравтоматика» три системы: TELEPERM XP-R, PCS7 и SPPA-T3000*.

По TELEPERM и PCS7 было довольно много публикаций (в частности, [1]), поэтому в данной статье они подробно рассматриваться не будут. Следует отметить лишь, что это «живые» системы, на которых реализуются и будут выполняться в будущем проекты автоматизации. Эти системы обладают функциональной полнотой, надежностью и другими важными свойствами, поэтому имеют своих сторонников и, несомненно, заслуживают внимания.

Новый ПТК SPPA-T3000, который вышел на мировой рынок и, это знаменательный факт, на рынок России в 2005—2006 гг., является последней разработкой фирмы Siemens в области автоматизации электростанций. В архитектурном плане SPPA-T3000 относится к последнему, четвертому, поколению программно-технических комплексов [2].

Первое поколение систем появилось на электростанциях в 60-х годах прошлого века. Это были так называемые управляющие ЭВМ, которые применялись в основном на АЭС. Развитие микропроцессоров расширило эти системы локальными PLC (программируемыми логическими контроллерами).

Второе поколение ПТК (80-е годы) связано с появлением локальных сетей, позволивших объединить разрозненные контроллеры в единую систему, создать мощные средства операторского интерфейса, единые средства проектирования и т.п. Эра таких систем не окончена, и абсолютное большинство имеющихся на рынке программно-технических комплексов — представители именно этого поколения. Верхней точкой развития систем второго поколения можно считать системы с клиент-серверной архитектурой.

Следующее, третье, поколение — так называемые web-enabled, т.е. расширенные web-возможностями, системы. Обычно это системы с клиент-серверной ар-

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

²910053, Germany, Erlangen, Frauenaurenher str., 85. Siemens Energy Sector PGL122.

* TELEPERM, PCS7, SPPA-T3000 — торговые марки систем Siemens.

хитектурой, в которых роль одного из клиентов играет web-сервер, обеспечивающий расширение АСУ ТП благодаря использованию web-клиентов в основном для организации дополнительных рабочих мест оперативного или обслуживающего персонала. Web-enabled ПТК — это, в частности, TELEPERM XP-R и PCS7.

К системам четвертого поколения относятся web-based системы, суть которых заключается в том, что Интернет-технология или web-технология с ее трехуровневой моделью (уровни представления, обработки и данных) является не надстройкой, а основой, ядром системы.

Существуют и другие подходы к делению систем на этапы развития, однако именно такое деление позволяет понять, в чем заключаются новизна и преимущества новой системы. Необходимо отметить, что появление новой системы — это результат развития систем автоматизации, их предметной (в данном случае электростанции) направленности и бурного прогресса сетевых технологий передачи данных, IT-решений, мира Интернет, медийных приложений и т.п. Можно считать, что SPPA-T3000 — квинтэссенция современного уровня развития информационных технологий в их приложении к автоматизации технологических процессов.

В соответствии с трехуровневой (трехъярусной) моделью SPPA-T3000 имеет уровень представления данных (клиентский ярус), уровень обработки данных (ярус прикладных алгоритмов и переработки данных) и уровень данных (ярус информационных источников).

Уровень представления данных (клиентский ярус) строится на так называемых «тонких» клиентах (Thin Client). Требованием к этим устройствам помимо возможностей сетевого обмена через TCP/IP является наличие Интернет-браузера, поддерживающего выполнение Java-апплетов (приложений виртуальной Java-машины). Такого рода web-терминал может строиться на самых разных платформах, в частности, таким терминалом может быть и устройство PDA. Никакого иного программного обеспечения на клиентах не устанавливается и не требуется. Все, что необходимо пользователю в соответствии с его статусом и задачами (например, оператору, инженеру, наладчику и т.п.), подгружается с сервера приложений. Такое построение уровня автоматизированного рабочего места операторов, инженерно-технического персонала снижает требования к применяемым техническим средствам, а также обеспечивает простую интеграцию системы в существующую инфраструктуру заказчика.

Уровень обработки (ярус прикладных алгоритмов и переработки данных) представлен устройствами двух типов: сервером приложений и сервером автоматизации.

Существуют различные варианты исполнения сервера приложений: это в первую очередь отказоустойчивое исполнение, когда в едином серийном устройстве происходит аппаратное резервирование компонен-

тов (процессоров, памяти, устройств ввода-вывода и т.п.). Коэффициент готовности таких устройств не ниже 99,999 %.

Возможно применение и нерезервированного сервера, а также сервера с так называемым распределенным резервированием (distributed redundancy). Суть такого сервера — полное взаимное резервирование двух серверов. Серверы приложений можно «размножить», т.е. использовать в одной системе несколько устройств с возложением на них различных прикладных функций. Но и в этом случае конечный пользователь будет видеть весь пул серверов приложений как единое виртуальное пространство.

В качестве серверов автоматизации применяются контроллеры SIMATIC S7-400. В серверах автоматизации выполняются задачи реального времени, причем как для очень быстрых процессов, например при регулировании турбин с цифровым позиционированием клапанов, так и для относительно медленных процессов, например регулирования температур, автоматизации пуска и прогрева элементов и т.п.

Отказоустойчивые сети Industrial Ethernet связывают ярусы и элементы ярусов между собой. В настоящее время такие сети являются фактически стандартными для большинства систем, и промышленная аппаратура для них выпускается различными производителями. В SPPA-T3000 используются сети со скоростью передачи до 1 Гб/с и носители различных типов (оптоволокно, медь, радиоканал). В сетях предусмотрены межсетевые экраны, позволяющие организовать различные политики безопасности при интеграции SPPA-T3000 в сети электростанции, связи с системами других поставщиков и т.п.

На уровне (ярусе) данных представлены все устройства ввода-вывода информации (устройства связи с объектом — УСО). К ним относятся и УСО, входящие в номенклатуру SIMATIC, и «интеллектуальные» УСО со встроенными возможностями автономной обработки данных, например для решения задач аварийного управления приводом и других подобных задач, и средства быстрой (менее 5 мс) обработки данных, необходимые, в частности, при реализации управления турбинами.

В качестве источников или потребителей данных можно использовать «интеллектуальные» полевые устройства, такие как приводы SIPOS 5, AUMATIC, DREHMO I-MATIC, датчики SITRANS PDS III и др. Связь с УСО и другими устройствами ведется с помощью PROFIBUS DP и PA.

Система открыта для взаимодействия с внешним миром: обмен данными можно производить по протоколам OPC (клиент и сервер), Modbus, МЭК 61850, МЭК 60370-5-101 (4), DNP3.0. Последние позволяют интегрировать в единую систему как АСУ ТП ТМО (тепломеханическим оборудованием), так и АСУ ТП ЭТО (электротехническим оборудованием). Протокол

МЭК 61850, построенный на базе Ethernet-технологии, — последняя разработка в области автоматизации подстанций — позволяет использовать в рамках Т3000 на уровне «интеллектуальных» источников данных терминалы микропроцессорных защит (МП РЗА), устройства управления ячейкой и синхронизаторы линейки SIPROTEC 4 (Siemens) или иных производителей, поддерживающие протокол МЭК 61850.

Для решения задач обмена и связи с внешними системами на уровне обработки данных используется сервер автоматизации CM104.

В SPPA-T3000 предусмотрена возможность резервирования на всех уровнях иерархии: серверов автоматизации, сетей, УСО и т.п. Важным аспектом SPPA-T3000 является возможность реализации встроенными средствами так называемых «Fail-safe» (F) (отказобезопасных систем) и FN-систем (отказобезопасных с высокой готовностью — упрощенно резервированных F-систем). Эти системы удовлетворяют нормам МЭК 61508; класс от SIL1 до SIL3, DIN V19250/DIN VDE 0801, класс от AK1 до AK6 и др. Имеется соответствующий сертификат российских надзорных органов.

Таким образом, даже столь краткий обзор технических средств, входящих в SPPA-T3000 или стандартно интегрируемых в нее, позволяет сделать вывод о том, что для электростанции все задачи автоматизации, как ТМО, так и ЭТО, могут быть решены одной системой — SPPA-T3000.

Можно с уверенностью сказать, что принципиальное отличие SPPA-T3000 от других систем находится в области программного обеспечения. Принятая архитектура и способ представления данных позволяют пользователю (инженеру-разработчику, оператору, наладчику, обслуживающему персоналу) «общаться» с системой на понятном индивидуально легко настраиваемом языке. Это общение происходит через web-браузер. Причем одновременно и параллельно могут работать разные пользователи, решающие самые различные задачи. Все эти пользователи по существу общаются с одним предметом — АСУ ТП, работают с одной и той же информацией, но имеют разный взгляд на этот предмет и по-разному интерпретируют информацию.

Система SPPA-T3000 как раз и построена так, что любому пользователю предоставляется именно тот «вид» системы, который ему нужен. Так, например, наладчику, осуществляющему настройку регулятора, требуются структурная схема, значения параметров, график и т.п., а также возможность «на ходу» изменять структурную схему, включать ее в работу, анализировать результат, «откатываться» назад и т.д. Все это SPPA-T3000 предоставляет в соответствии с системой паролей и прав. Более того, пользователь может временно или для постоянного использования собрать свой «вид», который в наибольшей мере соответствует характеру его деятельности.

Так как система едина и неделима, а все данные (текущие значения переменных, приписанные им свойства, проект, результаты архивирования и т.п.) существуют в системе один раз, принципиально невозможны расхождение или потеря данных.

Система создана на базе языка Java. В ней используются: HTML как стандартный формат всех документов, XML — как формат обмена данными, HTTP как средство «передачи» данных. Все это делает систему платформонезависимой.

На «тонких» клиентах работают Интернет-браузер и виртуальная Java-машина. При соединении клиента с сервером приложений (его web-частью) необходимые Java-приложения (программы) подгружаются в клиента и исполняются виртуальной Java-машиной, которая, в свою очередь, взаимодействует с оригинальной операционной системой «тонкого» клиента.

При формировании того или иного «взгляда» на систему на «тонком» клиенте вызывается нужная HTML-страничка, запускаются на исполнение необходимые Java-апплеты (Applet), активизируются Плагины (Plug-in) и поднимается соответствующий сервис (Servlet) на сервере приложений, т.е. полностью реализуется типовая процедура взаимодействия web-клиент — web-сервер. Это дает, во-первых, снижение стоимости средств операторского интерфейса и других АРМ. Во-вторых, резко упрощаются обслуживание, замена и модификации этого уровня системы. В-третьих, расширяются границы системы: при использовании межсетевых экранов и защищенных (VPN) каналов принципиально возможен доступ к системе из любой точки мира, а значит, появляется возможность обеспечить удаленное обслуживание и поддержку, а также предоставить любую необходимую информацию на вышестоящие уровни управления (АСУП электростанции, энергопредприятия и т.п.).

Отличительной чертой SPPA-T3000 и, в первую очередь, программного обеспечения уровня обработки (серверы приложений и автоматизации) является полная интеграция всех необходимых подсистем в единую программную систему. Для примера, все существующие в настоящее время ПТК, в том числе и комплексы Siemens предыдущего поколения, имеют различные функциональные части, выполненные по разным технологиям (рис. 1).

Есть отдельные инженерная станция, архивная станция, контроллеры, автоматизированные рабочие места операторов и т.п. Все эти компоненты обычно имеют свое собственное программное обеспечение, иногда построенное на различных платформах. Эти подсистемы связывают между собой для обеспечения их совместной работы: между программными компонентами осуществляется обмен данными, результатами compilаций и т.п.

В любой, даже самой современной системе, построенной на относительно автономных компонентах,

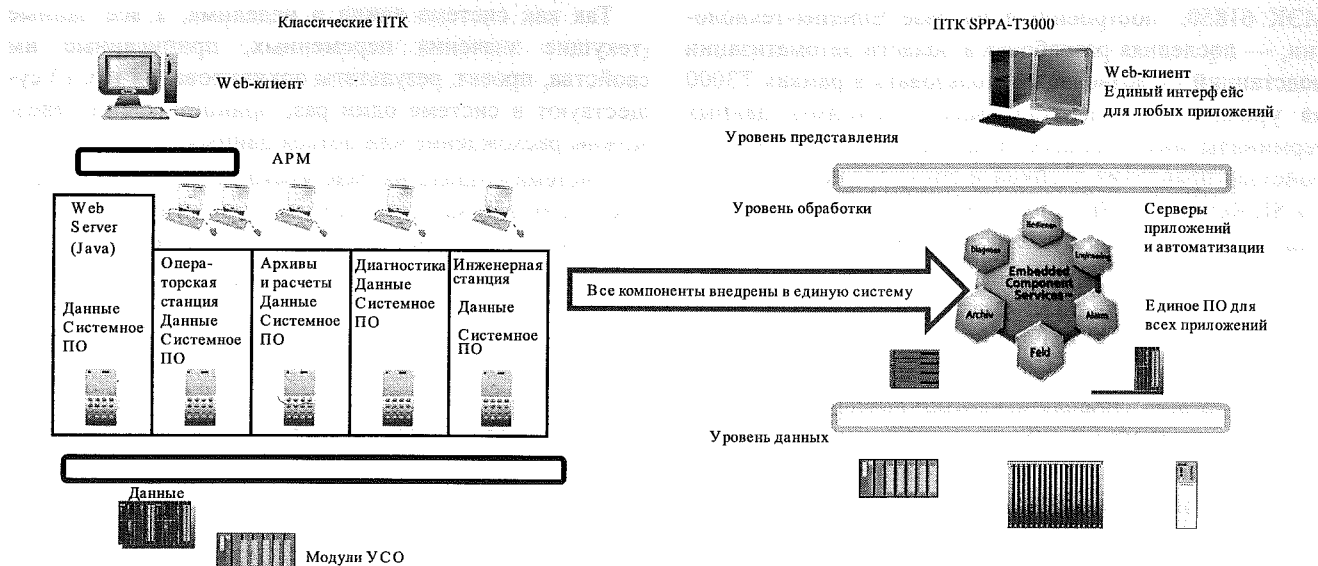


Рис. 1. Структуры из набора компонентов и со встроенными компонентами

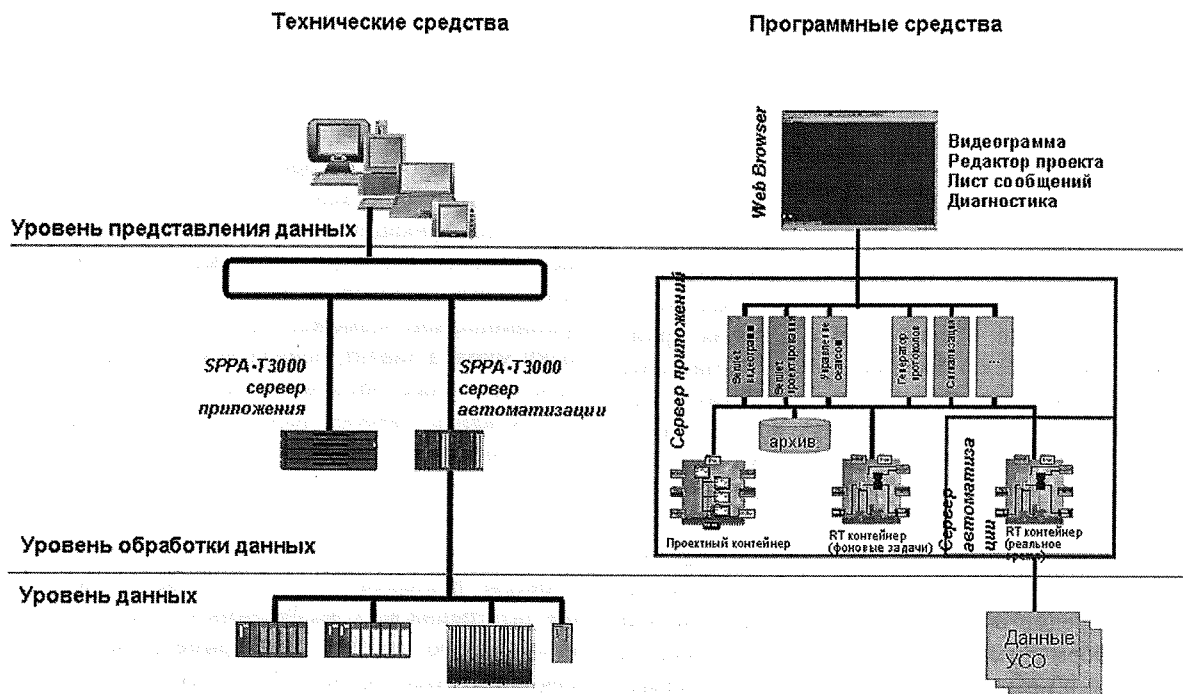


Рис. 2. Архитектура системы

возможны «разбежка» данных, их несоответствие в разных программных подсистемах, возникают проблемы обслуживания и сопровождения таких систем.

В SPPA-T3000 все компоненты, как программные, так и аппаратные, уже встроены в систему (рис. 2). Не существует компонентов вне системы, вне единого поля информации, вне единых принципов внутреннего взаимодействия компонентов между собой. Эта идея, имеющая название ECS® (embedded component services), является краеугольным камнем всей архитектуры SPPA-T3000 и ее уровня обработки данных.

Программное обеспечение этого уровня (см. рис. 2) построено на базе Java, XML, HTTP и укрупнено, состоит из сервисов-сервлетов (servlet), обслуживающих уровень представления данных (например, сервлеты операторского интерфейса, инжиниринга, протоколов и т.п.). Эти сервисы взаимодействуют с системой контейнеров, имеющих единообразную структуру и отвечающих за различные свойства SPPA-T3000. Все эти контейнеры, как соты, связаны друг с другом и сервисами типовым способом через единое пространство объектов.

Проектный контейнер — основа описания системы. В нем хранятся и организуются структура проекта, топология технических средств, видеограммы, функциональные схемы, вся документация. Этот контейнер отвечает за постоянное сохранение, отслеживание изменений (ревизий), учет текущего состояния результатов инжиниринга.

Следует отметить, что в SPPA-T3000 не существует понятий «компиляция» и «загрузка» в обычном для ПТК третьего поколения понимании. Они фактически отсутствуют. Программное обеспечение устроено так, что любые изменения в системе, которые проводятся и в принципе могут быть проведены исключительно через инженерное представление данных (engineering view) на рабочих местах соответствующего персонала, могут быть «подтверждены», т.е. сохранены одновременно как в проектном контейнере, так и в контейнере реального времени (RT-контейнер). При этом такие изменения еще не «вступили» в работу, но готовы к этому. Имеется возможность «откатиться» к предыдущему состоянию. Только при подаче команды «Активизация» изменения в RT-контейнере вступают в силу и исполняются на следующем цикле обработки.

Однако и эти, уже вступившие в силу изменения еще не окончательны. Даже в этом состоянии пользователь может отступить назад, и только после команды «Подтвердить (принять) изменения» эти изменения становятся окончательными.

Вся рассмотренная процедура реально занимает несколько секунд даже на очень больших системах, что является несомненным успехом разработчиков и подтверждает правильность идей, заложенных в архитектуру системы. Например, для конкретной системы, состоящей из 1 000 функциональных блоков и примерно 8 000 связей, требуется всего 15 с для загрузки и активизирования данных в RT-контейнерах.

Все элементы (компоненты) SPPA-T3000 имеют единую структуру данных, отражающую те характеристики любого объекта, которые интересны при том или ином взгляде на систему и соответствуют определенным свойствам. Например, это текущие данные, архивные данные, параметры, другие свойства, диагностическая информация и т.п.

Элементами (компонентами) проектного контейнера являются функциональные блоки. Библиотека блоков требует отдельного описания, которое заняло бы слишком много места. Следует отметить лишь то, что по функциональной полноте, охвату реальных задач, возникающих при автоматизации электростанции, эта библиотека, будучи развитием программного обеспечения Siemens, превосходит своих предшественников.

Кроме функциональных блоков имеются так называемые «заместители» или модули доступа (проху) — виртуальные представления физических устройств ввода-вывода, обмена данными (например, OPC-проху) и т.п. Как и любой другой компонент, проху имеют ана-

логичные структуры данных и набор свойств и используются при проектировании (конфигурировании) системы наравне с остальными элементами, такими как функциональные блоки. Проху сопровождают любой физический элемент системы. Особую роль играет проху управления, отвечающий за координацию всех программных компонентов и являющийся «представителем» операционной системы, серверов, сетевого обмена и т.п.

В SPPA-T3000 представлены широчайшие возможности визуализации, сигнализации, проведения расчетов с использованием «энергетической» библиотеки, протоколирования и архивирования.

Особо следует отметить систему архивирования, которая обеспечивает практически неограниченные возможности хранения и работы с архивами, изменения набора архивируемых данных в режиме он-лайн, одновременное хранение данных с разрешением от миллисекунд до часов, суток и т.п.

Широкий набор средств диагностики позволяет своевременно выявить и проанализировать вплоть до мельчайших деталей любую ситуацию как с техническими средствами, так и с программным обеспечением.

Помимо RT- и проектного контейнеров имеются и другие — те, которые отвечают за задачи, решаемые не в «жестком» реальном времени, выполняемые в сервере приложений, за обмен между контейнерами и т.п.

Уже из приведенного краткого описания лишь очень незначительной части SPPA-T3000 видно, что эта система — новый шаг в развитии средств автоматизации.

Использование программно-технического комплекса SPPA-T3000 позволяет автоматизировать все технологические процессы, характерные для электростанций, включая такие специфические, как регулирование паровых и газовых турбин и автоматизация ЭТО. Новые архитектурные решения как в области технических средств, так и в области программного обеспечения делают систему простой в проектировании и последующем использовании, а малое число компонентов упрощает сервис. Принятые решения позволили разработчикам не привязываться к конкретным платформам, а это значит — повысить устойчивость к изменениям конъюнктуры рынка IT.

На SPPA-T3000 в России выполнен ряд проектов. Наиболее крупным из них, реализованным совместно ООО «Сименс» и ЗАО «Интеравтоматика», является АСУ ТП ТМО и ЭТО энергоблока ПГУ-450, а также общестанционного оборудования и систем ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго». Внедрение SPPA-T3000 на ТЭЦ-27 и других объектах подтвердило во многом уникальные свойства системы.

Список литературы

1. Сви́дерский А.Г., Херпель Х., Кишкин В.Л. Технические средства для автоматизации объектов энергетики // Электрические станции. 2004. № 1. С. 7—12.
2. Rainer H. The Fourth Generation // PE. 2006. № 5.

Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков

Биленко В.А., канд. техн. наук, Меламед А.Д., Микушевич Э.Э., Никольский Д.Ю., Рогачев Р.Л., Романов Н.А., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Изложены результаты работ ЗАО «Интеравтоматика» по созданию и внедрению системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) крупных энергоблоков с реконструкцией гидравлической системы автоматического регулирования (САР) турбины, позволившие получить сертификаты соответствия Стандарту СО-ЦДУ для восьми энергоблоков.

Обычно в состав поставляемых ЗАО «Интеравтоматика» АСУ ТП крупных энергоблоков входит система автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ)², ранее выполнявшаяся, в основном, с учетом типовых решений [1]. В последнее время с момента выхода приказа РАО «ЕЭС России» № 524 от 18/IX 2002 г., а затем других приказов и распоряжений задача обеспечения активного участия энергоблоков в регулировании частоты энергосистем стала первостепенной при выборе направления и объема модернизации систем контроля и управления (СКУ) действующих энергоблоков и определяющей в решениях электростанций о частичной реконструкции СКУ. Поэтому в последние 5 лет в деятельности ЗАО «Интеравтоматика» стали преобладать работы по частичной модернизации СКУ действующего энергооборудования с внедрением собственно САРЧМ и непосредственно или косвенно связанным с этим усовершенствованием других составных частей СКУ.

В последние два-три года после вступления в действие Стандарта СО-ЦДУ [2], определяющего нормы участия энергоблоков в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (соответственно НПРЧ и АВРЧ), и в связи с перспективой появления в ближайшем будущем рынка системных услуг именно эта проблема вышла на первый план в сфере интересов организаций, участвующих в мероприятиях по энергосистемному регулированию, хотя продолжались работы и по обеспечению участия энергоблоков в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ).

Среди первых шести энергоблоков РАО «ЕЭС России», получивших сертификат на соответствие Стандарту [2] осенью 2006 г., четыре были оснащены САРЧМ поставки ЗАО «Интеравтоматика»: энергобло-

ки мощностью 300 МВт Ставропольской (№ 5), Киришской (№ 4) и Ириклинской ГРЭС (№ 1 и 5). К моменту написания данной статьи (февраль 2008 г.) были получены еще четыре сертификата: для энергоблоков 300 МВт Конаковской ГРЭС (№ 8), Ириклинской ГРЭС (№ 3 и 4) и энергоблока мощностью 800 МВт Пермской ГРЭС (№ 1). Кроме того, был получен сертификат для энергоблока 800 МВт Пермской ГРЭС (№ 3), где силами специалистов ЗАО «Интеравтоматика» была осуществлена реконструкция гидравлической САР турбины и турбинной части САРЧМ (котельная часть выполнена на аппаратуре Procontrol-P фирмы АВВ, установленной еще при строительстве энергоблока). И, наконец, в ближайшее время планируется получение сертификатов еще для двух энергоблоков, оснащенных САРЧМ поставки ЗАО «Интеравтоматика»: 300 МВт Киришской ГРЭС (№ 2) и 800 МВт Пермской ГРЭС (№ 2), для которых предварительные испытания уже проведены.

Так как к задачам НПРЧ и АВРЧ, еще начиная с приказа № 524, было решено привлекать только газомазутные энергоблоки, то наибольшее внимание уделялось оборудованию этого типа и именно такие энергоблоки перечислены ранее. В то же время в ЗАО «Интеравтоматика» продолжались работы по внедрению САРЧМ и для пылеугольных энергоблоков мощностью 200 МВт Харанорской ГРЭС (№ 1 и 2) и 500 МВт Рефтинской ГРЭС (№ 7—9). Далее будет показано, что энергоблоки, сжигающие уголь, также могут быть привлечены к решению задач НПРЧ и АВРЧ. Накоплен опыт внедрения САРЧМ для ПГУ различной мощности [3].

В данной статье обобщены результаты работ по внедрению САРЧМ, удовлетворяющих требованиям НПРЧ и АВРЧ; сформулированы условия, необходимые для создания САРЧМ, выполняющих требования Стандарта СО-ЦДУ; дан анализ влияния типов автоматизированного оборудования и применяемых при реализации САРЧМ решений для достижения отдельных показателей НПРЧ и АВРЧ; приведены примеры результатов испытаний технологического оборудования различного типа.

При выполнении работ по внедрению САРЧМ, удовлетворяющих стандарту [2], в том числе при орга-

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

²Наряду с принятым в данной статье термином САРЧМ в этом же значении широко используется термин САУМ.

низации и проведении испытаний, результаты которых использованы в данной статье, активное участие принимали представители электростанций³.

Функции и состав САРЧМ энергоблоков, привлекаемых к НПРЧ и АВРЧ

Определение перечня функций САРЧМ, состава алгоритмических блоков, необходимых для их реализации, а также рационального объема аппаратурной реализации САРЧМ наряду с решением задачи модернизации САР турбины [4] является основной проблемой, с которой сталкиваются электростанции, энергоблоки которых привлекаются к НПРЧ и АВРЧ. Более остро эта задача стоит для электростанций, которые из-за ограниченности материальных средств вынуждены проводить частичную модернизацию СКУ. При этом выбор оптимального объема модернизации становится наиболее актуальной задачей. В случае полномасштабной модернизации это не столь важно, но правильные алгоритмические решения и четкая аппаратурная реализация должны быть также соблюдены.

Укрупненная структурная схема, иллюстрирующая подход ЗАО «Интеравтоматика» к созданию САРЧМ, представлена на рис. 1. В состав основных (обязательных) блоков САРЧМ, необходимых для выполнения требований НПРЧ и АВРЧ, входят:

блочная часть САРЧМ, включающая котельный и турбинный регуляторы мощности (соответственно КРМ и ТРМ), корректор частоты (КЧ), устройства формирования заданных значений по АВРЧ (ранее использовался термин внеплановая составляющая мощности) и плановой составляющей мощности, характеризующей третичное регулирование частоты;

электронный регулятор скорости турбины (РСТ) [4];

основные автоматические системы регулирования (АСР) котла;

система учета технологических ограничений (ТО).

В состав основных АСР котла (здесь и далее в основном рассматриваются прямоточные котлы как наиболее распространенные для крупных энергоблоков и более сложные в управлении) входят не только АСР, непосредственно обеспечивающие изменение регулирующих воздействий котла, влияющих на его нагрузку: топлива, питания, воздуха, разрежения. Обязательным для достижения высокого качества поддержания тех-

нологических параметров в процессе участия энергоблока в режимах регулирования частоты и мощности является существенное усовершенствование АСР, отвечающих за наиболее важные параметры котла: АСР впрысков в первичный и вторичный пар и других органов регулирования температуры вторичного пара, корректоров температурного режима по тракту котла до первого регулируемого впрыска и содержания кислорода в уходящих газах и т.д. С учетом возможности значительного увеличения давления пара в процессах регулирования частоты и мощности, а также задач аварийного снижения нагрузки энергоблока (АСАРБ — автоматическая система аварийной разгрузки энергоблока) и противоаварийной автоматики обязательной является и реализация регуляторов давления пара перед быстродействующей редуциционно-охлаждающей установкой и температуры пара за ней.

Сами АСР основных регулирующих воздействий котла (топлива и питания) представляют собой разветвленные многоконтурные системы. Даже в простейшем случае газомазутного котла АСР топлива должна обеспечить возможность раздельного сжигания газа и мазута и их совместного сжигания с различными соотношениями расходов. Если котел оборудован горелочными устройствами АМАКС с индивидуальными регулирующими заслонками подачи газа в каждую горелку, то являются возможности перераспределения расхода газа по полутопкам (для выравнивания перекосов), по ярусам (для подавления выбросов оксидов азота), а также расширения диапазона регулирования подачи газа при фиксированном количестве горелок. И, наконец, для пылеугольных котлов с прямым вдуванием пыли АСР топлива кроме регулятора суммарного расхода включает в себя индивидуальные многосвязные АСР каждой пылесистемы [5, 6]. Подобные решения применяются и для управления отдельными пылепитателями для котлов с промежуточным бункером.

Подробно решения ЗАО «Интеравтоматика» по автоматическому регулированию котлов, в том числе используемых для энергоблоков, участвующих в НПРЧ и АВРЧ, приведены в работе [7].

Если обязательность первых трех рассмотренных основных элементов САРЧМ обычно признается всеми, то необходимость системы учета ТО некоторыми поставщиками и заказчиками САРЧМ ставится под сомнение. Утверждается, что правильно спроектированный объект не должен иметь ограничений и что при обеспечении требуемого Стандартом СО-ЦДУ 5 %-ного для нормального или 12,5 %-ного для аварийного резервов НПРЧ и 5 %-ного резерва для АВРЧ ограничения возникать не должны и т.д. Кроме того, даже при проведении испытаний на соответствие Стандарту СО-ЦДУ можно так выбрать и настроить исходные технологические режимы, чтобы исключить возникновение ограничений. Однако при длительной нормальной эксплуатации энергоблоков с САРЧМ в режимах НПРЧ и АВРЧ избежать случаев возникновения ТО и их хотя бы кратковременного влияния на ход пе-

³ Авторы статьи выражают искреннюю благодарность В.Н. Киндякову, В.В. Буцких, В.С. Садыкову (Ириклинская ГРЭС), В.Ю. Крылову, М.А. Осинцеву, Н.Т. Белякову (Ставропольская ГРЭС), А.И. Шаламову, В.И. Андреевскому, А.И. Панасенко, О.А. Смирнову, П.И. Пьянкову (Пермская ГРЭС), П.И. Коротенкову, Ю.А. Белоусову (Конаковская ГРЭС), М.Е. Петушкову (Киришская ГРЭС), а также представителям органов добровольной сертификации при ВТИ (Н.И. Давыдову, Н.В. Зорченко) и ОРГРЭС (В.К. Терещенко, И.И. Лебедеву, И.С. Лабутину) за участие в анализе результатов предварительных испытаний и в проведении сертификационных испытаний.

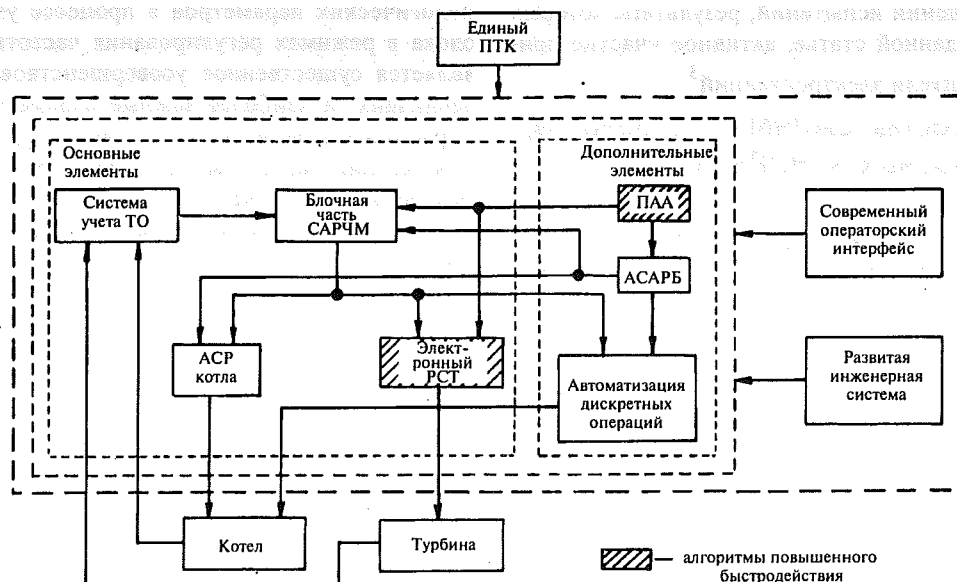


Рис. 1. Иллюстрация подхода ЗАО «Интеравтоматика» к созданию САРЧМ

реходных процессов по мощности и внутренним параметрам энергоблока практически невозможно.

Причины возникновения ТО различны. Во-первых, не всегда удается так распределить между энергоблоками диспетчерский график суммарной нагрузки на одну линию выдачи электроэнергии (на большинстве электростанций таких линий две или три), чтобы на каждом из работающих энергоблоков хотя бы временно не нарушался резерв НПРЧ и АВРЧ. Во-вторых, внешние условия, в первую очередь температура окружающей среды, могут серьезно повлиять на действительное значение резерва. В-третьих, с учетом длительного срока эксплуатации существующих энергоблоков высока вероятность хотя бы временного ухудшения их характеристик или выхода из строя отдельных элементов оборудования. И наконец, в-четвертых, как будет показано далее, для обеспечения требуемого качества переходных процессов по мощности энергоблока необходимо определенное значение динамического перерегулирования регулирующих органов котла. Наиболее характерными ТО являются ограничения перемещения основных регулирующих органов котла, клапанов турбины или достижение границы допустимых значений таких технологических параметров, как давление газа или мазута, давление пара перед турбиной, давление питательной воды за питательным турбонасосом (ПТН). Возникающие ограничения могут иметь как длительный (сохраняющийся в течение всего переходного процесса), так и временный, исчезающий характер.

Таким образом, учет ТО является обязательным и реализуется такой реконфигурацией взаимосвязанных между собой САРЧМ и основных АСР котла, при которой сохраняется работоспособность энергоблока и в минимально возможной степени допускается ухудшение

(статическое или динамическое) качества переходных процессов по его мощности и внутренним параметрам.

Еще одна задача, по способу реализации аналогичная учету ТО и обязательная для АСР с такими сложными структурными схемами, как САРЧМ и основные АСР котла, — учет функциональных отказов (ФО): выход из строя датчиков, потеря возможности управления регулирующими органами. Здесь также используется реконфигурация структурных схем, но в отличие от ТО, когда появление ограничения приводит к потере возможности автоматического управления в одном направлении, функциональные отказы, если их не удастся скомпенсировать, вызывают необходимость отключения регулятора и тем самым потерю автоматического управления в обе стороны.

В качестве дополнительных на рис. 1 представлены две группы элементов САРЧМ. В первую очередь это элементы, реализующие задачи аварийной разгрузки энергоблока при выходе из строя одного из основных механизмов котла (питательного насоса, дутьевого вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса в результате действия АСАРБ), отключении одного из корпусов двухкорпусного котла или для предотвращения энергосистемной аварии (благодаря ПАЗ — противоаварийной автоматике блочного уровня). Во всех случаях целью разгрузки является недопущение останова энергоблока.

Непосредственно указанные задачи не связаны с проблемой НПРЧ и АВРЧ. Но вследствие того что ПАЗ воздействует на регулятор скорости турбины, а АСАРБ — на регуляторы котла и обе они взаимодействуют с блочной частью САРЧМ, то включение указанных элементов в состав модернизируемой части СКУ в проектах ЗАО «Интеравтоматика» принято в качестве стандартного решения.

Другая дополнительная задача — это автоматизация небольшого объема дискретных операций, которые нужно провести в процессе изменения мощности энергоблока в рабочем диапазоне нагрузок. К их числу можно отнести включение (отключение) горелок, изменение скоростей дутьевых вентиляторов. Необходимость их автоматизации зависит от характеристик горелочных устройств и вентиляторов и соответствующей организации режимов работы энергоблока. На некоторых объектах внедрения САРЧМ такая задача не стояла, на других, в частности на Конаковской и Ириклинской ГРЭС, — требовалось ее решение. Поэтому на данных электростанциях реконструкция системы управления горелками была включена в объем модернизации совместно с решением задач НПРЧ и АВРЧ.

Система автоматического регулирования частоты и мощности является сложной многофункциональной структурой, поэтому она обязательно должна быть оснащена современным операторским интерфейсом, в первую очередь обеспечивающим наглядный и эффективный контроль оперативного персонала за выполнением функций НПРЧ и АВРЧ и работоспособностью всех элементов САРЧМ и возможность его вмешательства в управление процессом в экстренных случаях. Принципиально важную роль здесь играет сигнализация, включающая в себя как технологическую, так и функциональную составляющие.

Технологическая сигнализация содержит информацию о срабатывании корректора частоты (НПРЧ) при отклонении частоты за оговоренные уставки (если зона нечувствительности составляет ± 10 МГц, то нет смысла сигнализировать о каждом случае выхода за эту уставку); начале и окончании действия АВРЧ; отклонениях технологических параметров за уставки, характеризующие качество работы энергоблока как в режимах НПРЧ и АВРЧ, так и в целом; возникновении технологических нарушений, в первую очередь ТО, препятствующих участию энергоблока в НПРЧ и АВРЧ или усложняющих эту возможность.

Функциональная сигнализация информирует об отказах датчиков; потере возможности автоматического управления регулирующими органами; автоматически сформированных сигналах запрета работы САРЧМ в одну из сторон или обе стороны сразу и о причинах их возникновения; автоматическом переводе на дистанционное управление КРМ, ТРМ или основных регуляторов котла; реконфигурации структуры блочной части САРЧМ или основных АСР котла, произведенной автоматически.

Необходимыми составляющими операторского интерфейса САРЧМ являются также:

- протоколирование событий, характеризующих участие энергоблока в НПРЧ и АВРЧ и нарушение условий нормального функционирования САРЧМ;

- архивирование и длительное хранение аналоговой и дискретной информации о работе САРЧМ;

- наглядное представление оперативной и постоперативной информации в виде объединенных графиков

переходных процессов по основным регулируемым параметрам и регулирующим органам САРЧМ.

Для выполнения требований Стандарта СО-ЦДУ и обеспечения высокого качества поддержания внутриблочных параметров во всем диапазоне рабочих нагрузок требуются совершенные структурные схемы всех алгоритмов, входящих в состав САРЧМ. Поэтому в процессе ее наладки и дальнейшей эксплуатации необходима развитая инженерная система, гарантирующая удобство выбора и дальнейшей оптимизации самих структурных решений и параметров настройки их элементов. Позиция ЗАО «Интеравтоматика» как для АСУ ТП в целом, так и для САРЧМ в частности, всегда состояла в том, что инженерная система должна быть открыта для заказчика и позволять ему в процессе длительной эксплуатации системы самостоятельно или с консультационной помощью поставщика вносить необходимые коррективы в программно-алгоритмическое обеспечение программно-технических комплексов (ПТК) для учета возможного изменения требований к САРЧМ и технологии ведения режимов энергоблока.

Результаты анализа элементов структурной схемы САРЧМ (см. рис. 1) показали, что все они могут быть реализованы на базе специализированных для тепловой энергетики ПТК. Особенностью такого ПТК должна быть возможность реализации с повышенным быстродействием алгоритмов электронного РСТ и ПАА [4].

В подходе ЗАО «Интеравтоматика» к созданию САРЧМ с самых первых проектов всегда подчеркивалась целесообразность реализации всей САРЧМ на базе единого ПТК, и все внедренные специалистами ЗАО «Интеравтоматика» САРЧМ реконструированных энергоблоков реализованы именно таким образом.

По сравнению с реализованными на некоторых объектах системами управления турбиной (кроме РСТ и ПАА в их состав обычно входит и ТРМ) на базе другого ПТК, как правило, не объединенного цифровой связью с ПТК основной части, этот подход имеет следующие важные достоинства:

- отсутствует искусственное разделение единой САРЧМ между двумя разнородными контроллерами с проводными связями между ними и упрощается программное обеспечение взаимосвязанных алгоритмов двух частей системы;

- применяется единая инженерная система для наладки и эксплуатации единой САРЧМ энергоблока, нет трудностей для персонала станции (как это часто бывает) с введением коррективов в ту ее часть, которая относится к турбинному ПТК;

- использование общего операторского интерфейса (в системах с альтернативной реализацией турбинный контроллер обычно оснащается собственной операторской станцией).

Рассматриваемые в данной статье САРЧМ поставки ЗАО «Интеравтоматика» были реализованы на ПТК двух типов:

для Ставропольской и Пермской ГРЭС на базе ПТК TELEPERM XP-R (ТПТС-51 — OM650) в составе полномасштабных АСУ ТП энергоблоков;

для Конаковской, Ириклинской и Киришской ГРЭС на базе ПТК SIMATIC PCS7-PS в объеме частичной реконструкции СКУ.

Каждый из названных ПТК выполнял весь объем функций САРЧМ. Причем если в ПТК SIMATIC PCS7-PS исходно входил специализированный модуль FM-458 для реализации задач повышенного быстродействия, то для ТПТС-51 по заданию ЗАО «Интеравтоматика» специалистами ВНИИА были разработаны дополнительные функциональные модули повышенного быстродействия, обеспечивающие решение всего спектра задач управления турбиной [4].

Структурная схема блочной части САРЧМ

Типовые решения по САРЧМ для энергоблоков с прямоточными котлами [1] были ориентированы на использование так называемой САУМ-1 (задача регулирования мощности энергоблока N возлагается на КРМ, а давления пара перед турбиной p'_T — на ТРМ), усовершенствованной для увеличения приемистости энергоблока путем подачи входного небаланса КРМ ($N_{зд} - N$) на ТРМ. Однако уже в процессе первых испытаний (2002 г.) на соответствие требованиям общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) на энергоблоке 800 МВт Березовской ГРЭС (№ 1) выявилась необходимость существенной форсировки котла в начальный период переходного процесса [5]. Впоследствии подобные факты (хотя и связанные с меньшей степенью форсировки) подтвердились и на энергоблоках мощностью 300 МВт. Для выполнения при такой структуре Стандарта СО-ЦДУ для НПРЧ с существенно более жесткими требованиями, чем для ОПРЧ, потребовался переход на комбинированную структуру САРЧМ с частичным использованием решений так называемой САУМ-2 (задача регулирования мощности энергоблока возлагается на ТРМ, а давления пара перед турбиной — на КРМ).

Соответствующая такому подходу структурная схема комбинированного варианта блочной части САРЧМ представлена на рис. 2. Задание по мощности блока формируется на основании трех составляющих:

устанавливаемого оператором энергоблока заданного значения плановой составляющей мощности, соответствующей задаче третичного регулирования $N_{зд}^T$;

поступающего с общестанционного уровня САРЧМ задания по АВРЧ, принимаемого от районного (объединенного или центрального) диспетчерского управления $N_{зд}^B$;

задания по каналу первичного регулирования частоты $N_{зд}^П$, формируемого корректором частоты.

Задания по каналам вторичного и третичного регулирования преобразуются в соответствующих ограничителях темпа задания $OTЗ^B$ и $OTЗ^T$. Из-за повышен-

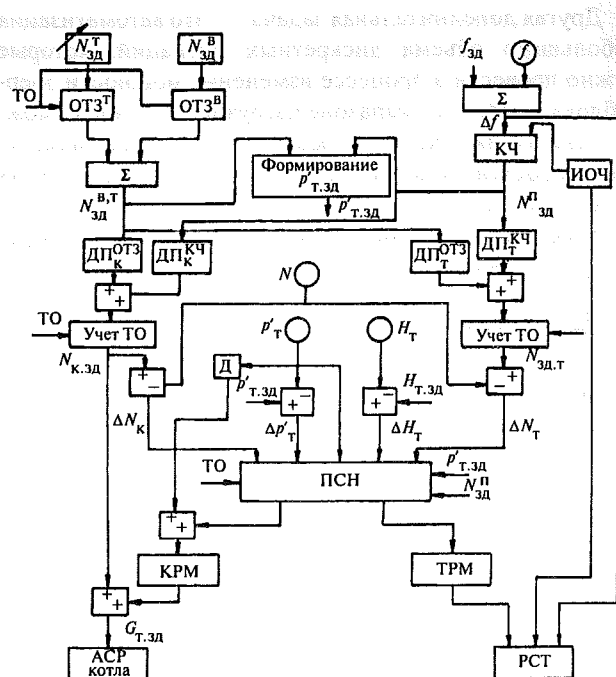


Рис. 2. Структурная схема блочной части САРЧМ

ных требований обработки сигналов НПРЧ темп изменения задания по мощности $N_{зд}^П$ не только не ограничивается каким-либо $OTЗ$, а, наоборот, подается в каналы управления котлом и турбиной с повышенной форсировкой по сравнению с суммарным заданием от $OTЗ$ вторичного и третичного регулирования $N_{зд}^{B,T}$. Для этого в общем случае предусмотрены четыре динамических преобразователя (ДП): от $OTЗ$ и $KЧ$, на котел и турбину ($ДП_K^{OTЗ}$, $ДП_K^{KЧ}$, $ДП_T^{OTЗ}$, $ДП_T^{KЧ}$). В отдельных случаях в зависимости от динамических свойств котла и статической характеристики регулирования турбины могут использоваться не все ДП.

Заданные значения нагрузки котла $N_{к.зд}$ и турбины $N_{т.зд}$, сформированные путем суммирования выходных сигналов соответствующих ДП и ограниченные с учетом ТО, используются для формирования сигналов небалансов КРМ ΔN_K и ТРМ ΔN_T , которые затем подаются на вход преобразователя сигналов небалансов (ПСН). Для сигнала заданной нагрузки котла предусмотрена и подача прямого сигнала формирования заданного расхода топлива на котел $G_{т.зд}$, не зависящего от параметров настройки КРМ.

При использовании САУМ-1 в качестве регулируемой величины ТРМ в режиме скользящего давления пара принималось положение клапанов турбины H_T . Такой подход подкреплялся и принятым ранее на многих электростанциях решением о выделении специального пологого коридора в окрестности точки скольжения, в котором изменение положения клапанов не при-

водило к значительному изменению мощности энергоблока и давления пара. Однако проведение испытаний на соответствие требованиям ОНРЧ, а тем более ННРЧ, показало, что подобное решение приводит к ухудшению динамических свойств энергоблока в режиме скользящего давления. Кроме того, внедрение электронных РСТ позволило достаточно строго линеаризовать статическую характеристику регулирования турбины [5], в том числе и благодаря отказу от указанного коридора, и тем самым достигнуть во всем диапазоне нагрузок одинаковой скорости изменения нагрузки энергоблока в начальной (наиболее важной) части переходных процессов ННРЧ. Эти обстоятельства позволили отказаться от применения сигнала по H_T и перейти в режиме скользящего давления к более удобному при использовании решений САУМ-2 сигналу по давлению пара. Заданное значение давления $p'_{T,3д}$ формируется в зависимости от суммарной заданной нагрузки энергоблока, имеющей практически линейный характер, и обеспечивает требуемое положение клапанов. Сигнал по небалансу положения клапанов ΔH_T используется в ТРМ только при отключенном КРМ.

Полученный с использованием $p'_{T,3д}$ сигнал небаланса давления $\Delta p'_{T,3д}$ подается на вход ПСН, где совместно с сигналами небалансов мощности ΔN_K и ΔN_T участвует в формировании входных сигналов КРМ и ТРМ.

Закон формирования зависит от:

абсолютного значения выходного сигнала корректора частоты $N_{3д}^n$, определяющего необходимость интенсивной обработки ННРЧ;

значения давления пара перед турбиной, характеризующего динамические возможности котла;

наличия и характера ТО (по котлу или по турбине, в сторону «больше» или в сторону «меньше» и т.д.).

Сигнал p'_T подается непосредственно в блок ПСН для учета при формировании небалансов КРМ и ТРМ ограничений по максимальному и минимальному значениям давления. Подача скоростного сигнала по давлению на вход КРМ соответствует типовым решениям по САУМ-1 и улучшает динамические свойства КРМ в САУМ-2.

Для возможности проведения испытаний на соответствие требованиям Стандарта СО-ЦДУ в структурную схему блочной части САРЧМ введен имитатор отклонения частоты (ИОЧ), воздействием на который осуществляются опыты по ННРЧ.

Результаты испытаний САРЧМ на соответствие Стандарту СО-ЦДУ

Условно типовую программу испытаний, предусмотренную Стандартом СО-ЦДУ, можно разделить на три части. Первая часть (пп. 8.2.1, 8.2.2 Стандарта) включает в себя испытания по проверке нечувствительности РСТ и правильности работы системы ННРЧ при разных значениях статизма. Вторая, наиболее сложная и емкая часть испытаний (п. 8.2.3 Стандарта) отражает

динамику отработки ННРЧ в пределах нормального ($\pm 5\%$ номинальной нагрузки) и аварийного ($\pm 12,5\%$ номинальной нагрузки) резервов. Третья часть (пп. 8.3—8.8 Стандарта) характеризует работу энергоблока при действии АНРЧ, совместном действии первичного, вторичного и третичного регулирования, реальном участии энергоблока в ННРЧ и т.д. В данной публикации приведены примеры второй части испытаний. Результаты первой части испытаний представлены в [3]. Третья часть испытаний при положительных результатах предыдущих серий испытаний особых затруднений не вызывает. Пример режима изменения нагрузки энергоблока мощностью 300 МВт со скоростью 10 МВт/мин (более 3 %/мин) представлен в [7].

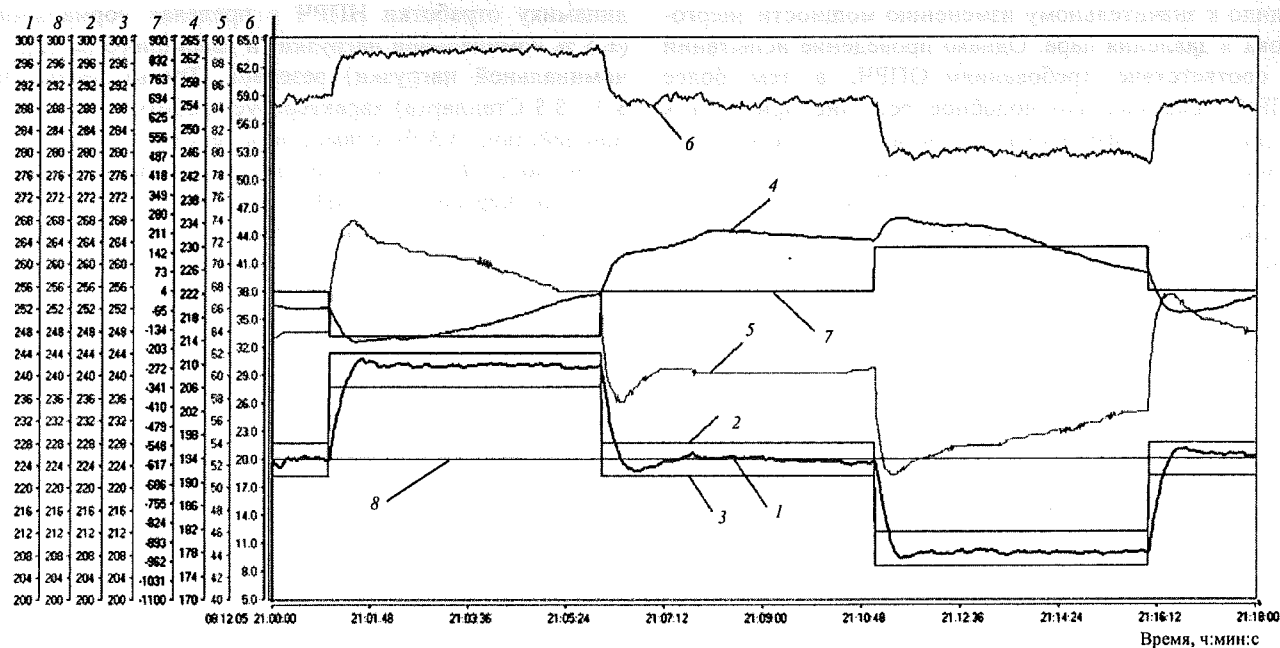
Основные требования, которым должны удовлетворять динамические характеристики ННРЧ, следующие:

время достижения половинного значения необходимого изменения мощности должно составлять 10 с в пределах и нормального, и аварийного резервов;

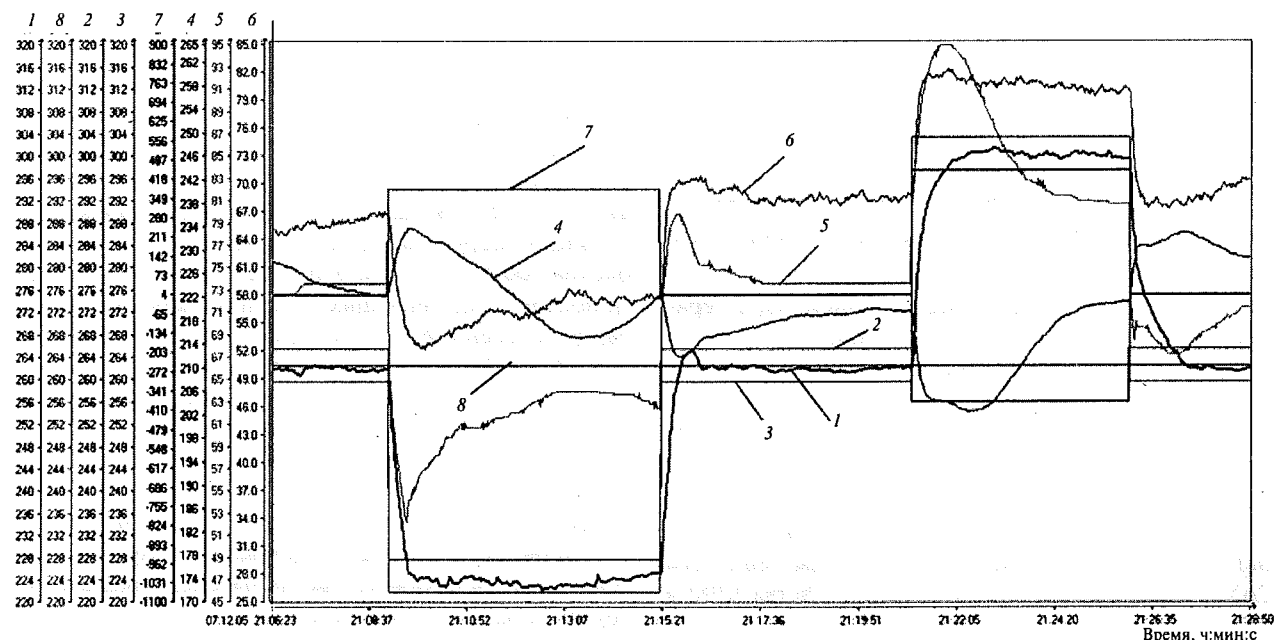
время вхождения в коридор $\pm 1\% N_{ном}$ (номинальной мощности энергоблока) требуемого значения нагрузки: 30 с в пределах нормального резерва и 2 мин в пределах аварийного.

Выбор примеров для иллюстрации отработки ННРЧ (рис. 3—6) из большого числа проведенных испытаний произведен таким образом, чтобы охватить разнообразие состава оборудования и режимных условий его эксплуатации. Так, для показа динамики котельного оборудования представлены три типа энергоблоков 300 МВт: дубль-блок с котлом ТГМП-114 и два моноблока, различающихся количеством потоков среды до встроенной задвижки (два для ТГМП-314 и один для ТГМП-324), а также один энергоблок мощностью 800 МВт. Для демонстрации динамических свойств турбин и организации их систем парораспределения приведены два типа турбин К-300-23,8 производства ЛМЗ (см. рис. 3 и 5) и ОАО «Турбоатом» (см. рис. 4) и турбина К-800-23,8 производства ЛМЗ (см. рис. 6). В большинстве примеров представлены результаты опытов в верхней и нижней частях рабочего диапазона нагрузок, а для двух объектов (см. рис. 3, 5) — в середине диапазона.

Отдельно следует остановиться на влиянии на качество переходных процессов значений возмущения по частоте: $\pm 5\%$ и $\pm 12,5\%$. Различие в требованиях вхождения в коридор $\pm 1\% N_{ном}$ (соответственно 30 и 120 с) позволяет искусственно затянуть переходной процесс для испытаний в пределах аварийного резерва и тем самым облегчить условия работы оборудования. Осуществить это возможно вводом в канал передачи воздействия на ТРМ и КРМ имитатора отклонения частоты (см. рис. 2) дополнительного преобразователя, демпфирующего (или превращающего в линейно-нарастающий) сигнал скачкообразного отклонения частоты при превышении абсолютного значения этого отклонения, эквивалентного 5 % нагрузки.



а)



б)

В принципе, соглашаясь с возможностью такого подхода, специалисты ЗАО «Интеравтоматика» в большинстве своих проектов совместно с заказчиками приняли решение проводить испытания без введения дополнительного преобразователя отклонения частоты, считая, что в случае естественных отклонений частоты сети более четко будет выявлен реальный характер переходных процессов: ограничения, немонотонность и т.п. В то же время для энергоблока № 4 Киришской ГРЭС (см. рис. 5) по согласованию с заказчиком и сертифицирующей организацией было использовано такое «смягчение» воздействия. В связи с тем что для остальных объектов никакого различия в способе подачи

сигнала отклонения частоты не применялось, а опыты с возмущением $\pm 12,5\%$ значительно сложнее для выполнения требований Стандарта, большинство результатов испытаний представлено именно для «аварийных» возмущений, и только для энергоблока № 4 Ириклинской ГРЭС в качестве иллюстрации приведены графики переходных процессов для обоих значений возмущений.

На основе анализа результатов испытаний можно сказать следующее.

1. Во всех опытах наблюдается высокое качество начальной стадии переходных процессов НПРЧ, т.е. достижение половинного значения изменения мощности

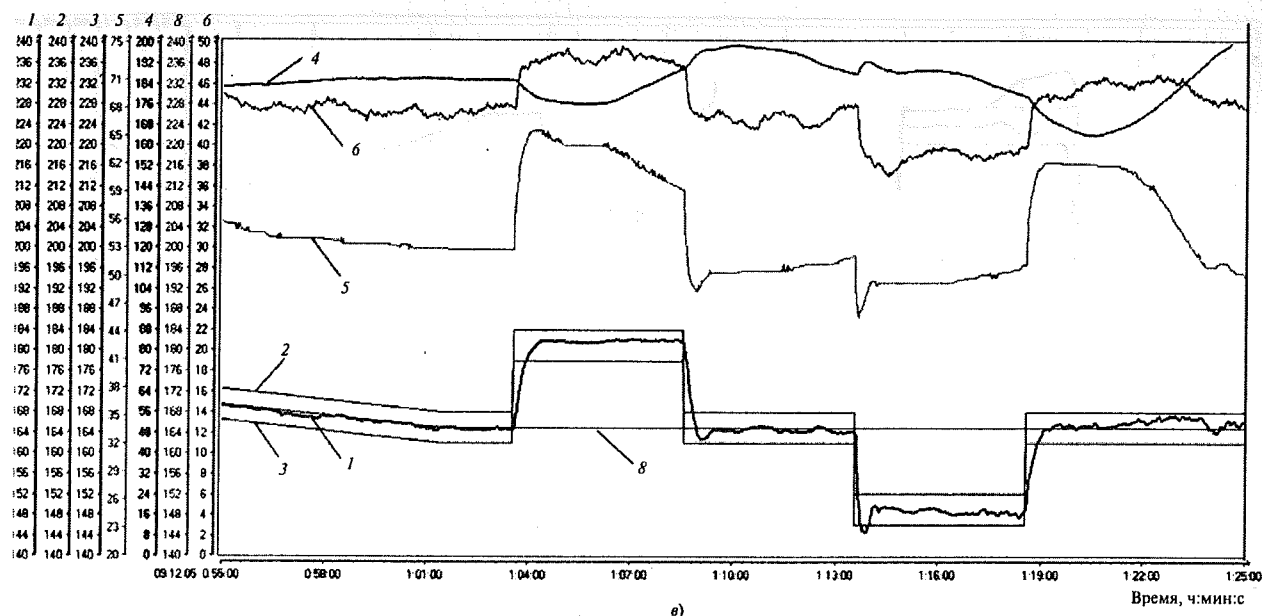


Рис. 3. Переходные процессы при проверке динамики НПРЧ на изменения частоты на дубль-блоке мощностью 300 МВт № 4 Ириклинской ГРЭС (котел ТГМП-114, турбина К-300-23,8-3) при работе на газе.

Изменение частоты: а — ± 150 МГц в середине регулировочного диапазона; б — ± 370 МГц вверху регулировочного диапазона (аварийное изменение частоты); в — ± 150 МГц внизу регулировочного диапазона.

1 — мощность, МВт; 2 — верхняя допустимая граница точности поддержания мощности, МВт; 3 — нижняя допустимая граница точности поддержания мощности, МВт; 4 — давление пара перед турбиной, кг/см²; 5 — обобщенный сигнал положения клапанов турбины, %; 6 — расход топлива, тыс. м³/ч; 7 — изменение частоты, МГц; 8 — выход ОТЗ, МВт

происходит не более чем за 10 с во всем диапазоне нагрузок, вне зависимости от знака изменения частоты. Этот результат обеспечивается приемлемой линейностью характеристики паровой турбины, существенно проще достигаемой при реконструкции САР турбины с использованием электронного РСТ и установкой электромеханических и электрогидравлических преобразователей (ЭМП или ЭГП) [4]. В то же время даже после проведения указанной реконструкции в зависимости от используемой в турбине системы парораспределения степень линейности во всем диапазоне нагрузок может быть различной. Так, для турбин К-300-23,8 ЛМЗ достижение линейности проще, чем для турбин ПО «Турбоатом».

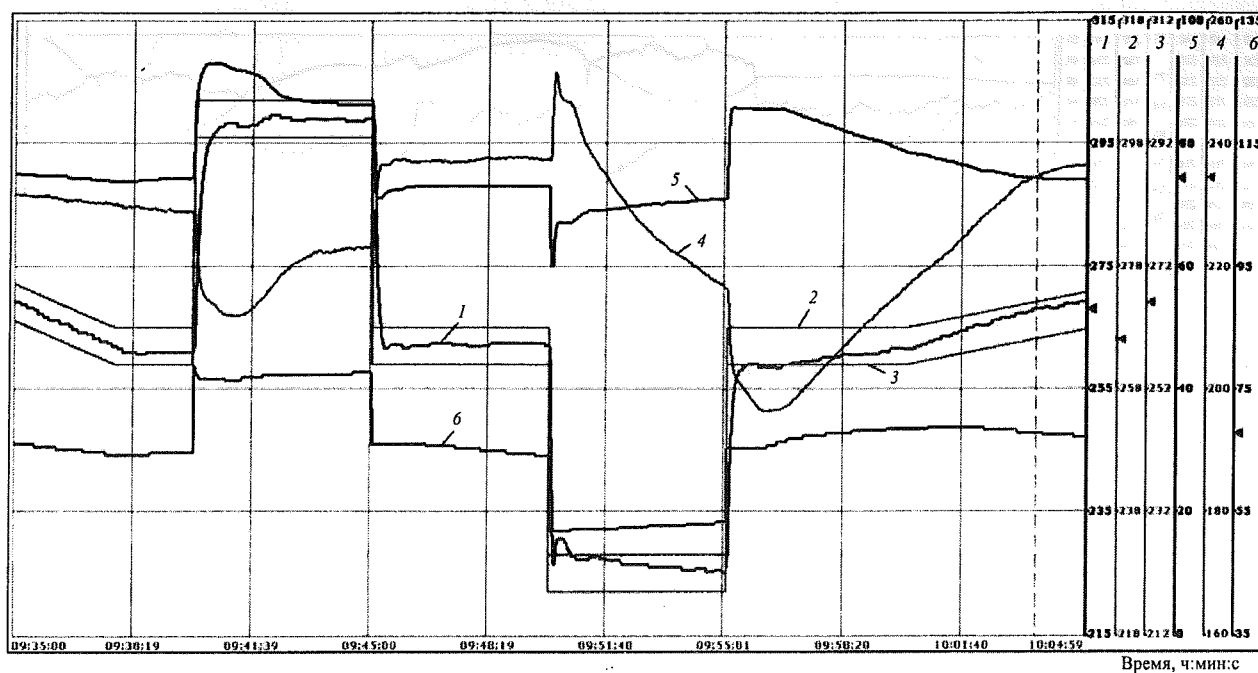
2. Второй основной показатель динамики НПРЧ — время вхождения в коридор $\pm 1\% N_{\text{ном}}$ — также зависит от достижения линейности статической характеристики турбины, но не в меньшей степени (а для аварийного резерва в существенно большей) от динамических возможностей котла и структурных решений по построению блочной части САРЧМ (см. рис. 2) и настройки ее элементов. Последний фактор (реализация САРЧМ) определяет и качество остальной части переходных процессов: нахождение внутри коридора и отсутствие колебательности процесса регулирования мощности.

3. Как видно из представленных графиков, значение времени вхождения в коридор (30 с) обеспечивается не только для опытов в пределах нормального резерва (см. рис. 3), как это определено Стандартом, но и для боль-

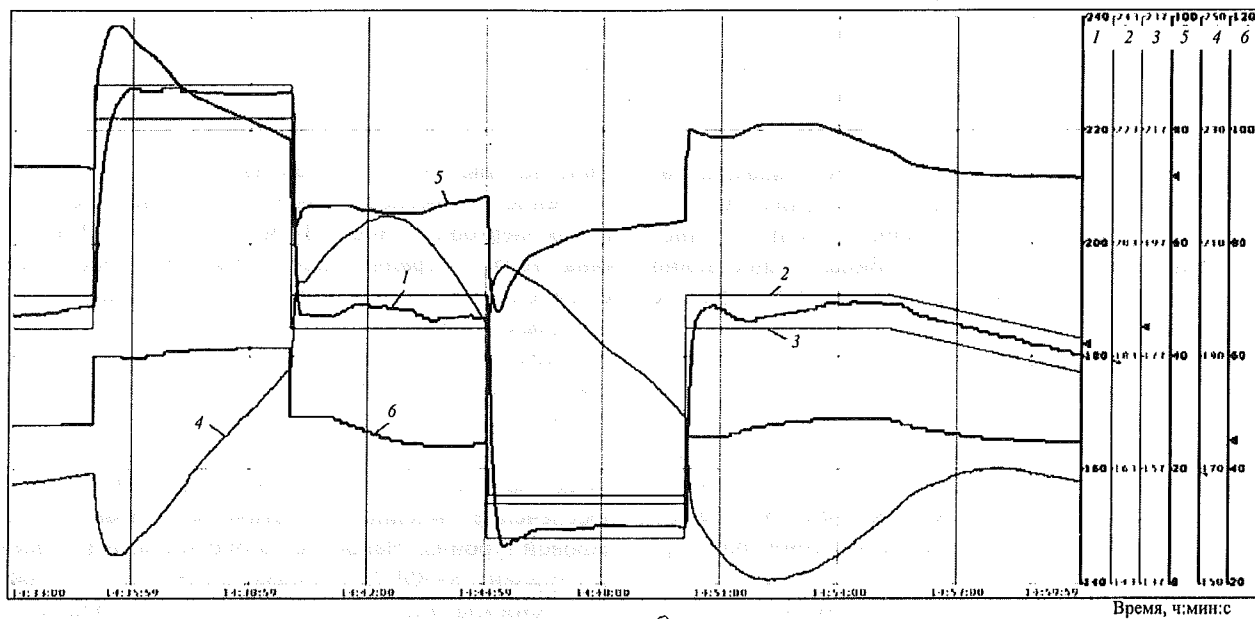
шинства опытов в пределах аварийного резерва. Исключение составляют первые опыты во всех испытаниях для энергоблока 800 МВт № 1 Пермской ГРЭС. Причина этого — ограниченность диапазона перемещения клапанов турбины. Несколько большая затянутость переходных процессов для энергоблока мощностью 300 МВт № 4 Киришской ГРЭС (см. рис. 5) вызвана описанным выше способом подачи сигнала отклонения частоты для возмущений $\pm 12,5$ МВт.

4. Как уже указывалось, принципиально важным вопросом для достижения показателей НПРЧ является обеспечение линейности статической характеристики паровой турбины. Наиболее удобно эта задача решается для турбины К-300-23,8 производства ЛМЗ, для каждого из семи клапанов высокого давления которой предусмотрен собственный ЭМП и подбором соответствующих параметров настройки, определяющих характеристику этого клапана, можно обеспечить достаточно высокую степень линейности результирующей характеристики регулирования. Наименее благоприятно задача решается для турбины К-300-23,8 ПО «Турбоатом», поскольку для каждой половины паровпуска высокого давления турбины устанавливается свой ЭМП. Каждый из этих ЭМП управляет группой гидравлически связанных клапанов.

По этой причине в отличие от практически монотонных переходных процессов на энергоблоках Ириклинской и Киришской ГРЭС с турбиной К-300-23,8 ЛМЗ (см. рис. 3, 5) в нескольких опытах на энергоблоке Ставро-



а)



б)

Рис. 4. Переходные процессы при проверке динамики НПРЧ на аварийные изменения частоты ± 370 мГц на моноблоке мощностью 300 МВт № 5 Ставропольской ГРЭС (котел ТГМП-314А, турбина К-300-23,8-2) при работе на газе.

а, б —верху и внизу регулировочного диапазона.

Обозначения 1—6 см. на рис. 3

польской ГРЭС с турбиной К-300-23,8 ПО «Турбоатом» в начальный период переходного процесса наблюдались немонотонности несмотря на то, что в процессе наладки влияние исходной нелинейности статической характеристики турбины было существенно скомпенсировано вводом на вход ТРМ динамического преобразователя (см. рис. 2) с автоподстройкой его параметров настройки в функции от нагрузки.

5. Форсировка котла, т.е. отношение начального изменения расхода топлива к его установившемуся значению по окончании переходного процесса, зависит от динамических свойств котла, определяемых мощностью энергоблока и производительностью его потоков. Необходимо отметить, что из-за ограничения длительности каждого опыта (5 мин) переходный процесс на энергоблоке за данное время, как правило, не завершается (это

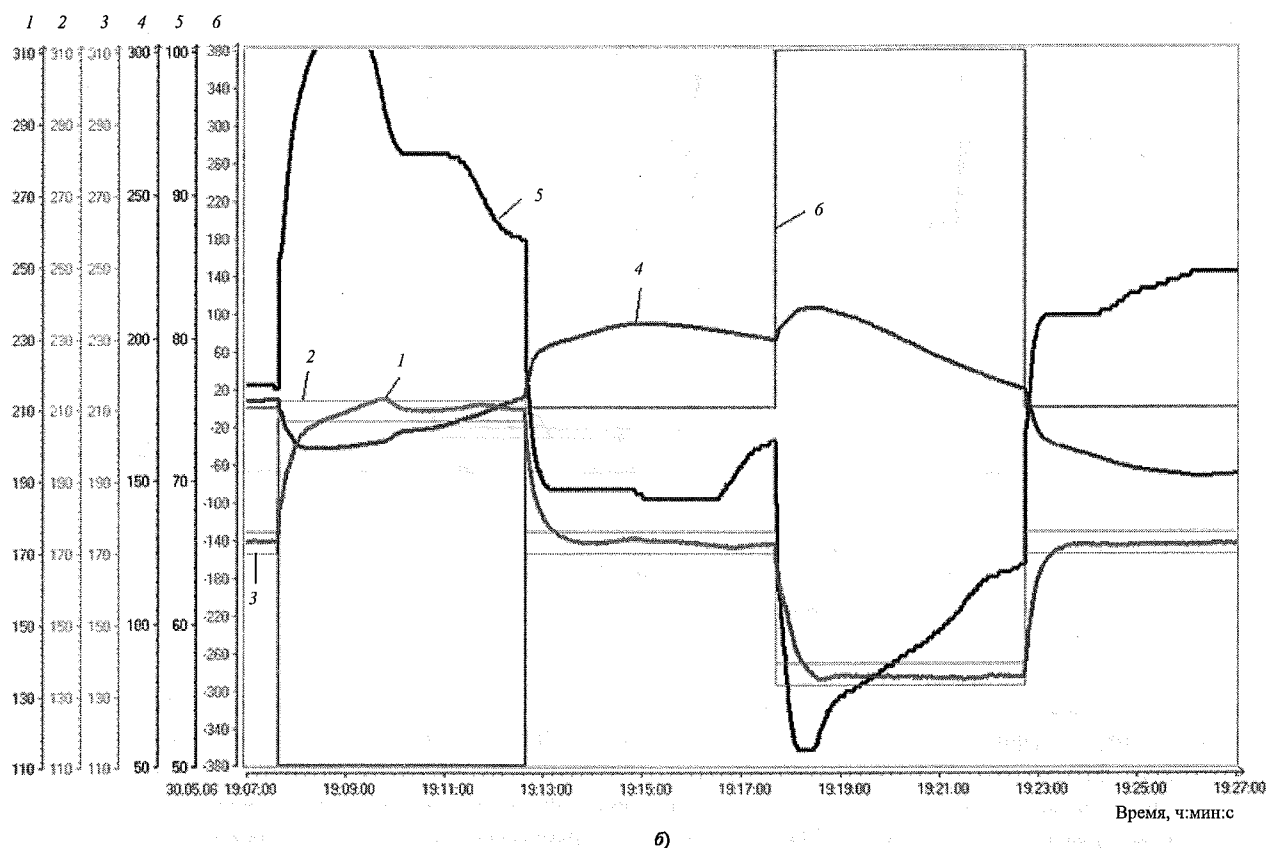
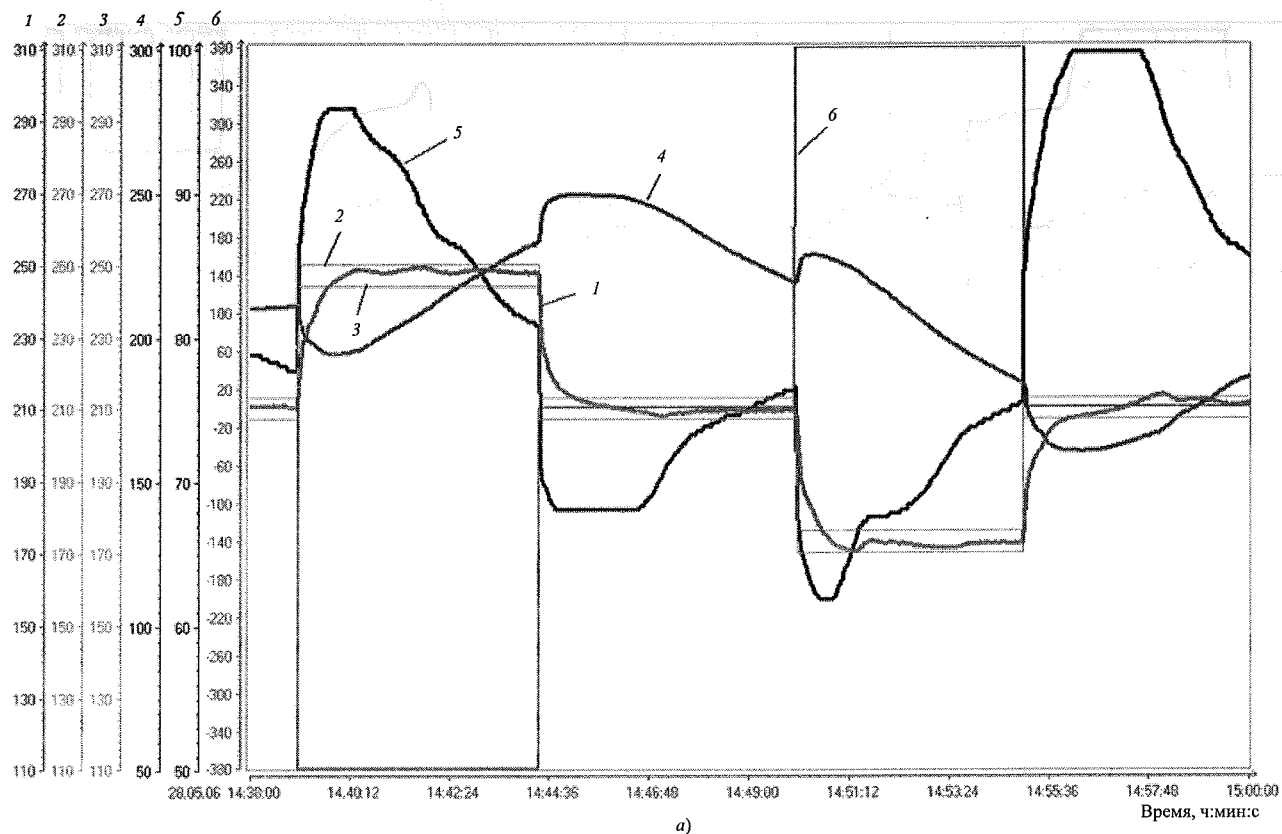
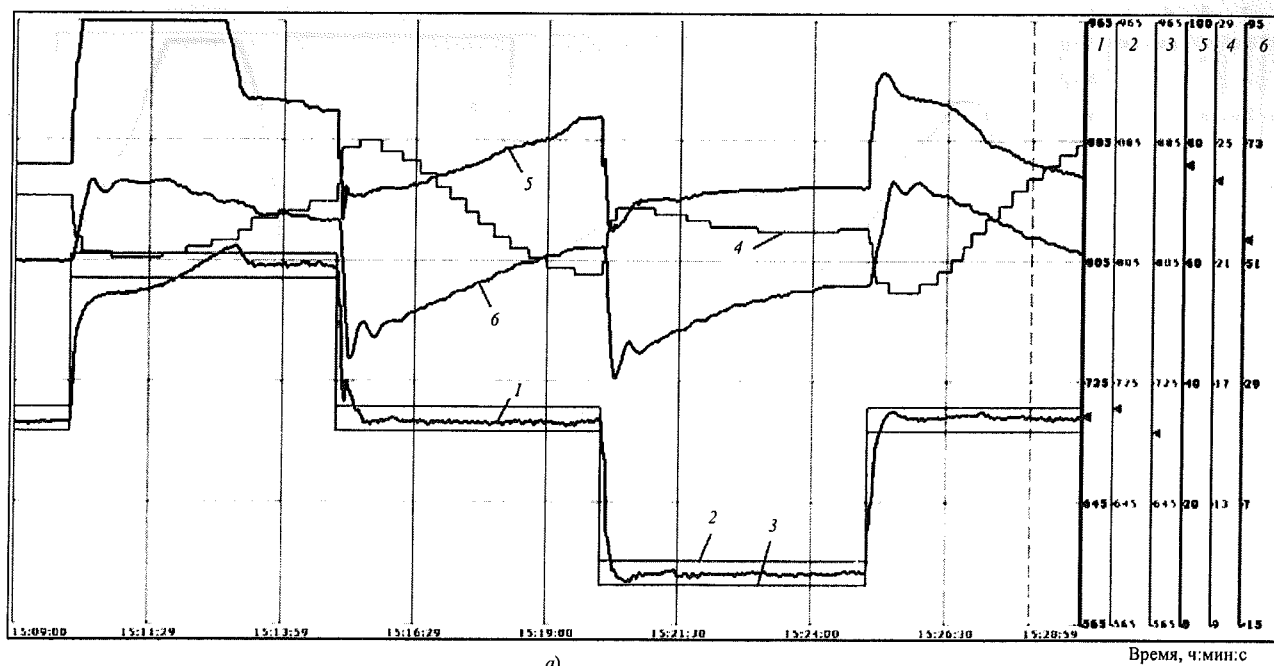
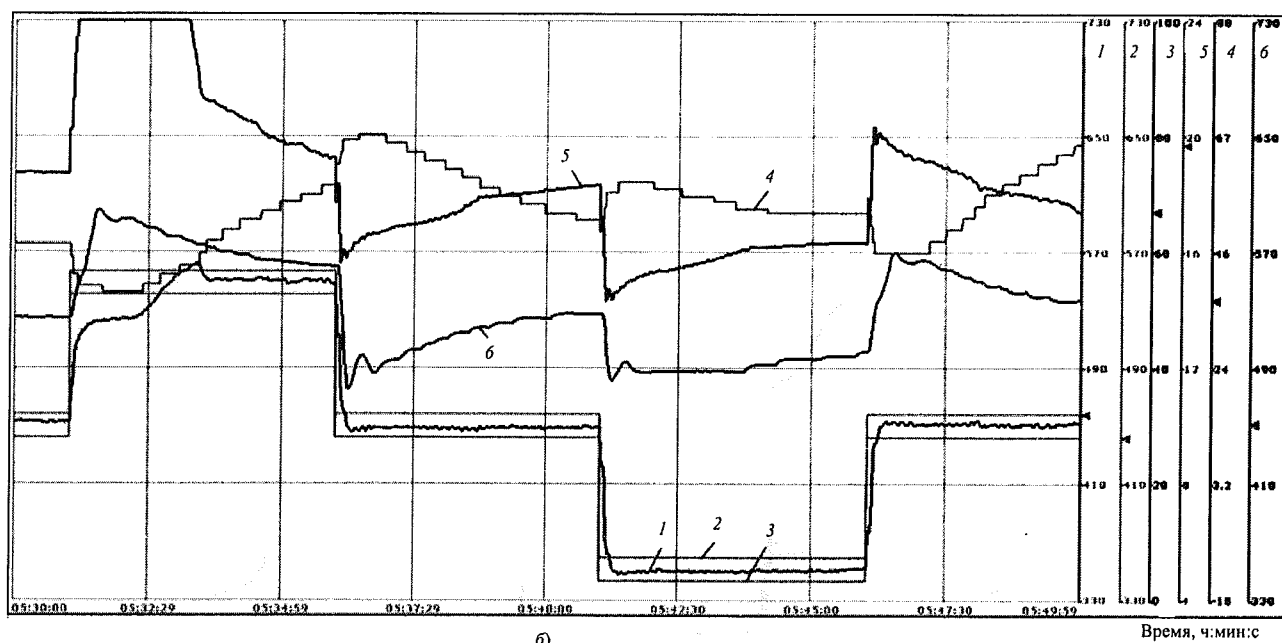


Рис. 5. Переходные процессы при проверке динамики НПРЧ на аварийные изменения частоты ± 370 мГц на моноблоке мощностью 300 МВт № 4 Киришской ГРЭС (котел ТГМП-324, турбина К-300-23,8).
 а — в середине регулировочного диапазона на газе; б — внизу регулировочного диапазона на мазуте.
 Обозначения 1—5 см. на рис. 3; 6 — изменение частоты, мГц



а)



б)

Рис. 6. Переходные процессы при проверке динамики НПРЧ на аварийные изменения частоты ± 370 МГц на энергоблоке мощностью 800 МВт № 1 Пермской ГРЭС (котел ТПП-804, турбина К-800-240-5), работающего на газе.

а, б — верху и внизу регулировочного диапазона.

Обозначения 1—6 см. на рис. 3

видно по кривым изменения давления), что затрудняет визуальную оценку коэффициента форсировки.

Наименьшая форсировка (1,5 раза) наблюдается для дубль-блока мощностью 300 МВт с котлом ТГМП-114 и четырьмя потоками среды. Для моноблока с котлом ТГМП-314 с двумя потоками среды необходимая степень форсировки котла возрастает до 1,6 раза, а для моноблока 300 МВт с котлом ТГМП-324 с одним потоком среды до встроенной задвижки — до

1,7 раза. И, наконец, для энергоблока 800 МВт с котлом ТПП-804 для получения приемлемых кривых переходного процесса по мощности заданное значение форсировки котла составляет 2 раза.

Требуемая степень форсировки котла зависит от режима работы энергоблока и увеличивается при переходе от номинального давления к скользящему. В процессе испытаний на каждой нагрузке реальное значение форсировки от опыта к опыту оказывается различ-

ным в зависимости от условий начала отдельного опыта: значения давления пара перед турбиной, динамики изменения параметров по котлу (давлений, температур, расходов среды).

Очевидно, что по мере роста необходимого значения форсировки котла растет сложность реализации САРЧМ. Во-первых, возникает необходимость ввода динамических преобразователей воздействия на котел (см. рис. 2), их настройки во всем диапазоне режимов и введения автоподстройки параметров настройки. Во-вторых, возрастает вероятность возникновения в ходе переходных процессов ТО и разработки мер по их автоматическому учету, включая реконфигурацию блочной части САРЧМ и АСР котла. И, наконец, более существенно может измениться требуемый запас диапазона регулирования энергоблока для НПРЧ.

Предложения по совершенствованию организации привлечения энергоблоков к режимам регулирования частоты

Накопленный ЗАО «Интеравтоматика» опыт по внедрению САРЧМ крупных энергоблоков, в том числе изложенные в этой публикации результаты внедрения САРЧМ энергоблоков с газомазутными котлами в соответствии со Стандартом СО-ЦДУ, а также реализация большого числа САРЧМ энергоблоков с пылеугольными и газомазутными котлами, удовлетворяющих требованиям ОПРЧ, позволяют предложить расширение состава энергоблоков, привлекаемых к НПРЧ и АВРЧ.

В настоящее время произведено разделение энергоблоков на две группы. К первой отнесены конденсационные газомазутные энергоблоки, на которые наряду с участием в ОПРЧ возложено обеспечение решения задач НПРЧ и АВРЧ, ко второй группе — остальные энергоблоки, предназначенные для решения только задач ОПРЧ. Именно первая группа энергоблоков и планируется в настоящее время для участия в рынке системных услуг.

В то же время возникает вопрос: почему в отличие от известной зарубежной практики пылеугольные энергоблоки отнесены ко второй группе? В качестве обоснования такого решения можно назвать три недостатка пылеугольных энергоблоков: худшие динамические свойства, сложность регулирования подачи топлива и процесса горения в целом, более узкий диапазон рабочих нагрузок.

Ухудшение динамики может быть обусловлено двумя причинами:

добавлением в канал топливо — нагрузка динамики мельниц, которая может быть описана апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени не более 1 мин (этот фактор характерен только для пылеугольных котлов с прямым вдуванием топлива);

несколько большей инерционностью котла (как показывает опыт, данная разница динамических свойств для пылеугольных и газомазутных котлов существенно

меньше, чем для котлов, ориентированных на один вид топлива, но имеющих разную производительность).

Сложность регулирования процесса горения в пылеугольных котлах существовала в отечественной энергетике приблизительно до конца 90-х годов прошлого века, пока подобные задачи решались на базе традиционных средств управления. Внедрение микропроцессорной техники позволило успешно их решить. Только силами специалистов ЗАО «Интеравтоматика» комплексная автоматизация процесса горения и других основных АСР котла внедрена более чем на 10 крупных пылеугольных энергоблоках различного типа [7].

Что касается более узкого диапазона нагрузок, то если для газомазутных энергоблоков нижняя граница рабочего диапазона составляет 40...50 %, то для пылеугольных — 60...70 %. Этот недостаток действительно существует, так как после учета запаса по 5 % на НПРЧ и АВРЧ в обе стороны диапазон изменения нагрузки энергоблока сужается до 10...20 %. Именно в этом отечественное оборудование уступает зарубежному, для которого нижняя граница диапазона рабочих нагрузок составляет 40 % и менее. В то же время для пылеугольных электростанций с большим количеством энергоблоков и/или крупными энергоблоками мощностью 500 и 800 МВт даже такой диапазон в абсолютном исчислении может оказаться достаточно весомым. Еще одна возможность расширения диапазона нагрузок — это ограничение одним видом регулирования: НПРЧ или АВРЧ.

Таким образом, заметной разницы между газомазутными и пылеугольными энергоблоками с позиций решения задач регулирования частоты и мощности, за исключением значения диапазона регулирования, не существует. Если же учесть, что во многих регионах преобладающее место занимают пылеугольные энергоблоки, то их участие в рынке системных услуг может оказаться не только желательным, но и обязательным. Если будет принято решение о привлечении пылеугольных энергоблоков к НПРЧ и АВРЧ, то должен быть разработан специальный нормативный документ, учитывающий, в частности, более узкий диапазон рабочих нагрузок, чем для газомазутных блоков.

Далее рассматриваются основные требования НПРЧ и АВРЧ с позиции предпочтения их выполнения различными группами энергоблоков. В качестве таких требований можно выделить:

обеспечение возможности регулирования частоты с зоной нечувствительности ± 10 мГц;

динамические характеристики НПРЧ, подробно рассмотренные в предыдущем разделе;

динамические характеристики АВРЧ со скоростями изменения нагрузки до 4 %/мин.

Реализация регулирования частоты с зоной нечувствительности ± 10 мГц определяется только возможностями САР турбины и достигается при замене гидравлических САР микропроцессорными регуляторами с установкой ЭГП или ЭМП и высокоточных датчиков частоты вращения. Поддержание возникающих при

этом малых отклонений нагрузки турбины котлом серьезных проблем не вызывает и требует только установки на котле регулятора нагрузки со средним значением быстродействия. Таким образом, для выполнения данного требования достаточно наличия электронной САР турбины, что будет обеспечиваться для всех новых и тех существующих энергоблоков, где проводится реконструкция САР турбины, вне зависимости от типа энергоблока (пылеугольный или газомазутный).

Эти же условия определяют возможность выполнения требований динамики НПРЧ в начальный период переходного процесса — достижения половинного изменения нагрузки за 10 с.

На второй показатель динамики НПРЧ — время вхождения в коридор $\pm 1\% N_{\text{ном}}$, как было показано ранее, линеаризация статической характеристики турбины также оказывает положительное влияние, но наиболее важными факторами здесь являются динамические характеристики котла и совершенные структурные решения по построению блочной части САРЧМ и САР котла. Последний фактор означает необходимость модернизации СКУ энергоблока в объеме, подробно рассмотренном в настоящей публикации (см. рис. 1).

Что же касается влияния динамических свойств котла, то барабанные котлы, имеющие большую аккумулирующую емкость и тем самым лучшую динамику изменения расхода пара при перемещении клапанов турбины, более предпочтительны, чем прямоточные. Среди прямоточных котлов предпочтение следует отдавать котлам, производительность которых или отдельных их потоков меньше. Вид сжигаемого топлива (газ — мазут или уголь) существенного влияния на качество выполнения требований не оказывает. Как следует из результатов испытаний ЗАО «Интеравтоматика» САРЧМ пылеугольных энергоблоков мощностью 200 МВт Харанорской ГРЭС на соответствие требованиям ОПРЧ, получаемые при 10 %-ном изменении нагрузки кривые переходных процессов по мощности энергоблока полностью удовлетворяют требованиям НПРЧ при 5 %-ном изменении нагрузки даже несмотря на использование гидравлической САР турбины.

И, наконец, как показывает опыт ЗАО «Интеравтоматика», выполнение требований АВРЧ определяется теми же факторами, что и второй показатель динамики НПРЧ — время вхождения в коридор $\pm 1\%$, т.е. меньшее влияние здесь оказывает линейность статической характеристики турбины, а большее — динамика котла и совершенство САРЧМ.

Выводы

1. Продемонстрирована реальная возможность выполнения на российских энергоблоках различной мощности с разным типом оборудования требований Стандарта СО-ЦДУ по участию энергоблоков в НПРЧ и АВРЧ. За полтора года, прошедшие со времени вступ-

ления Стандарта в действие, восемь газомазутных энергоблоков, оснащенных САРЧМ поставки ЗАО «Интеравтоматика», получили сертификат соответствия Стандарту.

2. Необходимыми условиями создания САРЧМ, удовлетворяющих Стандарту СО-ЦДУ, являются проведение реконструкции САР турбины с заменой гидравлической системы на микропроцессорную, существенная модернизация АСР котла, реализация блочной части САРЧМ и системы учета технологических ограничений. Сама САРЧМ должна быть оснащена развитым операторским интерфейсом и инженерной системой.

3. Оптимальным решением является реализация всех элементов САРЧМ на базе единого ПТК.

4. Блочный уровень САРЧМ выполнен в виде комбинированной структуры, сочетающей решения двух известных подходов: САУМ-1 и САУМ-2, — и автоматически меняющей структуру и параметры настройки в зависимости от режимных условий.

5. Качество динамики обработки НПРЧ и АВРЧ определяется линейностью статической характеристики турбины и динамическими характеристиками котла. Чем больше производительность котла или его отдельных потоков, тем сложнее выполнение требований НПРЧ: необходимо увеличивать степень форсировки котла, усложняется настройка САРЧМ, растет влияние технологических ограничений.

6. Представляется целесообразным привлечь к решению задач НПРЧ и АВРЧ пылеугольные энергоблоки, в первую очередь относительно низкой мощности, так как проблемы с достижением требуемых характеристик НПРЧ и АВРЧ, вызванные переходом от газомазутных энергоблоков к пылеугольным, существенно меньше, чем при увеличении мощности энергоблока.

Список литературы

1. Система автоматического регулирования частоты и мощности блочных ТЭС с прямоточными котлами / Н.И. Давыдов, А.Д. Меламед, М.Д. Трахтенберг, Л.П. Фотин // Теплоэнергетика. 1979. № 8. С. 2—6.
2. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты: Стандарт СО-ЦДУ. М., 2005.
3. Биленко В.А., Меламед А.Д., Маневская О.А. Результаты испытаний систем автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 52—60.
4. Черномзав И.З., Нефедов К.А. Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 27—33.
5. Разработка и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / В.А. Биленко, Н.Н. Деркач, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский // Теплоэнергетика. 1999. № 10. С. 2—10.
6. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / В.В. Белый, Ю.А. Киселев, В.А. Савостьянов и др. // Электрические станции. 2004. № 1. С. 49—52.
7. Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / В.А. Биленко, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 34—44.

Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности

Черномзав И.З., канд. техн. наук, Нефедов К.А., инж.

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Представлены разработанные структуры микропроцессорных систем регулирования паровых турбин. Приведены результаты испытаний энергоблоков с турбинами 300 и 800 МВт, оснащенными модернизированными системами регулирования, подтверждающие выполнение требований Стандарта СО-ЦДУ по нормированному первичному регулированию частоты.

Создание микропроцессорных систем автоматического регулирования паровых турбин направлено на решение проблемы эффективного участия энергоблоков в регулировании частоты в объединенной энергосистеме. Основная задача таких систем регулирования — улучшение статических и динамических характеристик турбин как объектов управления, способствующих повышению их реакции на отклонение частоты и, соответственно, мобильности. Решение этой задачи связано также с необходимостью минимизировать отклонение частоты в сложной энергосистеме, функционирующей в условиях многообразия нормальных режимов. Целесообразность широкого применения микропроцессорных систем регулирования турбин диктуется также условиями работы энергосистем, в которых нарушаются нормальные режимы эксплуатации или возникают режимы с нарушением устойчивости. Нарушения нормальных режимов работы сложной энергосистемы, как правило, связаны с возникновением небалансов активной мощности в отдельных ее частях. Чаще всего отклонение частоты вызвано отделением какого-либо региона или локальной аварийной ситуацией.

Основной задачей энергоблоков, находящихся в такой энергосистеме или вблизи узлов нагрузки с возникшим небалансом, является их активное участие в ликвидации возникшего небаланса мощности и эффективной стабилизации частоты сети. Скорость восстановления частоты сети зависит от энергосистемных параметров, а также от способности энергоблоков быстро и адекватно реагировать на отклонения частоты. На уровне энергоблока решение этой задачи зависит как от динамических и статических характеристик основного оборудования, так и от выбранных настроек системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока в целом.

Целенаправленное решение задачи активного привлечения энергоблоков к нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) последовало после

появления некоторых директивных документов, в том числе Стандарта СО-ЦДУ ЕЭС [1]. Этими документами сформулированы требования к системам регулирования мощных турбин, а также к процессам изменения мощности энергоблоков при изменениях частоты сети. Реализация этих требований на электростанциях должна уменьшить вероятность возникновения аварийной ситуации в энергосистемах и минимизировать возможный ущерб потребителей.

В соответствии со Стандартом СО-ЦДУ ЕЭС к системам регулирования турбин предъявляются требования по обеспечению нечувствительности (± 10 мГц) и оперативному изменению степени неравномерности (4...6 %). Реакция энергоблока на скачок изменения частоты должна иметь следующие показатели: 50 % требуемого изменения мощности должно быть реализовано за 10 с, а 100 % — за 30 с при 5 %-ном резерве и за 2 мин при 12,5 %-ном резерве. Важнейшим условием выполнения требований Стандарта СО-ЦДУ является обеспечение линейной нагрузочной характеристики турбины, позволяющей в любом диапазоне нагрузок получить равное по значению изменение мощности при одинаковом отклонении частоты сети. Без микропроцессорной части системы регулирования турбины и реконструкции ее гидравлической части выполнение указанных требований затруднительно.

Варианты модернизации гидравлических систем регулирования

Для модернизации гидравлической системы регулирования турбин 300 и 800 МВт Ленинградского металлургического завода (ЛМЗ) специалистами ЗАО «Интеравтоматика» разработаны следующие варианты:

1. Максимальное вытеснение гидравлических элементов с индивидуальным управлением каждым сервомотором.

2. Частичное вытеснение гидравлических элементов.

Эти варианты совершенствования систем регулирования паровых турбин направлены на исключение некоторых гидравлических узлов, работающих на пониженном давлении и содержащих механические связи, характеристики которых меняются в процессе эксплуатации.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

В гидравлической части системы регулирования турбины, модернизированной по варианту 1, выполнены следующие основные изменения:

механогидравлический регулятор частоты вращения ротора заменен на электронный;

существующий блок золотников регулятора скорости (ЗРС) модернизирован с сохранением функций формирования давления на взвод золотников регулятора безопасности, управляющего давлением к стопорным клапанам и управляющего давлением к промежуточному золотнику (как гидравлический усилитель в контуре регулирования частоты вращения блок ЗРС исключен);

для измерения текущей частоты вращения на вал турбины устанавливается зубчатое колесо; высокоточные датчики частоты вращения размещаются на неподвижном кронштейне;

в дополнение к механическому регулятору безопасности турбина оснащена электронной защитой от разгона (электронный автомат безопасности);

электродвигатель МУТ (механизм управления турбиной) сохранен для дистанционного или автоматического взвода золотников регулятора безопасности (ЗРБ), открытия стопорных клапанов при пуске турбины и создания давления, воздействующего на отсечные золотники сервомоторов регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД только для выполнения защитной функции;

промежуточный золотник исключен из контура регулирования частоты вращения и сохранен как узел, обеспечивающий при срабатывании защиты требуемое быстрое действие регулирующих клапанов на закрытие;

электрогидравлический преобразователь (ЭГП) исключен из схемы управления положением регулирующих клапанов (РК);

сервомоторы регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД модернизированы для установки электромеханических преобразователей (ЭМП). Механическая обратная связь к отсечным золотникам исключена.

На каждом сервомоторе регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД устанавливают датчики положения, необходимые для выполнения функций позиционирования. Подвод управляющего давления к каждому сервомотору сбросного клапана производится из камеры под поршнем сервомотора регулирующего клапана ЦСД, находящегося с ним с одной стороны по отношению к оси турбины.

Таким образом, из гидравлической части системы регулирования исключены элементы, функционирующие с пониженным давлением рабочей жидкости, где, в основном, сосредоточены источники нечувствительности системы регулирования, а в работе остается только исполнительная часть: блок отсечного золотника и сервомотор регулирующего клапана, который обладает наилучшим сочетанием показателей: высоким переставочным усилием и малым временем перемещения.

Управляющее давление, формируемое промежуточным золотником, определяет неизменное положение

отсечного золотника, находящегося на упоре в режимах нормальной эксплуатации.

Управление ЭМП производится с помощью специального блока, который принимает выходной сигнал микропроцессорной части системы регулирования. Изменение положения буксы отсечного золотника, осуществляемое электромеханическим преобразователем, приводит к перемещению сервомотора. Отсюда следует, что подвижная букса должна в установившихся режимах независимо от нагрузки турбины занимать одно и то же (отсечное) положение.

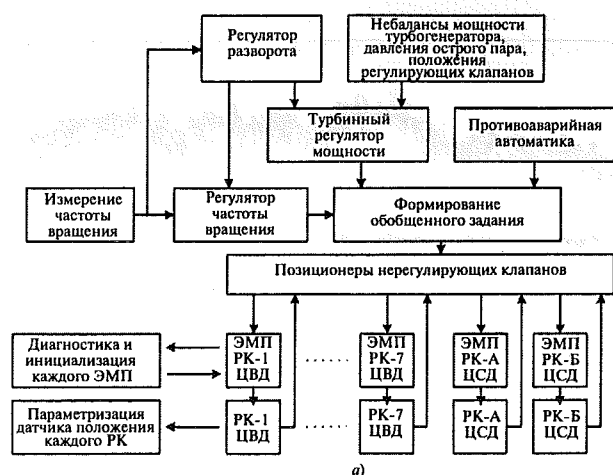
Функции микропроцессорной части системы регулирования включают:

- измерение частоты вращения вала турбины;
- формирование небаланса частоты вращения для регулятора разворота и регулятора частоты вращения;
- формирование обобщенного задания положения регулирующих клапанов (H_T);
- формирование небалансов мощности турбоагрегата, положения регулирующих клапанов, давления острого пара ($p_{o.n}$) перед турбиной для реализации функций турбинного регулятора мощности (ТРМ);
- формирование сигналов управления противоаварийной автоматики (ПАА);
- формирование управляющих сигналов для позиционирования сервомоторов;
- диагностику всего канала управления каждым сервомотором (включая блок управления и собственно ЭМП);
- автоматическую параметризацию крайних положений сервомоторов;
- автоматизированное расхаживание сервомоторов.

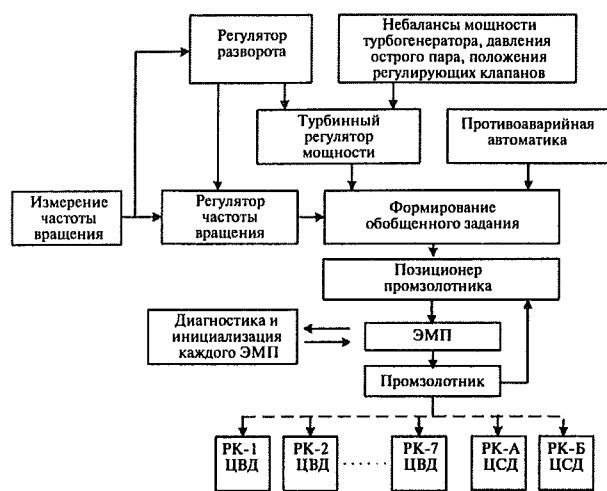
Структурная схема системы регулирования турбины, содержащая микропроцессорную и модернизированную гидравлическую части с индивидуальным управлением сервомоторами регулирующих клапанов, приведена на рис. 1, а.

Суммарный сигнал, который включает небаланс частоты, формируемый регулятором частоты с учетом степени неравномерности (статизма), а также сигналы ТРМ и ПАА, является обобщенным сигналом задания положения регулирующих клапанов. Нелинейные характеристики положения клапанов задаются как функции обобщенного сигнала управления и могут, при необходимости, настраиваться для получения линейной нагрузочной характеристики турбины. Управление каждым сервомотором выполняется позиционером, выходной сигнал которого формирует задание блоку управления ЭМП. Это позволяет реализовать высокую скорость и точность управления положением регулирующих клапанов и минимизировать или полностью исключить их пульсацию.

При модернизации гидравлической части системы регулирования турбины по варианту 2 (внедрен на энергоблоке 300 МВт № 8 Конаковской ГРЭС) предусматривается исключение гидравлических связей, используемых для управления промежуточным золотником. Промежуточный золотник остается в контуре сис-



а)



б)

Рис. 1. Структурные схемы системы регулирования.
а — вариант 1; б — вариант 2

темы регулирования для формирования управляющего давления ($p_{упр}$), определяющего положение сервомоторов регулирующих клапанов. Управление промежуточным золотником и его позиционирование осуществляются одним ЭМП. Обратные связи всех сервомоторов остаются без изменения. Структурная схема этой системы регулирования представлена на рис. 1, б (вариант 2). Как и для варианта 1, в этой системе предусматривается тот же алгоритм формирования обобщенного задания. Точное выполнение этого задания обеспечивается позиционированием промежуточного золотника. Для повышения надежности системы регулирования устанавливаются два датчика положения промежуточного золотника, а в алгоритме позиционирования используется максимальное значение из двух сигналов этих датчиков с учетом их достоверности. Такая реконструкция обусловлена тем, что подавляющая доля нечувствительности системы регулирования, сосредоточенная в сложной конструкции промежуточного золотника, исключается. Недостаток этого варианта мо-

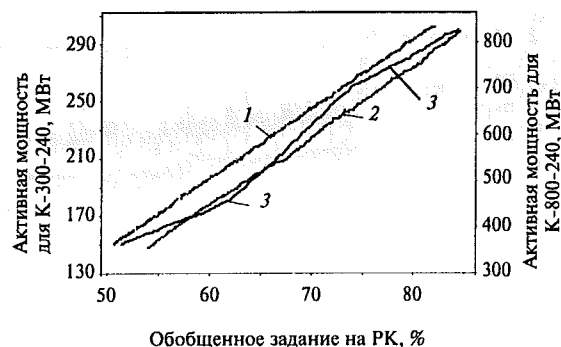


Рис. 2. Нагрузочные характеристики турбин.

1 — К-300-240 ЛМЗ (Ириклинская ГРЭС); 2 — К-800-240 ЛМЗ (Пермская ГРЭС); 3 — К-300-240 ОАО «Турбоатом» (Ставропольская ГРЭС)

дернизации связан с отсутствием возможности использования микропроцессорной части системы регулирования для выполнения линеаризации нагрузочной характеристики турбины. Она может быть произведена только настройкой механической части системы регулирования. Преимуществами этого варианта являются его простота и низкая стоимость.

Для модернизации турбин мощностью 300 МВт ОАО «Турбоатом» также использован вариант 1 (см. рис. 1, а). Однако преимущества этого варианта не могут быть использованы в полной мере из-за принятой на заводе конструкции системы парораспределения, предусматривающей управление тремя регулируемыми клапанами одним сервомотором ЧВД. Поэтому линейная нагрузочная характеристика для турбин этой серии может быть получена только путем соответствующей настройки положения регулирующих клапанов.

На рис. 2 приведены линеаризованные нагрузочные характеристики энергоблока 300 МВт № 5 Ириклинской ГРЭС, энергоблока 800 МВт № 2 Пермской ГРЭС и энергоблока 300 МВт № 5 Ставропольской ГРЭС. При сравнении кривых, представленных на рисунке, видно преимущество индивидуального управления регулируемыми клапанами турбин Ириклинской и Пермской ГРЭС, где достигнута требуемая линейность нагрузочных характеристик. Линейная характеристика турбины Ставропольской ГРЭС получена после перестройки взаимного положения штоков клапанов и сервомотора ЧВД.

Модернизация турбины Конаковской ГРЭС по варианту 2 требует для линеаризации нагрузочной характеристики выполнения настройки механических связей каждого клапана с его сервомотором.

Стабильность линейности нагрузочной характеристики турбины для варианта 1 гарантируется надежностью микропроцессорной системы. Для варианта модернизации, предусматривающего управление тремя клапанами с помощью одного сервомотора или при использовании управляемого с помощью ЭМП промежуточного золотника для управления сервомоторами, ли-

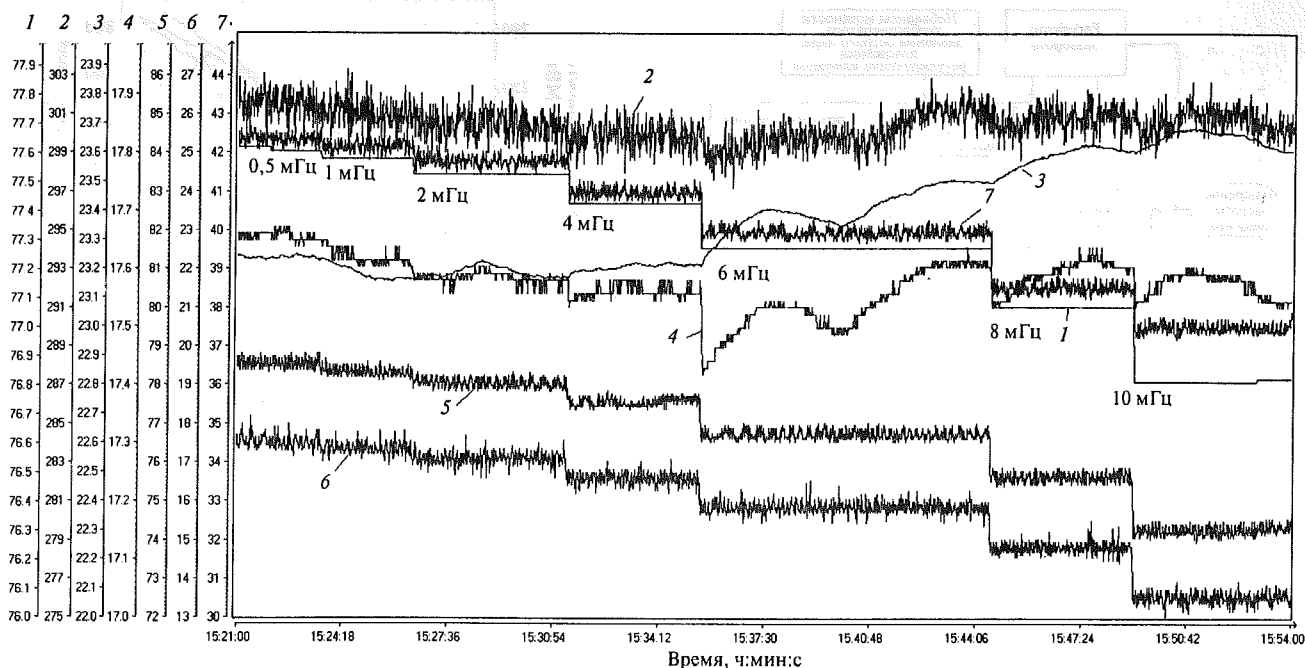


Рис. 3. Оценка зоны нечувствительности на работающем энергоблоке № 1 К-300-240 Ириклинской ГРЭС.

1 — обобщенное задание на регулирующий клапан H_r , %; 2 — активная мощность генератора, МВт; 3 — давление острого пара, МПа; 4 — давление в камере регулирующей ступени; 5—7 — положения регулирующих клапанов № 5, 6, 7 ЧВД, %

нейность нагрузочной характеристики определяется стабильностью характеристик механических элементов парораспределения.

Программно-технические средства для построения микропроцессорной части системы регулирования

Для построения электронных регуляторов частоты вращения системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) и АСУ ТП энергоблока в ЗАО «Интеравтоматика» принято использовать единые программно-технические средства:

- ТПТС, производитель ВНИИА (по лицензии фирмы Siemens);

- SIMATIC PCS7, производитель — фирма Siemens.

Применение средств ТПТС для создания систем регулирования стало возможным после совместной разработки специалистами ЗАО «Интеравтоматика» и ВНИИА специализированных модулей с повышенным быстродействием для реализации функций расчета частоты вращения, регулятора частоты, позиционирования регулирующих клапанов и выполнения функций ПАА. На базе этих технических средств внедрены микропроцессорные части системы регулирования трех турбин 800 МВт Пермской ГРЭС, двух турбин 300 МВт ОАО «Турбоатом», соответственно на Ставропольской ГРЭС и ТЭС г. Аксу. В данных проектах ввод электрических сигналов в гидравлическую часть системы регулирования осуществляется с помощью ЭМП. На этих же средствах с использованием ЭГП

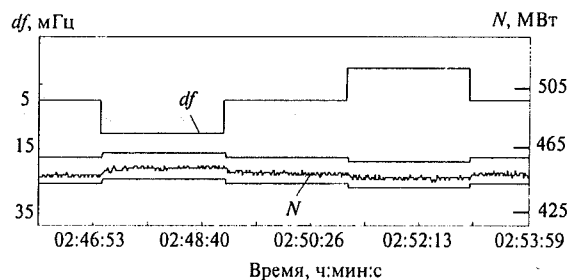


Рис. 4. Изменение мощности энергоблока 800 МВт № 1 Пермской ГРЭС при имитации отклонения частоты $df = \pm 10$ МГц

построена система регулирования турбины К-110 (ЛМЗ), входящая в состав ПГУ-325 Ивановской ГРЭС.

Программно-технические средства SIMATIC служат для внедрения САРЧМ и микропроцессорных частей систем регулирования турбин на энергоблоках 300 МВт Ириклинской ГРЭС (четыре энергоблока), Киришской ГРЭС (два энергоблока) и Конаковской ГРЭС (один энергоблок). Для реализации функций расчета частоты, регулирования, позиционирования и ПАА, требующих повышенного быстродействия, использован специализированный модуль FM-458.

Оценка нечувствительности систем регулирования турбин

Оценка нечувствительности выполнена после модернизации систем регулирования турбин на энергоблоках, оснащенных САРЧМ или полномасштабными

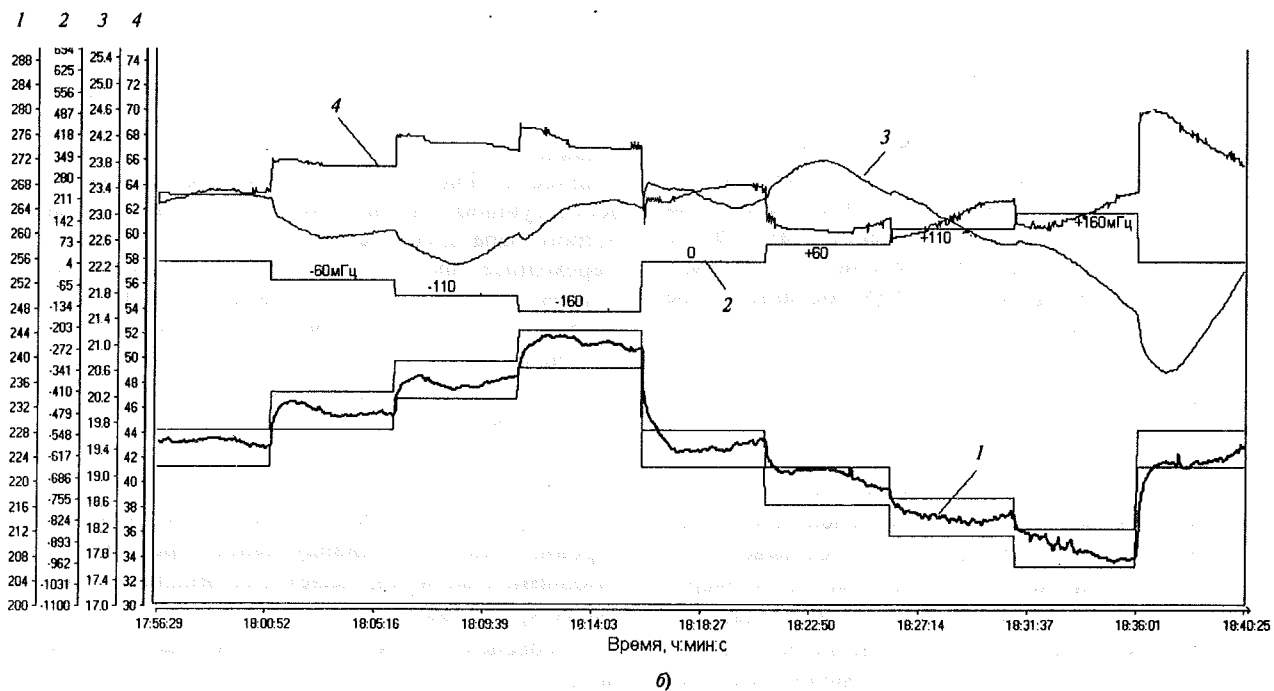
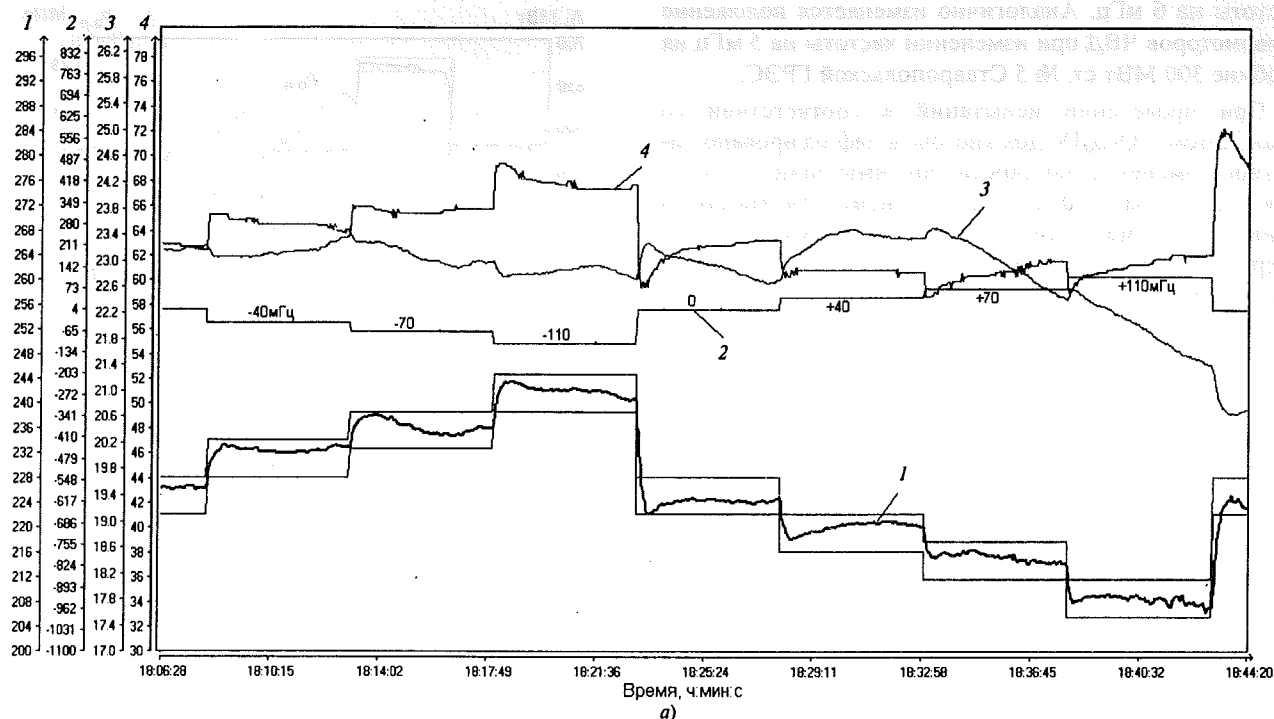


Рис. 5. Изменение мощности энергоблока при скачкообразных изменениях частоты и разных значениях статизма.
Статизм, %: а — 4; б — 6; 1 — N , МВт; 2 — df , мГц; 3 — $p_{0.1}$, МПа; 4 — H_T , %

АСУ ТП. На энергоблоке 300 МВт № 1 Ириклинской ГРЭС при нагрузке 300 МВт имитировались отклонения частоты, требующие разгрузки турбины. При скачкообразных отклонениях частоты от 0,5 до 10 мГц и соответствующем снижении обобщенного задания регулирующим клапанам фиксировались давление в камере регулирующей ступени $p_{p.c}$, давление острого па-

ра $p_{o.п}$, положения регулирующих клапанов РК-5 и РК-6, а также мощность генератора N . Представленные на рис. 3 процессы показывают, что регулирующие клапаны реагируют на отклонение частоты в пределах 2...4 мГц. Заметное изменение давления острого пара в камере регулирующей ступени, а также изменение мощности генератора происходят при отклонениях

частоты на 6 мГц. Аналогично изменяется положение сервомоторов ЧВД при изменении частоты на 5 мГц на турбине 300 МВт ст. № 5 Ставропольской ГРЭС.

При проведении испытаний в соответствии со Стандартом СО-ЦДУ должно быть зафиксировано заметное изменение мощности при имитации отклонения частоты на ± 10 мГц при статизме 6 %. На рис. 4 приведен пример такого процесса, полученного на энергоблоке 800 МВт № 1 Пермской ГРЭС. Для всех рассмотренных вариантов модернизации систем регулирования турбин требования СО-ЦДУ по нечувствительности выполняются.

Проверка работы системы регулирования частоты при разных значениях статизма

В соответствии со Стандартом СО-ЦДУ работа системы регулирования проверяется путем имитации скачкообразного изменения частоты для двух значений статизма системы регулирования (4 и 6 %). Принято, что скачок частоты должен иметь разные знаки и состоять из трех ступеней, причем максимальное приращение мощности должно составлять ± 5 % номинальной мощности турбины. Динамическая и статическая погрешность отработки задания не должна превышать ± 1 % (заданный коридор) номинальной мощности энергоблока.

Проверка реакции энергоблока проводится сверху, снизу и в середине регулировочного диапазона. На рис. 5 показаны переходные процессы для турбины 300 МВт № 5 Ириклинской ГРЭС при исходной мощности 226 МВт. При заданном значении статизма системы регулирования имитации изменения частоты в соответствии со Стандартом СО-ЦДУ достигается требуемое изменение мощности.

Оценка мобильности турбины при отклонениях частоты

Микропроцессорная часть системы регулирования в комплексе с ее модернизированной гидравлической частью обеспечивает высокое быстродействие и точность отработки команд управления. Этот вывод обоснован результатами испытаний на некоторых энергоблоках с турбинами 300 и 800 МВт производства ЛМЗ и ОАО «Турбоатом», подтвердившими выполнение требований Стандарта СО-ЦДУ [2]. Именно быстрое и точное изменение мощности турбины позволяет реализовать вход в заданный коридор значений независимо от знака возмущения, при этом 50 % изменения мощности достигается за 10 с, а 100 % изменения мощности — за 30 с. При аварийном изменении частоты полное требуемое значение изменения мощности должно быть достигнуто за 2 мин [1]. Типичный пример переходного процесса при аварийном скачкообразном изменении частоты на 12,5 % приведен на рис. 6 для энергоблока 800 МВт № 3 Пермской ГРЭС, где 100 %-ное изменение мощности выполняется согласно требованиям Стандарта СО-ЦДУ за 2 мин.

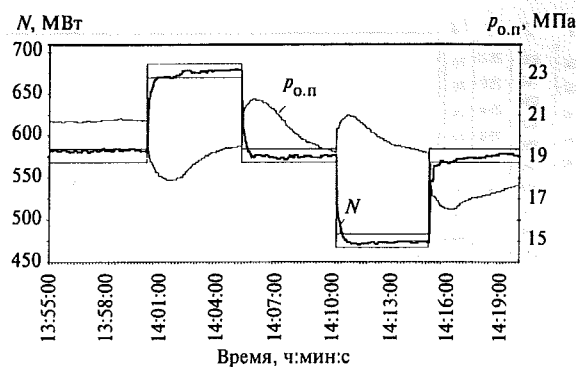


Рис. 6. Переходный процесс изменения мощности на 100 МВт при скачкообразном изменении частоты

Участие энергоблоков в НПРЧ

Испытания при длительной работе энергоблока с зоной нечувствительности ± 10 мГц при нагрузке, близкой к номинальной, позволяют оценить возможности выполнения требований Стандарта СО-ЦДУ. На рис. 7 приведены процессы изменения параметров энергоблока 300 МВт № 1 Ириклинской ГРЭС в интервале времени 45 мин. Реальные отклонения частоты в энергосистеме как в сторону снижения, так и в сторону увеличения относительно зоны нечувствительности ± 10 мГц приводят к формированию сигналов управления регулирующим клапанам турбины и изменению задания нагрузки котла при включенном корректоре мощности. При этом четко фиксируются перемещения регулирующих клапанов № 5, 6, изменения давления острого пара и, соответственно, мощности генератора. Переходные процессы устойчивы, отклонения параметров находятся в допустимых пределах, поэтому энергоблок может быть привлечен к НПРЧ.

Анализ результатов испытаний системы регулирования турбины, включающей микропроцессорную и модернизированную гидравлические части с разной степенью вытеснения механических и гидравлических элементов, позволяет сделать следующие выводы:

1. Вариант 1 модернизации систем регулирования турбин, имеющих индивидуальное управление регулирующими клапанами, является оптимальным по следующим критериям:

- обеспечивается минимальная зона нечувствительности;
- имеются наилучшие условия для выполнения линейной нагрузочной характеристики с использованием микропроцессорной части;
- реализуется максимально возможная скорость перемещения регулирующих клапанов при минимальном перерегулировании;
- минимизируются или исключаются колебания сервомоторов (клапанов) в установившихся режимах.

2. Реконструкция системы регулирования, в которой группой регулирующих клапанов управляет один сервомотор, имеет все указанные достоинства, за исключением возможности выполнения линеаризации нагру-

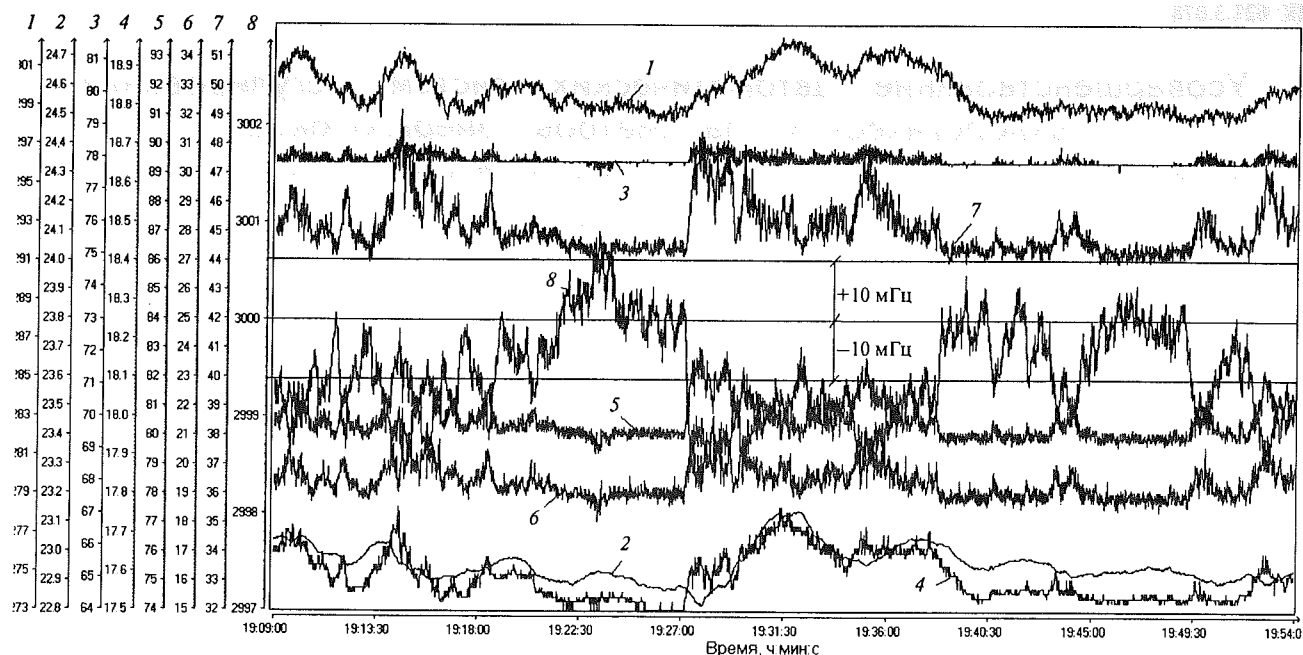


Рис. 7. Участие энергоблоков в НППЧ.

1 — N , МВт; 2 — $p_{0.п}$, МПа; 3 — H_t , %; 4 — $p_{0.с}$, МПа; 5 — РК-5, %; 6 — РК-6, %; 7 — РК-7, %; 8 — частота вращения турбины n , об/мин

зочной характеристики с использованием микропроцессорной части. Имеются также ограничения на выполнение расхаживания регулирующих клапанов.

3. Реконструкция системы регулирования с управляемым с помощью ЭМП промежуточным золотником не позволяет использовать микропроцессорную систему для линеаризации нагрузочной характеристики. Максимально возможная скорость перемещения сервомоторов ограничивается наличием гидравлических линий, используемых для передачи сигналов от промежуточного золотника (управляющего давления) к отсечным золотникам сервомоторов. Несмотря на имеющиеся ограничения, все требования Стандарта СО-ЦДУ, в том числе по нечувствительности, выполняются.

Внедрение микропроцессорных частей систем регулирования турбин осуществлялось одновременно с созданием САРЧМ или АСУ ТП на 11 энергоблоках. К настоящему времени испытания на соответствие Стандарту СО-ЦДУ проведены на девяти энергоблоках, для которых электростанциями уже получены сертификаты соответствия.

Выводы

1. Разработанные микропроцессорные части систем регулирования паровых турбин позволяют совместно с их модернизированными гидравлическими частями регулирования работать с нечувствительностью ± 10 мГц и оперативно менять статизм. Паровая турбина, оснащенная такой системой регулирования, имеет динамические и статические характеристики, соответствующие требованиям Стандарта СО-ЦДУ.

2. Разработанные варианты модернизации гидравлической части системы регулирования предусматривают

разные степени вытеснения гидравлических элементов для минимизации зоны нечувствительности.

3. Для турбин с индивидуальным управлением регулирующими клапанами предусмотрена возможность линеаризации нагрузочной характеристики в микропроцессорной части системы регулирования. При отклонениях частоты изменение мощности турбины как по значению, так и по знаку выполняется с погрешностью, не превышающей 1 % номинальной мощности. Для турбин с сервомоторами, перемещающими несколько регулирующих клапанов, необходима специальная настройка механических связей этой группы клапанов для достижения линейности нагрузочной характеристики. Если сервомоторы управляются промежуточным золотником, на который воздействует ЭМП, то для достижения линейности нагрузочной характеристики также необходима настройка всех регулирующих клапанов.

4. Испытания, проведенные по программе сертификации, показали, что создание микропроцессорных частей систем регулирования турбин является необходимым условием для выполнения энергоблоком требований Стандарта СО-ЦДУ.

Список литературы

1. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты: Стандарт СО-ЦДУ. М., 2005.
2. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14—26.

Усовершенствование автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков

Биленко В.А., канд. техн. наук, Микушевич Э.Э., Никольский Д.Ю., Рогачев Р.Л., Романов Н.А., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Изложены результаты работ ЗАО «Интеравтоматика» по разработке и внедрению усовершенствованных автоматических систем регулирования (АСР) основных технологических параметров отечественных энергоблоков с прямоточными котлами. Рассмотрены общий подход к усовершенствованию систем регулирования и конкретные решения по автоматизации основных технологических узлов пылеугольных и газомазутных энергоблоков.

Автоматические системы регулирования технологических параметров являются базовым элементом обеспечения автоматизации энергоблоков как в режиме рабочих нагрузок, так и в пускоостановочных режимах. В отечественной энергетике большое внимание всегда уделялось совершенствованию структурных схем АСР, их адаптации к новым технологическим схемам энергоблоков и режимам их эксплуатации. Сдерживающий фактор при этом — использование традиционной аналоговой аппаратуры регулирования, затрудняющей возможности функционального расширения АСР. Переход к микропроцессорной технике и широкое внедрение в последние 10—15 лет распределенных микропроцессорных АСУ ТП энергоблоков позволили существенно усовершенствовать структурные схемы АСР, повысить надежность и живучесть АСР, обеспечить улучшение качества процессов регулирования.

В статье рассматриваются результаты разработки и внедрения АСР основных технологических параметров отечественных энергоблоков в процессе полной или частичной модернизации систем контроля и управления (СКУ) на базе программно-технических комплексов (ПТК) разработки фирмы Siemens: TELEPERM XP-R, SIMATIC PCS7-PS, SPPA-T3000. Основное внимание уделено АСР традиционных энергоблоков с прямоточными котлами. Проведенный анализ основан на опыте внедрения АСР пылеугольных энергоблоков: 800 МВт (№ 1 и 2 ТЭС «Суйджун» в Китае и Березовской ГРЭС), 500 МВт (№ 7—10 Рефтинской ГРЭС) и 300 МВт (№ 3 и 4 ТЭС г. Аксу в Казахстане и № 8 Змиевской ТЭС на Украине) — и газомазутных энергоблоков: 800 МВт (№ 1 и 2 Пермской ГРЭС), 300 МВт (№ 5 Ставропольской ГРЭС, № 1—5 Ириклинской ГРЭС, № 8 Конаковской ГРЭС, № 10 Среднеуральской ГРЭС, № 2 и 4 Киришской ГРЭС).

Авторы выражают благодарность руководству и ведущим специалистам данных электростанций за творческое участие и помощь в организации работ.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

Возможности современных ПТК для усовершенствования АСР энергоблоков

Современные ПТК, в частности используемые ЗАО «Интеравтоматика» перечисленные выше микропроцессорные системы управления разработки фирмы Siemens, обладают преимуществами, обеспечивающими существенное совершенствование АСР энергоблоков по сравнению с традиционными средствами и микропроцессорными системами первых поколений. К таким преимуществам следует отнести:

- высочайшую степень надежности технических средств и глубину их самодиагностики, что позволяет строить сложные многосвязные и всережимные структуры АСР, практически исключая возможность отказа (в особенности недиагностированного) каких-либо элементов этих структур;

- высокоразвитое базовое программное обеспечение, позволяющее реализовать практически любой физически выполнимый алгоритм автоматического регулирования с необходимым объемом динамических и логических преобразований;

- всесторонне проработанную диагностику периферийного оборудования АСР (датчиков, приводов, регулирующих органов), обеспечивающую формирование необходимой информации о произошедшем нарушении и возможность осуществления требуемой в таком случае реконфигурации структурных схем АСР;

- предметно-ориентированный интерфейс оператора, включающий в себя:

- разнообразную сигнализацию о качестве работы АСР и возможных нарушениях в их функционировании;

- оперативное и постоперативное наглядное представление графиков переходных процессов по комплексам взаимосвязанных технологических параметров регулирующих органов и внутренних переменных алгоритмов АСР;

- представление функциональных схем алгоритмов АСР с текущими значениями их внешних и внутренних переменных;

- автоматическое формирование протоколов всего перечня событий, связанных с функционированием АСР, включая действия оперативного персонала по их отключению, включению или изменению структуры АСР;

совмещение на одном видеокадре перечисленных выше разнообразных способов представления информации о работе АСР;

предоставление оперативному или обслуживающему персоналу возможности изменения в заранее определенных пределах структуры АСР для обеспечения их работоспособности в нестандартных ситуациях;

- развитые инженерные средства, позволяющие быстро и эффективно корректировать алгоритмы АСР и видеокадры их сопровождения и оперативно на действующем оборудовании загружать внесенные изменения в ПТК.

Таким образом, современные ПТК дают возможность существенно усовершенствовать алгоритмы АСР, значительно упростить процедуры их наладки, обеспечить наглядный контроль за работой регуляторов и корректировку их функционирования в нестандартных ситуациях.

Основные направления улучшения качества процессов регулирования

Главная тенденция усовершенствования АСР энергоблоков — повышение качества поддержания нагрузки энергоблока и его основных технологических параметров с одновременной минимизацией участия оперативного персонала в непосредственном управлении как регулирующими органами, так и задатчиками регуляторов. В первую очередь это касается регулируемого диапазона нагрузок: от 50 (40) до 100 % для газомазутных и от 70 (60) до 100 % для пылеугольных энергоблоков. В этом диапазоне уже в настоящее время из-за требований участия в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), существенной неравномерности реального графика изменения нагрузки и жестких коммерческих требований к точности его поддержания (± 1 % номинальной нагрузки), а в будущем — из-за необходимости участия большого числа энергоблоков в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (соответственно НПРЧ и АВРЧ) [1] любое изменение нагрузки должно выполняться автоматически. Следует отметить, что вследствие серьезных санкций за отключения энергоблоков обязательным стало требование обеспечения работоспособности АСАРБ (автоматической системы аварийной разгрузки энергоблока).

Крайне важно, что данные требования должны выполняться непрерывно в процессе длительного периода эксплуатации энергоблока, поэтому вероятное возникновение технологических ограничений или отказов отдельных элементов технологического оборудования и функциональных отказов периферийного оборудования АСР должно отрабатываться с минимально возможными нарушениями заданий энергосистемы и ухудшением качества поддержания внутренних параметров энергоблока.

Общими направлениями функционального совершенствования АСР технологических параметров энергоблоков, позволяющих решать перечисленные задачи, являются следующие.

1. Автоматическое формирование оптимальных заданных значений технологических параметров благодаря использованию корректирующих регуляторов, режимных аналоговых зависимостей (от нагрузки, давления и т.п.), сигналов количественного состава вспомогательного оборудования (горелок, мельниц, насосов), логических условий характеристики режимов.

2. Усовершенствование алгоритмов регулирования локальных АСР инерционных технологических параметров (в первую очередь температур) в результате использования упрощенных моделей участков регулирования [2]. Это позволяет не только реализовать ПИД- и более сложные законы регулирования в классических двухконтурных АСР, но и вводить дополнительные контуры регулирования, например, в локальные АСР впрысков по температурам в рассечке пароперегревателей или образовывать многоконтурные АСР, объединяя несколько таких локальных АСР при выводе из работы отдельных впрысков.

3. Нейтрализация взаимовлияния локальных АСР путем ввода устройств компенсации (динамических преобразователей) между ними. Такие решения позволяют обеспечить динамическую развязку каналов регулирования и улучшить качество переходных процессов при характерных возмущениях, в первую очередь при изменении нагрузки. При правильном выборе методов развязки, т.е. способов включения устройств компенсации, удастся упростить наладку многосвязной АСР энергоблока, сведя ее к последовательности настройки и ввода в эксплуатацию локальных АСР без использования итерационных процедур [3, 4].

Для многосвязных АСР с одностипными локальными АСР эффективным способом развязки является реализация регуляторов суммарного (или усредненного) и разностного небалансов регулируемых величин [5].

4. Автоматическое изменение структуры схем АСР при изменении режимов работы оборудования, возникновении технологических ограничений (ТО) или функциональных отказов (ФО) периферийного оборудования АСР:

- замена основных или дополнительных регулируемых параметров по логическим условиям либо путем выделения минимального или максимального значения небалансов их заданной и фактической величин;

- ввод, исключение или смена дополнительных контуров регулирования локальных АСР;

- реконфигурация структуры взаимосвязанных локальных АСР, включая так называемую схему «переворота» [6].

5. Широкое использование автоподстройки параметров настройки элементов локальных АСР (регуляторов, корректирующих регуляторов, дифференциаторов) и динамических преобразователей между ними с сочетанием непрерывного (при изменении режима и неизменной структуре АСР) и дискретного (при изменении структуры) законов их изменения.

6. Повышение живучести АСР в результате своевременной диагностики отказов датчиков и регулируемых органов и осуществления соответствующей кон-

фигурации данной и/или связанных с ней локальных АСР (см. п. 4).

Основные решения по структурной реализации АСР энергоблоков с прямоточными котлами

Автоматическая система регулирования энергоблока включает в себя блочную часть [систему автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ)] и АСР отдельных технологических узлов котла и турбины. Количество автоматических регуляторов крупных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 МВт составляет 100...200. Часть регуляторов, в основном турбинного и вспомогательного оборудования, выполнены по простейшим одноконтурным или двухконтурным (с дополнительным сигналом по положению регулирующего органа) схемам, и их реализация обычно не вызывает существенных проблем. Большинство же технологических узлов котла требуют оснащения их сложными АСР, связанными между собой и со входящими в состав САРЧМ котельным и турбинным регуляторами мощности (соответственно КРМ и ТРМ) [1]. Проблема выбора оптимальных структурных решений для АСР котла в целом и его основных узлов является предметом дальнейшего рассмотрения, причем основное внимание уделено прямоточным котлам, существенно более сложным с точки зрения управления.

Укрупненные схемы АСР прямоточного котла приведены на рис. 1. При построении АСР прямоточного котла принципиальным всегда являлся выбор распределения функций между АСР питания и топлива: какая из них будет выполнять задачу регулирования нагрузки, а какая — температурного режима по тракту котла до первого регулируемого впрыска [7, 8]. В отечественной практике в течение долгого времени был принят подход, согласно которому для пылеугольных котлов в качестве регулятора нагрузки принимался регулятор питания (так называемая схема 1; см. рис. 1, а), а для газомазутных котлов — регулятор топлива (схема 2; см. рис. 1, б). В 80—90-х годах прошлого столетия из-за трудностей регулирования пылеугольных прямоточных котлов энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт вследствие существенного отдаления от начала пароводяного тракта зоны уверенного перегрева (в которой необходимо выбирать точку измерения температуры для управления соотношением вода — топливо) наметилась тенденция применения схемы 2 для пылеугольных котлов, но широкого внедрения на практике она не получила. Необходимо отметить, что за рубежом также используются два варианта распределения функций между регуляторами питания и топлива. В Германии, где среди европейских стран прямоточные котлы получили наиболее широкое распространение, в независимости от вида топлива используется схема 2. В США, где доля прямоточных котлов меньше, а основным топливом является уголь, обычно применяется схема 1.

Важное преимущество схемы 1 — характерная для большинства котлов более благоприятная динамика сигналов по температуре в промежуточных сечениях

тракта котла при возмущении расходом топлива по сравнению с изменением расхода питательной воды, причем это различие увеличивается по мере снижения нагрузки. Данное преимущество обеспечивает схеме 1 [8] существенный выигрыш в качестве регулирования в многосвязной АСР температуры пара, мощности энергоблока и давления пара перед турбиной по сравнению со схемой 2, в особенности для топливных возмущений, не перехватываемых сигналом, используемым в качестве показателя расхода топлива. Для пылеугольных котлов, характеризующихся относительно частыми возмущениями по каналу подачи топлива, значениям которых не всегда достаточно точно соответствует изменение сигнала, отражающего расход топлива, динамические преимущества схемы 1 очевидны. Доводом в пользу использования для пылеугольных котлов схемы 2 является удобство учета ограничений в сторону «больше», достаточно часто возникающих при отключениях пылесистем (для котлов с прямым вдуванием пыли) или пылепитателей (для котлов с промежуточным бункером). В схеме 2 отработка подобного возмущения обеспечивается исходной структурной схемой АСР котла, а в схеме 1 требуется осуществление «переворота», т.е. переключение воздействия регулятора топлива на АСР питания.

Предпочтение схеме 2 для газомазутных котлов отдавалось, чтобы исключить лишние воздействия на расход топлива вследствие, с одной стороны, достаточно высоких требований к качеству процесса горения, а с другой — отсутствия особых причин возникновения топливных возмущений. Эти доводы были убедительны из-за преобладавшего в тот период времени базового характера нагрузки энергоблоков.

Еще одним аргументом в пользу использования схемы 2 для газомазутных котлов является то, что на большинстве из них имеется по два потока пароводяного тракта и только один орган регулирования расхода топлива. В этом случае схема 2 реализуется непосредственно: регулятор расхода газа обеспечивает регулирование нагрузки, а регулятор расхода питательной воды по потоку поддерживает его температурный режим. В случае применения схемы 1 решение не столь органично: функция регулирования нагрузки возлагается на регулятор суммарного расхода воды по потокам, усредненного температурного режима по потокам (например, сигналов полусуммы температур или положений клапанов впрыска) — на регулятор расхода топлива, а разности показателей температурного режима на регулятор разности расходов питательной воды по потокам. Для пылеугольных котлов, где существует разделение на полутопки и в каждой полутопке можно обеспечить собственное регулирование подачи топлива, например путем разделения по полутопкам пылесистем или пылепитателей, рассмотренное преимущество схемы 2 не реализуется.

В настоящее время вследствие необходимости работы энергоблоков в существенно переменных режимах, включая их участие в ОПРЧ, а в ближайшем будущем — в НПРЧ и АВРЧ, требуется пересмотр ранее

Правильность решения использовать схему 2 для газомазутных котлов не столь очевидна. Действительно, для большинства объектов даже в таких сложных режимах, как испытания на соответствие Стандарту СО-ЦДУ в пределах аварийного резерва [1] или срабатывание автоматической системы аварийной разгрузки блока (АСАРБ), качество поддержания температурного режима по тракту котла оставалось высоким (примеры будут приведены далее). В то же время в некоторых случаях, например для котлов ПК-41, имеющих вынесенную переходную зону, достижение приемлемого качества регулирования в течение указанных выше режимов, особенно на низкой нагрузке, потребовало дополнительных усилий по совершенствованию структуры АСР и их тщательной настройке. Применение схемы 1, вероятнее всего, позволило бы улучшить качество процессов регулирования, однако, по мнению заказчиков, такое существенное изменение подхода к регулированию котла может вызвать значительные трудности у оперативного персонала, привыкшего в течение многих лет к другому принципу управления процессом, в частности, из-за изложенного выше соображения о наличии двух потоков среды, в которых должен поддерживаться температурный режим, и только одного регулирующего клапана подачи газа или мазута. Поэтому принятая схема 2 была оставлена без изменения.

Усовершенствование АСР основных технологических узлов котлов

Формирование заданных расходов воды и топлива. Сигнал заданной нагрузки котла, представляющий собой заданное значение расхода питательной воды $W_{\Sigma \text{зд}}$ (см. рис. 1, а; схема 1) или расхода топлива $G_{\text{т.зд}}$ (см. рис. 1, б; схема 2), формируется на выходе датчика нагрузки котла. В режиме рабочих нагрузок ЗНК или пропускает выходной сигнал САРЧМ, или управляется оператором. Формирование заданного значения другого основного регулирующего воздействия: $G_{\text{т.зд}}$ (схема 1) или $W_{\Sigma \text{зд}}$ (схема 2) — осуществляется в соответствующем блоке БФЗРТ (см. рис. 1, а) или БФЗРПВ (см. рис. 1, б).

В функции данных блоков входят:

формирование статической зависимости сигналов заданного значения расходов воды и топлива, в общем случае нелинейной;

изменение данной зависимости с учетом текущего значения температуры питательной воды $t_{\text{п.в}}$;

реализация динамического преобразователя, компенсирующего различие динамики при возмущении водой и топливом сигнала, характеризующего температурный режим по тракту котла;

добавление выходного сигнала корректора температуры.

Автоматическая система регулирования подачи топлива пылеугольных котлов. Проблема автоматизации узла подачи топлива пылеугольных котлов, прежде всего тех, которые оснащены пылесистемами прямого вдувания пыли, до середины 90-х годов не имела законченного решения в отечественной энергетике.

Специалистам ЗАО «Интеравтоматика» удалось решить эту проблему для пылеугольных котлов с пылесистемами различных типов:

с молотковыми мельницами (энергоблоки 500 МВт Рефтинской ГРЭС и 300 МВт ТЭС г. Аксу);

со среднеходными мельницами (энергоблоки 800 МВт ТЭС «Суйджун»);

с мельницами-вентиляторами (энергоблоки 800 МВт Березовской ГРЭС и 200 МВт Харанорской ГРЭС).

Основные решения по построению АСР подачи топлива пылеугольных котлов с прямым вдуванием пыли таковы.

1. В состав АСР топлива входят регулятор суммарного расхода топлива и АСР отдельных пылесистем (см. рис. 1, а). Для котла П-57 энергоблока 500 МВт возможно деление по полутопкам (их взаимовлияние не очень велико), и для каждой полутопки, содержащей четыре пылесистемы, реализуется своя АСР топлива. Для котлов П-67 и ТПП-807 энергоблоков 800 МВт подобное деление нецелесообразно, и АСР всех восьми пылесистем управляются от единого регулятора топлива. Аналогичное решение (с общим регулятором топлива) применяется для каждого из корпусов котла ПК-39 дубль-блока 300 МВт, имеющих по четыре пылесистемы, и котла ТПЕ-216 энергоблока 200 МВт, оснащенного шестью пылесистемами.

2. Сигнал, характеризующий общий расход пыли в котел (или полутопку), формируется умножением суммарной частоты вращения питателей сырого угля (ПСУ) на автоматически вычисляемый показатель «калорийности», который характеризует качество топлива и определяется путем текущего интегрирования отношения мощности энергоблока к суммарной по энергоблоку (без разделения на полутопки и корпуса) частоте вращения ПСУ. Входным сигналом регулятора топлива является взвешенная сумма данного сигнала и сигнала расхода мазута.

3. Каждая пылесистема оснащена своей АСР. Для молотковых и среднеходных мельниц данная АСР включает в себя два взаимосвязанных регулятора: нагрузки пылесистемы, управляющий частотой вращения ПСУ, и загрузки мельницы, воздействующий на изменение расхода первичного воздуха. Третий регулятор пылесистемы — температуры аэросмеси — является стерегущим и обычно в совместной работе с другими регуляторами при отработке задания по нагрузке котла не участвует. Для предупреждения завала мельницы при исчерпании диапазона регулирования подачи первичного воздуха выполняется так называемый «малый переворот» и регулятор первичного воздуха (загрузки мельницы) начинает управлять регулятором нагрузки пылесистемы, снижая частоту вращения ПСУ. Еще одним ограничением «сверху» нагрузки пылесистемы может явиться срабатывание стерегущего регулятора мощности мельницы. Подробно принцип работы АСР такой пылесистемы описан в [9].

Автоматическая система регулирования мельниц-вентиляторов также имеет два регулирующих воздействия: частота вращения ПСУ и присадка к сушильно-

му агенту холодных газов рециркуляции, в функции которой входит регулирование температуры аэросмеси. Здесь безопасность работы мельницы обеспечивается вводом двух стерегущих регуляторов (по мощности мельницы и понижению температуры аэросмеси), действующих на разгрузку ПСУ.

4. Регулятор топлива воздействует на регуляторы нагрузки пылесистем, меняя на одинаковое значение задание по частоте вращения ПСУ. При возникновении ограничения на увеличение нагрузки пылесистемы (вступление в работу схемы «малого переворота» или стерегущего регулятора) воздействие регулятора топлива на эту пылесистему прекращается и восстанавливается после первого срабатывания регулятора топлива в сторону «меньше».

Включение в работу пылесистемы производится пошаговой программой, которая автоматически выводит частоту вращения ПСУ на среднее значение этого показателя для находящихся в работе ПСУ и подключает регулятор нагрузки пылесистемы к регулятору топлива.

5. При исчерпании диапазона регулирования в сторону «больше» всех включенных в работу на автоматическом управлении пылесистем (наиболее типичная причина такой ситуации — аварийное или вынужденное отключение одной или нескольких пылесистем) выполняется «большой переворот»: переключение воздействия регулятора топлива на ЗНК (см. рис. 1, а), т.е. на изменение (в начальный момент времени уменьшение) расхода питательной воды. С этого момента времени корректор температуры начинает поддерживать температурный режим по тракту котла воздействием на расход питательной воды, тем самым устанавливая его значение таким образом, чтобы оно соответствовало существующему на котле значению расхода топлива. Если котел разделен на две полутопки со своими регуляторами топлива или полублоки, то мощность энергоблока будет сохранена воздействием на вторую полутопку. Однако значительное нагружение второй полутопки будет ограничено допустимой разностью расходов воды между потоками [9].

Важно подчеркнуть, что, как показано в [3], несмотря на различие динамических характеристик при возмущении водой и топливом регулируемого параметра корректора температуры, изменение параметров настройки корректора после «переворота» не требуется, если правильно осуществлена настройка динамического преобразователя, реализованного в составе БФЗРТ (см. рис. 1, а).

Автоматическая система регулирования подачи топлива газомазутных котлов. Для таких котлов проблем с регулированием расхода топлива при сжигании газа или мазута обычно не возникает. Традиционная схема с регулированием расхода топлива соответствующего вида и стерегущим регулятором минимального давления, дополненная регулятором давления на начальных этапах пуска, вполне обеспечивает требуемое качество регулирования.

Сложнее обстоит дело с регулированием расхода топлива при совместном сжигании газа и мазута. Спе-

циалистами ЗАО «Интеравтоматика» в проектах используется универсальная схема, обеспечивающая различные варианты режима совместного сжигания: с изменением расходов обоих видов топлива и с изменением расхода только одного из них при фиксированном значении расхода другого. В режиме совместного изменения расходов газа и мазута используется корректирующий регулятор отношения давлений газа и мазута, обеспечивающий равную тепловую нагрузку горелок, сжигающих топливо разных видов, вне зависимости от количества горелок, включенных на каждом виде топлива. Логическая обвязка схемы и специальные приемы отслеживания позволяют безударно переходить с одного принципа управления режимом совместного сжигания топлива двух видов на другой и в режим сжигания одного из них.

Новые возможности управления подачей газа предоставляют широко распространенные горелочные устройства фирмы АМАКС. В ЗАО «Интеравтоматика» реализовано семь проектов автоматизации этих устройств. На каждой горелке устанавливается регулирующая заслонка. Первоначально она предназначалась для обеспечения безопасного розжига, но, как оказалось, она позволяет решить и ряд задач автоматического регулирования подачи газа. Например, в режиме рабочих нагрузок это — устранение перекосов тепловыделения по полутопкам, перераспределение расхода газа между ярусами горелок для подавления выбросов оксидов азота. Особо эффективным с учетом задач НПРЧ и АВРЧ, требующих широкого диапазона изменения нагрузки без изменения количества горелочных устройств, является реализованное на энергоблоках мощностью 300 МВт Ириклинской ГРЭС решение о введении контура поддержания давления газа за регулирующим клапаном общего газа на уровне, превышающем минимально допустимое значение давления, путем прикрытия регулирующих заслонок горелочных устройств.

Автоматическая система регулирования питания. Несмотря на некоторую однотипность задач регулирования узла питания различных котлов в регулируемом диапазоне нагрузок: 2 или 4 потока, 1 или 2 ПТН, — структурная реализация АСР питания приобретает определенные различия в зависимости от особенностей долго эксплуатируемого оборудования. Поэтому в своих проектах ЗАО «Интеравтоматика», с одной стороны, придерживается общих решений, а с другой стороны, для каждого конкретного энергоблока пытается учесть специфичность характеристик его питательного узла.

К числу общих решений следует отнести следующие: возложение функций регулирования суммарного расхода воды в котел на ПТН, а разности между расходом воды по данному потоку и усредненным значением расхода по всем потокам котла на РПК (это обеспечивает динамическую развязку регуляторов, снижает число их включений, улучшает стабильность работы питательного узла) [5];

стремление к обеспечению минимального перепада давлений на РПК с сохранением при этом запаса на регулирование в сторону «больше», требуемого перепада давлений на клапанах впрысков, достаточной крутизны характеристики РПК при приближении ПТН к границе диапазона регулирования в сторону «меньше»;

наличие схемных решений для учета возникновения, в том числе и только в динамике, ограничений по максимальному и минимальному значениям давления за ПТН, максимально допустимому перепаду давлений на РПК, диапазону регулирования РПК и ПТН.

На стадии проектирования и в большей мере на этапе наладки общие решения дополняются с учетом характеристик РПК и ПТН, возможной несимметрии характеристик РПК по потокам, наличия и значений люфтов и выбегов арматуры и соотношений их значений для РПК и ПТН, а также других технологических особенностей питательного узла и котла в целом.

Автоматическая система регулирования температуры свежего пара. Данная АСР представляет собой структуру каскадно связанных между собой локальных АСР впрысков и корректора температуры. Ее основной задачей является поддержание выходной температуры пара, а вспомогательной — обеспечение диапазонов регулирования клапанов впрыска. Благодаря реализации данного подхода практически исключается вмешательство оперативного персонала в работу АСР температуры.

В числе факторов, осложняющих решение данной задачи, следует назвать:

желание специалистов-технологов снизить расходы воды на впрыск для минимизации уровня температур по тракту котла, что особенно важно для оборудования, эксплуатируемого на протяжении нескольких десятков лет; оно реализуется частичным выводом впрысков из работы или переводом их в закрытое положение (закрытый клапан при открытой задвижке) со стерегущим режимом работы управляющих ими регуляторов;

разветвление потоков по ходу среды, как правило, после встроенной задвижки, когда приходится одним корректором вводить в диапазон впрыски на двух параллельных потоках;

установку впрысков в сечениях тракта, расположенных в зоне максимальной теплоемкости во всем диапазоне нагрузок или в его части, а также в режиме с отключенными подогревателями высокого давления; это приводит к невозможности использовать температуру до, а особенно после впрысков в качестве регулируемых параметров.

Основные решения ЗАО «Интеравтоматика» по построению АСР температуры свежего пара состоят в следующем.

1. Обязательное использование и включение в единую взаимосвязанную структуру корректора температуры и регуляторов всех работающих впрысков, в том числе и находящихся в стерегущем режиме.

2. Использование в качестве основной регулируемой величины регулятора впрыска или корректора температуры сигнала, характеризующего положение одного или нескольких клапанов следующих по ходу впрысков:

собственно положения клапана или перепада температур на нем. Более предпочтительным, особенно для первых по ходу среды впрысков, находящихся в окрестности зоны максимальной теплоемкости, является сигнал по положению клапана. При разветвлении потоков формируется результирующий сигнал, характеризующий положение клапанов впрысков на обоих потоках: усредненное значение небалансов положения клапанов с предоставлением приоритета в случае их большой разбежки в разные стороны от заданного положения небалансу клапана, идущего на открытие.

3. Увеличение (по возможности) числа используемых в корректоре температуры и регуляторах впрысков температурных сигналов, находящихся в зоне уверенного перегрева, например в рассечке пароперегревателя, вне зависимости от соотношения инерционностей возникающих при этом участков регулирования.

4. Подача на вход регуляторов впрысков динамического преобразованного сигнала по нагрузке (см. рис. 1) для опережающей реакции в процессе изменения мощности блока.

В качестве примера можно привести схему АСР первого впрыска энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС. Впрыск не находится в зоне уверенного перегрева, и использование температуры за ним в схеме регулятора нецелесообразно. В то же время данный впрыск — наибольший по производительности и его роль в поддержании температурного режима по тракту очень важна. Поэтому был использован сигнал по температуре среды в рассечке между пакетами пароперегревателя, где уровень температур во всем диапазоне нагрузок соответствует зоне уверенного перегрева. Динамические свойства этого сигнала при возмущении впрыском, конечно, менее благоприятны по сравнению с температурой за впрыском, если бы она реагировала на такое возмущение, но качество отработки возмущений по пароводяному тракту регулятором данного впрыска оказалось удовлетворительным. Главным же результатом ввода рассматриваемого сигнала была его эффективная реакция на возмущения расходом топлива, что приводило к своевременному вступлению в работу и самого впрыска для отработки данного возмущения, а главное, к изменению соотношения вода — топливо корректором температуры, использующим в качестве основного сигнал по положению клапана первого впрыска.

Автоматическая система регулирования газовоздушного тракта. Направления усовершенствования АСР, входящих в состав АСР ГВТ: АСР подачи воздуха и АСР разрежения, — обусловлены в первую очередь необходимостью обеспечения качественного регулирования при значительных изменениях нагрузки и включают в себя:

формирование сигнала по расходу воздуха по расчетной формуле на основе сигналов мощности ДВ и перепада давлений на нем, а в случае невозможности применения последнего из-за отсутствия измерения давления на всасе ДВ — по сигналу корня квадратного из давления воздуха перед горелками; непосредственное использование сигнала по расходу воздуха для ав-

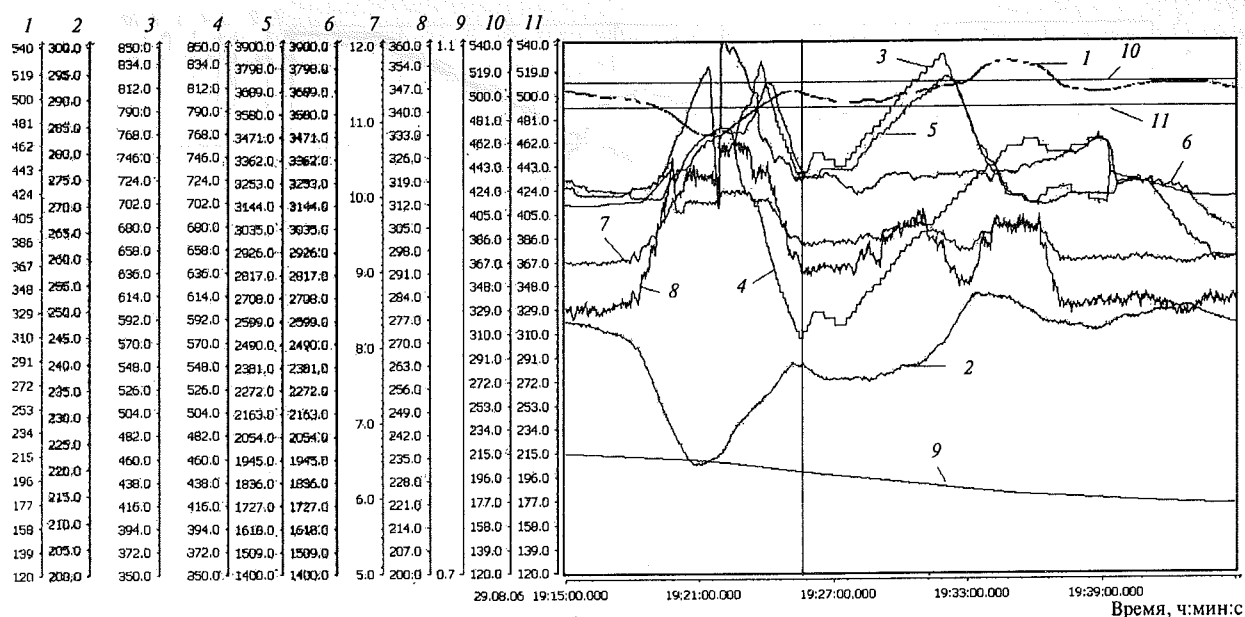


Рис. 2. Переходные процессы при «большом перевороте» с топлива на воду по стороне Б на пылеугольном моноблоке 500 МВт № 9 Рефтинской ГРЭС (котле П-57-111, турбина К-500-23,8-2).

1 — мощность, МВт; 2 — давление перед турбиной, кг/см²; 3 — задание по расходу питательной воды по нитке А, т/ч; 4 — задание по расходу питательной воды по нитке Б, т/ч; 5 — расход топлива по стороне А, об/мин; 6 — расход топлива по стороне Б, об/мин; 7 — давление в линии 1 усиления турбины, кг/см²; 8 — положение клапанов турбины, мм; 9 — показатель «калорийности»; 10, 11 — верхняя и нижняя допустимые границы точности поддержания мощности, МВт

томатического регулирования затруднено из-за часто недостоверных показаний датчиков, использующих перепад давлений на сужающих устройствах;

реализация в составе блока формирования задания АСР воздуха (см. рис. 1) динамических преобразователей, обеспечивающих различный порядок изменения расходов топлива и воздуха в зависимости от знака изменения нагрузки во избежание уменьшения содержания O₂ ниже допустимого;

автоматический и последовательный переход одного за другим ДВ с одной скорости на другую;

подача опережающего сигнала от АСР подачи воздуха к АСР разрежения;

введение в АСР разрежения (см. рис. 1) по рекомендации некоторых заказчиков корректора разности температур уходящих газов, воздействующего через схему синхронизации дымососов на соответствующий переключатель их производительности.

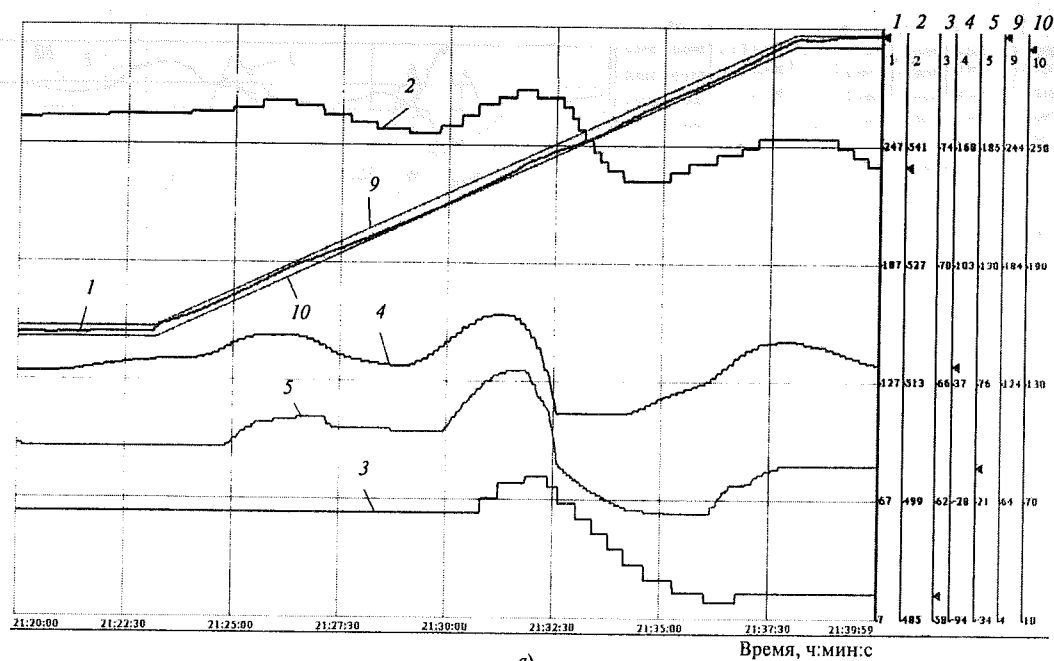
Автоматическая система регулирования температуры пара промперегрева. Для регуляторов данной группы, воздействующих на аварийный впрыск и байпас ППТО, используются решения, аналогичные АСР температуры свежего пара, в частности добавление температурных сигналов, построение многоконтурных структур и использование упрощенных моделей объекта.

Что касается АСР рециркуляции дымовых газов, то за последнее время подход к определению ее функций заметно изменился. Если некоторое время назад в эти функции входил ввод в диапазон АСР аварийных впрысков при обеспечении режимной зависимости от нагрузки для подавления NO_x (см. рис. 1), то в настоя-

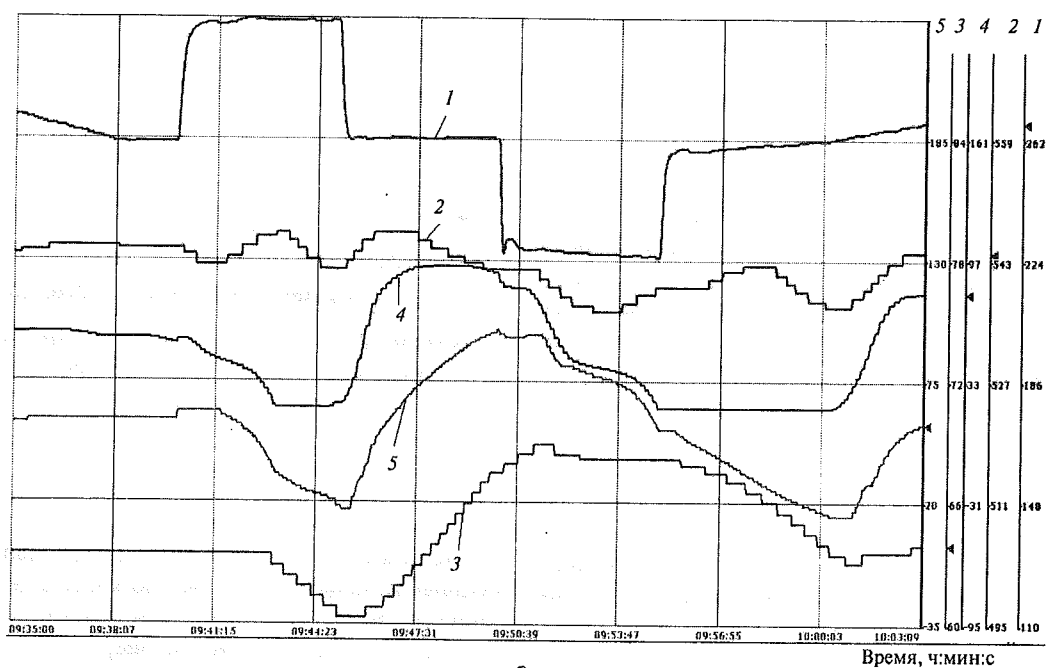
щее время многие электростанции ведут режим во всем диапазоне нагрузок с полностью открытыми направляющими аппаратами дымососов рециркуляции.

Примеры работы АСР технологических параметров энергоблока

Автоматическая система регулирования пылеугольного энергоблока. На рис. 2 представлен пример работы АСР энергоблока мощностью 500 МВт № 9 Рефтинской ГРЭС при довольно сильном нарушении режима сжигания топлива, обусловленном возникновением как «малых», так и «большого переворотов» в одной из полутопок. Исходным событием явилось ухудшение режима подачи и сжигания топлива (возможно, ухудшение качества топлива) по котлу в целом и в особенности по полутопке Б, о чем свидетельствовало заметное снижение мощности энергоблока и давления пара перед турбиной, которое привело к увеличению расходов питательной воды и топлива. По полутопке и потоку А увеличение обоих основных регулирующих воздействий котла было практически одинаково, а по полутопке и потоку Б наблюдалась существенно большая доля увеличения сигнала, характеризующего расход топлива, чем сигнала о расходе питательной воды. В процессе увеличения частоты вращения ПСУ произошло отключение одной из пылесистем полутопки Б, что видно по временному провалу сигнала суммарной частоты вращения ПСУ (сигнала расхода топлива). Это отключение было быстро отработано путем увеличения нагрузки оставшихся в работе пылесистем, что привело к возникновению вначале «малых», а затем и



а)

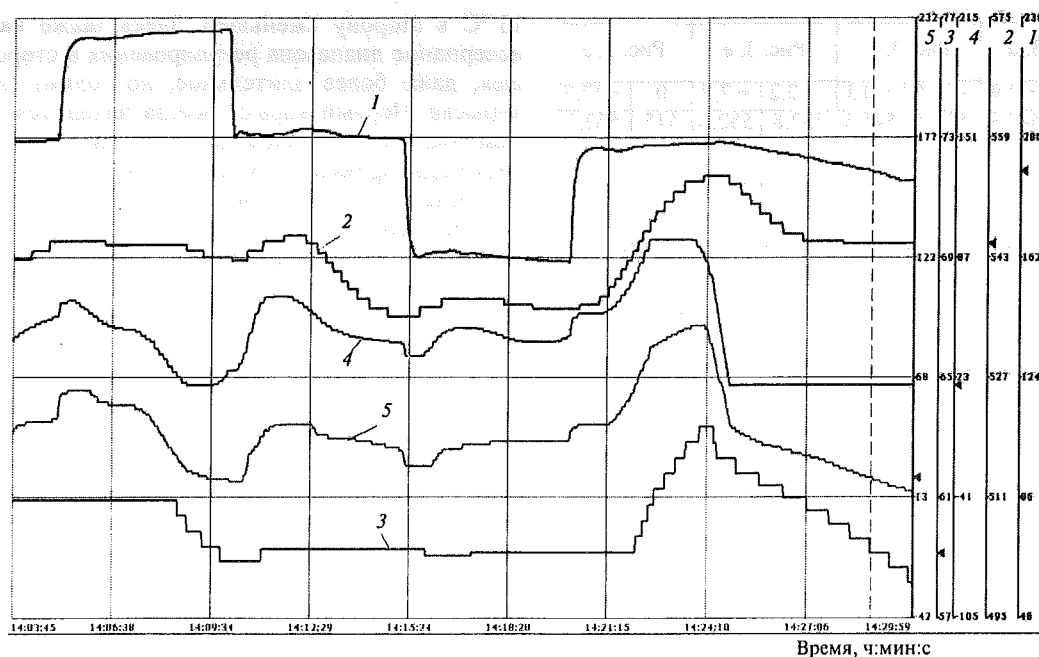


б)

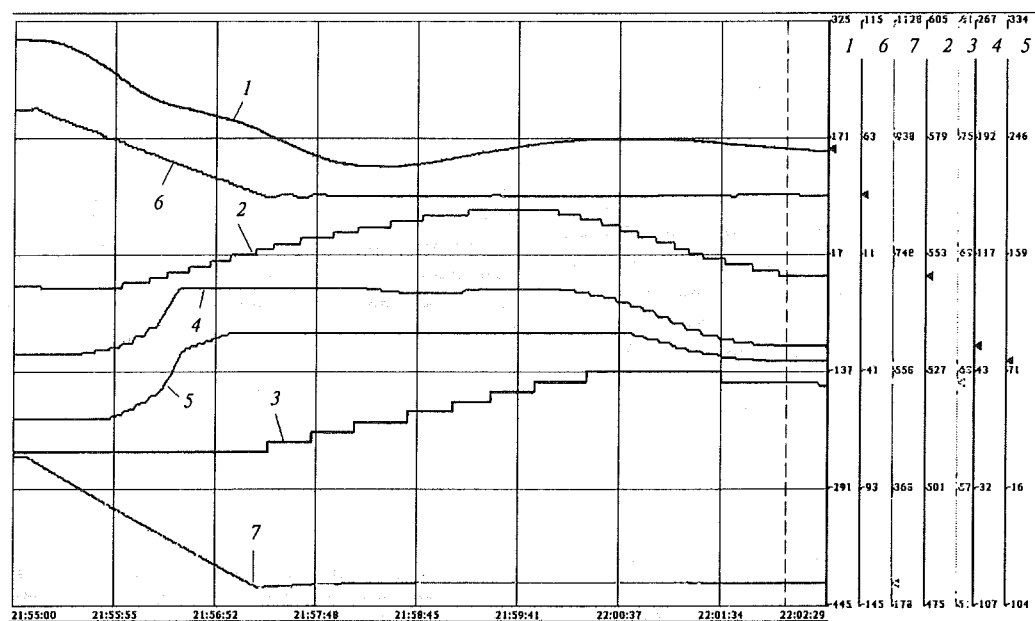
«большого переворота» по полутопке Б, что видно по снижению расхода питательной воды по потоку Б. Данное снижение продолжалось в течение 3...4 мин и было вызвано действием схемы «малого переворота», что подтверждает правильность решения о недостаточности в случае возникновения ограничения по расходу первичного воздуха в мельницу прекращения нагружения пылесистемы и необходимости ее разгрузки. Первую половину указанного интервала времени снижение нагрузки полутопки и потока Б компенсировалось увеличением нагрузки полутопки и потока А. Однако после достижения разностью расходов воды по пото-

кам предельно допустимого значения 150 т/ч стерегущий регулятор этой разности приостанавливает увеличение расхода питательной воды по потоку А (а следовательно, и расхода топлива по полутопке А), и расход воды начинает уменьшаться адекватно уменьшению расхода питательной воды по потоку Б.

Как только режим работы пылесистем по полутопке Б стабилизировался и соответственно расход питательной воды по потоку Б под воздействием корректора температуры своего потока начал увеличиваться, точно так же начали увеличиваться расходы питательной воды и топлива по потоку и полутопке А. При достижении в процессе увеличения расхода питательной воды



а)



б)

Рис. 3. Переходные процессы на энергоблоке 300 МВт № 5 Ставропольской ГРЭС при работе на газе (котел ТГМП-314А, турбина К-300-240-2).

а — изменение нагрузки энергоблока от 140 до 300 МВт со скоростью 10 МВт/мин (3,3 %/мин); б, в — испытания на соответствие Стандарту СО-ЦДУ НПРЧ в пределах аварийного резерва ± 370 МГц (± 37 МВт) вверху и внизу регулировочного диапазона соответственно; г — действие АСАРБ после отключения ПТН на нагрузке 300 МВт; 1 — мощность, МВт; 2 — температура свежего пара, °С; 3 — выход корректирующего регулятора температуры свежего пара, %; 4 — положение второго впрыска, %; 5 — положение первого впрыска, %; 6 — заданный расход топлива, тыс. м³/ч; 7 — заданный расход питательной воды, т/ч; 9, 10 — верхняя и нижняя допустимые границы точности поддержания мощности, МВт

по потоку Б суммарного расхода воды на котел значення, заданного регулятором мощности, дальнейшее увеличение расхода по потоку Б стало сопровождаться уже снижением расходов воды и топлива по потоку и полутопке А. Это происходило до тех пор, пока расходы питательной воды по потокам не выравнялись и

структурная схема АСР питания и топлива не восстановилась в исходном виде.

Автоматическая система регулирования газомазутного энергоблока. На рис. 3 представлены примеры работы АСР энергоблока 300 МВт № 5 Ставропольской ГРЭС при довольно тяжелых режимах работы

Параметр	Рис. 3, а		Рис. 3, б		Рис. 3, в		Рис. 3, г	
$\Delta t, ^\circ\text{C}$	-8,7	+2,9	-10,5	+0,3	-12,2	+7,8	0	+17,7
$t, ^\circ\text{C}$	536,3	547,9	534,5	545,3	532,8	552,8	545	562,7

энергоблока. Все опыты проведены при работе котла на газе. Основное внимание уделено качеству поддержания температуры свежего пара (данные приведены применительно к одному из потоков котла).

Особенности реализации АСР температуры на данном энергоблоке таковы.

Оба впрыска постоянно находятся в работе. Автоматическая система регулирования второго впрыска выполнена по стандартной для ЗАО «Интеравтоматика» двухконтурной схеме с упрощенной моделью пароперегревателя, а АСР первого впрыска вследствие невозможности использования температуры за впрыском (в некоторых режимах она попадает в зону максимальной теплоемкости) и отсутствия других измерений температуры реализована по одноконтурной схеме с комбинированным ПИД-регулятором (П- и И-составляющие формируются по сигналу указателя положения клапана второго впрыска, а Д-составляющая — по температуре пара перед вторым впрыском). В качестве регулируемой величины корректора температуры использована комбинация небалансов положения обоих впрысков.

Необходимо обратить внимание на тот факт, что опыты проводились в разное время: испытания АСАРБ (рис. 3, г) — весной 2006 г. в процессе сдачи системы в эксплуатацию, испытания на соответствие Стандарту СО-ЦДУ (рис. 3, а—в) — осенью 2006 г. За прошедший между этими датами период в процессе режимной наладки была заметно улучшена настройка регуляторов впрыска и особенно корректора температуры, что можно оценить по полученным результатам. Максимальные отклонения от задания выходной температуры свежего пара при этих возмущениях приведены в таблице.

При изменении нагрузки энергоблока во всем регулировочном диапазоне 140...300 МВт со скоростью 10 МВт/мин и нахождении мощности в диапазоне $\pm 1\%$ (см. рис. 3, а) максимальные отклонения выходной температуры пара невелики: 2,9 $^\circ\text{C}$ в сторону увеличения и 8,7 $^\circ\text{C}$ в сторону уменьшения. Большее отклонение в сторону уменьшения температуры вызвано кратковременным (приблизительно по 2 мин) истощением диапазона регулирования на «меньше» каждого из впрысков. Это обусловлено принятым на большинстве электростанций заданным положением впрысков 20...40 % как для снижения уровня температур по тракту котла, так и из-за меньшей опасности отклонения температуры вниз, чем вверх (по близости к уставкам защит).

В процессе испытаний энергоблока на готовность участия в НПРЧ в пределах аварийного резерва (см. рис. 3, б, в), несмотря на существенное значение возмущений (± 37 МВт) и период их нанесения (5 мин), предполагаемый как близкий к возможному значению резонансных частот температурных контуров регулирования котла, отклонения выходной температуры пара на обеих нагрузках находятся в безопасных пределах: не более 8 $^\circ\text{C}$ в сторону «больше» и не более

13 $^\circ\text{C}$ в сторону «меньше». Здесь также наблюдается истощение диапазона регулирования в сторону «меньше», даже более длительное, но только для второго впрыска. Первый впрыск всегда находится в допустимом диапазоне, причем вступает он в работу практически одновременно со вторым впрыском. У корректора температуры зона нечувствительности несколько завышена, что исключает его включение в работу при небольших возмущениях температурного режима и в то же время, как видно из приведенных графиков, позволяет вовремя вступать в работу при ощутимых нарушениях режима.

В наиболее тяжелом для температурного режима котла варианте АСАРБ с отключением одного из механизмов собственных нужд — ПТН на нагрузке 100 % (см. рис. 3, г) — отклонение выходной температуры пара (в сторону «больше») также вполне приемлемо: 18 $^\circ\text{C}$. В данном опыте наблюдается более долгое истощение диапазона обоих впрысков — примерно 5 мин, после чего из-за действия корректора температуры они оба входят в допустимый диапазон. Как было указано ранее, данный режим был испытан до окончательной наладки регуляторов. В настоящее время при новых настройках регуляторов впрысков и корректора температуры и длительность истощения клапанами впрысков своих диапазонов регулирования, и отклонение температуры будут заметно ниже. За истекший период подобных режимов не возникало.

Таким образом, разработанные ЗАО «Интеравтоматика» структурные схемы АСР позволяют вести эксплуатацию в регулировочном диапазоне нагрузок как пылеугольных, так и газомазутных энергоблоков при наиболее тяжелых внутриблочных и энергосистемных возмущениях практически без вмешательства оперативного персонала.

Список литературы

1. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков, удовлетворяющих Стандарту СО-ЦДУ / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 13—26.
2. Биленко В.А., Шавочкин И.А. Анализ эффективности введения сложных законов преобразования дополнительных сигналов в многоконтурных автоматических системах регулирования энергоблоков // Теплоэнергетика. 2006. № 4. С. 57—65.
3. Биленко В.А., Давыдов Н.И., Чесноковский В.З. Применение смешанной автономности в многосвязных автоматических системах регулирования энергоблоков // Теплоэнергетика. 1982. № 10. С. 18—22.
4. Биленко В.А. Организация настройки многосвязных систем регулирования энергетического оборудования // Теплоэнергетика. 1990. № 11. С. 18—24.
5. Биленко В.А., Микушевич Э.Э. Выбор структуры и принципы настройки многосвязных однотипных систем регулирования энергоблоков // Теплоэнергетика. 1989. № 10. С. 21—26.
6. Биленко В.А., Давыдов Н.И. Перестроение связанных двухконтурных автоматических систем регулирования энергоблоков // Электрические станции. 1984. № 3. С. 33—36.
7. Давыдов Н.И., Рубашкин А.С., Трахтенберг М.Д. Схема автоматического регулирования прямоточных котлов для блоков мощностью 150, 200 и 300 МВт. М.: БТИ ОГРЭС, 1966.
8. Анализ динамики многосвязной системы регулирования мощности и температуры энергоблока с прямоточным котлом / В.А. Биленко, Н.И. Давыдов, В.З. Чесноковский, Н.П. Росич // Теплоэнергетика. 1987. № 10. С. 11—17.
9. Разработка и внедрение систем регулирования основных параметров котла в составе АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / В.А. Биленко, Н.Н. Деркач, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский // Теплоэнергетика. 1999. № 10. С. 2—9.
10. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / В.В. Белый, Ю.А. Киселев, В.А. Савостьянов и др. // Электрические станции. 2004. № 1. С. 49—54.

Автоматизация пуска энергоблоков с прямоточными котлами

Гальперина А.И.¹, Грехов Л.Л.¹, Крылов В.Ю.², Михин А.В.², инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹ — Ставропольская ГРЭС²

Рассматривается попытка обобщения накопленного опыта решения некоторых вопросов организации управления пусковыми режимами энергоблока.

Пуск современного энергоблока — наиболее сложная процедура из всех эксплуатационных режимов. Это обусловлено большим числом взаимосвязанных операций по непрерывному и дискретному управлению в течение пусков, узкими границами критериев надежности оборудования, неготовностью отдельных узлов или отказами в течение пуска, а также низким уровнем автоматизации этих операций. С самого начала деятельности ЗАО «Интеравтоматика» его специалистами ставилась задача существенного повышения уровня автоматизации отечественных энергоблоков благодаря использованию возможностей современных программно-технических комплексов (ПТК).

Проблемы автоматизации пусковых режимов

Комплекс операций по пуску современного крупного энергоблока критических параметров с прямоточным котлом включает в себя:

- проверку и подготовку оборудования к пуску;
- включение в работу вспомогательных систем;
- разворот основного оборудования;
- переключения в технологических схемах при переходе от пусковых режимов к стационарным;
- формирование пусковых заданий и регулирование в соответствии с ними основных параметров оборудования по ходу пуска (температуры свежего и вторичного пара, расходов воды и топлива, давления свежего пара и т.п.).

Попытки глубокой автоматизации пусковых операций на устаревшей технике предпринимались постоянно, но большого успеха не имели, хотя и приносили некоторые положительные результаты. Проблемы автоматизации сложных, длительных и, как правило, нерегулярно повторяющихся процессов с использованием устаревшей релейной техники или устройств логического управления с фиксированной логикой определяются в основном следующими факторами:

ограниченными возможностями создания сложной многовариантной логики автоматов пусковых операций и самоподстраивающихся под изменяющийся режим авторегуляторов;

неудобством и большими трудозатратами внесения изменений в логику автоматов, необходимость в которых неизбежно возникает при наладке;

нестабильностью характеристик оборудования и исполнительных органов, с одной стороны, и настроек аналоговых средств автоматизации — с другой;

отсутствием развитых средств операторского контроля и коррекции хода шаговых программ и других алгоритмов автоматического пуска.

Возможности автоматизации энергооборудования вообще и пусковых операций в частности кардинально изменились с развитием микропроцессорных систем управления. Особенно полно преимущества микропроцессорных систем управления проявились при комплексной полномасштабной автоматизации.

Возможности современных ПТК для автоматизации пусковых режимов

В работах по автоматизации энергетического производства специалисты ЗАО «Интеравтоматика» используют микропроцессорные программно-технические комплексы фирмы Siemens и ВНИИА им. Н.Л. Духова, которые в полной мере обладают свойствами, необходимыми для применения в столь сложной области, как энергетика:

- высокой надежностью;
- развитым базовым программным обеспечением, в том числе компонентами, обеспечивающими создание сложных шаговых программ и отключаемых логических автоматов;
- развитыми возможностями диагностики состояния периферийных устройств;
- эффективным операторским интерфейсом.

Успешная автоматизация пусковых операций базируется на указанных свойствах ПТК при применении комплекса авторегуляторов и логических программ с использованием шаговой [шаговые программы (ШП)] и ситуационной логики (отключаемые блокировки). Работоспособность авторегуляторов в широком диапазоне режимов обеспечивается автоматическим изменением структуры и настроек регуляторов при изменении условий их работы и применением устройств формирования задания (программаторов).

В значительной мере применение пусковых автоматов определяется возможностями интерфейса оператора и/или наладчика для контроля, анализа и диагностики работающих алгоритмов. Так, например, окно управления шаговой программы представляет полную информацию о состоянии программы (номер выполня-

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

²356127, Ставропольский край, пос. Солнечнодольск. Ставропольская ГРЭС.

емого шага, время ожидания и контрольное время исполнения шага, выполнение ветвления и др.), а базовое программное обеспечение шаговых программ позволяет организовать сигнализацию о превышении времени, отведенного для каждого этапа программы, в случае длительного неисполнения контролируемых условий, а также о других нарушениях. При задержке исполнения алгоритм программы может быть легко вызван на экран, причем с динамическим отображением состояния всех входов и сигналов, что позволяет быстро разобратся в причинах задержки.

Для процессов, которые не могут быть представлены в виде шагов с четкой последовательностью технологических операций, применяются ситуационные алгоритмы, т.е. алгоритмы, которые «дежурят» в ожидании условий, при которых должны выполняться определенные действия. От обычных защитных блокировок эти алгоритмы отличаются сложностью, гибкой вариантной логикой и возможностью, как и для шаговых программ, их включения и отключения оператором и командами программ верхнего уровня.

Использование микропроцессорной техники, обладающей широкими возможностями, позволяет пересмотреть и во многих случаях улучшить технологию проведения пусковых операций с учетом их автоматизации. Результатом работы пусковых автоматов являются повторяемость режимов пуска и гарантия штатной последовательности операций (вне зависимости от индивидуальных особенностей оператора), обеспечение критериев надежности оборудования при соблюдении нормативных скоростей прогрева и нагружения, сокращение отклонений параметров (температурных выбегов) при пусковых операциях, экономия топлива благодаря точному ведению пускового режима и исключению излишней перефорсировки котла.

Основные решения по автоматизации пусковых операций

Устойчивость функций автоматизации, их гибкость, живучесть одних алгоритмов при отказе других обеспечиваются принципом иерархического построения алгоритмов автоматизации. Согласно этому принципу каждый алгоритм, обеспечивающий автоматическое управление отдельным узлом и регулирование одного или группы взаимосвязанных параметров, выполняется максимально независимым от работы других алгоритмов. Важным фактором является оптимальное выделение из общей последовательности технологических операций функционально самостоятельных этапов, пригодных для автономной автоматизации.

Опыт реализации и наладки пусковых автоматов на энергооборудовании самых разных типов, включая пылеугольные энергоблоки мощностью 800 МВт, позволил определить типовые этапы пусковых операций, которые могут быть автоматизированы как достаточно самостоятельные функции. В числе основных типовых укрупненных операций, выполняемых в течение пуска энергоблока, могут быть, например:

- заполнение и разворот конденсатного тракта и деаэратора;
- разворот циркуляционной системы;
- разворот вакуумной системы и набор вакуума;
- разворот питательного тракта, заполнение, прокачка и отмывка котла, установление растопочных расходов;

разворот газовоздушного тракта и вентиляция топки; опрессовка газопроводов и подготовка их к розжигу; розжиг котла и управление расходом топлива и выходом на толчковые параметры;

толчок и разворот на холостой ход турбины, включение в сеть и начальное нагружение турбины;

включение в работу регенерации низкого и высокого давления;

управление нагружением и прогревом энергоблока в соответствии с графиком-заданием пуска;

управление подачей топлива в котел (вместе с подключением дополнительных горелок, введением в работу пылесистем, переходом с пускового на основное топливо);

управление сбросами из растопочного узла котла и переход на прямоточный режим;

переход с пускового питательного электронасоса (ПЭН) на питательный турбонасос (ПТН) (для типовых энергоблоков 300 МВт);

переход на номинальное давление перед турбиной и открытие встроенной задвижки.

Каждый из перечисленных этапов технологической последовательности пуска энергоблока представляет самостоятельный интерес для автоматизации, так как его длительность, обилие действий по переключениям в технологических схемах и регулированию параметров, объем контролируемых параметров приводят к существенному напряжению эксплуатационного персонала и создают потенциальную возможность ошибок и отклонений от технологии. Особенно трудно выполнять несколько параллельных операций одновременно. В таких случаях привлекается дополнительный оперативный персонал, однако и это не исключает возникновения отклонений от штатного процесса.

Задача автоматизации каждой из этих операций успешно решена в проектах АСУ ТП большого числа энергоблоков мощностью 300...800 МВт, выполненных коллективом ЗАО «Интеравтоматика». Общий объем автоматизации на каждой конкретной энергоустановке определяется составом принятой для проекта входной информации, желанием заказчика и местными условиями. Пример укрупненной структуры комплекса автоматов управления энергоблоком и их связей представлен на рис. 1.

Разная степень оснащения энергоблоков (особенно введенных в эксплуатацию 10—20 лет назад и более) датчиками дистанционного контроля, электроприводной арматурой и средствами дистанционного управления, безусловно, влияет на глубину автоматизации и степень зависимости пусковых автоматов от участия оператора в их работе. Однако практика показывает, что чаще всего имеющийся объем контроля и управления является минимально достаточным для большинства важнейших автоматов; в некоторых случаях по результатам предпроектного обследования оборудования специалисты ЗАО «Интеравтоматика» рекомендуют организацию нескольких дополнительных измерений (обычно речь идет не более чем о двух—пяти датчиках) и выполнение электрифицированного привода отдельных запорных или регулирующих органов.

Важный фактор успешной автоматизации процессов — это удовлетворительное состояние регулирующих исполнительных органов (отсутствие пропуска в

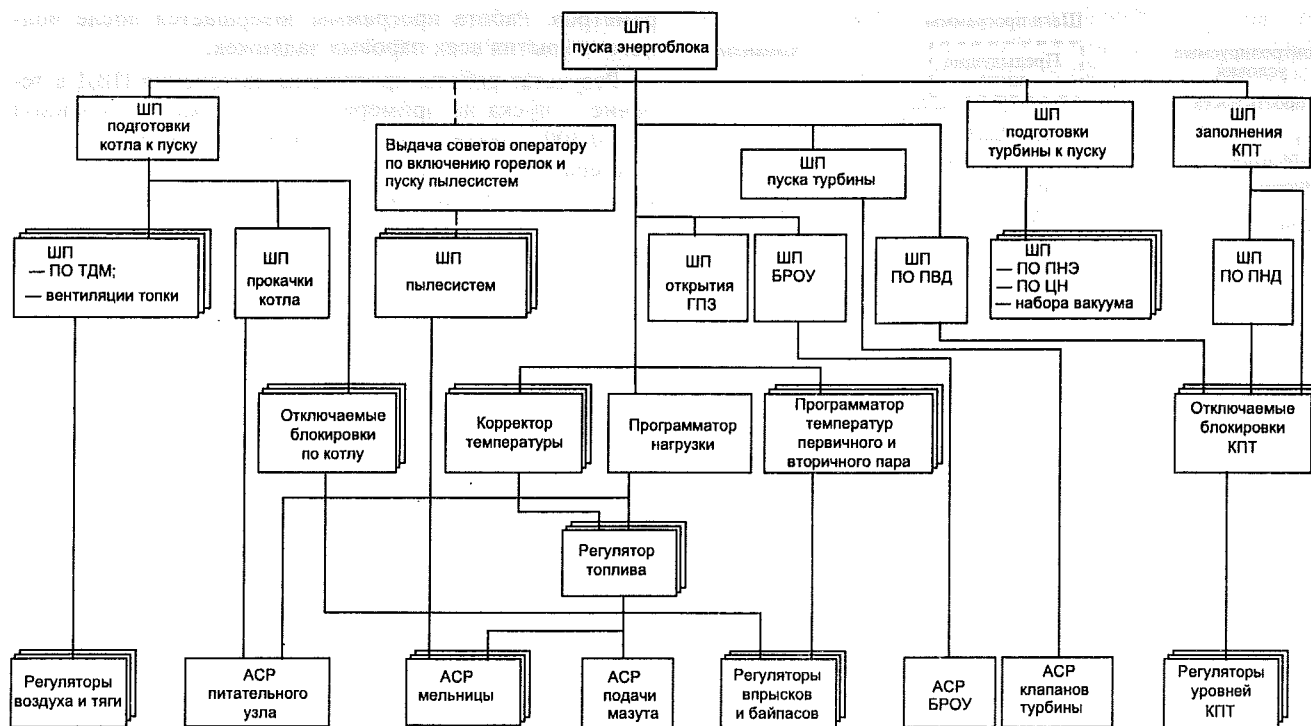


Рис. 1. Пример структуры алгоритмического обеспечения системы управления энергоблоком

ТДМ — тягодутьевые машины; ПНЭ — подъемные насосы эжекторов; ЦН — циркуляционные насосы; ГПЗ — главная паровая задвижка; ПВД, ПНД — подогреватели высокого и низкого давления; БРОУ — быстродействующая редукционно-охладительная установка; КПП — конденсатно-питательный тракт; ПО — программное обеспечение

закрытом состоянии, люфтов, неуправляемых выбегов, приемлемые расходные характеристики и др.). Хотя у микропроцессорной системы управления и есть возможности программной компенсации некоторых недостатков регулирующих органов, но высокое качество регулирования параметров обеспечивается только при хорошем состоянии регулирующих клапанов.

Примеры внедрения шаговых программ

В качестве типового примера реализации можно привести шаговую программу включения подогревателей высокого давления (ПВД) по пару. Особенностью этой процедуры является необходимость контроля и выдерживания в допустимых пределах темпа роста температуры питательной воды за последним ПВД и давления пара в каждом из них. Кроме того, должен обеспечиваться необходимый перепад давления пара между подогревателями для нормальной работы каскадного слива дренажа греющего пара. Технология включения ПВД и последовательность операций модифицированы так, чтобы обеспечивалось их единство для любого варианта состояния энергоблока. Шаговая программа автоматического включения ПВД выполнена таким образом, чтобы ее использование было возможно не только при пуске энергоблока, но и в любой другой ситуации (например, для включения ПВД после ремонта на работающем энергоблоке). Необходимо иметь в виду, что при пуске энергоблока рост давления в отборах, а значит, и температуры питательной воды за ПВД определяется не только скоростью открытия задвижек на подводе пара к ПВД, но и темпом нагру-

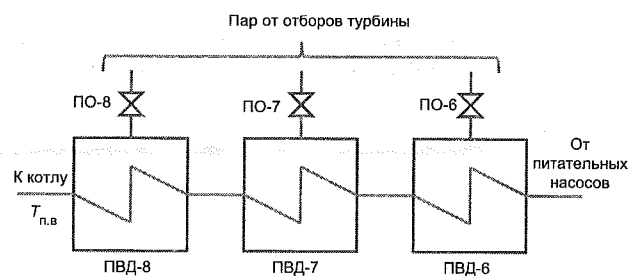


Рис. 2. Технологическая схема узла ПВД.
ПО-6—ПО-8 — задвижки

жения самого энергоблока. Шаговая программа пуска ПВД контролирует скорость изменения этих параметров и выполняет приостановку дальнейшего открытия паровых задвижек независимо от причин, которыми вызван рост загрузки ПВД.

На рис. 2 приведена упрощенная технологическая схема узла ПВД с указанием основных параметров, контролируемых при нагружении ПВД, а на рис. 3 — структура основного блока программы пуска ПВД, обеспечивающей допустимый темп прогрева. Программа выполнена в виде циклически повторяющихся шагов, в которых выдается команда на частичное открытие паровых задвижек при условии нахождения контролируемых параметров в допустимых пределах. Открытие паровых задвижек выполняется импульсами переменной длины в зависимости от уже достигнутой степени открытия задвижек. При превышении допустимых норм скоростей прогрева дальнейшее открытие

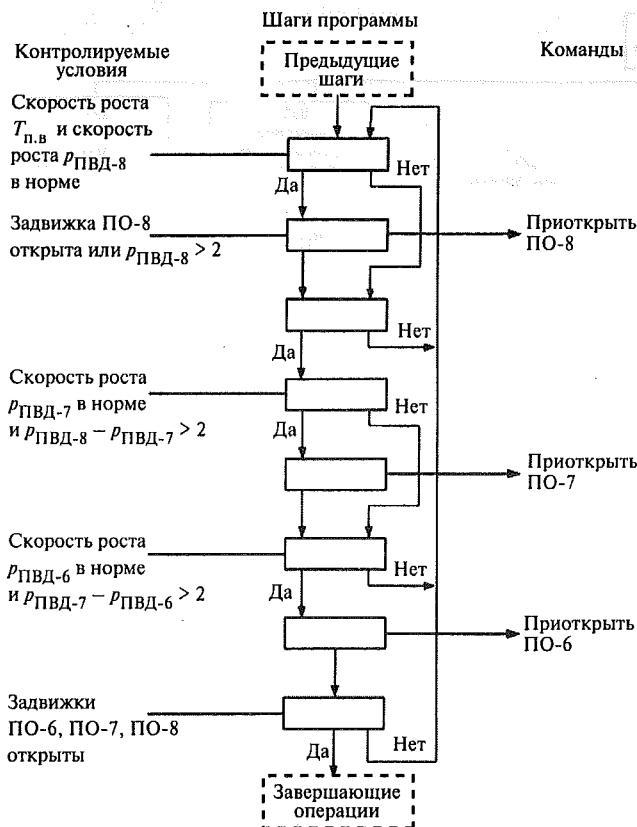


Рис. 3. Структура основного блока программы пуска ПВД

заводки приостанавливается до тех пор, пока не пройдет время, эквивалентное фактическому росту па-

раметров. Работа программы завершается после полного открытия всех паровых задвижек.

Результат работы программы включения ПВД в течение пуска на примере энергоблока с турбиной Т-250/300 показан на рис. 4. Средняя скорость роста температуры питательной воды составила приблизительно $1,7^\circ\text{C}/\text{мин}$ при предельно допустимой скорости, равной $2^\circ\text{C}/\text{мин}$.

Еще один пример типичной автоматизации пуска турбины — шаговая программа, выполняющая подготовку к толчку, разворот турбины до холостого хода, операции по взятию начальной нагрузки после включения в сеть. В ходе выполнения этой программы контролируются все критерии для начала пуска турбины, проводятся переключения в соответствии с технологией прогрева паропроводов и узлов, обеспечиваются требуемые по инструкции темп разворота и выдержка на промежуточном значении частоты вращения. Обычно по желанию персонала электростанции после первичного толчка ротора турбины на минимальные обороты программа ожидает разрешения оператора на продолжение действия (при этом подразумевается, что персоналом выполнены осмотр и прослушивание вращающейся турбины «по месту»). Подтверждение оператора фиксируется нажатием виртуальной кнопки на экране видеомонитора. Для реализации автоматического пуска технология разворота турбины из разных тепловых состояний приведена, насколько это возможно, к единому стандарту, а оставшиеся различия учтены в шаговой программе в виде ветвей, которые по результатам проверки критериальных условий выполняют разные технологические операции. Различия в пусковых параметрах пара в зави-

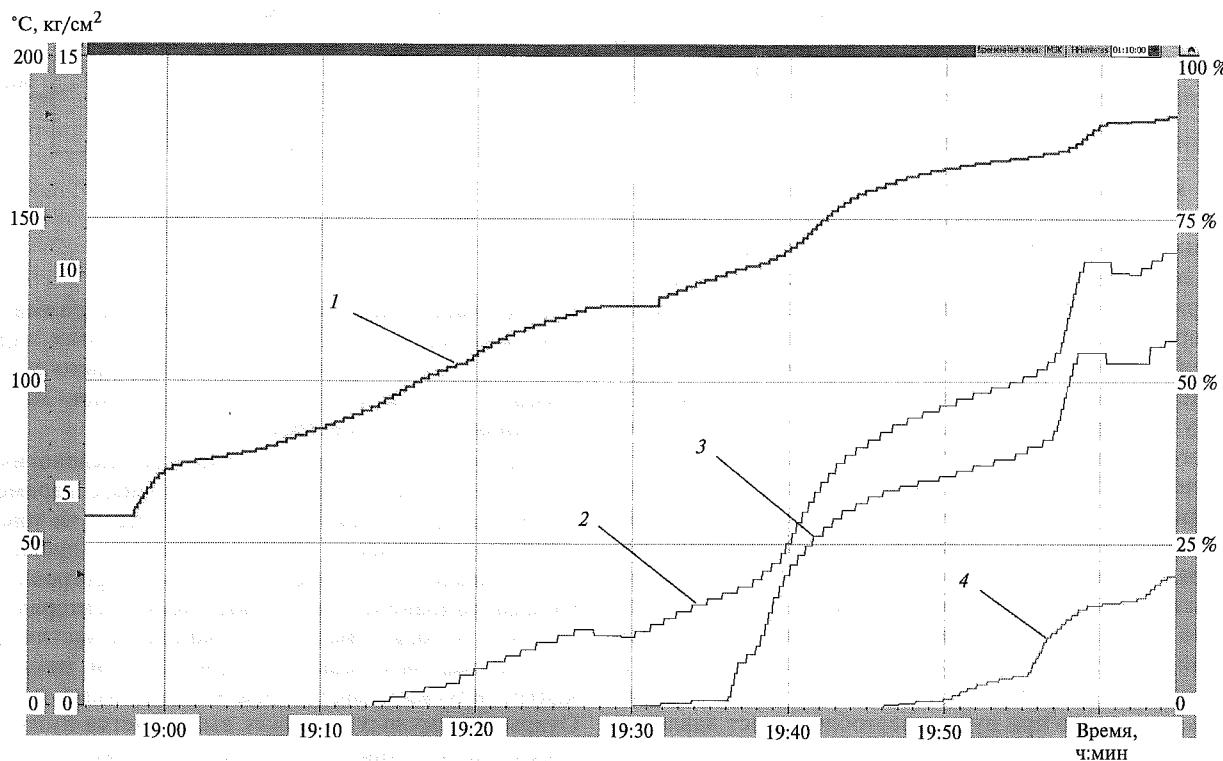


Рис. 4. Изменение параметров при автоматическом включении ПВД.

1 — температура питательной воды за ПВД; 2, 3, 4 — давление пара в ПВД-8, ПВД-7, ПВД-6 соответственно

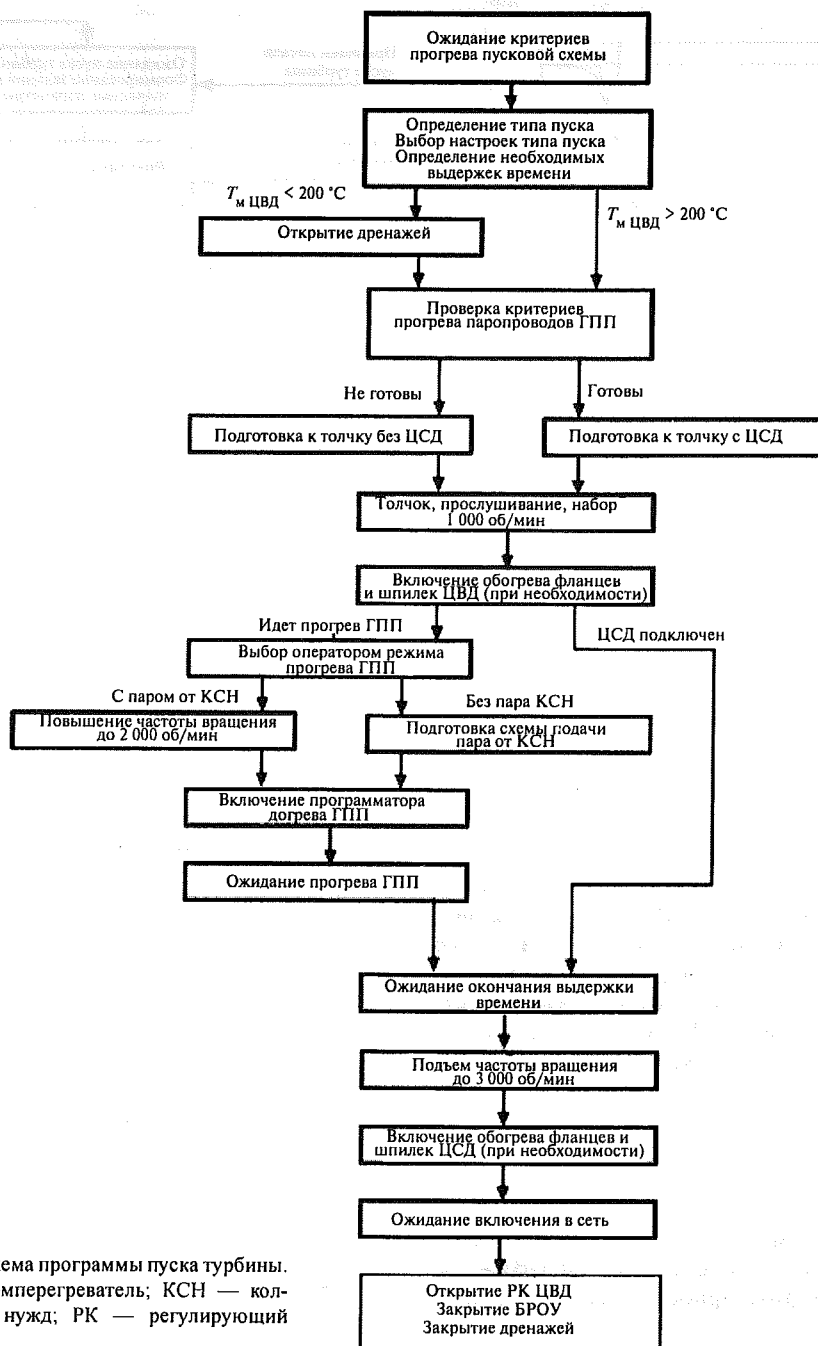


Рис. 5. Структурная схема программы пуска турбины. ГПП — горячий промперегреватель; КСН — коллектор собственных нужд; РК — регулирующий клапан

симости от теплового состояния турбины отрабатываются программатором температуры свежего пара, который формирует задание на толковые параметры (описание программатора приведено далее).

Укрупненная структура программы пуска турбины приведена на рис. 5, а пример автоматического разворота турбины энергоблока мощностью 500 МВт до холостого хода — на рис. 6.

Важнейший этап пуска энергоблока — прогрев турбины в процессе нагружения. Задание регуляторам температуры формируется специальным алгоритмом — программатором температуры, который выдает это задание с учетом не только теплового состояния

турбины и нормативного графика пуска, но и ограничивающих факторов: значений относительных расширений роторов, отставания фактической температуры пара от заданной.

Формирование задания программатором температуры производится поэтапно:

до начала пуска турбины программатор следит за ее температурным состоянием, формирует и постоянно корректирует задание на толковые параметры пара;

в момент толчка турбины программатор фиксирует задание и сохраняет его постоянным до включения в сеть;

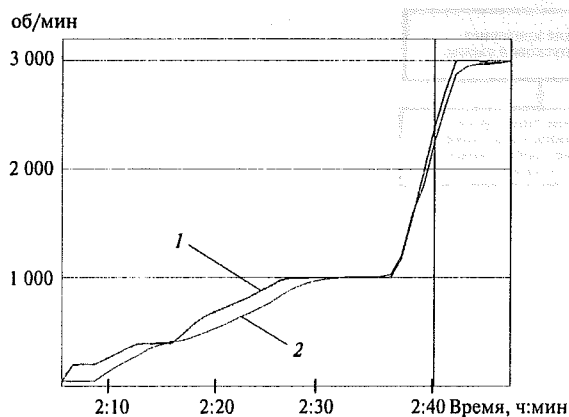


Рис. 6. График разворота турбины при пуске энергоблока мощностью 500 МВт.
1 — задание регулятора разворота; 2 — частота вращения турбины

после включения в сеть отсчитывается установленная выдержка времени на период взятия начальной нагрузки и стабилизации режима (в конкретной ситуации выдержка может и отсутствовать);

после окончания выдержки времени программатор начинает увеличивать задание регуляторам температуры со скоростью, определяемой графиком-заданием пуска; рост задания прекращается после достижения номинального значения.

В ходе повышения задания программатор следит за ограничивающими критериями (это обычно значение относительного расширения ротора) и приостанавливает свою работу при достижении опасного уровня. Кроме того, для исключения тепловых ударов работа программатора временно приостанавливается в случае существенного отставания фактической температуры пара от заданной или при больших перекосах температуры по разным ниткам паропроводов. Для управления темпом роста задания может использоваться результат расчета термонапряженного состояния ротора турбины.

Структурная схема алгоритма формирования задания для регуляторов температуры приведена на рис. 7, а пример работы программатора температуры свежего пара при пуске энергоблока мощностью 500 МВт — на рис. 8. Видимые на графике приостановки роста задания были вызваны упомянутыми выше технологическими ограничениями (в частности, повышением относительного расширения ротора высокого давления до установленного для программатора предела).

Следует отметить, что программатор температуры только формирует задание для регуляторов. Успешное исполнение задания программатора определяется работой как собственно авторегуляторов впрысков, так и программатором и регуляторами нагрузки котла, которые должны вести режим котла таким образом, чтобы регуляторы температуры находились в диапазоне регулирования.

Небольшой по длительности, но важный и ответственный этап пуска энергоблока — это переход с пускового ПЭН на ПТН. Эта операция всегда вызвала затруднения у оперативного персонала. Дополнительно управление усложняется тем, что для тонкого регули-

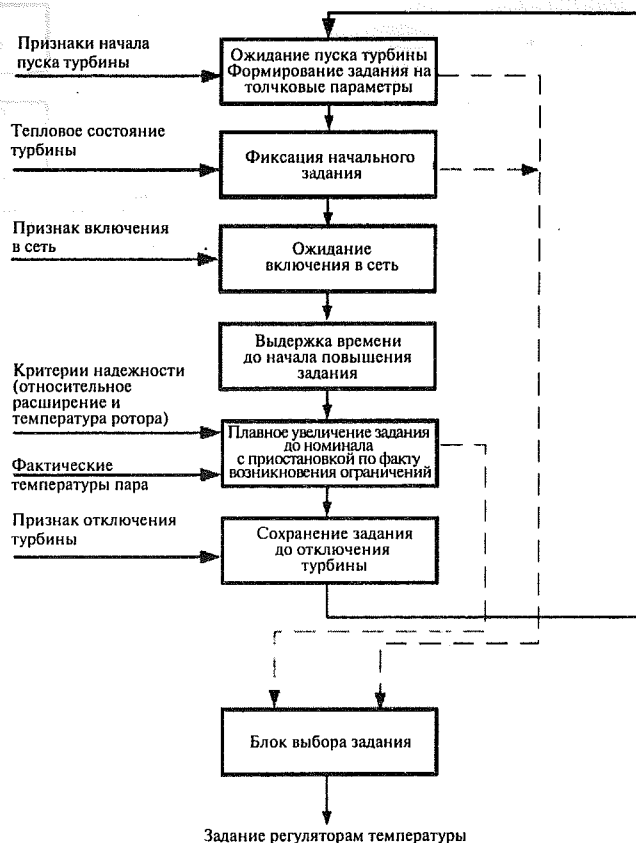


Рис. 7. Структурная схема алгоритма программатора температуры

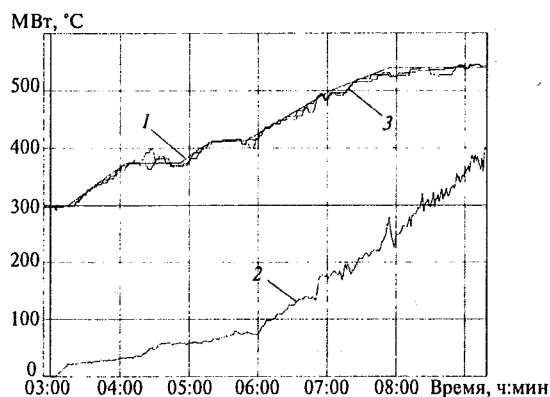


Рис. 8. Работа программаторов температуры острого пара при пуске энергоблока 500 МВт.
1 — задание программатора; 2 — мощность генератора; 3 — температуры пара ниток А и Б

рования параметров через экраный интерфейс видеотерминалов привычные навыки ручного управления неприменимы. Полная автоматизация этого этапа пуска значительно облегчает работу операторов, исключает ошибки и значительные колебания параметров. Для примера работы автомата перехода с ПЭН на ПТН на рис. 9 приведены графики изменения параметров при выполнении этой операции на энергоблоке 300 МВт Ставропольской ГРЭС.

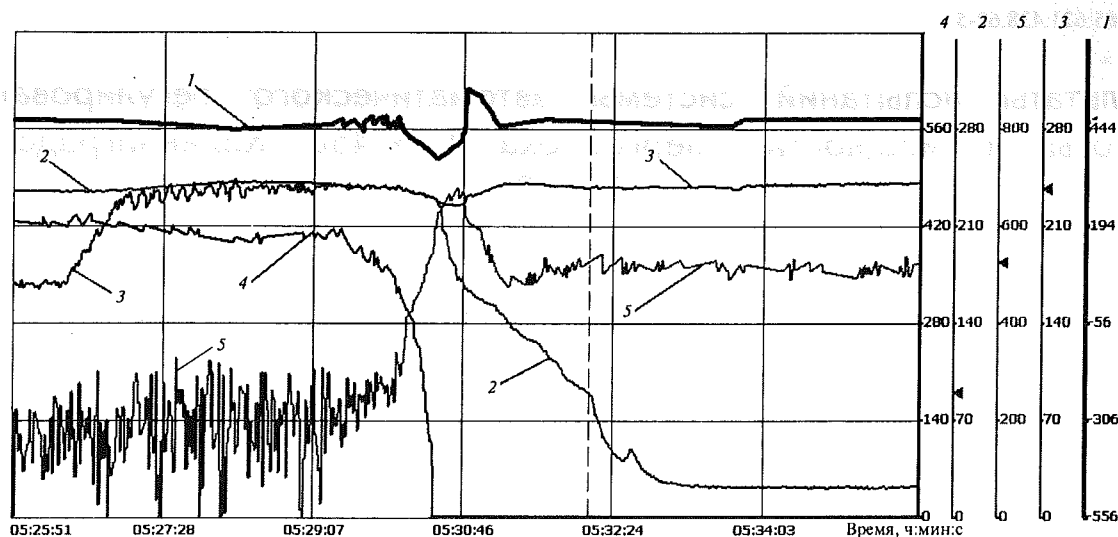


Рис. 9. Изменение параметров при переходе с ПЭН на ПТН.

1 — расход воды на котел, т/ч; 2 — давление за ПЭН, кг/см²; 3 — давление за ПТН, кг/см²; 4 — расход воды за ПЭН, т/ч; 5 — расход воды за ПТН, т/ч

В иерархии пусковых автоматов энергоблока на верхнем уровне находятся наиболее ответственные и сложные в наладке автоматы: программатор нагружения котла и координирующие программы управления горелками и/или пылесистемами, а также переходом с одного вида топлива на другой. Сложность этих алгоритмов обусловлена прежде всего тем, что их опробование и наладка возможны при полной готовности автоматов более низкого уровня, наладка которых часто затягивается из-за редких пусков и длительных периодов затишья между ними. Кроме того, редкие пусковые режимы часто не удается в полной мере использовать из-за жесткого диспетчерского графика, не предусматривающего запаса времени для наладочных работ. В отдельных случаях после наладки ранее освоенного объема автоматизации персонал электростанции неохотно соглашается на продолжение работ по наладке непривычных и сложных автоматов и регуляторов, предпочитая работать по старинке. Тем не менее во многих проектах ЗАО «Интеравтоматика» задачи автоматизации нагружения котла успешно реализованы. В качестве примеров могут быть упомянуты газовый энергоблок 200 МВт Сургутской ГРЭС-2, газомазутный энергоблок 300 МВт Ставропольской ГРЭС, пылеугольные энергоблоки 800 МВт Березовской ГРЭС и другие энергоустановки. Справедливости ради надо отметить, что задача полной автоматизации управления при пуске топливом пылеугольного котла и перехода с растопочного топлива на пыль до настоящего времени не доведена до готовности к штатному использованию ни на одном энергоблоке, реализованы только автоматы выполнения отдельных операций или этапов этих сложных процедур.

Выводы

1. Опыт автоматизации сложных технологических узлов и этапов пуска мощных энергоблоков свидетель-

ствует о том, что задача автоматизации пусковых операций в значительной степени может быть успешно решена практически на любом энергоблоке. Возможная степень автоматизации определяется как техническим состоянием оборудования и оснащением средствами дистанционного контроля и управления, так и желанием заказчика.

2. Успешность автоматизации пусков в большой мере зависит от разумного разделения комплекса операций на отдельные самостоятельные этапы, оптимального распределения пусковых функций между авторегуляторами, программами шаговой и ситуационной логики и организации их взаимодействия.

3. Важнейшее значение для успеха внедрения пусковых автоматов имеет тщательно проработанный интерфейс оператора, который должен обеспечить логичность управления, удобство, наглядность, легкий анализ текущего состояния алгоритмов и причин задержек.

4. Последовательность наладки пусковых алгоритмов должна обеспечить в первую очередь готовность авторегуляторов и автоматов ситуационной логики, а затем локальных шаговых программ и координирующих программ верхнего уровня.

5. В работах ЗАО «Интеравтоматика» по автоматизации энергоблоков 300...800 МВт подтверждены возможность и устойчивая работоспособность большинства пусковых автоматов.

Список литературы

1. Сви́дерский А.Г., Херпель Х., Кишкин В.Л. Технические средства для автоматизации объектов энергетики // Электрические станции. 2004. № 1. С. 7—12.
2. Биленко В.А. Функциональные возможности современных АСУ ТП ТЭС и новый уровень автоматизации // Электрические станции. 2004. № 1. С. 13—18.
3. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / В.В. Белый, Ю.А. Киселев, В.А. Севастьянов и др. // Электрические станции. 2004. № 1. С. 49—54.
4. АСУ ТП энергоблока 500 МВт Рефтинской ГРЭС / Л.Л. Греков, В.А. Биленко, Н.Н. Деркач и др. // Электрические станции. 2002. № 5. С. 51—68.

Результаты испытаний системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2

Биленко В.А., канд. техн. наук, Маневская О.А., Меламед А.Д., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Описаны структура системы и результаты испытаний энергоблока на готовность к общему первичному регулированию частоты сети. Приводятся анализ результатов и оценивается возможность участия ПГУ-450 в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности.

Для Калининградской ТЭЦ-2 была разработана и в марте 2006 г. сдана в эксплуатацию система автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ)² энергоблока ПГУ-450 в составе полномасштабной АСУ ТП энергоблока № 1.

Согласно приказу РАО «ЕЭС России» № 524 от 18/IX 2002 г., участие электростанций в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) должно рассматриваться как одно из важнейших условий подключения энергоблока к электрическим сетям. Для проверки соответствия данной САРЧМ требованиям этого приказа 2/VI 2006 г. были проведены испытания по оценке готовности энергоблока к участию в ОПРЧ.

В настоящее время к парогазовым установкам не предъявляются требования их участия в нормированном первичном (НПРЧ) и автоматическом вторичном (АВРЧ) регулировании частоты электрического тока. Тем не менее проведенные испытания позволяют проанализировать возможности достижения парогазовой установкой показателей, установленных для решения этих задач, и, соответственно, перспективы участия подобных ПГУ в НПРЧ и АВРЧ.

Основное оборудование энергоблока 450 МВт № 1 Калининградской ТЭЦ-2

Парогазовая установка как объект управления имеет существенные отличия от традиционных энергоблоков. Это предопределяет особенности ПГУ при решении таких энергосистемных задач, как первичное и вторичное регулирование частоты и мощности. Принципиальная схема ПГУ утилизационного типа, к которому относится энергоблок ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2, приведена на рис. 1.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

²Наряду с принятым в данной статье термином САРЧМ в этом же значении широко используется термин САУМ.

Бинарная парогазовая установка энергоблока ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 включает две газовые турбины ГТЭ-160 (производства АО ЛМЗ) с регулируемым входным направляющим аппаратом (ВНА), выходной диффузор которых сообщается с котлами-утилизаторами П-96 (производство АО «Подольский машиностроительный завод»), и одну паровую турбину Т-150-7,7 производства АО ЛМЗ.

Газотурбинная установка ГТЭ-160 (ГТУ) является одновальным турбоагрегатом, работающим по простому термодинамическому циклу при начальной температуре газа 1 060 °С, температуре газа на выходе из турбины 544 °С. Электрическая мощность ГТУ при расчетных внешних условиях и коэффициенте полезного действия 33,8 % составляет 150 МВт.

В энергоблоке ПГУ-450Т за каждой из двух ГТУ установлен свой котел. Газы после газовой турбины (ГТ) поступают в барабанные котлы-утилизаторы (КУ) типа П-96 двух давлений. Каждый котел имеет горизонтальную компоновку поверхностей нагрева, два парогенерирующих контура [высокого (ВД) и низкого (НД) давления] с паровыми барабанами и с естественной циркуляцией в испарительных контурах. Регулирование давления и температуры пара в котлах в рабочем диапазоне нагрузок не предусмотрено, они рассчитаны на работу при скользящих параметрах пара, определяемых температурой и расходом газов, поступающих в

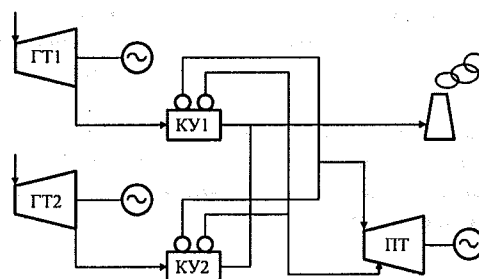


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ утилизационного типа

котлы из газовых турбин, а также режимом работы паровой турбины.

Пар после пароперегревателей высокого и низкого давлений поступает соответственно в цилиндр высокого давления и в камеру между 16-й и 17-й ступенями паровой турбины (ПТ). Паровая турбина типа Т-150-7,7 имеет три регулируемых отбора пара, ее электрическая мощность составляет 161,6 МВт на номинальном конденсационном режиме и 128,6 МВт на номинальном теплофикационном. Параметры пара перед турбиной приведены ниже.

Параметры пара контура ВД перед стопорными клапанами ЦВД:

давление номинальное/минимально допустимое ³ , МПа (кгс/см ²)	7,225 (73,65)/3,8 (39,0)
температура номинальная/максимальная, °С	512,7/545
расход пара номинальный/максимальный/минимально допустимый ³ , т/ч	453,6/525/130

Параметры пара контура НД:

давление номинальное/минимально допустимое ³ , МПа (кгс/см ²)	0,534 (5,44)/0,47 (4,70)
температура номинальная/максимальная, °С	221,7/250
расход, номинальный/максимальный/минимально допустимый ³ , т/ч	85,8/150/40

Давление пара за ЦВД, МПа (кгс/см²)

Температура охлаждающей воды, °С

Расчетное давление в конденсаторе, МПа (кгс/см²)

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат с дроссельным парораспределением и рассчитана на работу в режиме скользящих параметров пара обоих контуров. Она служит непосредственным приводом генератора типа ТФГ-160-2УЗ производства АООТ «Электросила», а также предназначена для отпуска тепла потребителям.

Учет технологических особенностей ПГУ-450Т при решении задач автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистеме

Важная особенность газовых турбин и, соответственно, ПГУ в целом — довольно существенная зависимость их экономичности от температуры газов на входе в турбину, что определяет необходимость строгого поддержания номинальной температуры газов.

Рабочим диапазоном нагрузок газовых турбин является такой, внутри которого температура газов сохра-

няется неизменной. Поддержание температуры обеспечивается совместным изменением расхода топлива (газа или дизельного топлива) и угла поворота ВНА компрессора, определяющего расход воздуха в камеру сгорания. Поэтому нижняя граница рабочего диапазона мощностей обуславливается моментом закрытия ВНА. Для ГТ-160 значение нижней границы при расчетных внешних условиях составляет приблизительно 60 %.

Другим условием, определяющим рабочий диапазон нагрузок при работе на газе, является переход от диффузионного режима работы камеры сгорания к режиму предварительного смешивания, обеспечивающему эффективное подавление выбросов оксидов азота. По опыту эксплуатации ГТ-160 на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга и Калининградской ТЭЦ-2 значение нагрузки, при которой осуществляется этот переход, несколько ниже нагрузки закрытия ВНА.

По мере снижения нагрузки ГТ после закрытия ВНА температуры газов на входе и выходе газовой турбины уменьшаются довольно быстро. Понижение температуры газов на выходе ГТ ведет к снижению температуры пара на входе в паровую турбину, для которой существует защита по понижению температуры пара с уставкой 440 °С. Поэтому может быть допущено только незначительное по сравнению с нижней границей рабочего диапазона уменьшение нагрузки газовой турбины, ниже которого нельзя снижать нагрузку ни при участии в первичном регулировании частоты, ни при противоаварийных разгрузках.

Таким образом, границы рабочего диапазона нагрузок для ПГУ таковы:

нижняя граница нагрузок соответствует мощности энергоблока (полублока) при работе газовых турбин (одной или обеих) в начале открытия ВНА;

верхняя граница нагрузок определяется максимальной мощностью, которую может нести энергоблок при имеющихся погодных и технологических условиях.

Характеристики ГТ существенно зависят от температуры окружающей среды. По мере повышения температуры верхняя и нижняя границы рабочего диапазона нагрузок снижаются (при повышении температуры наружного воздуха на 1 °С максимально возможная нагрузка одной ГТ уменьшается примерно на 0,5 МВт), а соответствующая им температура газов на выходе ГТ и температура пара на входе в паровую турбину повышаются. При понижении температуры окружающей среды наблюдается обратное изменение: значения границ диапазона увеличиваются, а соответствующие им температуры газов на выходе ГТ и пара на входе в ПТ снижаются.

В литературных источниках часто указывается, что паровые турбины ПГУ должны работать в наиболее экономичном режиме скользящего давления с полностью открытыми регулирующими клапанами. Однако такой подход противоречит требованиям правил технической эксплуатации (ПТЭ) о необходимости участия в

³ При работе с одним КУ.

первичном регулировании частоты сети каждой турбины в соответствии со своей статической характеристикой, для чего должен быть обеспечен определенный запас перемещения клапанов. Поэтому обычно предусматривается поддержание некоторого промежуточного положения клапанов с сохранением определенного запаса на регулирование. Такой режим поддерживается или напрямую — вводом регулятора заданного положения клапанов, или косвенно — регулятором давления пара «до себя» с постоянным или зависящим от нагрузки заданием. Если изменение нагрузки ПГУ не связано с участием в первичном регулировании частоты и не существует особых требований к быстродействию изменения нагрузки, то такое изменение производится воздействием только на газовые турбины, а паровая турбина с инерционностью котлов-утилизаторов (с постоянной времени порядка нескольких минут) отслеживает изменение паропроизводительности и принимает новую нагрузку. При чисто конденсационном режиме работы ПТ нагрузки турбин, входящих в состав ПГУ, связаны между собой: нагрузка паровой турбины составляет примерно половину суммарной нагрузки газовых турбин. Для газовых турбин по совокупности ряда факторов наиболее предпочтительным является режим с равным значением их нагрузок. Таким образом, при работе оборудования ПГУ в полном объеме (две ГТ и одна ПТ) нагрузки всех турбин примерно одинаковы, а при использовании только одной ГТ (режим полублока) нагрузка ГТ в 2 раза больше нагрузки ПТ.

Если же ПТ работает в теплофикационном или комбинированном режиме, то ее электрическая нагрузка будет составлять менее половины суммарной нагрузки газовых турбин и будет зависеть от доли выработки теплофикационной нагрузки.

В отличие от традиционных энергоблоков с паровыми турбинами, в которых начальное изменение нагрузки производится воздействием на клапаны паровой турбины и ограничено только возможностями их перемещения, скорость изменения нагрузки газовых турбин ограничена жесткими температурными условиями и должна обеспечиваться синхронным изменением положения регулирующих клапанов ГТ и ВНА ее компрессора. Однако если скорость перемещения топливных клапанов, как и для паровой турбины, может быть достаточно высокой, то ВНА компрессоров газовых турбин (в частности, ГТ-160) управляются, как правило, обычным сервомотором с постоянной скоростью перемещения. Поэтому для ГТ-160 предусмотрено ограничение скорости изменения нагрузки ГТ:

по каналу задания мощности ГТ (вручную или при автоматическом воздействии с блочного уровня) — 11 МВт/мин;

при действии регулятора скорости турбины — с постоянной скоростью, зависящей от небаланса регулятора и длительности переходного процесса с максимально возможным значением 38 МВт/мин.

Турбина ГТ-160 — лицензионный продукт фирмы Siemens, указанные уставки входят в состав базового программного обеспечения электрической части системы регулирования (ЭЧСР) ГТ и не могут быть изменены. Принятые ограничения, вероятно, обоснованы опасностью увеличения температуры газов при повышении нагрузки, так как изменение расхода воздуха в этом случае может не успевать за изменением расхода топлива. Что же касается уменьшения нагрузки, в частности противоаварийных разгрузок, то здесь речь идет только о дополнительных динамических изменениях температуры в сторону «меньше», влияющих на ресурс металла турбины.

Аппаратная реализация системы АРЧМ

Система АРЧМ реализована в рамках ПТК АСУ ТП энергоблока на базе технических средств ТПТС-51, выпускаемых ВНИИА им. Н.Л. Духова по лицензии фирмы Siemens. Помимо этого существуют локальные АСУ, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием. К ним относятся ЭЧСР паровой и газовых турбин. Эти локальные системы интегрированы в АСУ ТП энергоблока разными способами: ЭЧСР паровой турбины выполнена на базе тех же технических средств, что и АСУ ТП энергоблока; ЭЧСР каждой газовой турбины выполнена в виде автономной системы на базе технических средств SIMADYN (производства фирмы Siemens). Обмен информацией АСУ ТП энергоблока с ЭЧСР паровой турбины осуществляется по цифровой шине, а взаимодействие с ЭЧСР газовых турбин реализовано посредством проводных связей через устройства ввода-вывода обеих систем. Второй способ предпочтительнее с точки зрения быстродействия передачи сигналов, но имеет недостатки в точности обмена аналоговой информацией, поскольку аналого-цифровые (цифроаналоговые) преобразователи устройств ввода-вывода вносят известную погрешность. Наряду с сигналами, необходимыми для работы взаимосвязанных алгоритмов управления, реализованных в разнородных ПТК, в объем обмена входят также сигналы связи локальных АСУ ГТ с уровнем операторского интерфейса АСУ ТП ПГУ, реализованного на базе системы OM-650 фирмы Siemens.

Принципиально важно, что ЭЧСР газовых турбин включают в себя электронный регулятор скорости, тогда как регулятор скорости ротора ПТ остался механо-гидравлическим и не вошел в состав ЭЧСР паровой турбины.

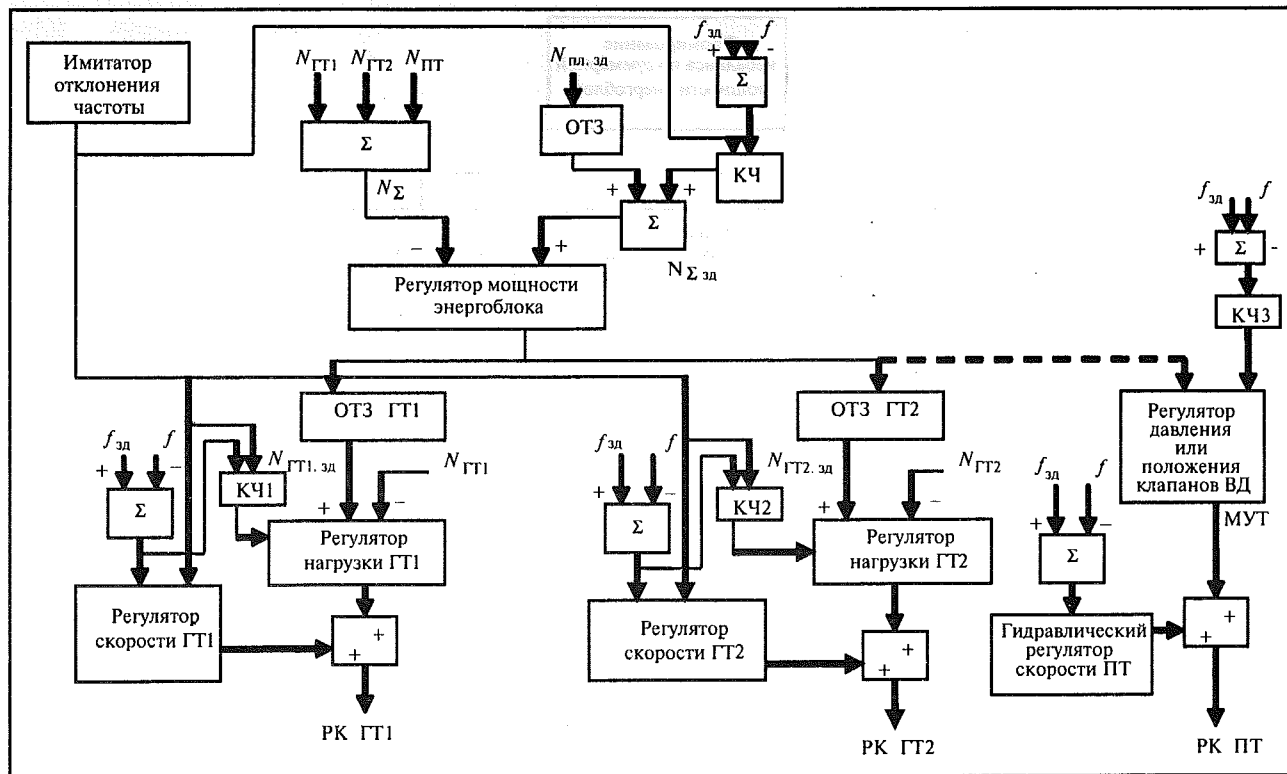


Рис. 2. Структурная схема САРЧМ ПГУ-450

Основные функционально-алгоритмические решения по построению САРЧМ

Система АРЧМ энергоблока ПГУ-450 (рис. 2) включает в себя блочную часть и САРЧМ каждой из турбин. Блочная часть состоит из регулятора мощности энергоблока и устройства формирования заданной суммарной мощности блока $N_{\Sigma \text{зд}}$, включающего две составляющие:

корректор частоты (КЧ), формирующий задание мощности энергоблока по каналу первичного регулирования частоты;

ограничитель темпа задания (ОТЗ), формирующий задание мощности по каналу плановой составляющей $N_{\text{пл.зд}}$, характеризующей третичное регулирование частоты.

В общем случае в структуру формирования задания должен быть добавлен канал вторичного регулирования частоты со своим ОТЗ⁴.

Блочный корректор частоты использует среднемагистральное значение из измеренных частот вращения роторов трех турбин.

Система АРЧМ газовой турбины реализована в составе SIMADYN и представляет собой достаточно

сложную структуру, позволяющую реализовать различные схемы регулирования частоты и мощности ГТ. Специалистами ЛМЗ внедрен вариант, наиболее близкий российским аналогам. Его упрощенная структура показана на рис. 2. В состав САРЧМ ГТ входят собственно регулятор нагрузки ГТ, регулятор скорости турбины, корректоры частоты (КЧ1 и КЧ2 на рис. 2) и ОТЗ. В этом ОТЗ и реализуется указанное выше ограничение скорости изменения нагрузки ГТ 11 МВт/мин.

Как уже отмечалось, управление паровой турбиной пока традиционное: с помощью механогидравлического регулятора скорости и электронного регулятора воздействия на механизм управления турбины (МУТ). Особенностью управления паровой турбиной ПГУ, выполненной по бинарной схеме, является использование двух МУТ для клапанов ВД и НД, причем каждый механизм управления имеет собственный электронный регулятор, включающий как минимум каналы регулирования давления и положения клапанов. В гидравлической части управление клапанами ВД и НД взаимосвязано и приводит к некоторым проблемам при наладке электронных регуляторов ВД и НД. В настоящее время все турбины производства ОАО ЛМЗ, изготавливаемые для парогазовых энергоблоков, начиная с турбины К-110-6,5 для Ивановской ГРЭС (энергоблок № 1), поставляются с электронными регуляторами скорости, при этом гидравлические связи между системами регулирования ВД и НД отсутствуют.

⁴Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков/ В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич и др. // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14—26.

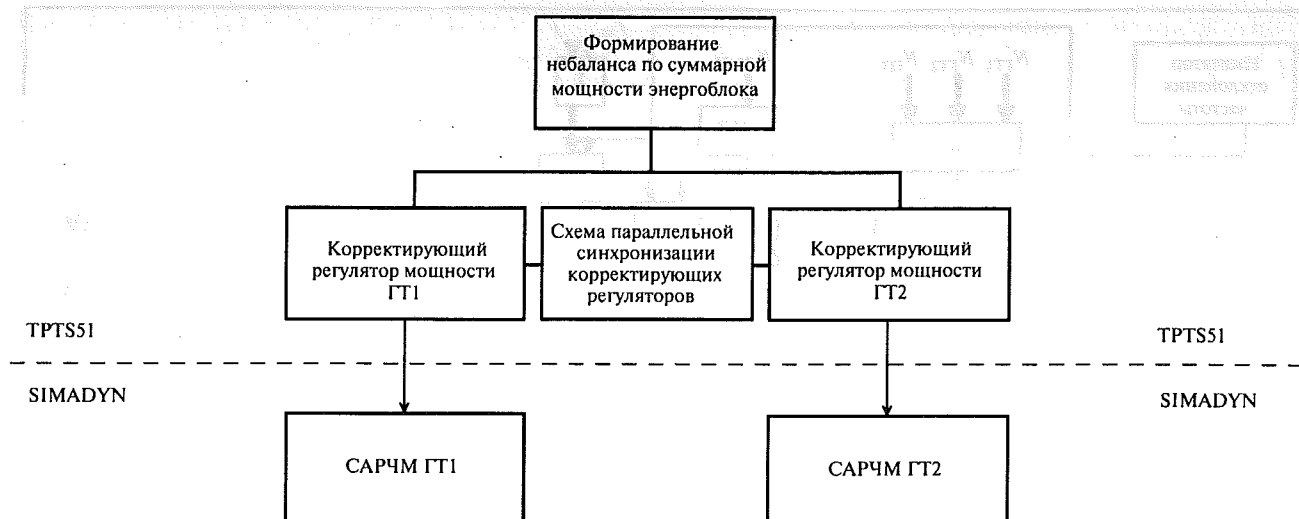


Рис. 3: Структурная схема регулятора мощности энергоблока

При регулировании частоты и мощности основную роль играет управление клапанами ВД. Поэтому на рис. 2 показан только регулятор воздействия на клапаны ВД и далее анализируется только его работа.

Для исключения блокирования регуляторами ВД и НД действия регулятора скорости ПТ предусмотрен корректор частоты (КЧЗ).

В соответствии с описанным выше подходом к регулированию мощности ПГУ-450 воздействие регулятора мощности энергоблока (РМБ) осуществляется только на газовые турбины. Структурная схема реализации РМБ и его взаимосвязи с САРЧМ газовых турбин представлены на рис. 3. Регулятор мощности энергоблока включает в себя четыре алгоритмических блока:

блок формирования небаланса суммарной мощности;

аналоговые корректирующие ПИ-регуляторы мощности каждой ГТ (два блока);

схему параллельной синхронизации ГТ, обеспечивающую выравнивание по мощности газовых турбин при условии отсутствия технологических ограничений.

В схеме РМБ также предусмотрена возможность подачи выходного сигнала на паровую турбину (пунктирная линия на рис. 2). В настоящее время эта возможность не реализована по следующим причинам:

1. Взаимосвязь по гидравлике регулирующих клапанов (РК) высокого и низкого давления ПТ, из-за чего во время проведения испытаний на низких нагрузках прикрытие РК ВД могло вызвать полное закрытие РК НД.

2. Реализация регулятора скорости ПТ в гидравлической части системы регулирования турбины и, соответственно, невозможность подачи на него сигнала от имитатора отклонения частоты и оперативного измене-

ния статизма ПТ (значение статизма ПТ сохраняется выставленным при исходной наладке гидравлической системы регулирования турбины).

3. Меньшая по сравнению с гидравлическим регулятором скорости ПТ скорость отработки возмущений при воздействии на механизм управления турбиной.

Целесообразность воздействия общереглающей САРЧМ на МУТ может быть пересмотрена после реконструкции системы регулирования ПТ с гидравлической на электрогидравлическую.

Для проведения испытаний САРЧМ энергоблока на соответствие требованиям общего первичного регулирования в схему (см. рис. 2) добавлен имитатор отклонения частоты, выходной сигнал которого для максимального приближения испытаний к реальному отклонению частоты в энергосистеме подается на входы:

блочного корректора частоты;

индивидуальных корректоров частоты газовых турбин;

регуляторов скорости газовых турбин.

Поскольку, как было показано выше, паровая турбина в действующей схеме САРЧМ изменяет свою мощность в темпе роста паропроизводительности котлов, роль блочного регулятора мощности заключается в форсировании изменения мощности газовых турбин для временной компенсации запаздывания изменения мощности паровой турбины. Таким образом, при изменении частоты сети регулятор мощности газовой турбины в соответствии с сигналом своего КЧ изменяет мощность ГТ в соответствии со статизмом КЧ, а под воздействием корректирующего сигнала блочного регулятора мощности дополнительно (временно) изменяет мощность ГТ, компенсируя запаздывание изменения мощности ПТ.

Организация и проведение испытаний

Испытания проводились в соответствии с Методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России (Приложение 1 к приказу РАО «ЕЭС России» от 18/IX 2002 г. № 524). Проверка системы АРЧМ осуществлялась вблизи как нижней, так и верхней границы рабочего диапазона энергоблока.

Испытания выполнялись при двух значениях статизма: 6 и 4 %. Как в нижнем, так и в верхнем участках регулировочного диапазона энергоблока проводилось по два опыта (в сторону нагружения и разгружения) при каждом значении статизма. Значения статизма задавали для регуляторов скорости газовых турбин и трех корректоров частоты: блочного и газовых турбин.

Значения отклонения частоты были приняты ± 285 мГц для статизма 6 % и ± 219 мГц для статизма 4 %. В единицах мощности для данного энергоблока, с учетом зоны нечувствительности первичных регуляторов 10 мГц, это составляет 45 МВт, т.е. 10 % номинальной мощности ПГУ-450.

Зоны нечувствительности первичных регуляторов скорости ГТ1, ГТ2, корректоров частоты ГТ1, ГТ2 и блочного корректора частоты перед началом испытаний были увеличены таким образом, чтобы значение «мертвой» полосы от датчика частоты вращения составляло $\pm 0,070$ Гц.

На нижней границе регулировочного диапазона энергоблока:

испытания проводились при работе обеих газовых турбин в начале открытия ВНА; базовая нагрузка энергоблока составляла 330 МВт; нагрузка обеих газовых турбин была практически одинакова (различие составляло около 2,5 МВт);

регулирующие клапаны высокого давления паровой турбины (РКВД ПТ) были открыты на 95...99 % регулировочного диапазона и работали в автоматическом режиме поддержания давления пара высокого давления на входе в турбину; регулирующие клапаны низкого давления паровой турбины (РКНД ПТ) были открыты на 24...37 % регулировочного диапазона и работали в автоматическом режиме поддержания давления пара низкого давления на входе в турбину.

На верхней границе регулировочного диапазона энергоблока:

испытания проводились при работе обеих газовых турбин и паровой турбины при значениях близких номинальной мощности; базовая нагрузка энергоблока составляла 390 МВт [во время испытаний было принято решение отступить от заложенной в программе испытаний базовой нагрузки 400 МВт, что было обусловлено тем, что вследствие достаточно теплой погоды (температура наружного воздуха была 17 °С) при нагружении ВНА обеих газовых турбин открылись полностью, а регуляторы предельной температуры газов на выходе из ГТ, реализованные в системе регулирова-

ния SIMADYN каждой из ГТ, начали разгружать турбины, и нагружения до требуемого значения не произошло];

нагрузка обеих газовых турбин во время испытаний была, как и при испытаниях на нижней границе регулировочного диапазона, практически одинакова, различаясь примерно на 2,5 МВт;

регулирующие клапаны высокого давления ПТ были открыты на 95...99 % регулировочного диапазона и работали в автоматическом режиме поддержания давления пара высокого давления на входе в турбину; РКНД ПТ были открыты на 31...44 % регулировочного диапазона и работали в автоматическом режиме поддержания давления пара низкого давления на входе в турбину.

Задание регулятору давления пара ВД изменялось в соответствии с изменением базовой нагрузки с тем, чтобы РКВД находились в положении, близком к полному открытию. Регуляторы находились в автоматическом режиме из-за опасения персонала электростанции дестабилизировать уровни в барабанах во время испытаний.

Результаты испытаний

Точность работы АРЧМ считается удовлетворительной, если мощность энергоблока находится в интервале $\pm 1 \% N_{\text{бл}}^{\text{ном}}$ относительно заданной. В качестве критериев, численно характеризующих переходный процесс, принимается время с момента нанесения возмущения до момента, когда мощность изменится на 50 % требуемого значения, и время с момента нанесения возмущения до момента, когда мощность энергоблока попадет в допустимый интервал, определяемый точностью поддержания мощности АРЧМ $\pm 1 \% N_{\text{бл}}^{\text{ном}}$, т.е. изменится на 90 % требуемого значения.

В качестве примера приведены графики переходных процессов при проведении испытаний в районе нижней (рис. 4) и верхней (рис. 5) границ регулировочного диапазона при статизме 6 %. Количественные значения принятых критериев представлены в табл. 1.

Проведенные испытания АРЧМ энергоблока показали, что полученные характеристики не полностью удовлетворяют требованиям к ОНРЧ. Согласно этим требованиям (приказ РАО «ЕЭС России» № 524 от 18/IX 2002 г.) 50 %-ное отклонение должно достигаться в первые 10...15 с, а 90 %-ное для газомазутных энергоблоков — за 300 с. Таким образом, для начального отклонения наблюдается превышение (приблизительно в 2 раза) допустимого времени процесса, а по конечному отклонению, наоборот, существенное ускорение процесса (75 вместо 300 с).

В связи с тем что характер изменения мощности близок к линейному, а также по результатам отдельных опытов с возмущением равным 5 % нагрузки, можно сделать вывод о возможности экстраполяции получен-

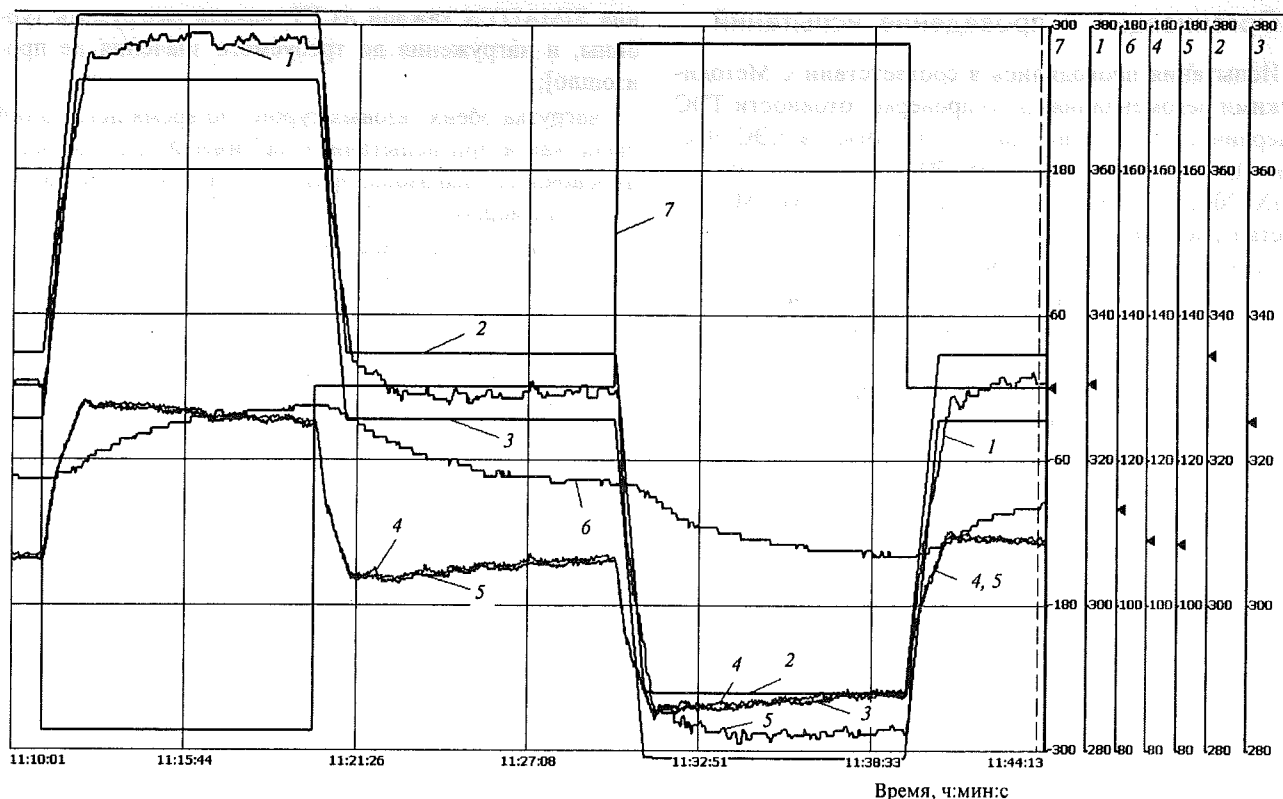


Рис. 4. Опыты в районе нижней границы регулировочного диапазона при статизме ГТ 6 %.

1 — суммарная мощность энергоблока, МВт; 2, 3 — верхняя и нижняя границы точности поддержания мощности, МВт; 4, 5 — мощности ГТ1 и ГТ2, МВт; 6 — мощность ПТ, МВт; 7 — отклонение частоты, мГц

Таблица 1. Результаты испытаний на готовность к ОПРЧ

Статизм, %	Среднее время достижения 50 % требуемого изменения мощности, с		Среднее время достижения 90 % требуемого изменения мощности, с	
	Эксперимент	Стандарт	Эксперимент	Стандарт
В районе нижней границы регулировочного диапазона				
6	30,5	10...15	75	300
4	31	10...15	61	300
В районе верхней границы регулировочного диапазона				
6	29	10...15	62	300
4	32	10...15	60	300

ных результатов на показатели нормированного первичного регулирования, так как изменение нагрузки энергоблока определяется в первую очередь допустимой скоростью изменения нагрузки газовых турбин. Из этого следует (табл. 2), что для нормированного первичного регулирования (НПРЧ) в пределах нормального резерва (при 5 %-ном возмущении) показатели будут следующие: достижение 50 %-ного отклоне-

ния примерно за 15 с, а 90 %-ного — за 33 с. Значения обоих показателей несколько больше нормативных (соответственно 10 и 30 с), но незначительно. Для НПРЧ в пределах аварийного резерва (12,5 %-ное отклонение мощности) также не будет выполняться требование начального изменения мощности (достижение 50 %-ного отклонения произойдет примерно через 38 с), но не возникнет проблем с общей длительностью переходного процесса, которая не должна превышать 2 мин (достижение 90 %-ного отклонения произойдет примерно через 1 мин 22 с) (см. табл. 2).

Полученные показатели могут быть улучшены при реальных отклонениях частоты в системе благодаря участию в отработке возмущений по частоте гидравлического регулятора скорости паровой турбины. Это улучшение всегда будет происходить при увеличении частоты, когда требуется уменьшение нагрузки паровой турбины, а также при уменьшении частоты, если в исходном состоянии клапаны турбины не полностью открыты. Характеристики паровой турбины для задачи первичного регулирования частоты будут улучшены, а ее роль при испытаниях оценена при замене гидравлической системы регулирования ПТ, пока существующей на Калининградской ТЭЦ-2, на электрогидравлическую. В качестве еще одного средства улучшения показателей первичного регулирования частоты ПГУ-450Т может

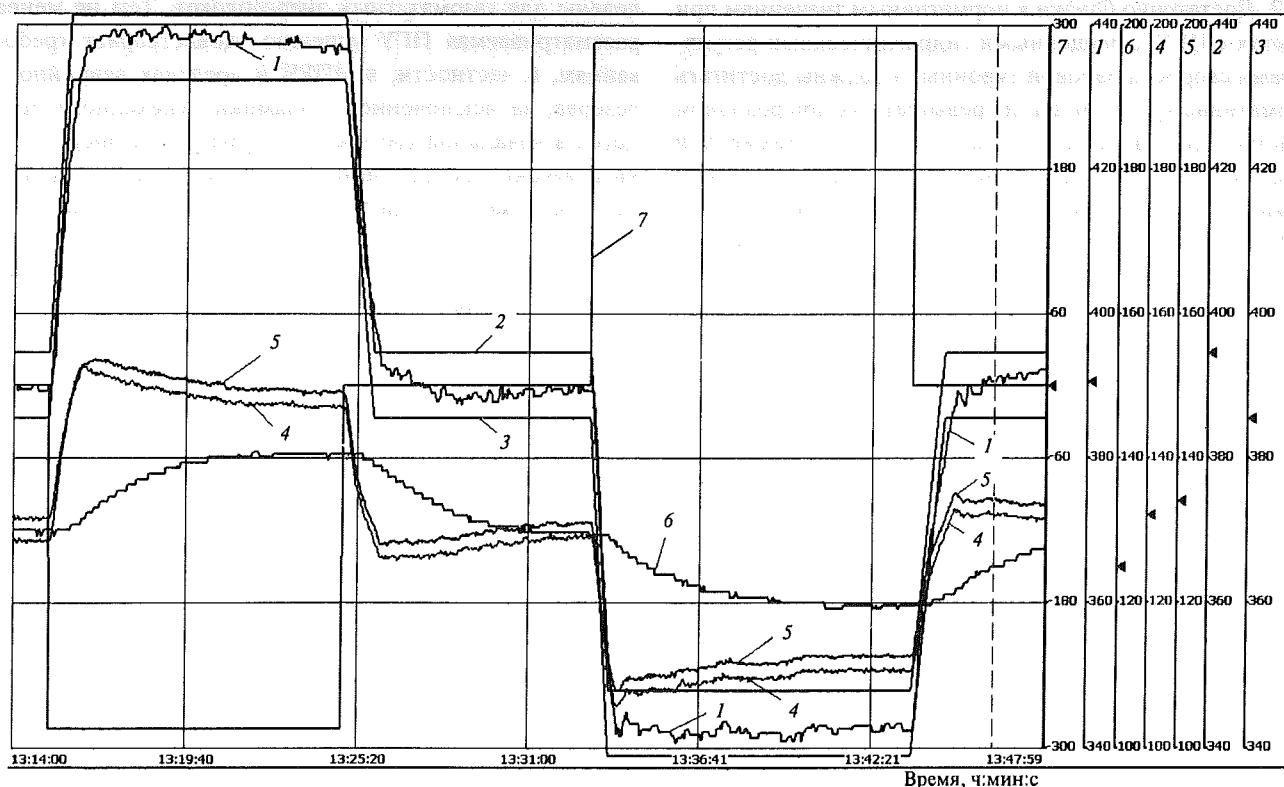


Рис. 5. Опыты в районе верхней границы регулировочного диапазона при статизме ГТ 6 %.
Обозначения 1—7 см. на рис. 4

Таблица 2. Результаты экстраполяции экспериментальных данных для оценки готовности к НПРЧ

Показатель	Среднее время достижения 50 % требуемого изменения мощности, с	Среднее время достижения 90 % требуемого изменения мощности, с
При нормальном возмущении (5 % номинальной мощности энергоблока)		
Стандарт	10	30
Экстраполяция	15	33
При аварийном возмущении (12,5 % номинальной мощности энергоблока)		
Стандарт	15	300
Экстраполяция	38	82

быть использовано воздействие на паровую турбину от регулятора мощности энергоблока.

Приведенные способы улучшения показателей первичного регулирования частоты при использовании паровой турбины при необходимости увеличения нагрузки энергоблока (т.е. при уменьшении частоты) возможны только при наличии диапазона регулирования паровой

турбины в сторону «больше», т.е. достаточного запаса перемещения клапанов турбины в сторону «больше».

Из результатов испытаний также следует, что проблем с выполнением требований к автоматическому вторичному регулированию частоты для ПГУ-450Т не возникает. Максимальная требуемая по Стандарту СО-ЦДУ скорость изменения нагрузки 4 %/мин, т.е. 18 МВт/мин, достигается одним только изменением нагрузки газовых турбин по каналу общеблочного регулирования, ограничение по которому для двух ГТ составляет 22 МВт/мин (для одной ГТ 11 МВт/мин при требуемой скорости изменения нагрузки полублока 9 МВт/мин).

Таким образом, проведенные испытания САРЧМ ПГУ-450 на соответствие требованиям ОПРЧ (при возмущении, эквивалентном 10 % номинальной нагрузки) и экстраполяция полученных результатов для оценки выполнения требований Стандарта СО-ЦДУ по НПРЧ (с точки зрения динамики регулирования) и АВРЧ позволяют сделать следующие выводы о возможности выполнения указанных требований для ПГУ-450 и других ПГУ аналогичной структуры.

1. Полностью удовлетворяются требования к АВРЧ и динамическим характеристикам ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва (12,5 %) в части общей длительности переходного процесса.

2. Достаточно близки к нормативным значениям при опытах с ПГУ, оснащенными гидравлическими регуляторами скорости паровой турбины, и должны достигать нормативных значений или превышать их при реальном участии ПГУ в регулировании частоты, а также при опытах с ПГУ, оснащенными электронными регуляторами скорости паровой турбины, показатели динамики НПРЧ в пределах нормального (5 %) резерва по времени достижения половинного изменения мощности (начальная часть переходного процесса) и общего времени переходного процесса.

3. Значительно уступают нормативным значениям по времени достижения половинного изменения мощности полученные показатели динамики ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва (соответственно в 2 и 3,5 раза). Вызвано это принципиальными ограничениями возможной скорости изменения нагрузки газовых турбин. Значения указанных показателей могут быть несколько улучшены при реальном участии ПГУ в регулировании частоты. Оценка более значительного улучшения показателей ПГУ, оснащенных электронными регуляторами скорости паровой турбины, требует отдельного исследования.

В настоящее время на двух новых ПГУ с аналогичной энергоблоку № 1 Калининградской ТЭЦ-2 структурой и с паровыми турбинами ЛМЗ: ПГУ-325 (энергоблок № 1) Ивановской ГРЭС и ПГУ-450 (энергоблок № 3) ТЭЦ-27 Мосэнерго, где установлены АСУ ТП разработки ЗАО «Интеравтоматика», внедрены электронные регуляторы скорости ПТ. На ближайшие несколько лет намечена модернизация систем регулирования ПТ с установкой электронных регуляторов скорости на ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 и Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга. Все новые ПТ для аналогичных ПГУ ЛМЗ планирует поставлять только с электронными регуляторами скорости. Таким образом, при планировании участия ПГУ в системном регулировании частоты можно ориентироваться на оценки качества переходных процессов, предполагаемые при использовании электронных регуляторов скорости ПТ.

Как отмечалось выше, в настоящее время к парогазовым установкам не предъявляются требования к их участию в НПРЧ и АВРЧ. Все приведенные нормативные показатели динамики переходных процессов опре-

делены для газомазутных энергоблоков. Тем не менее рассматриваемая ПГУ успешно удовлетворяет требованиям, в частности, к НПРЧ в пределах аварийного резерва, за исключением динамики переходного процесса в начальной его части. Газомазутные энергоблоки отвечают требованиям к НПРЧ в пределах аварийного резерва, но если в начальной части переходного процесса требования могут быть соблюдены без особых проблем, то для выполнения требований ко времени завершения процесса необходима значительная форсировка котла, что вызывает определенные сложности (см. сноску на с. 55). Представляется целесообразным с точки зрения решения проблем энергосистем не отстранять парогазовые установки от участия в НПРЧ, но использовать их таким образом, чтобы рационально сочетались достоинства ПГУ и традиционных энергоблоков, в том числе и при распределении резервов. Из этого следует необходимость создания специального документа, определяющего нормы участия ПГУ в НПРЧ и АВРЧ, аналогичного существующему для традиционных тепловых электростанций.

Выводы

1. На энергоблоке ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 в составе АСУ ТП энергоблока внедрена и с марта 2006 г. находится в постоянной эксплуатации система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока.

2. В настоящее время энергоблок № 1 Калининградской ТЭЦ-2 (ПГУ-450) полностью удовлетворяет требованиям к АВРЧ, а также к динамике ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва в части общей длительности переходного процесса.

3. Вследствие существующих ограничений по скорости изменения мощности ГТ не могут быть выполнены требования к ОПРЧ и НПРЧ в пределах аварийного резерва в начальной части переходного процесса.

4. Полученные результаты отражают ряд достоинств ПГУ с точки зрения их участия в НПРЧ, вследствие чего целесообразно разработать специальный документ (аналогичный Стандарту СО-ЦДУ для традиционных энергоблоков), определяющий нормы участия в НПРЧ и АВРЧ парогазовых установок.

АСУ тепловыми процессами ГТЭ-110 — первой отечественной высокотемпературной газовой турбины большой мощности

Черномзав И.З., канд. техн. наук, Жежеря Д.А., Мухаррямов Р.В., Пережогина А.А., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Рассмотрены задачи управления газотурбинной установкой ГТЭ-110, представлены структура АСУ ТП ГТЭ-110, а также результаты экспериментов, проведенных на испытательном стенде и ПГУ-325 Ивановской ГРЭС.

Газотурбинная установка ГТЭ-110 ОАО НПО «Сатурн» является первой отечественной энергетической установкой, предназначенной для использования в составе разных парогазовых энергоблоков (ПГУ): утилизационных ПГУ мощностью 325 и 170 МВт; ПГУ мощностью 420 МВт со сбросом газов в энергетический котел с дожиганием. Перспектива использования ГТЭ-110 связана с необходимостью технического перевооружения действующих и строительства новых энергоблоков. По техническим характеристикам ГТЭ-110 является одной из лучших газотурбинных установок: температура газов на входе в турбину составляет 1 210 °С, КПД 35 %. Ее металлоемкость самая низкая по сравнению с металлоемкостью газовых турбин близкой мощности. Проточная часть турбины содержит четыре ступени, система воздушного охлаждения выполнена разветвленной с дополнительным охлаждением воздуха в воздушно-водяном теплообменнике. На общем валу установлен 15-ступенчатый компрессор, который имеет степень повышения давления 14,75 (при номинальной мощности и расчетных параметрах наружного воздуха). Перед компрессором установлен входной направляющий аппарат (ВНА), предназначенный как для увеличения диапазона надежной работы компрессора, так и для улучшения показателей экономичности ПГУ при частичных нагрузках посредством поддержания температуры выхлопных газов на уровне номинальных значений.

Газотурбинная установка ГТЭ-110 оснащена генератором ТЗФГ-110-2МУЗ с воздушным охлаждением. Генератор комплектуется тиристорной системой самовозбуждения СТС-2Е-220-1900-2.5УХЛЧ.

Технологическая структура ГТЭ-110 включает в себя порядка 10 подсистем, координированное управление которыми необходимо для организации нормального функционирования всей газотурбинной установки. Для решения задач контроля и управления ГТЭ-110 оснащена современной распределенной микропроцес-

сорной АСУ ТП, разработанной ЗАО «Интеравтоматика» [1]. Структурная схема ее взаимодействия со всеми системами ГТЭ-110 приведена на рис. 1.

В функции АСУ ТП входят:

- автоматическое регулирование параметров ГТЭ-110: частоты вращения ротора, температуры газов за турбиной, электрической мощности;
- технологические защиты ГТЭ-110;
- автоматическое управление подачей топлива на режимах пуска турбины и выхода на номинальную частоту вращения;
- дискретное управление, реализующее логические алгоритмы в процессе пуска, нормального и аварийного останова ГТЭ-110;
- автоматизация всего вспомогательного оборудования на режимах пуска, останова и нормальной работы;
- управление электротехническим оборудованием.

Задачи управления ГТЭ-110 и их реализация

Газотурбинная установка является сложным объектом управления. Процессы в газовой турбине протекают достаточно быстро, и во всех режимах работы требуется одновременное управление несколькими исполнительными механизмами, при этом АСУ ТП газовой турбины обеспечивает:

- работу защит, блокировок, автоматическое включение резерва механизмов собственных нужд;
- автоматическое регулирование параметров;
- автоматическое логическое управление и технологические блокировки, в том числе: автоматизированное управление агрегатами, автоматическими устройствами и функционально связанными группами технологического оборудования; управление, реализуемое последовательными логическими зависимостями, включая шаговые программы;
- дистанционное управление;
- аварийную и предупредительную сигнализацию;
- представление информации, контроль, регистрацию и архивирование параметров и состояния оборудования;
- регистрацию аварийных ситуаций.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».



Рис. 1. Взаимодействие АСУ ТП с системами ГТЭ-110

ТПУ — тиристорное пусковое устройство; ВПУ — валоповоротное устройство

Процессы пуска-останова газовой турбины осуществляются с помощью следующих пошаговых программ: пуска-останова газовой турбины; управления газообразным топливом; управления жидким топливом; подключения канала центральной зоны на газообразном топливе.

Для регулирования основных параметров газовой турбины в АСУ ТП используются: регулятор подачи топлива; программатор расхода топлива; регулятор частоты вращения и мощности; регулятор температуры газов за турбиной с воздействием на ВНА; блоки формирования заданных расходов и положений клапанов для газообразного и жидкого топлива; ограничительный регулятор температуры.

В АСУ ТП ГТЭ-110 реализовано около 70 защит, которые действуют на останов турбины при возникновении аварийных условий.

Пошаговые программы газовой турбины. Программа пуска/останова газовой турбины предназначена для управления последовательностью операций и контроля параметров газовой турбины. Она обеспечивает автоматические: пуск; контроль процесса пуска и отмены его в случае неисправностей; останов в случае сбоев и неисправностей; останов при отключении оператором; подключение и отключение предварительно выбранной топливной системы при пуске и останове (при этом запускается соответствующая шаговая программа — для газообразного или жидкого топлива).

Программа управления газообразным (жидким) топливом предназначена для управления последовательностью технологических операций в режимах пуска, нормальной работы и останова газовой турбины на выбранном виде топлива. Она включает в себя операции управления агрегатами системы газообразного (жидкого) топлива как в режиме пуска турбины, так и в режиме, связанном с прекращением подачи газообразного (жидкого) топлива.

Структурная схема организации управления системами ГТЭ-110 приведена на рис. 2.

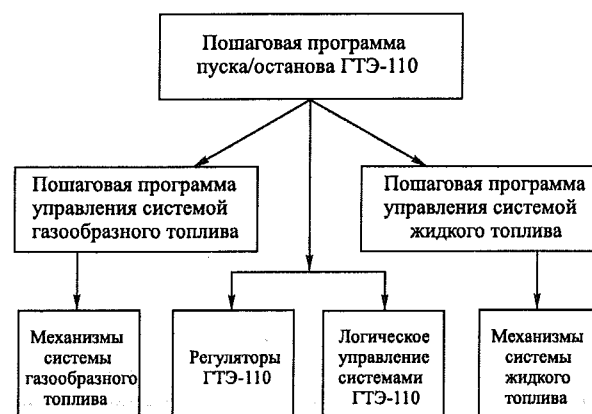


Рис. 2. Структурная схема управления системами ГТЭ-110

Регулирование расхода топлива в ГТЭ. Регулирование расхода топлива осуществляется управлением клапанами пилотной и центральной зон.

В состав регуляторов входят:

блок основных регуляторов, включающий в себя контуры регулирования мощности и частоты вращения;

ограничительные регуляторы — регулятор температуры газа за турбиной, регулятор максимальной мощности (ограничительная уставка зависит от температуры и давления наружного воздуха) и регулятор минимального расхода топлива в камеру сгорания;

блок формирования заданного расхода топлива, предназначенный для распределения топлива между регулирующими клапанами центральной и пилотной зон, при этом минимальный расход топлива через канал центральной зоны зависит от температуры наружного воздуха, а максимальный расход топлива через канал пилотной зоны — от температуры наружного воздуха и угла поворота ВНА.

При пуске газовой турбины задание расхода топлива формирует программатор расхода топлива. При нормальной работе газотурбинного двигателя заданный расход топлива формируется регуляторами частоты вращения или мощности в зависимости от режима работы. При выходе какого-либо параметра, участвующего

щего в ограничительном регулировании (температуры газа за турбиной, электрической мощности, расхода), за допустимую границу в работу вступает блок ограничительных регуляторов до того момента, пока вышедший за пределы параметр не будет возвращен в допустимые границы.

Регуляторы частоты вращения и мощности. Разворот газовой турбины осуществляется тиристорным пусковым устройством до 2 600 об/мин, а затем — регулятором частоты до 3 000 об/мин.

После включения генератора в сеть в работу вступает регулятор мощности с заданным значением 4 МВт. Дальнейшее управление нагрузением происходит с помощью задатчика мощности. По команде от блочного регулятора мощности или по команде оператора задатчик мощности ГТЭ-110 может быть переведен в автоматический режим, в котором он будет получать задание конечной мощности от блочного регулятора мощности.

При наличии сигнала «Нормальный останов» по командам из пошаговой программы пуска/останова газовой турбины на задатчике мощности устанавливается конечное задание 1 МВт, скорость изменения задания выбирается оператором (1...7 МВт/мин). При достижении электрической мощности 1 МВт генератор отключается от сети и переходит в режим холостого хода. В течение 10 мин турбина охлаждается, затем ее клапаны автоматически закрываются, и происходит выбег ротора до полного останова.

Предусмотрена возможность выполнения «подхвата» частоты вращения при ее значении ниже 700 об/мин.

Аварийный останов выполняется воздействием на виртуальную кнопку с пульта оператора или на кнопку резервного пульта управления, при этом закрываются стопорные и регулирующие клапаны.

Регулятор температуры газов за турбиной с воздействием на ВНА предназначен для регулирования угла поворота входного направляющего аппарата ГТЭ-110 в целях обеспечения требуемого расхода воздуха для достижения необходимой температуры газов перед котлом (при работе ГТЭ-110 в составе парогазовой установки ПГУ-325). Для определения положения входного направляющего аппарата в зависимости от небаланса между заданной и текущей температурой газов за турбиной используется ПИ-регулятор угла поворота ВНА.

Взаимное влияние регулятора температуры газов с воздействием на ВНА и ограничительного регулятора температуры исключается заданием по температуре газов за турбиной для первого из упомянутых регуляторов, сниженным на 7 °С.

Технологические защиты, действующие в АСУ ТП, обеспечивают:

диагностику входных аналоговых и дискретных сигналов;

изменение структуры формирования защиты при отказах датчиков;

виртуальные накладки ввода и вывода защит;

сигнализацию ввода-вывода защит;

представление на видеомониторах информации оператору о состоянии и работе защит.

Предусмотрена проверка функционирования защит на работающем оборудовании: по повышению частоты вращения, по отсутствию горения, по понижению давления смазки, по повышению температуры газов за турбиной. Остальные защиты могут быть проверены на остановленной ГТЭ-110 имитацией условий срабатывания.

В настоящее время разработана новая программа, позволяющая выполнить проверки всех защит на остановленной турбине. Алгоритм проверки построен на использовании режима имитации сигналов, значения которых соответствуют аварийным. Для некоторых защит аварийные уставки при проверке срабатывания защиты снижаются, поэтому предусматривается соответствующее уменьшение амплитуды имитируемого сигнала. После проверки факта срабатывания защиты в протоколе имитация сигнала снимается.

Структура АСУ ТП ГТЭ-110

Создание АСУ ТП ГТЭ-110 на единых отечественных программно-технических средствах ТПТС стало возможным после совместной разработки ЗАО «Интеравтоматика» и ВНИИА имени Н.И. Духова ряда быстродействующих контроллеров. Новый модуль ТПТС-52.1724-01 позволяет вводить информацию от трех электромагнитных датчиков частоты вращения, рассчитывать ее в каждом канале с проверкой достоверности, определять среднее из трех значений частоты, а также формировать уставки по частоте вращения. Цикл расчета всех задач составляет менее 10 мс. Этот модуль, являясь системным, подчиняется законам построения программно-технических средств, может резервироваться и диагностироваться, как и любой другой модуль. На этом и других разработанных модулях построен электронный регулятор частоты вращения и реализованы функции противоаварийной автоматики (ПАА) [2].

Техническая структура АСУ ТП приведена на рис. 3. Она включает нижний, контроллерный, уровень, состоящий из трех шкафов, в котором происходят прием и обработка информации, а также весь объем прямого цифрового управления, защит, блокировок, автоматических регуляторов и логических программ.

Для управления газовой турбиной и компрессором применены нестандартные исполнительные механизмы, не свойственные отечественной энергетике. Для них предусмотрен контроль целостности цепей управления, состояние которых представлено оператору на видеogramмах. В состав АСУ ТП введены шкаф управления этими механизмами и шкаф питания на 24 В.

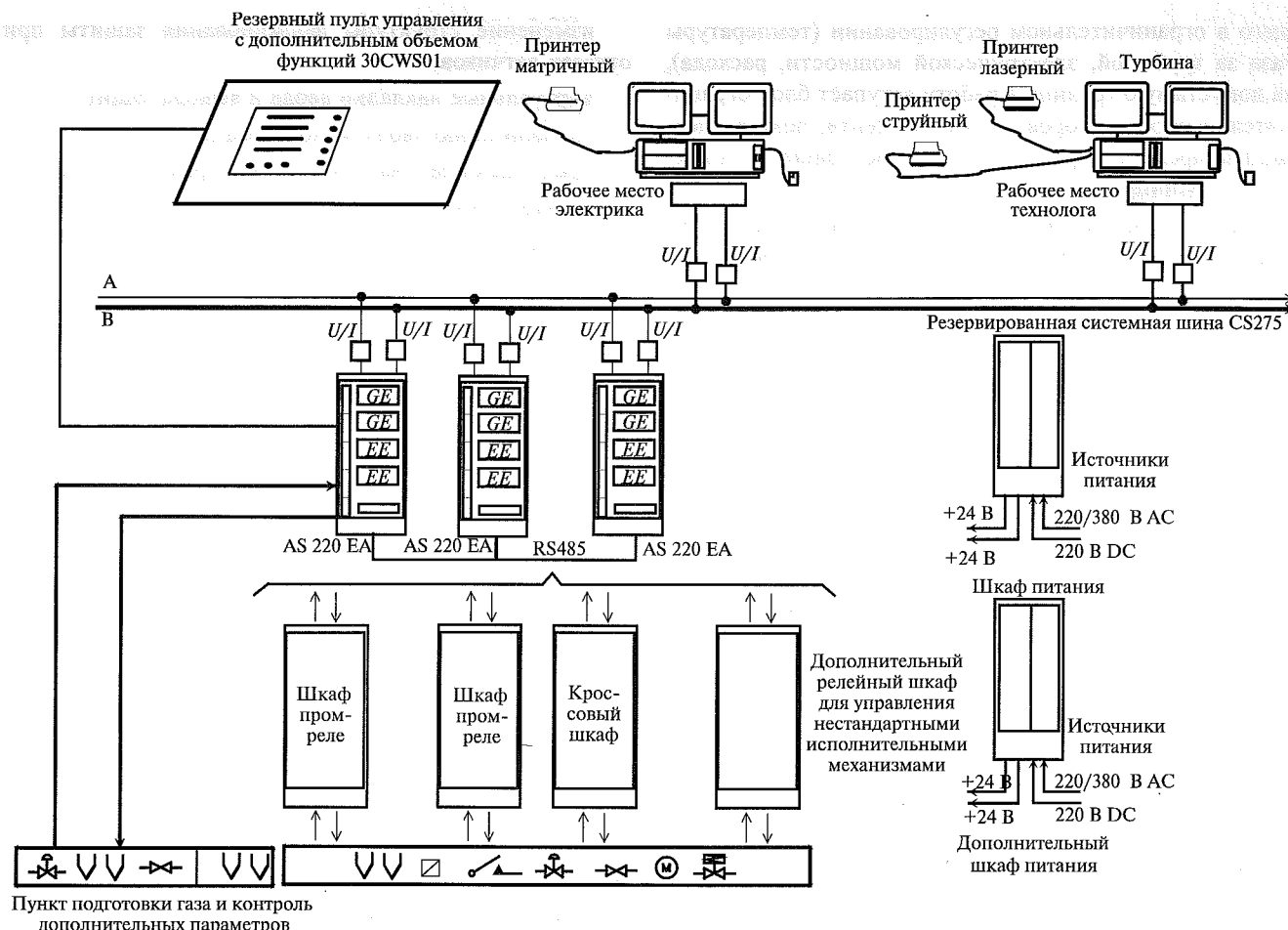


Рис. 3. Структура АСУ ТП ГТЭ-110

В состав программно-технического комплекса входит также несколько шкафов, в которых располагаются: датчики вибрации ИТ14; датчики специзмерений; блоки искрозащиты цепей ряда датчиков; ограничитель раскрутки турбины; шкаф распределения питания на 220 В.

На верхнем уровне АСУ ТП, состоящем из операторских станций, выполняются:

- оперативный контроль и управление технологическими процессами;
- технологическая и функциональная сигнализация;
- архивирование, протоколирование, графическое представление хода технологических процессов;
- расчетные задачи.

Операторская станция реализует основные функции оперативного контроля и управления с использованием необходимого количества видеограмм. На каждой видеограмме, кроме статической части, имеются динамические элементы, представляющие аналоговые и дискретные сигналы состояния объектов контроля и управления. В качестве примера на рис. 4 приведена видеограмма управления ГТЭ-110.

Сигнализация на экране предназначена как для отображения работы технологического оборудования, так и для информации о состоянии системы контроля и управления.

Дальнейшее развитие АСУ ТП ГТЭ-110 предполагает использование новых технических средств на базе SPPA-T3000 [3]. Опыт работ ЗАО «Интеравтоматика» на других объектах (например, АСУ ТП ПГУ-450) подтверждает простоту такого перехода.

Результаты испытаний АСУ ТП ГТЭ-110 при автономной работе

Разворот и нагружение ГТЭ-110. На рис. 5 представлена диаграмма разворота газовой турбины до холостого хода и дальнейшего ее нагружения до 110 МВт. Приведены следующие параметры:

- частота вращения ротора;
- температура газов за турбиной;
- положение регулирующих клапанов первого и второго каналов;
- мощность генератора;
- мощность ТПУ.

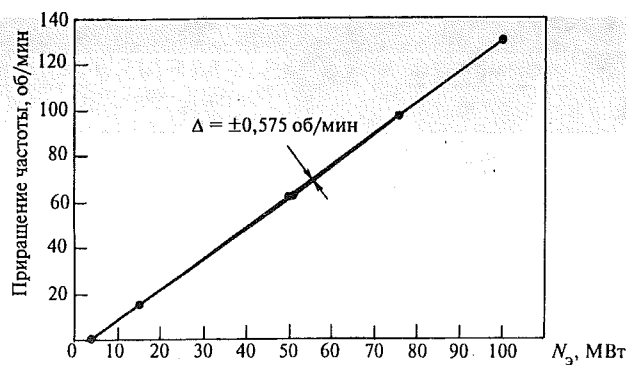


Рис. 6. Статическая характеристика ГТЭ-110

нагрузки. Скорость выхода на номинальную мощность ГТЭ-110 устанавливается оператором на задатчике темпа изменения мощности. Для нормальных режимов это 7 МВт/мин. Конечная мощность задается в соответствии с графиком нагрузки.

Камера сгорания ГТЭ-110 состоит из двух зон: пилотной и центральной. Выход на холостой ход и набор нагрузки приблизительно до 20 МВт выполняются с помощью первого канала камеры сгорания (пилотная зона). Для дальнейшего нагружения требуется подключение второго канала (центральной зоны), которое проводится скачкообразно для получения устойчивого горения. Процесс подключения/отключения центрального канала осуществляется автоматически с помощью пошаговой программы.

Статическая характеристика ГТЭ-110. Статическая характеристика газовой турбины определена на работающем оборудовании после включения генератора в сеть и взятия начальной нагрузки (4 МВт). Нагружение газовой турбины от 4 до 100 МВт производилось увеличением заданного значения частоты вращения. При снижении заданного значения частоты получена обратная ветвь статической характеристики. Максимальное отклонение между ними составило 1,15, или $\pm 0,575$ об/мин (рис. 6). Отсюда следует, что максимальная нечувствительность равна $\pm 9,6$ мГц и находится в середине диапазона нагрузки, а неравномерность регулирования соответствует 4,96 %.

Испытание ограничительного регулятора температуры газов. Проверка функционирования ограничительного регулятора температуры газа за турбиной выполнена путем резкого закрытия ВНА для повышения температуры газа за турбиной сверх граничного значения (на время испытания граничное значение установлено на уровне 470 °C). В процессе проведения опыта отмечено изменение температуры газа за турбиной на 13 °C выше граничного значения, но ниже уставки защиты (+ 30 °C по отношению к граничному значению температуры). Результаты испытаний представлены на рис. 7. Под действием ограничительного регулятора регулирующий клапан прикрывался и поддерживал задан-

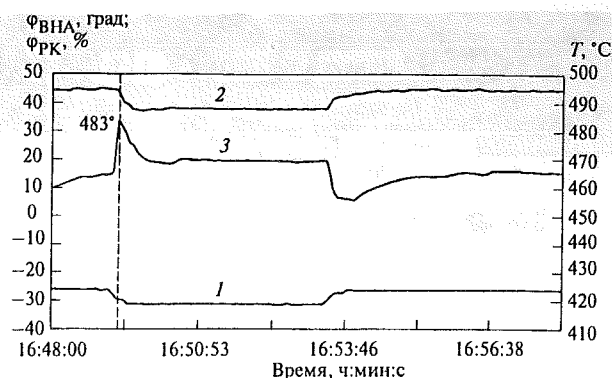


Рис. 7. Проверка ограничительного регулятора температуры с воздействием на регулирующий клапан.

1 — угол поворота ВНА, град; 2 — угол поворота регулирующего клапана второго канала, %; 3 — температура газов за турбиной, °C

ную температуру (470 °C). После возврата ВНА в начальное состояние температура газов снизилась, а регулирующий клапан открылся до исходного положения.

Процессы нагрузки и разгрузки ГТЭ-110. На рис. 8, а приведен процесс нагрузки ГТЭ-110, который включает в себя следующие этапы:

режим работы пилотной зоны с открытым ВНА, этот режим характеризуется медленным процессом нагрузки от 12 до 18 МВт (участок А);

автоматическое подключение центральной зоны при открытом ВНА с увеличением мощности на 30 МВт. Для подключения центральной зоны и поддержания устойчивого горения расход топлива, подаваемого в камеру сгорания, возрастает «скачком», который зависит от температуры наружного воздуха. Повышение мощности на 30 МВт и температуры газов за турбиной на 75 °C свидетельствует об устойчивых процессах горения в центральной зоне камеры сгорания (участок Б);

перевод управления ВНА в автоматический режим (участок В);

нагружение при включенном регуляторе температуры газов за турбиной с воздействием на ВНА до достижения номинальной температуры газа (513 °C) (участок Г);

нагружение с поддержанием температуры газов на уровне 513 °C с помощью регулятора температуры газов за турбиной с воздействием на ВНА (участок Д);

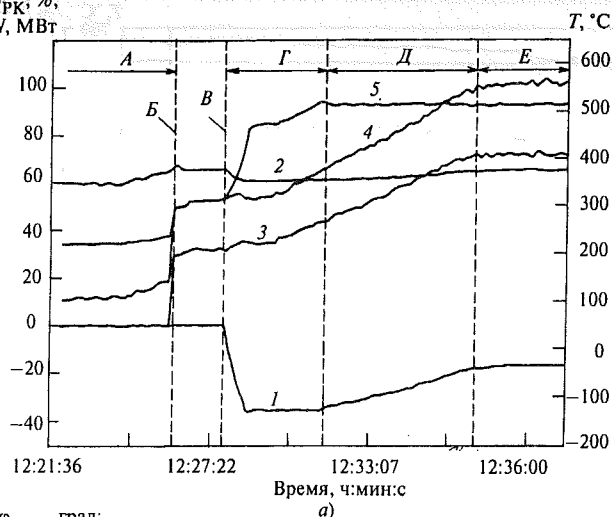
работа при заданной мощности с поддержанием номинальной температуры газа за турбиной (513 °C) с помощью регулятора температуры газов за турбиной с воздействием на ВНА (участок Е).

Процесс разгрузки ГТЭ-110 приведен на рис. 8, б; в него входят следующие этапы:

работа при заданной мощности с поддержанием номинальной температуры газа (513 °C) регулятором температуры с воздействием на ВНА (участок I);

разгрузка ГТЭ-110 с поддержанием температуры газов на уровне 513 °C при включенном регуляторе

$\Phi_{ВНА}$, град;
 $\Phi_{РК}$, %;
 N , МВт



$\Phi_{ВНА}$, град;
 $\Phi_{РК}$, %;
 N , МВт

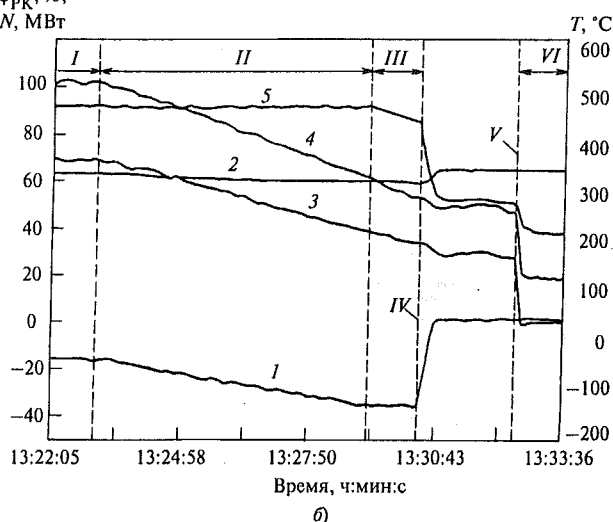


Рис. 8. Автоматическое нагружение ГТЭ-110 с поддержанием постоянной температуры газа за турбиной (513 °С) при нагрузке выше (а) и ниже (б) 60 МВт.

1 — угол поворота ВНА, град; 2, 3 — угол поворота регулирующего клапана первого и второго каналов, %; 4 — N , МВт; 5 — температура газов за турбиной, °С

температуры с воздействием на ВНА (возможно при снижении нагрузки до 60 МВт) (участок II);

дальнейшее разгружение ГТЭ-110 приводит к понижению температуры газа, так как ВНА находится на нижнем ограничении и не может поддерживать температуру газов на заданном уровне (участок III);

установка ВНА в дистанционный режим управления и открытие ВНА (падение температуры газов за турбиной до 310 °С) (участок IV);

дальнейшая разгрузка и автоматическое отключение центральной зоны при открытом ВНА с уменьшением мощности на 30 МВт (участок V);

режим работы ГТЭ-110 в пилотной зоне при открытом ВНА (участок VI).

Результаты испытаний АСУ ТП ГТЭ-110 при работе в составе ПГУ-325

Автоматическая система управления ТП внедрена на двух газовых турбинах ГТЭ-110, поставленных ОАО НПО «Сатурн» и входящих в состав головного блока ПГУ-325 на Ивановской ГРЭС. В феврале-марте 2007 г. была выполнена наладка АСУ первой газовой турбины, в мае — второй. Процессы управления газовой турбиной, работающей в составе ПГУ-325, аналогичны процессам управления газовой турбиной, работающей в автономном режиме с включенным регулятором температуры газов за турбиной, воздействующим на ВНА. К настоящему времени энергоблок ПГУ-325 работает в режиме полублока. Это связано с ограничением снабжения Ивановской ГРЭС газообразным топливом.

Далее рассмотрены процессы совместного нагружения двух газовых турбин ГТЭ-110 (одна из которых работает на газообразном топливе, а другая — на жидком) и паровой турбины К-110-6,5. На рис. 9 показан процесс роста мощности ПГУ-325 при нагружении газовых турбин № 1 и 2.

При нагружении газовой турбины № 1 от 90 до 106 МВт стабилизация температуры газов осуществляется регулятором, управляющим перемещением ВНА в сторону открытия от 57 до 92 %. Тенденция движения ВНА соответствует характеру повышения мощности, при этом температура газов за турбиной № 1 устанавливается на заданном уровне 517 °С. Начало нагружения газовой турбины № 2 сдвинуто по времени на 16 мин по отношению к процессу нагружения газовой турбины № 1.

Процесс поддержания температуры газов за турбиной № 2 осуществляется регулятором температуры, воздействующим на ВНА этой турбины. Процесс изменения положения ВНА от 42 до 74 % также имеет характер движения, близкий к процессу изменения мощности.

В обоих случаях регуляторы температуры воздействовали в сторону увеличения расхода воздуха для поддержания заданных значений температуры газов за турбинами № 1 и 2. Для турбины № 2 заданное значение температуры установлено на уровне 527 °С.

На рис. 9 показан также процесс нагружения паровой турбины до мощности 93,5 МВт в установившемся режиме работы энергоблока ПГУ-325.

Рассмотренные процессы управления нагрузкой обеих ГТЭ-110 и температурой газов за турбинами, работающими в составе энергоблока ПГУ-325 Ивановской ГРЭС, являются устойчивыми и реализованы с хорошим качеством.

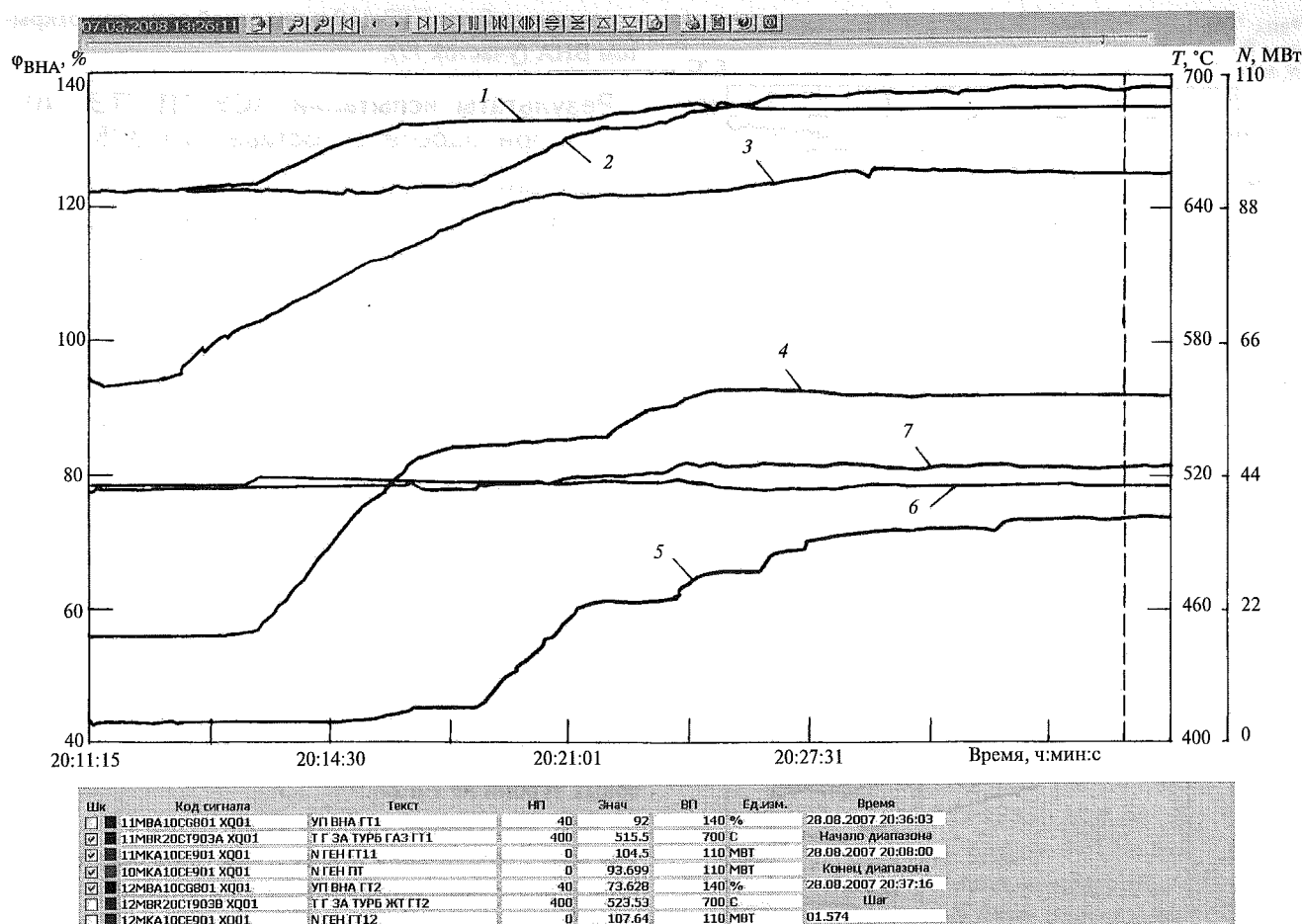


Рис. 9. Нагрузка газовых и паровой турбин энергоблока ПГУ-325.

1, 2, 3 — мощность газовых (№ 1 и 2) и паровой турбин, MWt; 4, 5 — угол поворота ВНА турбин № 1 и 2, %; 6, 7 — температура газов за турбинами № 1 и 2, °C

Выводы

1. Разработанные и внедренные в эксплуатацию алгоритмы регулирования, логического управления (включая защиты) и шаговые программы обеспечивают автоматический пуск, надежную эксплуатацию ГТЭ-110 во всем диапазоне нагрузок при работе на газообразном и жидком топливе, а также ее нормальный и аварийный останов.

2. Результаты испытаний подтвердили соответствие АСУ ТП ГТЭ-110 современным требованиям к регулированию частоты и мощности:

неравномерность системы регулирования составляет приблизительно 5 %;

нечувствительность менее ± 10 мГц;

нестатическая характеристика системы регулирования линейна во всем диапазоне, за исключением области подключения центральной зоны.

3. Разработанный алгоритм регулятора мощности совместно с алгоритмом подключения/отключения центральной зоны обеспечивает управление нагрузкой газовой турбины во всем диапазоне.

4. Регулятор температуры с воздействием на ВНА стабильно поддерживает заданную температуру газов за турбиной, обеспечивая нормальный режим работы паровой турбины в составе ПГУ-325.

5. Проверено взаимодействие регулятора температуры с воздействием на ВНА и ограничительного регулятора температуры с воздействием на регулирующий клапан. Алгоритм совместной работы этих регуляторов исключает их взаимное влияние.

Список литературы

1. АСУ ТП испытательного стенда ГТЭ-110 / А.Я. Копсов, А.П. Ливинский, В.В. Лыско и др. // Электрические станции. 2003. № 7. С. 27—31.
2. Черномзав И.З., Нефедов К.А. Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 27—33.
3. Сви́дeрcкий А.Г., Херпель Х. Новые технические средства для автоматизации объектов энергетики // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 9—13.

Полномасштабный тренажер для обучения оперативного персонала энергоблока ПГУ-450 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго»

Молчанов К.А.¹, Страшных В.П.², Жежеря Д.А.¹, Маневская О.А.¹, инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹ — ООО ЭНИКО ТСО²

Представлено описание разработанного впервые в России и внедренного до пуска энергоблока полномасштабного тренажера ПГУ-450, объединяющего в себе реальную АСУ ТП и детальную физическую модель технологического оборудования.

Применение в энергетике тренажеров для обучения оперативного персонала уже перестало быть новшеством. Чрезвычайная эффективность и необходимость их использования отмечена в [1, 2]. На многих электростанциях приобретены и функционируют тренажеры, охватывающие как отдельные технологические узлы, так и энергоблоки в целом. С помощью тренажеров проводятся противоаварийные тренировки и учения персонала, организуются соревнования машинистов. Все это, за исключением Сочинской ТЭС, относится к энергоблокам, построенным по традиционной технологии.

Между тем развитие в последние годы отечественной энергетики связано с парогазовой технологией, позволяющей получить высокий КПД, недостижимый на традиционных энергоблоках, и обеспечить высокую экологическую чистоту цикла. На сегодняшний день в России (не считая энергоблока № 3 ТЭЦ-27) на парогазовом цикле работают всего несколько электростанций: Северо-Западная ТЭЦ в Санкт-Петербурге, Сочинская ТЭС, Калининградская ТЭЦ-2, Ивановская ГРЭС и др. Это очень немного по сравнению с общим числом традиционных энергоблоков в России.

Поскольку парогазовая технология только начала распространяться в России, подготовка квалифицированного персонала приобрела особое значение. Проблема подготовки и поддержания знаний и навыков работников стала особенно актуальной при внедрении современных высокоэффективных АСУ ТП, обеспечивающих высокий уровень автоматизации. Персонал воздействует на технологический процесс посредством АСУ ТП. При этом, с одной стороны, автоматизированная система «защищает» оператора, выполняя боль-

шую часть операций по контролю и управлению процессом, с другой стороны, требует от персонала высокой квалификации для работы с этой системой. Основной функцией оперативного персонала становится контроль за ходом автоматизированного технологического процесса, поэтому работники должны хорошо понимать как сам процесс, так и алгоритмы управления им. Высокая квалификация персонала, конечно, может быть приобретена вместе с многолетним опытом работы на оборудовании, но это долгий и затратный путь, тем более что нередко цена ошибки бывает очень высока. Единственный выход из создавшейся ситуации, связанной с нехваткой квалифицированных кадров, видится в создании полномасштабных тренажеров оперативного персонала, полностью повторяющих как технологический процесс, так и человеко-машинный интерфейс и алгоритмы управления АСУ ТП. Именно такой тренажер был создан и введен на энергоблоке № 3 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго». Особенно такой тренажер нужен операторам смены, впервые столкнувшимся с современными автоматическими системами управления энергоблоком. На тренажере можно в спокойной обстановке, не боясь вывести из строя оборудование, попробовать осуществить любые режимы и переключения, получить навыки управления АСУ ТП, наглядно посмотреть принципы работы технологических систем, «почувствовать» энергоблок.

Для создания полномасштабного тренажера потребовалось осуществить моделирование операторского интерфейса и алгоритмов АСУ ТП и моделирование технологического оборудования и процессов.

Необходимо отметить, что различные технологические системы тренажера запускались параллельно, а иногда и раньше ввода в действие аналогичных систем на строящемся энергоблоке. Таким образом, впервые в практике ЗАО «Интеравтоматика» наиболее сложные и ответственные алгоритмы сначала отрабатывались на тренажере и только потом на реальном оборудовании.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

²115409, Москва, Каширское ш., д. 31. ООО Экспериментальное научно-исследовательское и конструкторское объединение «Тренажерные системы обучения».

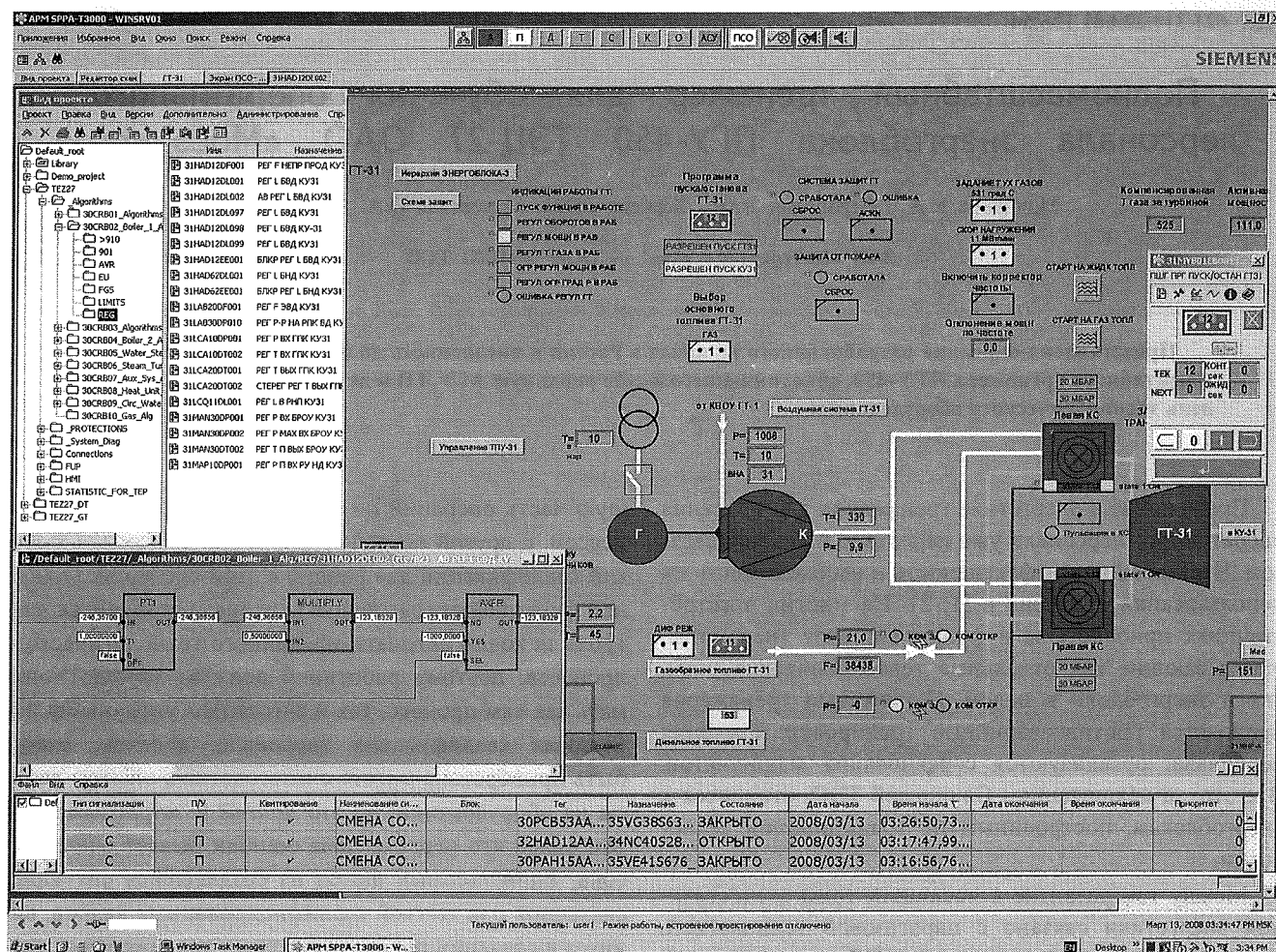


Рис. 1. Инженерный и операторский интерфейс системы SPRA-T3000

Краткое описание объекта моделирования

Объект моделирования можно разделить на две подсистемы:

- энергоблок № 3 ТЭЦ-27 (ПГУ-450) (основное и вспомогательное оборудование);
- автоматизированная система управления технологическими процессами, разработанная на базе программно-технического комплекса SPRA-T3000.

Энергетический блок ПГУ-450Т представляет собой сочетание двух газовых турбин ГТЭ-160, каждая со своим котлом-утилизатором (КУ) П-107 с двумя контурами давления пара, и теплофикационной паровой турбины типа Т-150-7,7. Основным и резервным топливом является газ, аварийным — дизельное топливо.

Газотурбинная установка ГТЭ-160 (далее ГТУ) — одновальный турбоагрегат с начальной температурой газа перед первой ступенью турбины 1 060 °С и температурой газа на выходе из турбины 544 °С (при расчетных внешних условиях). Электрическая мощность ГТУ при таких условиях составляет 155,3 МВт при коэффициенте полезного действия 34,12 %.

Котел-утилизатор П-107 производства Подольского машиностроительного завода (ЗиОМАР) имеет башенную компоновку, два парогенерирующих контура [высокого (ВД) и низкого (НД) давления] с паровыми барабанами (барабан НД выполнен с встроенным деаэрационным устройством) и с принудительной циркуляцией в испарительных контурах.

Паровая турбина типа Т-150-7,7, имеющая два теплофикационных отбора пара, предназначена для непосредственного привода генератора ТФГ-160-2У3 и отпуска тепла на теплофикацию. Номинальная мощность турбины составляет 161 МВт на номинальном конденсационном режиме и 129,0 МВт на номинальном теплофикационном режиме, максимальная тепловая нагрузка при расчетной температуре наружного воздуха – 2 °С составляет 358 МВт.

Опыт создания полномасштабного тренажера энергоблока Сочинской ТЭС [3] позволил увеличить объем моделирования и расширить набор функций, решаемых на тренажере, созданном для ТЭЦ-27. В частности, моделированию подверглось все технологическое оборудование, включая газовые и паровую турбины.

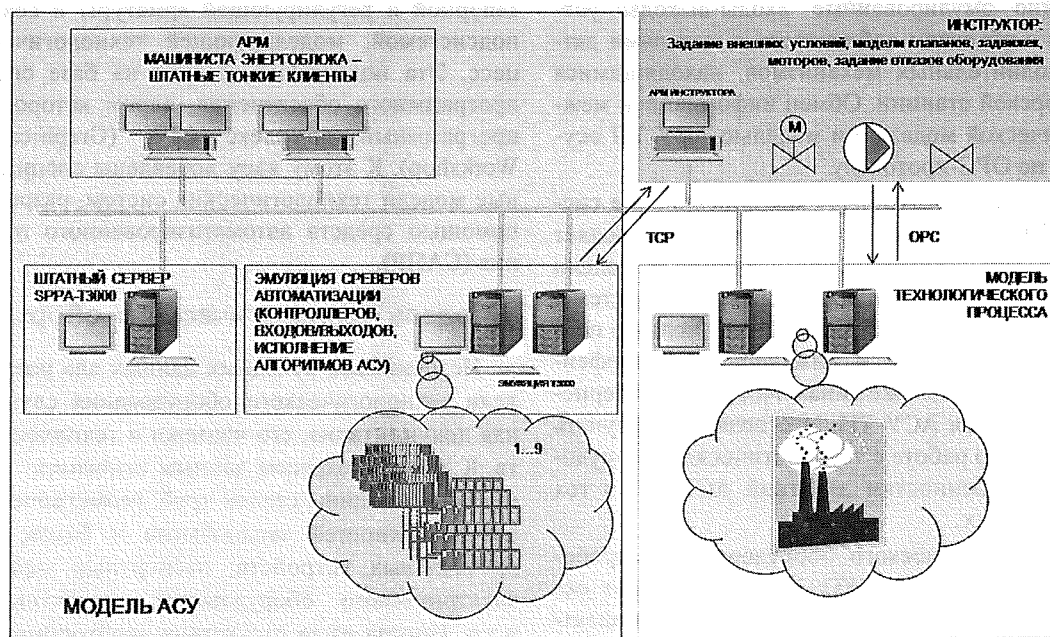


Рис. 2. Структурно-функциональная схема технических средств тренажера АСУ ТП

Программно-технический комплекс (далее ПТК) SPPA-T3000 является новейшей разработкой (фирма Siemens), представляющей собой развитие широко распространенных ПТК TELEPERM ME, TELEPERM XP, TELEPERM XP-R. Инженерный и операторский интерфейс системы SPPA-T3000 показан на рис. 1. Контроллерный уровень выполнен на базе хорошо известной в России и постоянно развивающейся аппаратуры фирмы Siemens SIMATIC S7. Аппаратная реализация верхнего уровня и программное обеспечение всего ПТК — новый продукт, преемственный перечисленным версиям ПТК TELEPERM и энергетической версии программного обеспечения SIMATIC PCS7 PS, но принципиально отличающийся архитектурой, заложенными в него целями и возможностями.

Количественные характеристики объекта автоматизации применительно к тренажеру следующие:

Входные сигналы:	
аналоговые	1 188
дискретные	607
Выходные дискретные сигналы	21
Регулирующие клапаны	55
Запорная арматура	360
Регуляторы с аналоговым выходом	14
Механизмы собственных нужд	78
Соленоидные клапаны	42

Функционально-аппаратная реализация тренажера

Как говорилось выше, тренажер включает в себя модель технологического оборудования и модель АСУ

технологических процессов, протекающих в этом оборудовании. На рис. 2 показана структурно-функциональная схема технических средств тренажера АСУ ТП.

Модель АСУ ТП, разработанная специалистами ЗАО «Интеравтоматика», представляет собой набор решений, направленных на максимальную приближенность тренажера к реальной АСУ ТП по верхнему (уровню сетевого обмена и операторского интерфейса) и нижнему (контроллерному) уровням.

Верхний уровень АСУ ТП тренажера эквивалентен верхнему уровню АСУ ТП энергоблока. Были установлены сервер приложений SPPA-T3000 и две двухэкранные операторские станции на базе «тонких» клиентов, абсолютно идентичные применяемым на энергоблоке. Благодаря такому решению обеспечивается 100 %-ная повторяемость рабочих мест на энергоблоке и тренажере.

Структура серверов автоматизации с устройствами ввода-вывода реальной АСУ полностью повторена в тренажере в виде программной эмуляции физических устройств.

Общее количество серверов автоматизации в тренажере — девять. Все они представлены резервированными контроллерами S7-417N с математическим обеспечением, полностью повторяющим алгоритмы управления контроллеров реальной АСУ ТП. Модель системы регулирования газовых турбин (быстрого контура управления) реализована в полном объеме, но для улучшения характеристик расчета перенесена в состав модели технологического объекта.

Программно эмулированные входы-выходы устройств связи с объектом «общаются» с моделями датчиков и исполнительных механизмов, находящимися на инструкторской станции. Обмен информацией между технологической моделью и моделью АСУ ТП осуществляется по OPC-протоколу.

Построение модели АСУ ТП как объединение системы SPPA-T3000 и эмуляции контроллеров, позволяет достичь того, что процессы, протекающие в модели АСУ ТП, эквивалентны процессам в реальной системе. Тренажер, с одной стороны, обеспечивает полную повторяемость операторского и инженерного интерфейсов, с другой — имеет те же динамические характеристики, что и реальная АСУ ТП. Это позволяет обучать персонал не только работе с технологическим оборудованием, но и особенностям действий АСУ ТП в тех или иных ситуациях.

Модель технологического оборудования, разработанная специалистами ЭНИКО ТСО, охватывает основное и вспомогательное тепломеханическое и электрическое оборудование энергоблока. Все основные элементы оборудования моделируются в полном объеме на базе физических принципов. Некоторые объекты моделируются в объеме, достаточном для получения навыков управления и анализа ситуаций, возникающих на этом оборудовании.

Важным достоинством принятого способа моделирования технологических процессов является использование малого шага дискретизации (около 100 мс), что позволяет адекватно отражать переходные процессы в малоинерционных контурах регулирования, таких как регуляторы скорости газовых и паровой турбин, питания и т.п. В частности, с необходимой точностью воспроизводятся, если они имеют место, автоколебания в режиме одного включения импульсных регуляторов, минимальная длительность которых обычно составляет 200 мс.

Управление тренажером и учебным процессом осуществляется с рабочего места инструктора.

Модель АСУ ТП

Модель АСУ ТП разработана на основе базового программного обеспечения (ПО) SIMIT (разработка фирмы Siemens). Эта программа эмулирует работу серверов автоматизации (контроллеров с физическими устройствами ввода-вывода) и является связующим звеном между верхним уровнем АСУ ТП и технологическим процессом. Программное обеспечение позволяет смоделировать кроме контроллеров и модулей ввода-вывода алгоритмы управления АСУ ТП, т.е. весь «нижний», контроллерный, уровень АСУ. Благодаря этому ПО сервер приложений SPPA-T3000 связывается с эмуляторами серверов автоматизации как с реальными контроллерами.

Программное обеспечение SIMIT помимо связи с «верхним» уровнем моделирует работу механизмов,

запорной и регулирующей арматуры и связывается с подсистемой, моделирующей технологический процесс. Эта подсистема создана на базе специального программного обеспечения, ядром которого является программный комплекс GIW (Graphical Interface Workshop). К этому ядру добавлены специализированные модели технологических систем, разработанные с помощью средств автоматизированного проектирования (САПР).

Модель технологического оборудования

Источниками исходных данных для разработки модели технологического оборудования служат проектная документация, его чертежи и технические паспорта. К таким исходным данным относятся: длины, диаметры и толщины стенок труб; геометрические размеры поверхностей теплообмена и баков; параметры дроссельных устройств; паспортные характеристики электрического оборудования; проектные расчеты и т.п. Иногда из-за отсутствия необходимых данных в документации приходится производить обмеры реального оборудования, чтобы получить геометрические характеристики.

Моделирование физических процессов, происходящих в технологических системах, базируется на решении дифференциальных уравнений, описывающих материальные, энергетические и механические балансы в моделируемой системе, которые дополняются замыкающими соотношениями и термодинамическими свойствами рассматриваемых сред.

При разработке комплексной модели для тренажера энергоблока ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» были использованы САПР моделей (рис. 3):

- систем автоматики;
- теплогидравлических систем;
- электрических процессов.

Объектами моделирования САПР систем автоматики в данном проекте являются: модели быстрого контура управления газовыми турбинами, перенесенные из АСУ ТП, логика электрических переключений, электрических защит и т.п.

Объекты моделирования САПР систем теплогидравлики — технологические системы и оборудование, работа которых определяется явлениями переноса массы, импульса и тепла, а также превращением кинетической энергии среды в механическую работу и обратно. К таким системам могут быть отнесены системы, включающие трубопроводы, запорную, регулирующую и предохранительную арматуру, насосы, теплообменное оборудование, ступени турбин, сосуды с уровнем.

Система базовых уравнений для основной части моделируемого оборудования (за исключением моделей сосудов с уровнем) основывается на моделировании сжимаемой среды, описываемой четырьмя уравне-

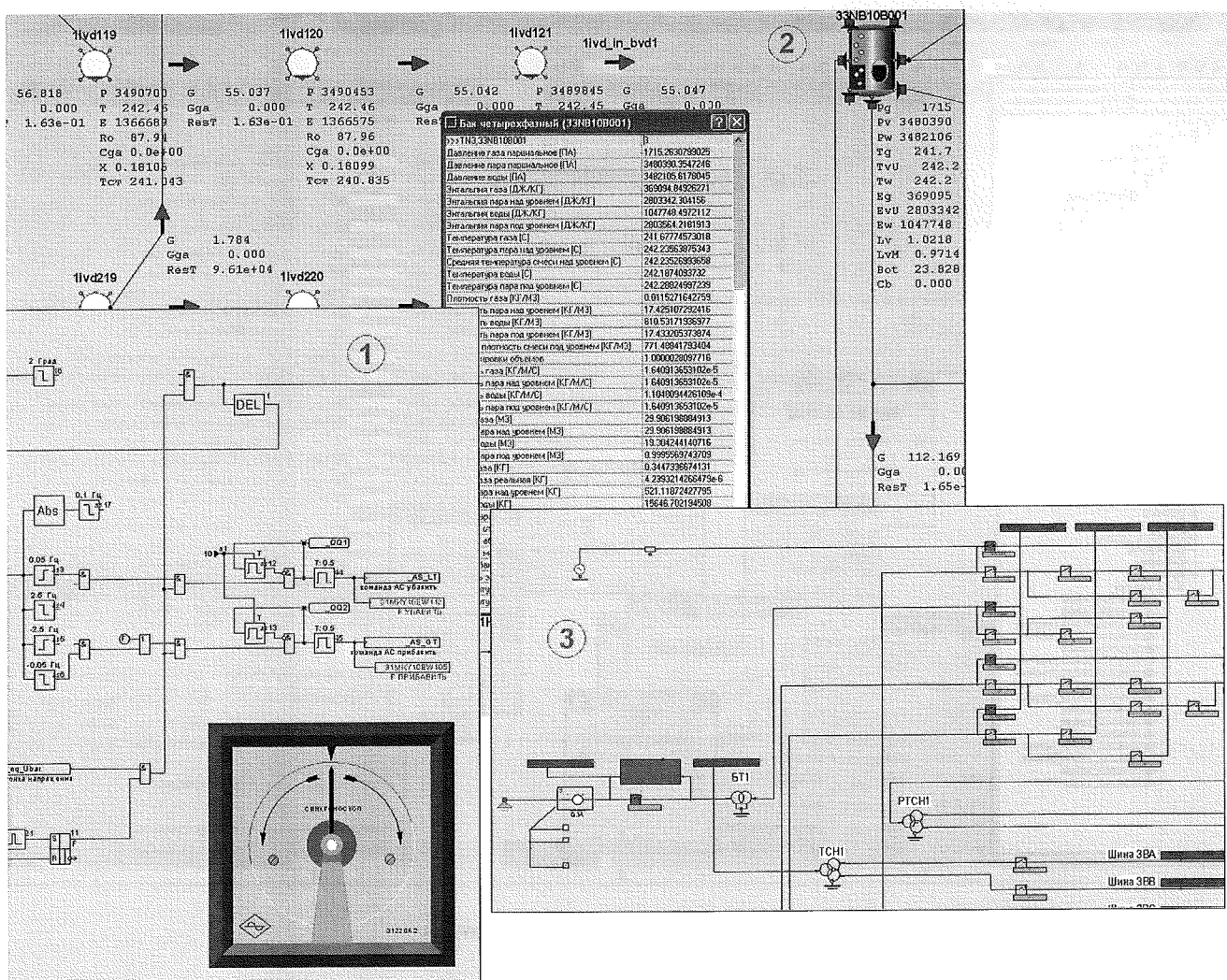


Рис. 3. Рабочие окна программного обеспечения для моделирования технологических процессов. САПР моделей: 1 — систем автоматизации; 2 — теплогидравлических систем; 3 — электрических процессов

ниями сохранения для гомогенной пароводяной смеси и неконденсируемых газов. Для моделируемого теплоносителя учитывается теплообмен с конструктивными элементами и со средой в окружающем помещении. Уравнение сохранения импульса рассматривается в одномерном приближении с учетом конвективной составляющей и ограничения скорости потока теплоносителя по скорости звука. Данная модель может описывать динамику процессов в паровых трактах при высоких скоростях течения среды.

Для сосудов с уровнем среды и устройств с сепарацией и конденсацией пара рассматривается неравновесная модель, т.е. вода может находиться в перегретом состоянии, а пар — в недогретом до насыщения. Под уровнем располагаются жидкая и парогазовая фазы, а над уровнем — жидкая, паровая и газовая фазы.

Основные уравнения сохранения дополняются замыкающими соотношениями, которые представляют

собой соотношения для расчета коэффициентов теплоотдачи, гидравлических сопротивлений, поправок к нормальным характеристикам оборудования в зависимости от параметров среды, режимов течения и геометрических характеристик.

Объектами моделирования САПР электрических процессов являются системы и оборудование, предназначенные для выработки и потребления электрической мощности. К таким системам относятся: синхронные генераторы, асинхронные двигатели, трансформаторы, коммутационные устройства.

Модель синхронного генератора основана на классических уравнениях Парка — Горева, которые позволяют описать электрические процессы в синхронной машине с помощью дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. Модель достаточно полно описывает как стационарные, так и переходные процессы.

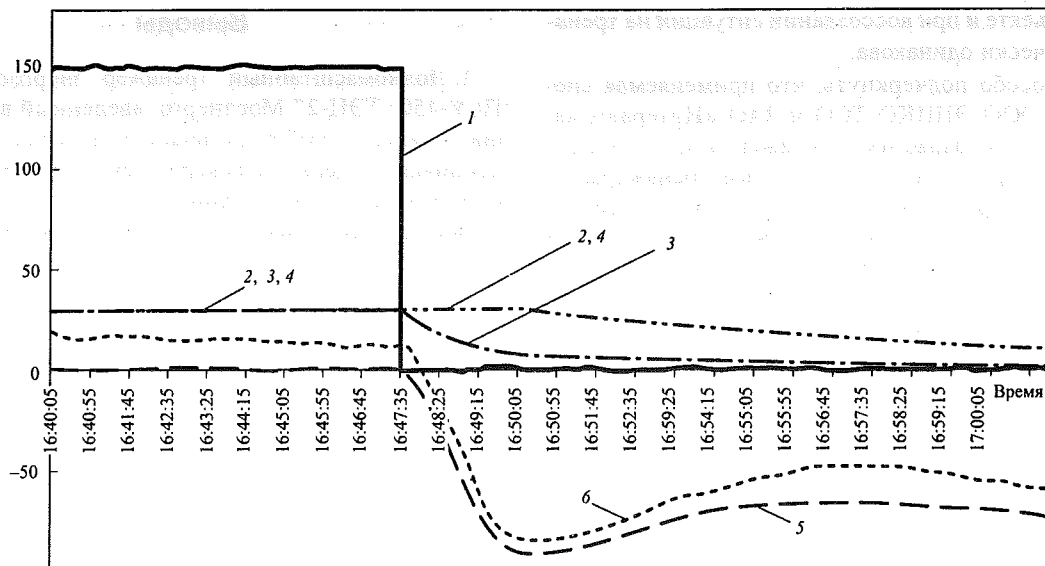


Рис. 5. Переходные процессы при аварийном останове энергоблока при отключении ПЭН.

1 — мощность газовой турбины, МВт; частота вращения, 10^{-2} об/мин; 2 — паровой турбины; 3 — газовой турбины; 4 — паровой турбины на тренажере; 5 — уровень воды в БВД, см; 6 — уровень воды в БВД на тренажере, см

изменение состава работающего вспомогательного оборудования на энергоблоке, например подключение теплофикационной установки, отключение насоса и т.п.;

работа энергоблока в нештатных ситуациях (отказ любого датчика, регулятора; срабатывание любой защиты; нарушение работы узла подпитки конденсатора, основных насосов или любого маслоохладителя паровой турбины).

Инструкторский интерфейс необходим также для выполнения роли машиниста-обходчика: управление ручной арматурой осуществляет инструктор по требованию обучаемого.

Применение тренажера для наладки сложных алгоритмов АСУ ТП

Впервые на ТЭЦ-27 инженеры ЗАО «Интеравтоматика» получили возможность опробовать алгоритмы логического управления и регулирования до первых пусков объекта. Наличие тренажера позволило, в частности, провести предварительную наладку таких ключевых алгоритмов, как пошаговые программы пуска (останова) маслосистемы газовых турбин, системы подачи газового и дизельного топлива, системы подавления выброса оксидов азота и программы пуска (останова) газовых турбин в целом. Также была проведена проверка программы автоматического выбора резерва сливных насосов сетевых подогревателей (ПСГ), испробованы различные схемы регулирования уровня в барабанах высокого и низкого давления котлов-утилизаторов и многое другое. Параметры настройки, определенные при наладке объекта на тренажере, были выставлены в качестве стартовых непосредственно перед наладкой реального объекта. Опробование алгоритмов на модели перед их внедрением позволило заранее проверить и, в

случае необходимости, скорректировать логику управления, что значительно сократило время наладки.

Кроме того, особо сложная часть алгоритмического обеспечения сначала разрабатывалась на тренажере, а потом переносилась в реальную АСУ ТП.

Нужно отметить, что параметры настройки, уточненные на реальном оборудовании, оказались очень близки к параметрам, подобранным при работе с тренажером. Это говорит о высокой изначальной точности модели АСУ ТП и технологической модели. Такая точность обусловлена тем, что в процессе создания модели были использованы не только конструктивные, но и экспериментальные данные, снятые во время пусковых, остановочных и других переходных режимов на энергоблоках аналогичного типа (энергоблоки № 1, 2 Северо-Западной ТЭЦ, № 1 Калининградской ТЭЦ-2). На ТЭЦ-27 Мосэнерго специалистами ЭНИКО ТСО и ЗАО «Интеравтоматика» проводятся работы по изучению процессов реального объекта и уточнению модели с начала пробных пусков и по настоящее время.

Еще одна область применения тренажера — это анализ происшедших аварий и выработка на будущее навыков управления энергоблоком в аварийных ситуациях. Такой анализ возможен благодаря высокой статической и динамической точности моделей АСУ ТП и объекта. В качестве примера на рис. 5 приведен график изменения уровня воды в барабане высокого давления при аварийном останове энергоблока (на момент отключения в работе были одна газовая и паровая турбины) из-за останова питательного электронасоса (ПЭН) и отсутствия оперативного тока для включения резервного насоса. Из графика видно, что динамика переходного процесса на

реальном объекте и при воссоздании ситуации на тренажере практически одинакова.

Следует особо подчеркнуть, что применяемая специалистами ООО ЭНИКО ТСО и ЗАО «Интеравтоматика» технология разработки тренажеров позволяет создавать инженерные полномасштабные тренажеры до ввода самого энергоблока в эксплуатацию, что особенно важно для энергоблоков новых типов, опыт эксплуатации которых отсутствует как в подготовке персонала, так и в инженерной поддержке пусконаладочных работ. Кроме того, данный тренажер в процессе эксплуатации энергоблока позволяет персоналу цеха АСУ развивать алгоритмы путем тестирования и наладки их на тренажере с последующим переносом на реальный объект. У персонала цеха АСУ пропадает боязнь внедрять какие-то улучшения на энергоблоке, что в итоге приводит к повышению эффективности работы АСУ ТП.

В настоящее время энергоблок № 3 ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго» находится в опытно-промышленной эксплуатации, ведется режимная наладка. По мере отработки на энергоблоке различных режимов проводятся работы по сбору данных для уточнения динамических характеристик модели.

В связи со скорым вводом в эксплуатацию на ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго» энергоблока на базе парогазовой установки оперативный персонал ТЭЦ-21 был направлен на стажировку и успешно прошел обучение на тренажере ТЭЦ-27.

Независимая экспертная организация провела тестирование тренажера и полностью подтвердила высокий уровень его технологического оснащения. Комиссия выдала положительное заключение и сертификат о соответствии «Нормам годности программных средств подготовки персонала энергетики».

Выводы

1. Полномасштабный тренажер энергоблока № 3 (ПГУ-450) ТЭЦ-27 Мосэнерго, введенный в эксплуатацию в августе 2007 г., отличается от существующих на сегодняшний день тренажеров тем, что наряду с физической моделью энергоблока в его состав входят актуальное алгоритмическое обеспечение и реальный интерфейс оператора.

2. Малый шаг дискретности модели технологического процесса (около 100 мс) и реальные шаги дискретности выполнения алгоритмов управления дают возможность обеспечить высокую точность моделирования малоинерционных процессов, таких как регулирование частоты вращения роторов паровой и газовых турбин, регулирование расхода питательной воды и т.п. Это обстоятельство ставит созданный тренажер на одну ступень с последними достижениями в области разработки обучающих систем.

3. Возможность использования тренажера до и во время проведения наладочных работ позволила провести заранее подготовку оперативного персонала и осуществить проверку и предварительную наладку наиболее сложных алгоритмов управления.

Список литературы

1. Магид С.И. Теория и практика тренажеростроения для тепловых электрических станций. М.: Издательство МЭИ, 1998.
2. Рубашкин В.А. Обучение оперативного персонала — наиболее эффективный путь исключения последствий аварий // «Материалы VII Всерос. конф. руководителей образовательных учреждений электроэнергетики и подразделений по подготовке персонала РАО «ЕЭС России». Омск, 2006.
3. Внедрение полномасштабного компьютерного тренажера Сочинской ТЭС / В.А. Чернаков, А.Г. Свидерский, В.П. Страшных и др. // Автоматизация в промышленности. 2006. № 6. С. 152—156.

17-19 февраля 2009 Москва, гостиничный комплекс «Измайлово»

Российское общество по неразрушающему контролю и технической диагностике (РОНКТД)

Российское научно-техническое сварочное общество (РНТСО)

Технический комитет ТК-132 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ

Научно-промышленный союз «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»)

ООО «Энергодиагностика»

V международная научно-техническая конференция «Диагностика оборудования и конструкций с использованием магнитной памяти металла»

Основные темы конференции:

- Итоги развития и внедрения метода магнитной памяти металла в России и других странах.
- Опыт использования метода магнитной памяти металла при контроле и оценке ресурса газонефтепроводов, оборудования энергетики, нефтехимии, железнодорожного транспорта и других отраслей промышленности.
- Критерии предельного состояния металла при оценке остаточного ресурса.
- Контроль напряженно-деформированного состояния оборудования и конструкций.
- Контроль качества изделий машиностроения по структурной неоднородности и остаточным напряжениям.
- Новые стандарты России и международные стандарты в области технической диагностики.
- Опыт РНТСО в области стандартизации через международный институт сварки.
- Подготовка персонала в области контроля напряженно-деформированного состояния и технической диагностики.
- Опыт НПС «РИСКОМ» в разработке нормативной документации в области промышленной безопасности управления рисками и мониторинга оборудования.
- Опыт и перспективы развития бесконтактного магнитометрического контроля газонефтепроводов и трубопроводов теплотрасс, расположенных под слоем грунта и в труднодоступных каналах.

Телефон/факс: (495) 7238322, (498) 6616135, (498) 6619281
www.energodagnostika.ru E-mail: mail@energodagnostika.ru

Разработка и внедрение АСУ ТП Сочинской ТЭС

Иванов В.Г., Курылева И.И., Молчанов К.А., Романов Н.А., Иванов В.В., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Разработана и внедрена АСУ ТП на первой в России ТЭС с энергоблоками ПГУ на базе ГТУ малой мощности. Автоматизированная система управления ТП выполнена как единая система прямого цифрового управления с базовым программным комплексом SIMATIC PCS7 PS и интегрированными в нее локальными системами управления.

Одно из важнейших направлений развития российской энергетики в последние годы — широкое внедрение парогазовых технологий, при этом наряду с парогазовыми установками (ПГУ) на базе газотурбинных установок (ГТУ) большой мощности (110, 150, 270 МВт) все большее распространение получают ПГУ с ГТУ малой и средней мощности. Первой электростанцией такого типа стала Сочинская ТЭС, ввод в эксплуатацию которой был осуществлен в 2004 г. Для специалистов ЗАО «Интеравтоматика» разработка и внедрение АСУ ТП Сочинской ТЭС стали принципиально новым шагом в создании таких систем для энергетического оборудования, причем не только в освоении объектов управления нового типа, но и во внедрении новых технологических решений по аппаратной и программно-алгоритмической реализации АСУ ТП, впоследствии широко используемых и в других проектах.

Технологическая схема Сочинской ТЭС

Сочинская ТЭС включает в себя два энергоблока мощностью по 39 МВт, электротехническое и тепло-техническое общестанционное оборудование. Каждый энергоблок представляет собой парогазовую установку ПГУ-39 со следующим основным технологическим оборудованием:

газотурбинная установка комплектной поставки фирмы Siemens (ранее Alstom) на базе газовой турбины GT10C;

котел-утилизатор (КУ) П-103 ОАО ЗиОМАР;

паротурбинная установка (ПТ) с теплофикационной турбиной Т-10-5,2 ЗАО КТЗ и генератором ТАП-12-2УЗ ОАО «Электросила».

Паротурбинная установка выполнена по бинарной схеме с двумя контурами подачи пара из КУ в паровую турбину: контуром высокого давления (ВД) с параметрами пара 5,5 МПа и 487 °С и низкого давления (НД) — с 0,58 МПа и 212 °С. В котле предусмотрен и традиционный для ПГУ третий контур — газовый подогреватель конденсата. Особенностью тепловой схемы данной ПГУ является совмещение деаэратора и барабана низкого давления в одной емкости. Питание деаэрационной колонки паром осуществляется от контура низкого давления котла-утилизатора.

Паром контура НД питается также коллектор собственных нужд (КСН), а потребителем пара КСН является общестанционное оборудование, в частности ат-

мосферный деаэратор, который служит для подогрева химически очищенной воды, полученной от водоподготовительной установки (ВПУ) для подпитки теплосети.

Система технического водоснабжения Сочинской ТЭС предназначена для подачи охлаждающей воды группам маслоохладителей газовой и паровой турбин, а также воздухоохладителей генератора ПТ. Охлаждение осуществляется конденсатом, который в свою очередь охлаждается в охладителе «грязного» конденсата и во вспомогательной воздушно-охладительной установке, предназначенной для поддержания необходимой температуры воды перед теплообменниками. Подпитка контура производится химически обессоленной водой. Система технического водоснабжения ориентирована на постоянную ее подпитку охлажденной водой из воздушно-охладительной установки.

В дальнейшем предусматривается расширение Сочинской ТЭС. Вторая ее очередь, также реализованная на базе двух ГТУ GT10C, но уже в составе дубль-блока с паровой турбиной SST-300 Siemens должна быть введена в эксплуатацию в 2009 г. Пуск третьей очереди станции с двумя ГТУ SGT-800 и паровой турбиной SST-400 (все оборудование производства фирмы Siemens) намечен на 2011 г. Планируется также, что Сочинская ТЭС станет прототипом и других подобных парогазовых электростанций с аналогичным оборудованием, в том числе и тех, строительство которых предполагается в Краснодарском крае (Геленджике, Туапсе, Краснодаре).

Структурная схема АСУ ТП

Автоматизированная система управления ТП Сочинской ТЭС выполнена как единая распределенная система контроля и прямого цифрового управления всем оборудованием ТЭС: энергоблоками № 1 и 2, ВПУ, общестанционным теплотехническим и электротехническим оборудованием. Система реализована на базе одного из самых распространенных в мире современных программно-технических комплексов (ПТК) SIMATIC PCS7 (Siemens) со специальным математическим обеспечением PCS7 PS, ориентированным на использование в тепловой энергетике, и является первым опытом создания в России на базе данного ПТК АСУ ТП столь крупного энергетического объекта.

Автоматизированная система управления ТП Сочинской ТЭС выполнена как функционально и территориально распределенная система, структурная схема которой представлена на рис. 1. Функционально она включает в себя три части: две практически одинаковые

¹115289, Москва, Автозаводская ул., д. 14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

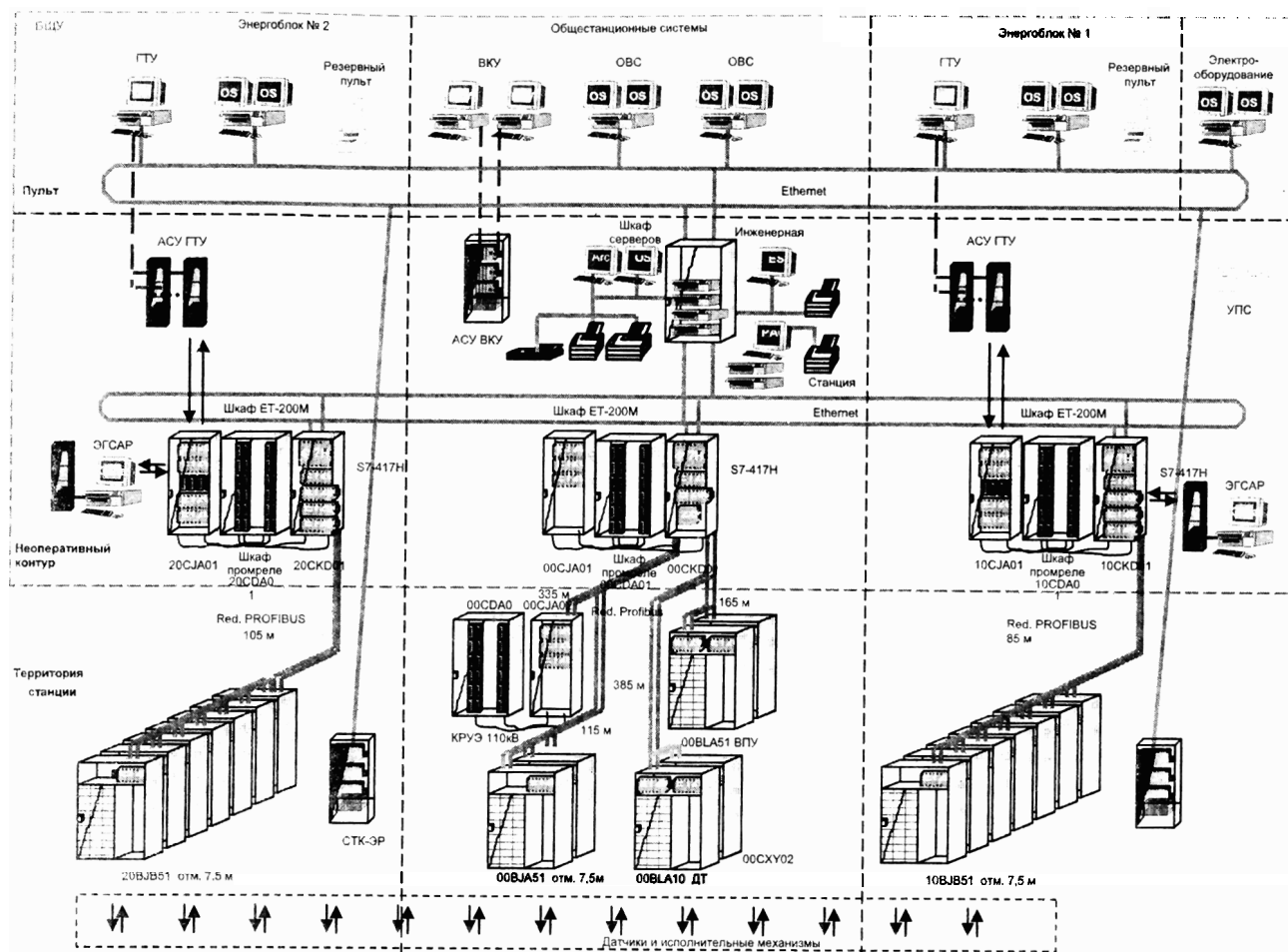


Рис. 1. Структурная схема АСУ ТП Сочинской ТЭС

блочные подсистемы [левая (блок № 2) и правая (блок № 1) вертикальные части (см. рис. 1)] и общестанционную подсистему (центральная часть рис. 1). Каждая подсистема содержит контроллер SIMATIC S7-417H, состоящий из резервированного процессорного устройства (CPU) и модулей ET-200 — устройств связи с объектами (УСО), скомпонованных на DIN-рейки. Процессорные устройства CPU и небольшая часть модулей ET-200 установлены в шкафах, размещенных в неоперативном контуре блочного щита управления (БЩУ). Остальные рейки с УСО располагаются в непосредственной близости от управляемого оборудования как в главном корпусе ТЭС, так и в отдельных зданиях: водоподготовительной установки, релейного щита, насосной дизельной топливной. С CPU рейки ET-200 связаны дублированной оптической сетью PROFIBUS. Большинство вынесенных УСО, в частности все удаленные УСО контроллеров энергоблоков, установлены непосредственно в силовых сборках управления задвижками.

Связь контроллеров S7-417H с верхним (операторским или информационно-вычислительным уровнем АСУ ТП) осуществляется через контроллерную шину Industrial Ethernet. Верхний уровень АСУ ТП клиент-серверной архитектуры представляет собой распределенную цифровую систему, в которой к шине терминалов типа Ethernet подключены операторские станции (ОС) WinCC и два сервера: основной, или оператив-

ный, связывающий контроллерную и терминальную шины, и архивный. Через основной сервер осуществляется подключение инженерной станции, содержащей единый проект конфигурации технических средств программно-алгоритмического обеспечения ПТК (как контроллерного, так и верхнего уровней).

Основные решения по реализации АСУ ТП

При разработке и внедрении АСУ ТП Сочинской ТЭС использованы принципиально новые решения.

- Применение «интеллектуальных» сборок задвижек со встроенными модулями УСО, связанных с центральным процессором дублированной оптической сетью, обеспечило:

- существенное сокращение протяженности традиционных кабельных связей и, соответственно, экономию медного кабеля;

- уменьшение времени монтажа системы;
- минимизацию ошибок при монтаже;
- снижение уровня электромагнитных помех;
- сокращение времени наладки системы.

- Использование помехозащищенных релейных модулей собственной разработки дало возможность:

- принимать «зашумленные» сигналы напряжением 220 В;

- применить ленточный кабель для внутрисистемного монтажа;

минимизировать ошибки при проектировании системы;

уменьшить время монтажа.

- Применение дублированных источников бесперебойного питания с тремя независимыми вводами обеспечило живучесть системы даже при полном обесточивании станции.

- Использование в качестве основного рабочего напряжения системы 24 В дало возможность сократить сроки внедрения системы путем параллельного выполнения работ по монтажу и наладке АСУ ТП.

- Проведена синхронизация времени АСУ ТП и спутниковой глобальной системы позиционирования GPS.

В связи с тем что часть технологического оборудования ТЭС поставлялась комплектно с собственными микропроцессорными средствами контроля и управления, была обеспечена их интеграция в АСУ ТП ТЭС. При этом были применены:

- система автоматического управления на базе ПТК Advant фирмы ABB, включающая в себя:

- проводной обмен сигналами между контроллерами для реализации функций защит, блокировок и автоматического регулирования (примерно по 20 сигналов от каждой турбины);

- цифровую связь через OPC-сервер (OLE for Process Control) между верхними уровнями САУ ГТУ и АСУ ТП ТЭС для передачи в сервер последней всего объема текущей информации о состоянии ГТУ для ее архивирования и представления на видеомониторах АСУ ТП (примерно по 50 сигналов от каждой турбины);

- электрогидравлическую систему автоматического регулирования паровой турбины (ЭГСАР) на базе ПТК Series 5 фирмы Compressor Controls Corporation с использованием проводного обмена сигналами для реализации функций автоматического регулирования и дистанционного управления элементами ЭГСАР (примерно по 40 сигналов от каждой турбины);

- систему температурного контроля генератора паровой турбины (СТК-ЭР на базе ПТК SIMATIC) для осуществления связи через OPC-сервер с верхним уровнем АСУ ТП ТЭС (примерно по 20 сигналов от каждого генератора);

- систему автоматического управления градирни на базе ПТК SIMATIC с использованием проводного обмена сигналами между контроллерами для управления (примерно 25 сигналов);

- цифровую связь через OPC-сервер между верхними уровнями САУ градирни и АСУ ТП ТЭС для передачи в сервер последней основного объема текущей информации о состоянии градирни (примерно 25 сигналов).

Операторский интерфейс основного программно-технического комплекса АСУ ТП ТЭС, созданный на базе ПТК SIMATIC, включает в себя пять операторских станций WinCC: по одной для рабочих мест операторов каждого из энергоблоков и оператора электрооборудования и две для оператора общестанционного вспомогательного оборудования (ОВС). В каждой ОС предусмотрены по два видеомонитора.

Каналы связи основного ПТК с локальными системами, комплектно поставляемыми с технологическим оборудованием, позволяют осуществлять текущий контроль и управление этим оборудованием в объеме штатных функций оперативного персонала с ОС основного ПТК, сохраняя за ОС локальных систем функ-

ции контроля и управления в нештатных ситуациях и при проведении регламентных и ремонтных работ.

В качестве дополнительных средств операторского интерфейса предусмотрены ОС, входящие в состав:

- каждой САУ ГТУ для рабочего места оператора энергоблока (всего две ОС с одним видеомонитором);

- САУ градирен для рабочего места оператора ОВС с двумя видеомониторами.

Организация операторского интерфейса в составе основного ПТК позволяет вести управление любым технологическим оборудованием с любой ОС. Это должно дать возможность уже в ближайшем будущем, по мере освоения персоналом ТЭС технологии ведения режимов и работы АСУ ТП, вести управление всей ТЭС, в первую очередь в режиме рабочих нагрузок, с одного рабочего места (оператора ОВС) с привлечением дополнительного оператора только в пускоостановочных режимах или нестандартных ситуациях. Основанием для этого является достигнутая уже сейчас достаточно высокая степень автоматизации основных технологических режимов.

Объем проведенной автоматизации

В процессе разработки и внедрения АСУ ТП Сочинской ТЭС преследовалась задача достижения современного уровня автоматизации технологических процессов ПГУ и ОВС с обеспечением всережимной работы регуляторов и максимально целесообразным применением логических программ.

В режиме рабочих нагрузок в работе находятся не только все регуляторы внутриблочных параметров и автоматическая система регулирования мощности (АСРМ) каждого из энергоблоков, но и АСРМ всей ТЭС. Общестанционная АСРМ обеспечивает на основе заданного диспетчерского графика изменения нагрузок станции, разделение задания между двумя энергоблоками (в первом приближении равномерное) с учетом возможных для каждого энергоблока технологических ограничений и случаев перевода одного из них на ручное задание нагрузки. Пример заданного суточного графика изменения нагрузки ТЭС и его выполнения представлен на рис. 2. Реализовано также групповое управление реактивной мощностью с ограничениями по каждому из четырех генераторов и корректировкой напряжения на линии 110 кВ. Видеограмма управления реактивной мощностью представлена на рис. 3.

При автоматизации пусковых режимов обеспечен «пуск от кнопки» для наиболее характерных в текущем периоде эксплуатации энергоблоков исходных состояний оборудования. Структура логических программ управления, обеспечивающих автоматизацию подобных пусков и автоматический переход к управлению блоком от АСРМ, представлена на рис. 4.

В составе АСУ ТП Сочинской ТЭС реализован необходимый объем информационно-вычислительных задач, в том числе расчет технико-экономических показателей и суточных ведомостей.

Разработка и внедрение системы сбора и передачи информации (ССПИ)

Важным шагом в развитии АСУ ТП Сочинской ТЭС стало внедрение на основе этой АСУ системы сбора и передачи информации о режимах работы ТЭС,

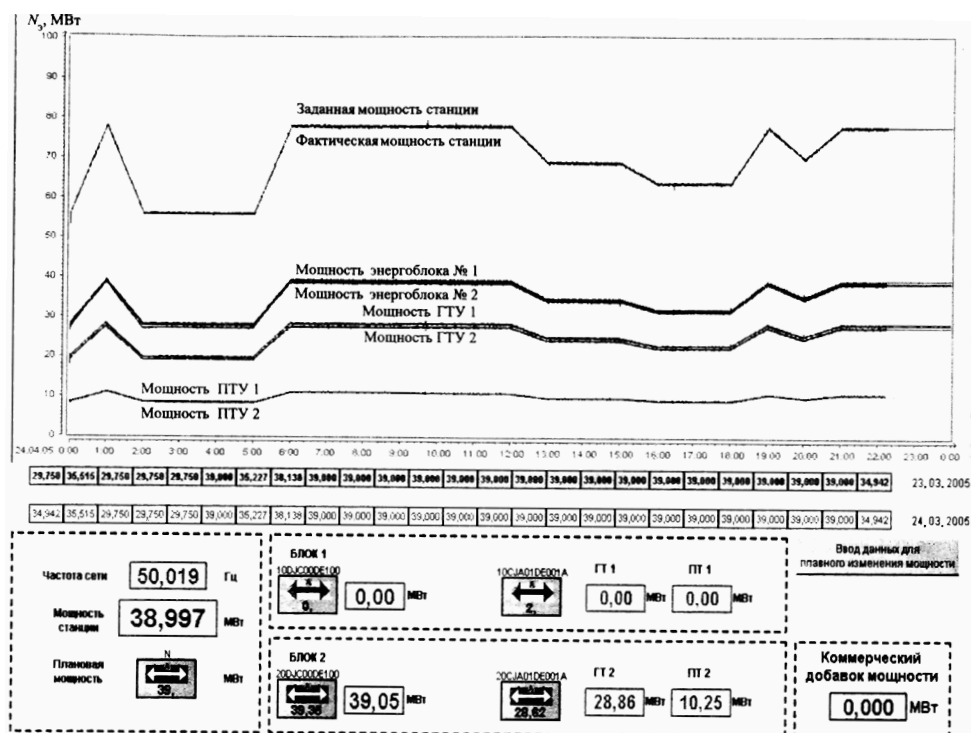


Рис. 2. Диспетчерский график мощности и его реализация

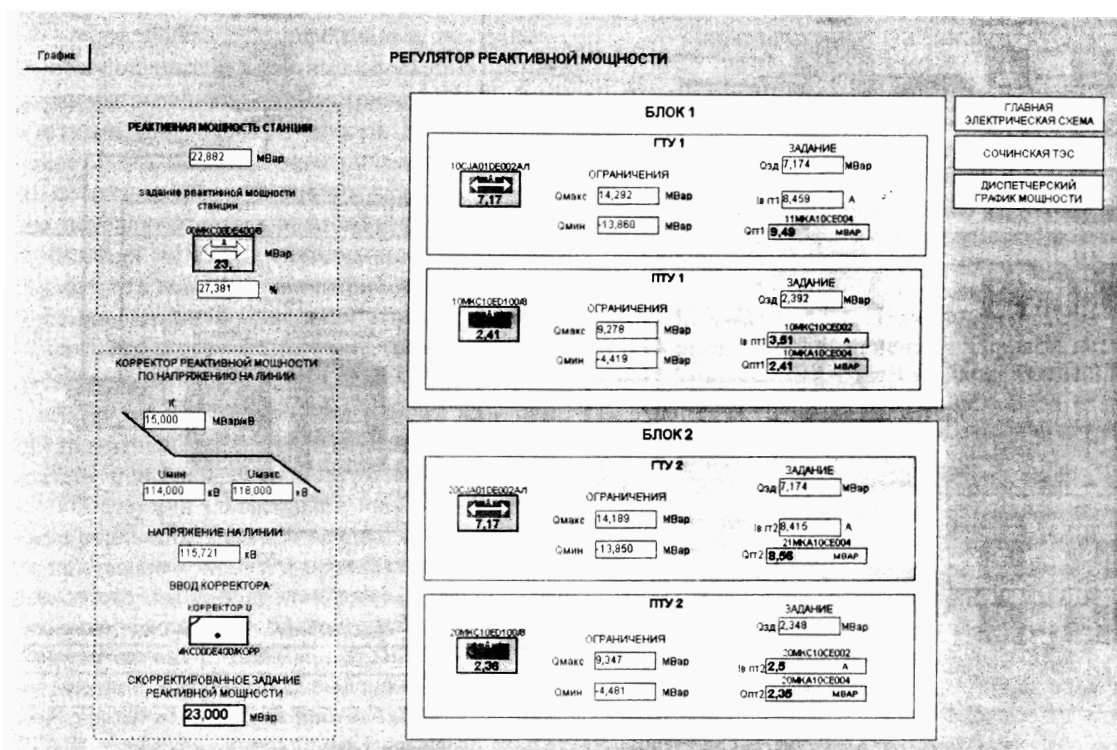


Рис. 3. Видеограмма управления реактивной мощностью Сочинской ТЭС. Блок 1 и Блок 2 — соответствующие энергоблоки

которая выполнена согласно приказу № 603 «О приведении системы телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка» от 09/IX 2005 г.

В АСУ ТП Сочинской ТЭС собирается вся информация о работе электротехнического оборудования станции, как непосредственно входящая и обработанная в АСУ ТЭС, так и обработанная в локальных САУ станции и переданная в сервер АСУ ТП по OPC-техно-

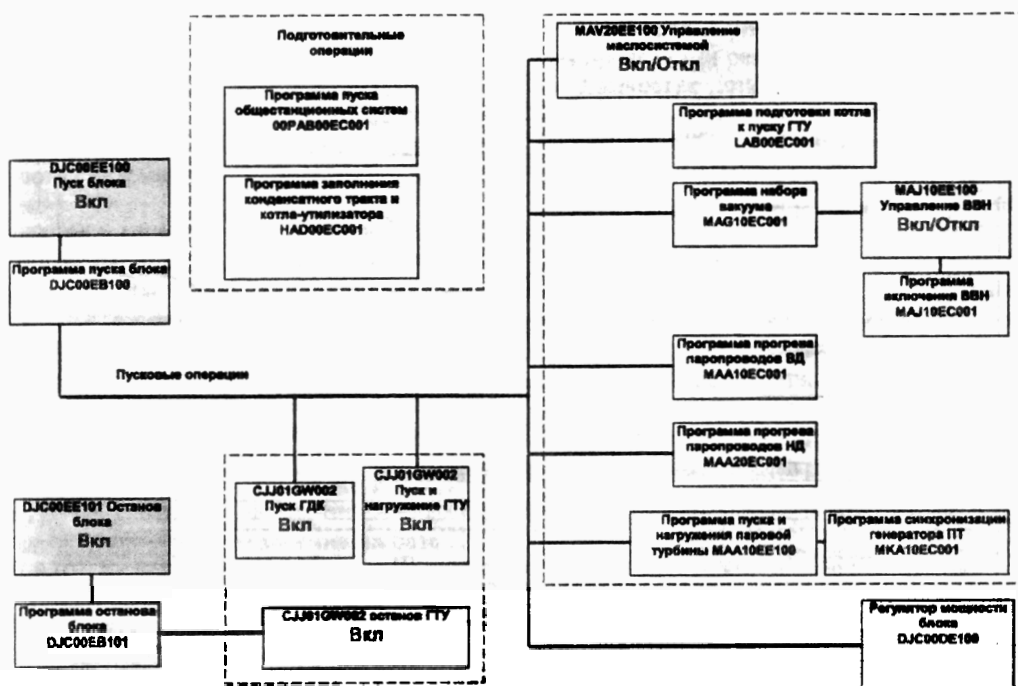


Рис. 4. Структура программ управления АСУ ТП Сочинской ТЭС

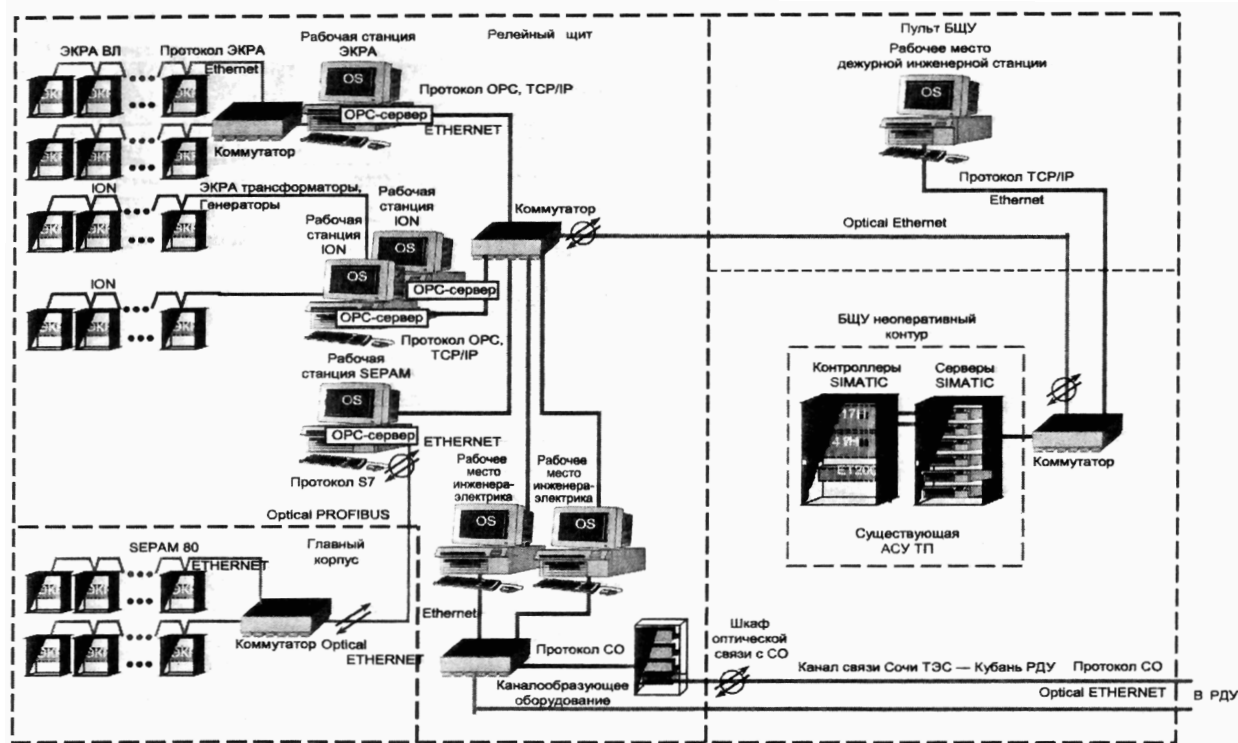


Рис. 5. Структурная схема ССПИ Сочинской ТЭС

логии. Вся информация ССПИ доступна с любой операторской станции на блочном щите и хранится в долгосрочных архивах АСУ ТП. Структурная схема модернизации АСУ ТП в процессе внедрения ССПИ представлена на рис. 5.

Для передачи информации системному оператору каждые 250 мс в АСУ ТП станции формируется файл,

в который записываются текущие показания сигналов. Этот файл отправляется на рабочее место инженера-электрика и оттуда каждую секунду пересылается системному оператору. Разработанные специальные видеодиаграммы передаются по Web-технологии на рабочее место дежурного персонала электроцеха. На этих ви-

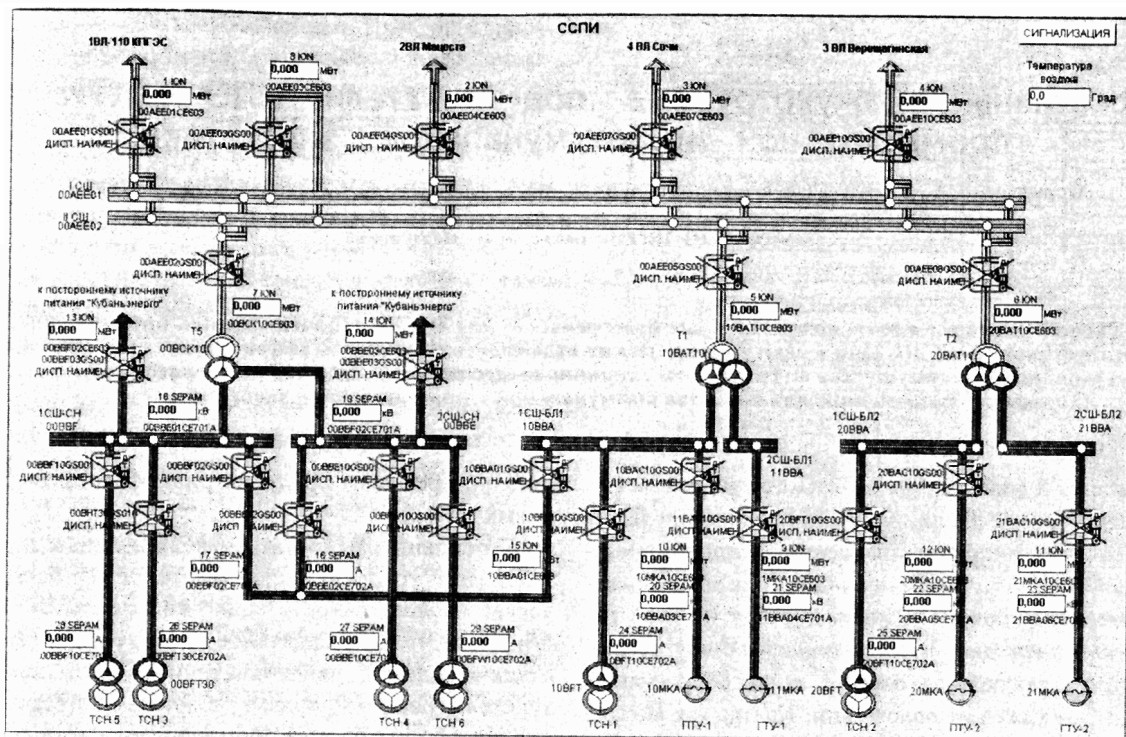


Рис. 6. Видеограмма «Главная электрическая схема»

деограммах представлена вся информация, поступающая системному оператору в режиме реального времени. Видеограммы позволяют просматривать показания приборов и положение переключателей. На рис. 6 показана видеограмма «Главная электрическая схема» с основными показаниями приборов в точках измерения. Управление переключателями возможно только с операторских станций БЩУ. С помощью видеограммы можно просмотреть все показания приборов в каждой точке измерения, щелкнув «мышью» в области точки измерения на схеме (кресты означают, что выключатели находятся в режиме наладки).

При срабатывании электрических защит или при других нестандартных ситуациях для передачи системному оператору осциллограмм электрических процессов в АСУ ТП станции реализована программа, которая в режиме реального времени следит за состоянием сигналов срабатывания защит и передает их значения на рабочее место инженера-электрика. На рабочем месте инженера-электрика работает программа, которая анализирует сигнал срабатывания защит и при появлении аварийной ситуации с выдержкой времени, достаточной для формирования протоколов РАС в системах SEPAM (ячейках управления выключателями 10 кВ), ION (многофункциональных приборов для измерения электротехнических параметров) и ЭКРА (системе электротехнических защит), запускает программу формирования архивных файлов из протоколов, а затем отправляет эти файлы на компьютер дежурного инженера станции. Эти архивы могут быть также сформированы и отправлены в любое время по запросу оператора без выдержки времени.

Перспективы развития АСУ ТП Сочинской ТЭС

Предполагается, что при вводе в эксплуатацию второй и третьей очередей Сочинской ТЭС поставляемые для контроля и управления новым технологическим оборудованием средства АСУ ТП должны быть интегрированы в существующую АСУ ТП и рассматриваться как ее развитие. В связи с этим принято решение, что не только общая АСУ ТП второй очереди, но и локальные АСУ ТП газовых и паровой турбин, будут выполнены на базе ПТК SIMATIC S7. Планируются также:

- максимальное применение цифровых передачи данных и минимизация связей на напряжение 220 В;
- использование существующего щита управления и интеграция в него операторских станций второй очереди.

Выводы

1. Использование при разработке и внедрении АСУ ТП Сочинской ТЭС новых для российской энергетики решений позволило существенно снизить уровень электромагнитных полей, значительно сократить объем традиционных кабельных связей, заметно уменьшить трудозатраты на монтаж и наладку АСУ ТП.
2. Оперативный контроль и управление ТЭС, организованные с единого щита управления, дают возможность управлять любым технологическим оборудованием с любой операторской станции.
3. Достигнутый на ТЭС уровень автоматизации технологических процессов обеспечивает полностью автоматическое управление в рабочем диапазоне нагрузок, включая общестанционный уровень управления активной и реактивной мощностью ТЭС, и пуск «от кнопки» энергоблоков для принятых на данном этапе эксплуатации пусковых режимов.

Опыт разработки и внедрения модернизированных АСУ ТП крупных энергоблоков

Идзон О.М., Грехов Л.Л., инженеры

ЗАО «Интеравтоматика»¹

Обобщен многолетний опыт работы ЗАО «Интеравтоматика» по модернизации систем контроля и управления крупных энергоблоков. Рассмотрены принципы проведения модернизации, факторы, влияющие на ее выбор, решения по построению АСУ ТП при полной и частичной модернизации. Даны рекомендации по оптимальному объему функций, включаемых в программно-технический комплекс АСУ ТП при проведении модернизации.

В объеме работ, выполняемых ЗАО «Интеравтоматика», основное место занимает модернизация систем контроля и управления (СКУ) энергооборудования, прежде всего энергоблоков. В таблице приведен перечень энергоблоков, на которых сотрудниками ЗАО «Интеравтоматика» была проведена модернизация АСУ ТП.

Работы по модернизации систем контроля и управления не являлись самоцелью, они выполнялись по вполне объективным причинам для решения определенных задач. Главная из них, обусловившая необходимость проведения модернизации, — моральный и физический износ КИПиА и информационных систем АСУ ТП, создававшихся не один десяток лет назад. Как следствие, недостаточная функциональность, ограниченные возможности, низкая надежность устаревших средств управления, не позволяющих решать задачи мониторинга технологического процесса, управления и автоматизации на современном уровне, тем более обеспечивать функции, которые еще несколько лет назад представлялись неактуальными и малореальными.

Многолетний опыт работы ЗАО «Интеравтоматика» дает возможность обобщить тенденции и направления модернизации, систематизировать типовые проблемы, которые возникают при разработке проектов и в процессе их реализации.

Принципы модернизации

При решении задачи модернизации базовыми являются два фактора: текущее состояние энергоблока и его СКУ и цели, которые необходимо достичь в процессе модернизации.

Текущее состояние энергоблока и его СКУ, как правило, определяется датами ввода объекта в эксплуатацию и последней модернизации СКУ, а также основными техническими решениями, примененными в то время.

Модернизируемые СКУ можно условно разделить на две основные группы: первая — СКУ на энергоблоках, введенных в эксплуатацию до 1975 г., вторая — после. Для первой группы характерны следующие особенности СКУ:

- использование датчиков с неунифицированным сигналом;

- малый объем избирательного управления;

- отсутствие развитых информационных систем;

- большая протяженность щитов управления (как следствие, приведенных особенностей).

Вторая группа СКУ имеет уже более прогрессивные решения:

- использование датчиков с унифицированным сигналом;

- широкое применение избирательного управления;

- наличие развитых информационных систем (таких, как М6000, М7000, ТВСО) с представлением информации на видеомониторах;

- уменьшенные размеры щитов управления.

Часть решений, указанных для второй группы СКУ (датчики с унифицированным сигналом, информационные системы на базе ТВСО), была реализована в процессе реконструкции СКУ, отнесенных к первой группе.

Особого рассмотрения требует вопрос использования для модернизированной АСУ ТП датчиков с унифицированным сигналом. На старых энергоблоках используются, как правило, датчики с выходным сигналом 0...5 мА. По сравнению с современными датчиками с сигналом 4...20 мА эти датчики имеют следующие недостатки:

- работают на внешнем энергоснабжении, при отказе питания или работе автоматического включения резерва (АВР) питания, включении мощных механизмов теряют показания;

- не позволяют использовать заложенные в современные программно-технические комплексы (ПТК) функции автоматического определения неисправности цепи измерения.

¹115280, Москва, Автозаводская ул., д.14/23. ЗАО «Интеравтоматика».

Тип и мощность энергоблока, объект	Топливо	Стационарный номер энергоблока	ПТК	Год внедрения	Полная модернизация	Частичная модернизация					
						САР турб	ы	САРЧМ + основные регуляторы котла	Все регуляторы котла	Все регуляторы блока	Управление горелками
Паросиловая теплофикационная установка 250 МВт (Т-250): ТЭЦ-25 Мосэнерго	Газ/мазут	7	SPPA-T3000	2007	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 200 МВт: Сургутская ГРЭС-1	Газ	16	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Харанорская ГРЭС	Уголь	2	PCS7 PS	2004–2006	+	—	+	+	—	—	+
Харанорская ГРЭС		1	PCS7 PS	2005–2007	+	—	+	+	—	—	+
Паросиловая установка 300 МВт: Змиевская ГРЭС (Украина)	Уголь	8	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
ТЭС «Аксу» (Казахстан)	Уголь	4	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
ТЭС «Аксу» (Казахстан)		3	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Среднеуральская ГРЭС	Газ/мазут	10	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Конаковская ГРЭС	Газ/мазут	8	PCS7 PS	2004		+	+	—	—	+	—
Ириклинская ГРЭС	Газ/мазут	1	PCS7 PS	2004		+	+	+	+	+	*
		5	PCS7 PS	2005		+	+	+	+	+	*
		3	PCS7 PS	2005		+	+	+	+	+	*
		4	PCS7 PS	2006		+	+	+	+	+	*
Паросиловая установка 300 МВт: Киришская ГРЭС	Газ/мазут	4	PCS7 PS	2006		+	+	+	+	—	—
		2	PCS7 PS	2007		+	+	—	—	—	—
Ставропольская ГРЭС	Газ/мазут	5	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 800 МВт: Березовская ГРЭС	Уголь	1	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2001	+	+	+	+	+	+	+
		2	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003	+	+	+	+	+	+	+
Пермская ГРЭС	Газ/мазут	2	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2003—2007	+	+	+	+	+	+	+
		1	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	2006	+	+	+	+	+	+	+
Паросиловая установка 500 МВт: Рефтинская ГРЭС	Уголь	10	TELEPERM XP-R (ТПТС-51)	1997	+	+	+	+	+	+	+
		9	PCS7 PS	2006		—	+	+	—	—	+
		7	PCS7 PS	2007		—	+	+	—	—	+

Кроме того, старые датчики, как правило, имеют устаревшие схемотехнические решения и элементную базу, повышенную погрешность, «уход» нуля, слабую помехозащищенность.

Перечисленные недостатки не исключают возможности применения датчиков 0...5 мА в современных ПТК АСУ ТП: используемые ЗАО «Интеравтоматика» программно-алгоритмические решения позволяют в

значительной степени нивелировать их. Однако эти решения, во-первых, не исключают недостатки датчиков 0...5 мА полностью, поскольку они (недостатки) являются следствием принципа работы самих датчиков, и, во-вторых, приводят к громоздким алгоритмическим построениям, загружающим контроллер. Поэтому специалисты фирмы рекомендуют независимо от вида модернизации (частичной или полной) выполнять переход на современные датчики с унифицированным выходом 4...20 мА (хотя бы в объеме наиболее важных параметров).

Определение оптимального и обоснованного количества датчиков — второй важный вопрос. Единая АСУ ТП на базе современного ПТК позволяет осуществить принцип многократного использования входной информации: сигнал единственного датчика может применяться во всех без исключения алгоритмах управления, диагностики, расчетов в отличие от системы, выполненной на устаревших средствах, где для каждой функции (например, защиты, авторегулирования, регистрации) предназначался отдельный датчик. В реальности принцип однократного ввода информации применим не всегда: во-первых, технические условия защит требуют применения двух-трех датчиков; во-вторых, некоторые параметры, участвующие в основных алгоритмах управления (авторегулирование, блокировки, АВР), настолько важны, что по соображениям надежности их измерения следует дублировать; в-третьих, существуют параметры, необходимые для расчетов технико-экономических показателей, и возможность их резервирования и диагностики путем сверки показаний датчиков является очень полезной. Тем не менее при переходе на микропроцессорную систему управления число датчиков можно существенно сократить, сэкономив как на содержании избыточных датчиков, так и на стоимости ввода информации в ПТК. ЗАО «Интеравтоматика» имеет богатый опыт анализа перечня входной информации ПТК и его оптимизации без снижения надежности. К сожалению, заказчик часто не решается отказаться от избыточных датчиков, сохраняя их «на всякий случай» и настаивая на вводе всей информации в ПТК. Результат такой практики — наличие в АСУ ТП пяти и более измерений одного и того же параметра, лишние трудозатраты на обслуживание датчиков, громоздкие алгоритмы обработки сигналов большой группы датчиков, отвлечение ресурсов контроллера на обработку избыточной информации. Обычно через некоторое время после начала эксплуатации электростанция переводит лишние измерения в резерв, что опять требует дополнительных затрат на изменение и исключение избыточных алгоритмов.

Сколь бы высока не была надежность системы управления через ПТК, наличие резервного управления важнейшими исполнительными органами энергоблока необходимо как для большей безопасности на случай

крайне маловероятного отказа ПТК, так и для удобства выполнения персоналом срочных действий в аварийной ситуации. Вместе с тем объем сохраняемых резервных и аварийных органов управления должен определяться с учетом степени вероятности отказа и выбора тех функций и действий, которые целесообразно резервировать. А уже эти резервные функции и определяют число и назначение резервных приборов и ключей управления. При осуществлении полной модернизации ЗАО «Интеравтоматика» проектирует и поставляет для энергоблока аварийный пульт управления (АПУ). Задача АПУ — ручной останов блока в регламентированных случаях; в соответствии с этой задачей АПУ комплектуется необходимым количеством ключей и кнопок, действующих в основном на напряжении 220 В помимо ПТК. Такой подход применялся ЗАО «Интеравтоматика» во многих проектах (энергоблоки Рефтинской, Березовской и Харанорской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-1 и др.). Многолетний опыт эксплуатации подтвердил правильность этих решений.

Как уже было сказано, вторая составляющая решения задачи модернизации СКУ — это цели, преследуемые заказчиком. С одной стороны, это всегда необходимость замены физически устаревшей аппаратуры: от периферийного оборудования до аппаратуры регулирования и защит и особенно информационной системы. С другой стороны, это объем технологических задач, которые хочет решить заказчик, и, в первую очередь, его готовность идти на существенное увеличение объема автоматизации и принципиальное изменение характера деятельности оперативного персонала. В качестве наиболее актуальных задач можно назвать:

- внедрение системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ) и необходимое при этом существенное усовершенствование автоматического регулирования котла и энергоблока в целом [1];

- автоматизация системы управления горелками;

- перевод на новые современные средства системы защит и информационной системы;

- автоматизация наиболее ответственных операций по пуску энергоблока [2].

Работы по модернизации систем управления можно разделить на две группы: частичная модернизация системы управления и полная модернизация с заменой всей существующей на момент выполнения работ системы контроля и управления на современную, обладающую принципиально новыми свойствами и возможностями. Безусловно, такая классификация весьма условна. В действительности каждый проект имеет свои особенности и отличия, связанные с целями и задачами, состоянием оборудования, сложившимися на предприятии традициями, степенью готовности заказчика к радикальным изменениям в управлении и доверия к новым техническим средствам, наличием у заказчика опыта применения микропроцессорных систем. Определяющим фактором являются финансовые ограниче-

ния, существующие во всех без исключения проектах. Тем не менее приведенная ранее условная классификация разделяет работы на две группы, различающиеся в том числе и набором типовых проблем, которые приходится решать на всех этапах реализации проекта начиная с разработки концепции модернизации.

Современные программно-технические комплексы, разработанные фирмой Siemens и используемые ЗАО «Интеравтоматика», такие, как TELEPERM XP-R, PCS7 PS и SPPA-T3000, позволяют решать все практические задачи контроля и управления, которые только могут возникнуть на энергоблоке, и осуществить предельно высокий уровень автоматизации. Ограничения на реально достижимую степень автоматизации определяются не возможностями аппаратуры ПТК, а комплексом перечисленных ранее факторов, а также степенью оснащенности оборудования датчиками, электрифицированной арматурой и их состоянием. Максимальный эффект от модернизации АСУ ТП достигается только при одновременном проведении работ по повышению готовности основного оборудования к автоматизации: при замене устаревших датчиков на датчики с унифицированным сигналом, монтаже дистанционного управления запорных и регулирующих органов, устранении дефектов регулирующей арматуры, таких, как выбеги и люфты, и оптимизации ее расходных характеристик.

Довольно часто заказчик, не имея опыта в использовании современных ПТК, настаивает на сохранении в существующем (релейном) виде некоторых типовых функций, таких, как управление двухскоростным двигателем, логики АВР насосов и др., возлагая на ПТК обязанности только запуска соответствующих релейных схем. Основных причин таких неоптимальных решений две: непонимание исключительно гибких и широких возможностей ПТК и определенное недоверие к нему, опасение больших сложностей при поиске причин неисправностей. Результат таких перестраховок один: неполное использование возможностей ПТК стоимости аппаратуры не уменьшает, а возможность демонтажа сложных релейных схем и сокращения затрат на их обслуживание и проверку остается упущенной, совокупный эффект от внедрения ПТК снижается. Похожие проблемы возникают при составлении перечней входных дискретных сигналов, прежде всего тех, которые формируют вызывную или предупредительную сигнализацию: вместо анализа их источников и логики формирования предупредительной сигнализации зачастую просто переписывается перечень сигнальных табло без учета того, что на щит управления сигнал часто приходит после многофакторной логики, реализованной устаревшей релейной схемой.

Полная модернизация

В проектах полной модернизации системы автоматического управления энергоблоков специалисты ЗАО «Интеравтоматика» совместно со своими заказчиками обычно ставят задачу существенного повышения уров-

ня автоматизации посредством значительного расширения объема и усовершенствования структурных схем автоматических регуляторов и широкого использования логических программ, в том числе пошаговых, для обеспечения высокой степени автоматизации пусковых режимов. Подробно достижение этих целей изложено в [1, 2]. При реализации данных задач используются следующие подходы:

отказ от традиционного щита управления (традиционных средств контроля и дистанционного управления) с использованием в качестве основного средства оперативного контроля и управления видеомониторов и применение специального пульта аварийного управления с минимально необходимым набором органов управления и показывающих приборов для осуществления ручного останова блока в регламентированных случаях;

реализация в составе ПТК всех функций автоматического управления (автоматических регуляторов, защит, блокировок и т.п.), выполненных ранее на специализированной технике или на релейной технике в составе сборок управления, в том числе таких, как двухскоростные двигатели, АВР, логика управления электрическими выключателями;

использование датчиков с унифицированным сигналом и применение принципа однократного ввода в ПТК каждого технологического параметра;

реализация информационных задач в объеме, необходимом для деятельности оператора энергоблока и передачи остальной информации на станционный уровень для выполнения неоперативных задач;

применение оптимальных для каждого конкретного энергоблока программно-алгоритмических решений при разработке ПТК АСУ ТП, в частности использование уже имевшихся на энергоблоке алгоритмических решений, если они прошли проверку временем и удобны персоналу электростанции. Этот подход применим не только к полной, но и к частичной модернизации.

Полная модернизация предполагает, в соответствии со своим названием, замену всей существующей на энергоблоке старой системы контроля и управления на современный ПТК АСУ ТП на базе микропроцессорных контроллеров. Такая модернизация не только замещает все функции предыдущей системы, но и позволяет решать другие задачи: автоматизировать пусковые операции, создать сложные системы автоматического регулирования, обеспечить надежное функционирование защит и диагностирование их состояния, выйти на новый уровень предоставления информации на все звенья управления (от оператора щита управления до руководства электростанции) и т.д. Кроме того, комплексная модернизация позволяет, получив максимальный начальный эффект, развивать его в дальнейшем путем совершенствования и расширения алгоритмов управления, внедрения новых учетно-расчетных задач. Как правило, наращивание управляющих функций

не требует расширения аппаратной части либо нуждается в ней в минимальной степени.

Высокая надежность применяемых в ПТК аппаратных средств позволяет не выделять отдельные контроллеры для решения специальных задач (например, реализации защит или функций управления горелками и т.п.), а строить структуру полномасштабного ПТК АСУ ТП, основываясь на функционально-групповом принципе. При таком подходе каждый контроллер обеспечивает автоматизацию крупного технологического узла с реализацией всех функций контроля и управления: защит, блокировок, АВР, регуляторов и др. Это позволяет осуществить иерархическое построение функций АСУ ТП, которое в сочетании с делением всего оборудования на технологические зоны и узлы (функциональные группы) дает возможность оптимально использовать ПТК АСУ ТП, что подтверждается отечественным и мировым опытом.

Полная модернизация, как уже было отмечено, предполагает максимальную готовность технологического объекта и периферийного оборудования АСУ ТП; при полной модернизации требуются максимальные единовременные затраты. Однако именно такая модернизация является самой эффективной, так как позволяет наиболее рационально построить всю систему контроля и управления и достаточно быстро достичь наилучших технических и экономических показателей.

Частичная модернизация

Частичная модернизация предполагает замену отдельных подсистем АСУ ТП для решения специальных задач. Особенности и сложность технических задач при частичной модернизации обусловлены самим принципом модернизации, при которой сохраняемая часть старых средств управления дополняется микропроцессорным комплексом. Это вызывает необходимость пересмотра компоновки щита управления, сочетания традиционных и современных видов оперативного контроля и управления с обеспечением эргономики: удобства, наглядности, оперативности. Как правило, возникает необходимость существенной переделки пультовых конструкций для размещения видеомониторов, что при существующем обилии приборов и ключей управления является серьезной технической задачей. Неоднозначно решаются и проблемы определения границ разделения функций между сохраняемой и новой частями АСУ ТП. В то же время при сохранении в работе старого контура управления допустимо, в зависимости от характера и объема функций, возлагаемых на модернизированную часть, снизить требования к показателям готовности ПТК, во многих случаях отказаться от резервирования части компонентов, что позволяет сэкономить средства. В целом, частичная модернизация хотя и решает только отдельные задачи управления, зато обходится заказчику значительно дешевле и во многих случаях является единственным доступным вариантом модернизации.

Практически уже определены задачи, которые имеют самостоятельное значение и могут быть реализованы автономно. В таблице приведен перечень наиболее распространенных задач такого рода и объектов, на которых эти задачи были успешно решены специалистами ЗАО «Интеравтоматика». В большинстве случаев частичная модернизация охватывает систему автоматического регулирования частоты и мощности и основные регуляторы котла, а в случае требований нормированного первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты (газозащитные энергоблоки) — и реконструкцию системы регулирования турбины. Наряду с этим электростанции могут включать в объем модернизации все регуляторы котла, а иногда и все регуляторы энергоблока. В некоторых случаях в объем частичной модернизации включается еще и система управления горелками. Для энергоблоков «среднего» поколения (со сроком ввода в эксплуатацию до 1995 г.) часто требуется модернизация информационных систем, так как существующие оказываются практически неработоспособными.

Наиболее распространенные задачи частичной модернизации далее рассматриваются подробнее.

Регулирование частоты и мощности

Актуальность реконструкции систем регулирования частоты и мощности определена в первую очередь приказом № 524 РАО «ЕЭС России». Особенно сложна реализация современной САРЧМ на пылеугольных блоках, работающих с высоким уровнем топливных возмущений и, как правило, без работоспособных регуляторов процесса горения. Впервые задача САРЧМ была решена на пылеугольных блоках Березовской ГРЭС-1 в составе полномасштабной модернизации, а затем на пылеугольных блоках мощностью 215 МВт Харанорской ГРЭС при частичной модернизации. На рис. 1 приведены переходные характеристики по мощности блока и давлению пара перед турбиной при возмущении частотой сети — результаты испытаний САРЧМ на блоке № 2 Харанорской ГРЭС в сентябре 2004 г. на соответствие требованиям участия энергоблока в общем первичном регулировании частоты сети. Получены следующие результаты: при имитации скачкообразного изменения частоты сети на значение, соответствующее 10 % номинальной нагрузки блока, 50 %-ное изменение нагрузки произошло примерно за 8 с и полностью изменение частоты отработано приблизительно за 30 с.

Приведение к современному уровню систем управления горелками

Схемы управления горелками на большинстве ТЭС не отвечают современным представлениям об автоматизированных системах управления. С выходом новых правил по взрывобезопасности систем газораспределения и газопотребления, когда практически вся газовая арматура должна стать управляемой, остро встал вопрос о надежных системах управления этой арматурой.

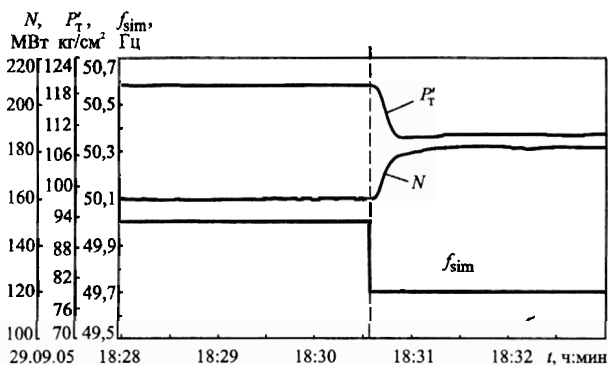


Рис. 1. Набор нагрузки имитацией падения частоты сети на 0,3 Гц (21,5 МВт). Начальная нагрузка 160 МВт

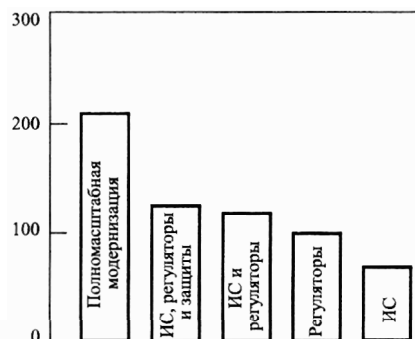


Рис. 2. Относительные затраты на модернизацию. ИС — информационная система

ЗАО «Интеравтоматика» внедряет системы автоматического управления горелками (САУГ) на базе техники, имеющей российские сертификаты Госгортехнадзора. Это, например, газовые блоки группы компаний ХК АМАКС, автоматизация которых позволяет надежно управлять горелками в полном соответствии с правилами взрывобезопасности. Система автоматического управления осуществляет погорелочное регулирование и автоматический розжиг горелок, вследствие этого многократно сокращается время розжига, что позволяет изменять мощность энергоблоков во всем регулировочном диапазоне без отключения горелок, устранять перекосы по полутопкам, снижать выбросы NO_x , проводить автоматическое опробование срабатывания защит и блокировок (в том числе «секундирование» срабатывания предохранительного защитного клапана). В последние годы САУГ надежно работают на четырех энергоблоках Ириклинской ГРЭС, на энергоблоках ТЭЦ-25 и ТЭЦ-26 Мосэнерго и других электростанциях России.

АСУ водно-химическим режимом

Задачи управления ВХР успешно решаются при организации автоматических измерений химических параметров с помощью надежных датчиков, устройств подготовки проб и управлении насосами-дозаторами. Насосы-дозаторы предпочтительно оснащать устройствами частотного управления, как это, например, выполнено специалистами ЗАО «Интеравтоматика» при внедрении системы контроля ВХР на Псковской ГРЭС.

Прочие задачи частичной модернизации

Помимо перечисленных технологических задач частичная модернизация может заключаться в совершенствовании отдельных функций АСУ: информационной системы, системы авторегулирования, системы защит.

Модернизация только информационной системы при относительно больших затратах не приводит к появлению новых функций управления или к усовершенствованию существующих, хотя и позволяет ре-

шить ряд важных задач: улучшается операторский интерфейс, обеспечиваются широкие возможности по анализу режимов и действий персонала, появляется возможность внедрения информационных и диагностических программ, которые, в частности, могут быть направлены на помощь оператору в управлении (режим «советчика»).

Реальный эффект улучшения условий управления достигается при модернизации информационной системы совместно с системой автоматического регулирования, дополнительный эффект при незначительном увеличении затрат возникает при включении в объем модернизации системы защит. При таком объеме модернизации улучшаются операторский интерфейс и качество регулирования, повышается надежность защит, уменьшаются требуемое количество датчиков и объем обслуживания.

Относительные затраты на модернизацию при включении в нее различных функций проиллюстрированы на рис. 2.

Частичная модернизация с последующим расширением до полной («поэтапная» модернизация)

Довольно типична ситуация, когда электростанция по тем или иным причинам не может осуществить полную модернизацию или не видит в ней необходимости, но вынуждена провести частичную (например, выполнение требований приказа РАО «ЕЭС России» № 524 об участии энергоблоков в первичном регулировании частоты без современных средств авторегулирования просто невозможно). В последующие годы головной комплекс АСУ ТП может надстраиваться новой аппаратурой с переносом на нее дополнительных функций, и за два-три этапа создается полномасштабная система управления на современном ПТК.

Такая «поэтапная» модернизация требует меньших единовременных затрат, однако суммарные затраты становятся больше, чем при полной модернизации; кроме того, этот путь часто приводит к вынужденным неоптимальным техническим решениям даже в случае,

когда конечная цель полной модернизации была определена с самого начала.

Несмотря на очевидные недостатки «поэтапной» модернизации по сравнению с полной, выполненной комплексно, электростанции в некоторых случаях вынуждены идти по такому пути — чаще всего из-за недостатка средств, иногда из-за желания расширить функции первоначально задуманной ограниченной системы АСУ ТП. Именно так прошла модернизация двух энергоблоков Харанорской ГРЭС: на первом этапе была внедрена САРЧМ, а впоследствии, убедившись в преимуществах модернизированной системы управления и получив дополнительное финансирование, заказчик захотел расширить объем автоматизации до полномасштабной системы.

Важная часть АСУ ТП — щит управления, ведь именно аппаратура мониторинга и управления является той видимой частью ПТК, от которой зависит оценка системы в целом. Поэтапная модернизация щита управления заключается в последовательном увеличении количества операторских терминалов и уменьшении традиционных органов управления и средств визуализации в соответствии с объемом функций, переносимых в ПТК АСУ ТП. Так, при поэтапной модернизации блока № 2 Харанорской ГРЭС на первом этапе стояла задача создания САРЧМ с переводом всех регуляторов котла и значительной части измерений в ПТК. Для решения этой задачи потребовалось два операторских терминала с двумя экранами каждый. На первом этапе модернизации энергоблока № 1 Харанорской ГРЭС в ПТК передавались уже все его регуляторы (а не только котла), и соответственно большая, по сравнению с энергоблоком № 2, часть информационной системы. Для осуществления контроля и управления в этом случае потребовалось уже три операторских терминала с двумя экранами каждый. Второй этап модернизации (полная замена системы контроля и управления) потребовал доукомплектования систем верхнего уровня управления до четырех операторских терминалов на каждом блоке. Каждый этап сопровождался соответствующим сокращением традиционных органов управления: от ликвидации ключей управления регулирующими клапанами на первых этапах до полной замены старых пультов и демонтажа мнемосхемы при проведении полной модернизации. Кроме того, на каждом этапе выполнялась последовательная замена датчиков 0...5 мА на датчики 4...20 мА. На рис. 3 показан комплекс технических средств при частичной (выделено темным цветом) и полной модернизации энергоблока № 1 Харанорской ГРЭС.

Снизить издержки поэтапной модернизации можно, если заранее, начиная с самого первого этапа, иметь в виду конечную цель — полную модернизацию. Для минимизации конечных затрат необходимо уже на первом этапе предусмотреть пусть и избыточную для первого, но необходимую для последующих этапов аппа-

ратную реализацию. Это положение относится, например, к числу и мощности контроллеров, количеству шкафов автоматизации, числу лицензий на программное обеспечение и т.п. Такой подход позволяет, в разумных пределах увеличивая затраты на первом этапе, существенно снизить будущие затраты на расширение системы до полномасштабной. К сожалению, следовать этим принципам на практике довольно сложно, так как замораживание средств (из-за временной избыточности на первом этапе) на год-два заказчик, как правило, позволить себе не может.

Оптимальный объем функций, включаемых в ПТК АСУ ТП при модернизации

Современные ПТК АСУ ТП имеют вычислительные и функциональные возможности, позволяющие решить в буквальном смысле любые задачи контроля энергетического оборудования и управления им. На практике потенциальная возможность реализовать любые алгоритмы управления может быть осуществлена только при четкой и однозначной алгоритмизации технологических операций, наличии необходимого количества исполнительных органов и датчиков, проведении кропотливой и порой достаточно длительной наладки в специальных режимах (в первую очередь пусковых или переменных, требующих диспетчерского разрешения).

Наибольший эффект, востребованность, положительное отношение и доверие оперативного персонала к автоматике достигаются, прежде всего, при автоматизации функций, используемых регулярно и часто, или функций, выполняющих относительно простые, но длительные операции. Логика функций автоматизации должна быть понятна и локальна, действия автоматики должны быть предсказуемы. Оперативный персонал неохотно использует автоматику, которая имеет запутанный многовариантный сценарий действия, предпочитая с учетом оперативной ситуации вручную управление локальными алгоритмами вместо наблюдения за ходом сложной и разветвленной управляющей программы. Не имеет смысла длительная, трудоемкая и организационно сложная работа по наладке какой-либо программы, если применение ее будет крайне редким, а успешность работы в значительной мере зависит от отказов отдельных единиц оборудования, проведения, как это часто бывает, нетиповых операций при очередном пуске, бесконечного уточнения параметров и критериев ее работы. Гораздо разумнее выделить локальные этапы пусковых операций, автоматизировать их независимо один от другого и добиваться безукоризненной работы автоматики, обучения операторов новым приемам и навыкам управления пуском блока не воздействием на органы управления механизмами и арматурой, а запуском локальных алгоритмов, управлением режимами работы пусковых авторегуляторов. Подобные соображения могут быть высказаны и по другим задачам, традиционно включаемым в объем функций автоматизации и столь же традиционно не

