

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ СХЕМ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ КРУПНЫХ ПАРОСИЛОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИМИ ТРЕБОВАНИЙ ОПРЧ И НПРЧ

© 2022 г. В. А. Биленко^а, *, **, И. В. Тузов^а, Д. Ю. Никольский^а

^аЗАО “Интеравтоматика”, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

*e-mail: bilenko@ia.ru

**e-mail: bilenko@intermatic.energy

Поступила в редакцию 04.03.2021 г.

После доработки 04.03.2021 г.

Принята к публикации 21.04.2021 г.

Первое десятилетие нового века, с 2000 по 2010 г., ознаменовалось широким использованием в российской энергетике современной микропроцессорной техники и реализуемого на ее основе принципиально нового уровня автоматизации энергоблоков, позволяющего обеспечить выполнение современных энергосистемных требований общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) и нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ). Объекты внедрения – энергоблоки двух типов: классические паросиловые установки (ПСУ) и новые для российской энергетике парогазовые установки (ПГУ). В данной статье речь идет только о ПСУ. Приведен перечень 29 реализованных проектов, представлены требования ОПРЧ и НПРЧ для оборудования разных типов, детально рассмотрены разработанные ЗАО “Интеравтоматика” технические решения по улучшению динамических характеристик прямоточных котельных агрегатов для удовлетворения требований ОПРЧ и НПРЧ. В отличие от традиционных решений с отдельным рассмотрением основных контуров автоматического регулирования энергоблока, предложена единая укрупненная структурная схема системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ), включающая в себя пять основных технологических групп: собственно автоматическое регулирование частоты и мощности; регулирование расходов воды и топлива; поддержание температурного режима работы котла; автоматическая система регулирования (АСР) пылесистем для пылеугольных энергоблоков или топливных регуляторов для газомазутных энергоблоков; АСР газозоодушного тракта котла. Рекомендовано использование предложенного варианта представления информации для оперативного отражения текущего режима работы автоматизированного энергоблока.

Ключевые слова: САРЧМ, ОПРЧ, НПРЧ, ПСУ, пылеугольные энергоблоки, газомазутные энергоблоки, технологические группы регуляторов энергоблока, форсировка, системы автоматического регулирования, технологические параметры

DOI: 10.1134/S0040363622030031

ЗАО “Интеравтоматика” накопило большой опыт внедрения САРЧМ на газомазутных и пылеугольных энергоблоках мощностью 300, 500 и 800 МВт (несколько десятков объектов) с обеспечением выполнения ими во всех случаях требований общего первичного регулирования частоты, а в большинстве – и требований нормированного первичного регулирования частоты. Среди этих энергоблоков есть и единственные в России пылеугольные энергоблоки № 1–3 Березовской ГРЭС мощностью 800 МВт, участвующие, причем достаточно успешно, и в рынке НПРЧ. При этом они не уступают газомазутным энергоблокам той же мощности по принятым критериям оценки участия энергоблоков в ОПРЧ и НПРЧ.

Возможность участия в НПРЧ крупных энергоблоков в соответствии с требованиями стандартов Украины, несколько отличающимися от требований российских стандартов, подтвердили результаты работ, проведенных специалистами ЗАО “Интеравтоматика” на пылеугольных энергоблоках 300 МВт Змиевской, Зуевской и Запорожской ТЭС.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Данная статья является развитием работ, представленных в предыдущих публикациях специалистов ЗАО “Интеравтоматика”, посвященных регулированию частоты и мощности в энергоси-

стеме России. К проблемам, решенным в этих исследованиях, следует отнести следующие:

построение систем автоматического регулирования частоты и мощности с помощью основных аппаратно-программных средств [1];

совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности [2];

достижение существенно нового уровня автоматического регулирования технологических процессов в целом и котлоагрегатов в особенности благодаря широкому использованию новых алгоритмических решений на базе микропроцессорной техники [3];

автоматический учет в САРЧМ энергоблоков технологических ограничений и функциональных нарушений [4].

Следует остановиться на последней проблеме, так как далеко не всегда она учитывается в полной мере. Дело в том, что большинство аварийных ситуаций, для отработки которых обязательно необходимы САРЧМ, возникает неожиданно и вмешательство оперативного персонала чаще всего помочь уже не может. Только высокий уровень автоматизации основных технологических процессов оборудования, включая автоматическое изменение структуры многосвязной системы регулирования энергоблока, может обеспечить недопущение возникновения и развития аварий.

При большом объеме задач, возлагаемых на САРЧМ, безусловно, принципиальное значение имеет выбор их структурных схем.

Как известно, существуют два основных варианта построения САРЧМ: САУМ-1 (турбина следует за котлом) и САУМ-2 (котел следует за турбиной), а также комбинированный вариант. Детальный сравнительный анализ их динамических возможностей выполнен в [5]. Исследование проводилось на базе упрощенной модели объекта регулирования частоты и мощности дубль-блока 300 МВт № 3 Каширской ГРЭС при его работе на газе. Был получен ожидаемый результат: САУМ-2 имеет преимущества при поддержании качества регулирования мощности энергоблока, а комбинированный вариант с большей долей САУМ-1 — в части качества регулирования давления пара перед турбиной.

Что касается оценки преимуществ обоих вариантов, то, во-первых, относительное качество поддержания давления пара для комбинированной САУМ по сравнению с САУМ-2 выше, чем “проигрыш” в качестве регулирования мощности. Во-вторых, преимущество в качестве регулирования давления пара перед турбиной оказывает существенное влияние на качество поддержания основных технологических параметров всего энергоблока и, главным образом, котлоагрегата. Что же

касается качества регулирования мощности энергоблока, то основным здесь является выполнение энергосистемных требований ОПРЧ и НПРЧ. Если они выполняются, то этого, как правило, достаточно и стремиться к дальнейшему улучшению качества регулирования мощности в ущерб качеству поддержания технологических параметров энергоблока не имеет смысла.

В то же время проблема распределения функций САУМ-1 и САУМ-2 в реализуемой структуре САРЧМ является далеко не единственной, определяющей как выполнение энергосистемных требований, так и поддержание необходимых значений внутриблочных технологических параметров. Важнейшими факторами для выполнения требований ОПРЧ и НПРЧ являются: исходные динамические характеристики котельных агрегатов, существенно зависящие от номинальной мощности автоматизируемого энергоблока; тип сжигаемого топлива; особенности конструкции котла и т.д. Изучение влияния этих и других факторов на качество переходных процессов и анализ возможных решений по их учету являются основной задачей настоящего исследования.

УЧАСТИЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

В табл. 1 приведены требования к динамическим характеристикам ОПРЧ и НПРЧ. Обеспечение ОПРЧ является обязательным требованием Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) России ко всем генерирующим мощностям, выполнение НПРЧ — обязательным условием участия энергоблока в рынке энергосистемных услуг. Нарушение же требований как ОПРЧ, так и НПРЧ при возникновении реальных аварий приводит к штрафным санкциям, предъявляемым генерирующей компании. Контроль качества выполнения требований НПРЧ по большому числу критериев (до 10 критериев) осуществляется СО постоянно.

Как видно из табл. 1, требования предъявляются к двум фазам переходного процесса. Сначала (до достижения 50%-ного изменения нагрузки) “ответственность” за изменение нагрузки энергоблока несет турбина, затем (до достижения 100%-ного изменения нагрузки) — котел. Таким образом, основная “ответственность” за регулирование частоты в первом случае возлагается на турбину, во втором — на котел.

Первоначально предполагалось, что функции выполнения НПРЧ будут возложены только на газомазутные энергоблоки (впоследствии и на ПГУ). Это обосновывалось тем, что выполнить нормы НПРЧ на пылеугольных энергоблоках невозможно. Однако, с одной стороны, по террито-

Таблица 1. Требования к динамическим характеристикам ОПРЧ и НПРЧ

Требуемое изменение нагрузки энергоблока (Δ)	Тип энергосистемного регулирования	
	ОПРЧ	НПРЧ
$\Delta \leq 5\%$	—	50% требуемого отклонения не более чем за 10 с
		100% требуемого отклонения не более чем за 30 с
$5 < \Delta \leq 10\%$	50% требуемого отклонения не более чем за 15 с	
	100% требуемого отклонения не более чем за 5 мин для газомазутных и 6 мин для пылеугольных энергоблоков	

риальному расположению энергоблоков разного типа оказалось, что в Сибири практически нет и не планируется строить ни крупных газомазутных энергоблоков, ни ПГУ. С другой стороны, Березовская ГРЭС, вслед за Рефтинской ГРЭС, была в числе первых крупных пылеугольных станций, руководство которых, основываясь на разработках ЗАО “Интеравтоматика”, рискнуло в начале 2000-х годов провести полномасштабную реконструкцию системы контроля и управления энергоблоками. Эта реконструкция была направлена на кардинальное увеличение степени автоматизации энергоблоков с сохранением традиционных средств управления только на панели аварийного управления. Заслуга в принятии такого смелого решения принадлежит бывшему в то время директором ГРЭС В.В. Белому. Это позволило Березовской ГРЭС стать одной из первых электростанций, и не только пылеугольных, выполнивших требования приказа № 524, явившегося основой для принятия в 2002 г. Стандарта ОПРЧ. И уже в течение многих лет энергоблоки 800 МВт Березовской ГРЭС успешно работают на рынке нормированного первичного регулирования частоты.

Участие крупных паросиловых энергоблоков в ОПРЧ и НПРЧ стало возможным только благодаря достижению практически полного (существенно увеличенного) уровня их автоматизации, обеспечивающего обработку всего состава как внутриблочных, так и энергосистемных возмущений без участия оперативного персонала. В некоторой степени это привело к увеличению числа включенных в работу регуляторов энергоблоков и потребовало существенного усовершенствования большинства алгоритмов автоматического регулирования.

Как следует из табл. 1, согласно требованиям Стандартов ОПРЧ и НПРЧ, полное время переходного процесса для газомазутных и пылеугольных энергоблоков различается. В схему пылеугольных котлов с прямым вдуванием пыли в канал воздействия на изменение расхода топлива добавляется пылесистема, постоянная времени которой может достигать 2–3 мин.

У газомазутных энергоблоков имеются свои проблемы по сравнению с пылеугольными. Дело в том, что диапазоны регулирования у них почти в 2 раза шире, чем у пылеугольных. Если для пылеугольных энергоблоков нижняя граница рабочего диапазона составляет 60–70% номинальной мощности, то для газомазутных энергоблоков чаще всего это 40%. Указанный добавок, как правило, реализуется в режиме скользящего давления, в динамике заметно уступающем режиму номинального давления, нижняя граница которого обычно составляет не менее 70%. Таким образом, как на газомазутных, так и на пылеугольных энергоблоках возникают свои проблемы при реализации энергосистемных задач, решение которых вызывает определенные трудности.

РЕАЛИЗАЦИЯ ТРЕБОВАНИЙ ОПРЧ И НПРЧ В ПРОЕКТАХ ЗАО “ИНТЕРАВТОМАТИКА” ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПСУ

В табл. 2 представлен перечень энергоблоков ПСУ, на которых силами специалистов ЗАО “Интеравтоматика” были реализованы требования ОПРЧ и НПРЧ. Наряду с российскими ТЭС в этой таблице приведены также результаты работ, выполненных в Украине¹ и Казахстане.

Таблица 2 охватывает довольно широкий спектр пылеугольных и газомазутных энергоблоков (23 из них расположены в России, 6 – в Украине и Казахстане), диапазон рабочих нагрузок которых составляет от 300 до 800 МВт. На всех энергоблоках внедрено ОПРЧ, а на всех газомазутных энергоблоках и только на пылеугольных энергоблоках Березовской ГРЭС (всего 18 энергоблоков) – НПРЧ. Большинство представленных энергоблоков – довольно возрастные, внедренные в эксплуатацию в 70–80-х годах прошлого столетия. На всех проведена существенная реконструкция систем контроля и управления с переходом на современные программно-технические комплексы (ПТК).

¹ Все работы ЗАО “Интеравтоматика” по украинским объектам были закончены до ухудшения отношений между Россией и Украиной.

Таблица 2. Реализация требований ОПРЧ и НПРЧ в проектах ЗАО “Интеравтоматика” для энергоблоков ПСУ

ТЭС	Мощность энергоблока, МВт	Топливо	Станционный номер	Тип ПТК	Год внедрения		
					энергоблока	ОПРЧ	НПРЧ
Березовская ГРЭС	800	Уголь	1	ТПТС51	2001, 2015*	2001	2015
		«	2	То же	2003, 2017	2003	2017
		«	3	SPPA-T3000	2015	2015	2015
Пермская ГРЭС		Газ	2	ТПТС51	2003	2003	2008
		«	1	То же	2006	2006	2007
		«	3	SPPA-T3000	2018	2018	2018
Рефтинская ГРЭС	500	Уголь	10	ТПТС51	1997	2010	–
		«	9	Simatic PCS7	2006	2006	–
		«	7	То же	2007, 2015	2007	–
		«	8	«	2008	2008	–
Каширская ГРЭС	330	Уголь, газ	3	SPPA-T3000	2009	2010	2011
Змиевская ГРЭС (Украина)	300	Уголь	8	TM-E	2003	2003	–
ТЭС Аксу (Казахстан)		«	4	ТПТС51	2003	2003	–
		«	3	То же	2006	2006	–
Среднеуральская ГРЭС		Газ, мазут	10	«	2003	2006	2006
Конаковская ГРЭС		То же	8	Simatic PCS7	2004	2004	2007
Ириклинская ГРЭС		«	1	То же	2004	2004	2006
		«	3	«	2005	2005	2007
		«	5	«	2005	2005	2006
		«	4	«	2007	2007	2008
		«	2	«	2016	2016	2016
Ставропольская ГРЭС		«	5	ТПТС51	2005	2005	2006
Киришская ГРЭС		«	4	Simatic PCS7	2005	2006	2006
		«	2	То же	2007	2008	2008
		«	5	«	2009	2009	2009
Зуевская ТЭС (Украина)	Уголь	1	SPPA-T3000	2009	2009	–	
	«	4	То же	2012	2012	–	
Рефтинская ГРЭС	«	5	«	2015	2015	–	
Запорожская ТЭС (Украина)	«	3	Simatic PCS7	2014	2014	–	

* Два значения означают два проекта, выполненных по одному и тому же энергоблоку, но законченных в разные годы.

СРЕДСТВА УЛУЧШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРЯМОТОЧНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ОПРЧ И НПРЧ

Основными “выходными” параметрами котлоагрегата как поставщика пара для турбины являются расходы первичного и вторичного пара и

их температуры. Чтобы обеспечить эффективное изменение нагрузки энергоблока, необходимо, во-первых, соответствующим образом изменить расход пара и, если требуется, его давление на выходе из котла, а во-вторых, поддерживать заданные значения температур пара. Первая из задач решается совместным воздействием на изменение расходов воды и топлива в котел, вторая – ко-

ординированным регулированием соотношения расходов воды и топлива с возможной последующей их корректировкой по положению клапанов впрысков или перепадов температуры на них.

Одним из наиболее эффективных средств улучшения динамических характеристик котлоагрегатов для выполнения требований ОПРЧ и, главным образом, НПРЧ является реализация так называемых форсировок (форсажей), инициирующих ускорение действия в определенных ситуациях групп автоматических регуляторов или отдельных из них. Не исключено, что при использовании некоторых форсировок может потребоваться и замедление действия других регуляторов или их групп.

На рис. 1 и 2 представлены укрупненные структурные схемы основных регуляторов энергоблоков 800 МВт: пылеугольного Березовской ГРЭС и газомазутного Пермской ГРЭС. Как будет показано в планируемой авторами публикации, посвященной анализу примеров внедрения разработанных САРЧМ, в переходных процессах, в первую очередь пылеугольных энергоблоков, изменение расхода топлива может составлять 150–200%, для чего потребуются существенная перефорсировка котла. Достигается такое решение, как и многие другие (см. рис. 1, 2), значительным усовершенствованием структурных схем большинства основных регуляторов котла (топлива, питания, воздуха, температур пара). На пылеугольном котле количество таких регуляторов составляет более 50 шт., на газомазутном – немного меньше. Важную роль играют дополнительные связи между регуляторами, реализующие совместную работу этих регуляторов с обеспечением динамической развязки их собственных движений. А так как в изменениях нагрузки котла, обусловленных выполнением норм ОПРЧ и НПРЧ, участвует большое количество регуляторов (питательного тракта, пылесистем, воздушного тракта, температур первичного и вторичного пара и т.д.), перефорсировка котла потребует существенного совершенствования алгоритмов как самих регуляторов, так и взаимодействия между ними.

УКРУПНЕННЫЕ СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ОСНОВНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Регуляторы, рассматриваемые в настоящей работе, по участию в регулировании частоты и мощности, установленные на пылеугольных (см. рис. 1) и газомазутных (см. рис. 2) энергоблоках, разделены на пять технологических групп (на рисунках показаны пунктиром):

САРЧМ (группа № 1);

регулирование расходов питательной воды и топлива и коррекция температурного режима по тракту котла до первого регулируемого впрыска (группа № 2);

АСР температурного режима котла начиная с первого регулируемого впрыска (группа № 3);

АСР пылесистем для пылеугольных энергоблоков и топливных регуляторов для газомазутных энергоблоков (группа № 4);

АСР газовоздушного тракта (группа № 5).

Различия между технологическими группами управления пылеугольными и газомазутными энергоблоками не очень значительны.

Группы № 1 для пылеугольных и газомазутных энергоблоков практически не различаются. Системы автоматического регулирования частоты и мощности различаются только направлением выдачи сигнала заданной мощности, которое определяется заданным значением расхода:

питательной воды (для пылеугольных энергоблоков);

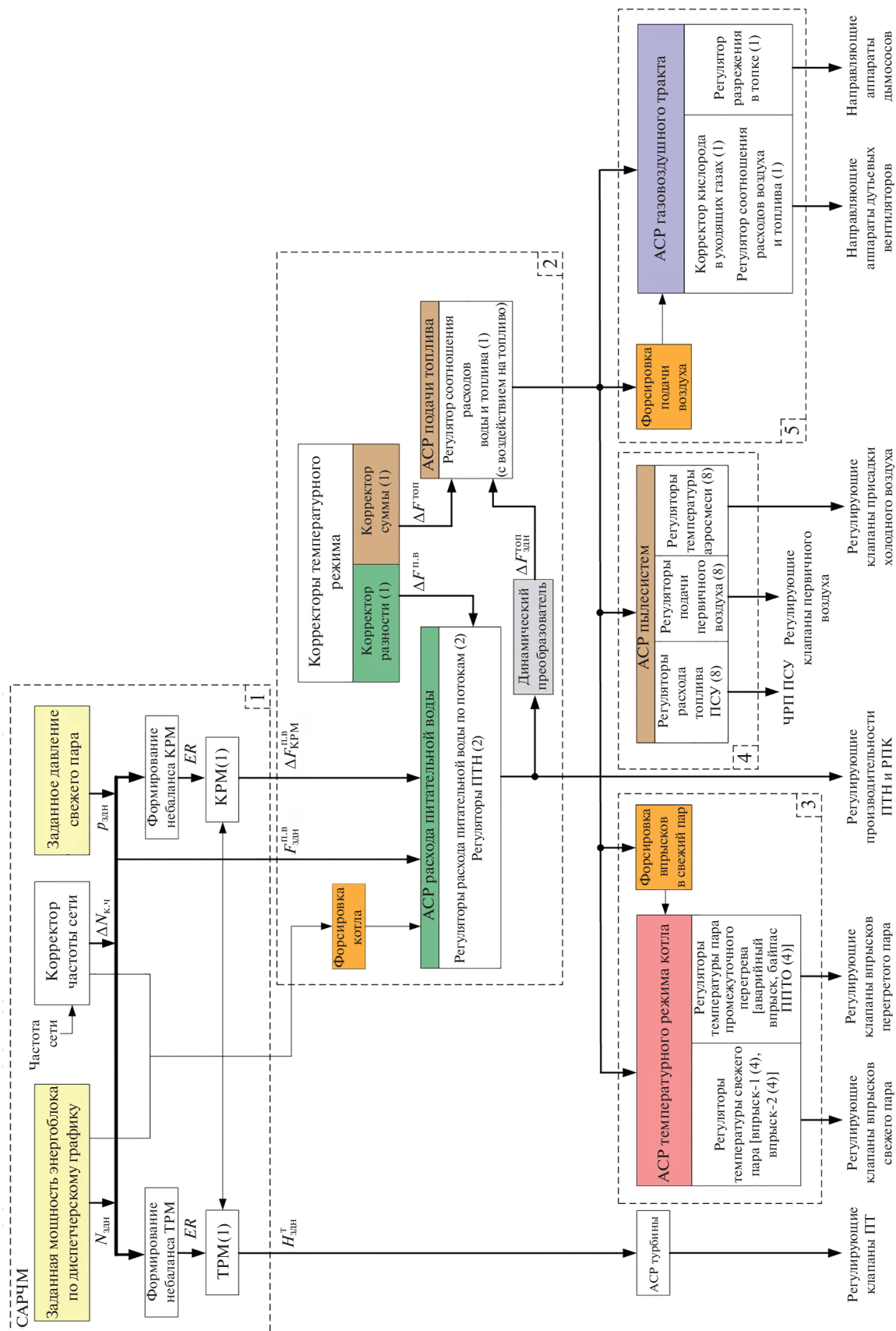
топлива (для газомазутных энергоблоков).

Группы температурного режима работы котла (№ 3) и АСР газовоздушного тракта (№ 5) имеют некоторые различия, но они незначительны.

Группы АСР пылесистем пылеугольных энергоблоков и АСР топливных регуляторов газомазутных энергоблоков (№ 4), конечно, различаются из-за разных видов топлива, но реализация таких систем особой сложности не представляет. Сложной же для реализации является группа регуляторов № 2 – регулирования расходов воды и топлива обоих видов, в первую очередь, опреде-

Рис. 1. Укрупненная структурная схема основных регуляторов пылеугольного энергоблока 800 МВт Березовской ГРЭС. (Общее количество основных контуров регулирования – 52 шт. без учета фактического количества регулируемых органов, управляемых от этих контуров.)

$N_{здн}$ – заданная мощность энергоблока по диспетчерскому графику; $p_{здн}$ – заданное давление свежего пара; $\Delta N_{к.ч}$ – коррекция заданной мощности по отклонению частоты сети; ER – сигнал рассогласования; $H_{здн}^T$ – задание обобщенного положения регулирующих клапанов турбины; $F_{здн}^{п.в}$ – задание общего расхода питательной воды в котел; $\Delta F_{КРМ}^{п.в}$ – коррекция задания общего расхода питательной воды в котел, КРМ – котельный регулятор мощности; $F_{здн}^{топ}$ – задание общего расхода топлива в котел; $\Delta F^{п.в}$ – коррекция задания расхода питательной воды между потоками; $\Delta F^{топ}$ – коррекция задания суммарного расхода топлива в котел



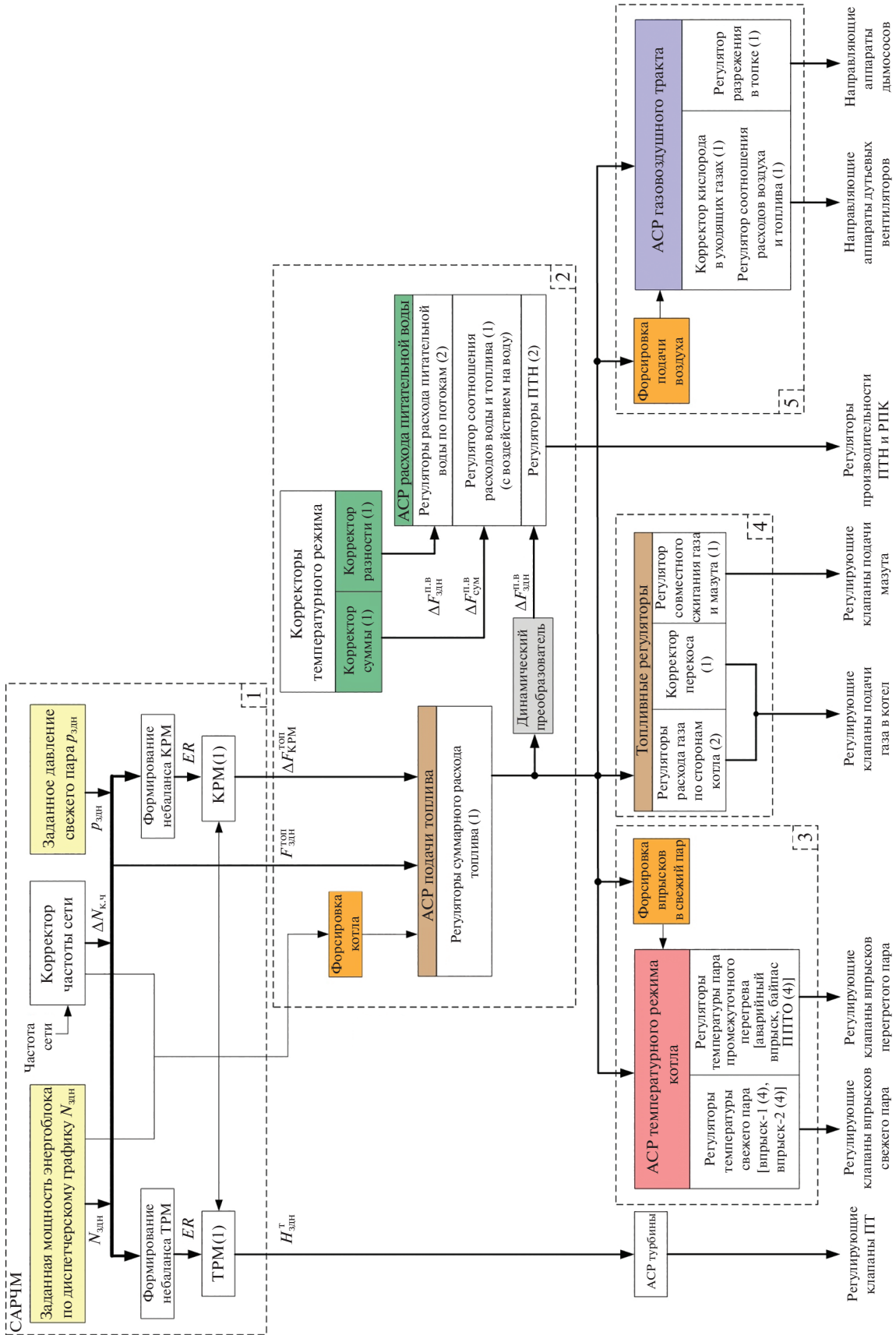


Рис. 2. Укрупненная структурная схема основных регуляторов газомазутного энергоблока 800 МВт Пермской ГРЭС. (Общее количество основных контуров регулирования – 52 шт. без учета фактического количества регулирующих органов, управляемых от этих контуров.)
 $\Delta F_{к.рм}^{top}$ – коррекция задания суммарного расхода питательной воды в котел; $\Delta F_{здн}^{пл.в}$ – коррекция задания суммарного расхода топлива в котел; остальные обозначения см. рис. 1

ляющая режимы работы котла, в том числе температурные, и энергоблока в целом.

Обе схемы, представленные на рисунках, могут быть использованы для реализации видеogramмы верхнего уровня САРЧМ энергоблока как в нормальных и аварийных режимах его работы, так и, что особенно важно, при проведении испытаний на соответствие требованиям ОПРЧ и НПРЧ.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГРУПП УКРУПНЕННОЙ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ РЕГУЛЯТОРОВ

В этом разделе технологические группы регуляторов, рассмотренные ранее, рассматриваются более подробно.

Системы автоматического регулирования частоты и мощности (группа № 1)

Как уже указывалось в начале статьи, в большинстве проектов ЗАО “Интеравтоматика” используется смешанная структурная схема САРЧМ, объединяющая два типовых варианта: САУМ-1 (котел следует за турбиной) и САУМ-2 (турбина следует за котлом), доля участия которых в регулировании частоты характеризуется коэффициентом, равным единице при САУМ-1 и нулю при САУМ-2, т.е. отражающим долю САУМ-1 в гибридной схеме [5].

Сигнал заданной мощности энергоблока (см. рис. 1, 2) в общем случае формируется на основе трех составляющих [1]:

автоматического первичного регулирования частоты (ОПРЧ, НПРЧ) по сигналу отклонения частоты, подаваемому на вход частотного корректора;

автоматического вторичного регулирования частоты, если оно используется;

третичного регулирования частоты (по диспетчерскому графику, задаваемому машинистом энергоблока).

Входным сигналом САРЧМ является и заданное значение давления свежего пара перед турбиной. Если энергоблок работает только в режиме номинального давления, то достаточно единой уставки по давлению. Если же предусматривается расширенный диапазон нагрузок, включая режим скользящего давления (в первую очередь, это принято для газомазутных энергоблоков), то реализуется комбинированный режим поддержания давления с уменьшением его заданного значения по мере снижения нагрузки энергоблока ориентировочно менее 70%. Эта зависимость также формируется в составе САРЧМ [1].

Жирными линиями на рис. 1 и 2 представлена объединенная сеть обмена цифровой информа-

цией между различными элементами САРЧМ. Сформированные небалансы турбинного регулятора мощности (ТРМ) и котельного регулятора мощности (КРМ) подаются на входы соответствующих регуляторов, связь между которыми позволяет реализовать различные варианты указанной ранее комбинированной схемы. Выходной сигнал ТРМ передается на САР турбины, а КРМ – в группу № 2, на вход АСР питания (расхода питательной воды) для пылеугольных энергоблоков или подачи топлива для газомазутных энергоблоков.

Важной функцией САРЧМ является также реализация указанной ранее форсировки котла при необходимости существенного увеличения скорости изменения нагрузки энергоблока.

Регулирование расходов питательной воды и топлива, коррекция температурного режима по тракту котла до первого регулируемого впрыска (группа № 2)

На данную технологическую группу возложены основные задачи регулирования нагрузки котла:

изменение расходов воды и топлива;

поддержание температурного режима котла до первого регулируемого впрыска.

Как уже было отмечено, именно для рассматриваемой технологической группы наблюдаются существенные различия между ее реализацией для пылеугольных и газомазутных энергоблоков, и поэтому в данном случае принятые решения будут рассмотрены отдельно для энергоблоков обоих типов.

Пылеугольные энергоблоки. Принципиальный для энергоблоков с прямоточными котлами вопрос о распределении функций между регуляторами питания и топлива обычно решается по типовой для пылеугольных энергоблоков схеме [3], в которой нагрузка энергоблока регулируется воздействием на изменение расхода питательной воды, а температурный режим по тракту котла – изменением расхода топлива.

В состав рассматриваемой технологической группы входят пять основных элементов:

блок форсировки котла;

АСР расхода питательной воды, включающая в свой состав по два регулятора давления за питательным турбонасосом (ПТН) и расходов питательной воды по ниткам;

корректоры температурного режима работы котла (корректирующий регулятор суммы положений регулирующих клапанов впрысков в свежий пар; корректирующий регулятор разности между положением регулирующих клапанов впрысков в свежий пар);

динамический преобразователь выравнивания динамики воздействия на температуру пара изменений расходов питательной воды и топлива;

АСР подачи топлива в котел.

Принцип построения данной технологической группы для пылеугольных энергоблоков состоит в следующем. Ее основными регулирующими воздействиями являются расходы питательной воды и топлива, а в качестве соответствующих им регулируемых параметров выступают заданная мощность энергоблока и температурный режим пароводяного тракта котла. После получения задания от КРМ регулятор питательной воды устанавливает требуемый ее расход и формирует через динамический преобразователь соответствующее задание регулятору топлива. Управление температурным режимом осуществляется корректорами суммы и разности температур по двум основным потокам пароводяного тракта, причем корректирующий регулятор суммы положений регулирующих клапанов впрысков в свежий пар воздействует на подачу суммарного расхода топлива, а корректирующий регулятор разности между положением регулирующих клапанов впрысков в свежий пар по потокам тракта пароперегревателя — на разность расходов воды по потокам.

Обычно динамика температуры при изменении расхода топлива более благоприятна, чем при изменении расхода питательной воды. В этом случае в целях обеспечения инвариантности регулируемого температурного сигнала в процессе изменения нагрузки динамический преобразователь на входе регулятора подачи топлива выполняется в виде апериодического звена первого или второго порядка, тем самым он фактически замедляет скорость изменения расхода топлива по сравнению со скоростью изменения расхода питательной воды.

Однако при наладке динамики нагрузки энергоблока во всем диапазоне режимов может оказаться, что полученной скорости изменения нагрузки энергоблока явно недостаточно для удовлетворения требованиям НПРЧ или даже ОПРЧ и скорость должна быть увеличена. Это повышение скорости изменения нагрузки осуществляется путем использования динамического преобразователя.

Газомазутные энергоблоки. Для таких энергоблоков структура рассматриваемой технологической группы (см. рис. 2) принципиально отличается от таковой для пылеугольных энергоблоков. Здесь задача регулирования мощности энергоблока возлагается на регуляторы расхода топлива, а ответственность за поддержание требуемого температурного режима по тракту котла — на регуляторы питательного узла.

Для газомазутных энергоблоков с учетом “обратного” распределения функций между регуляторами питания и топлива соответственно “об-

ратным” является и принцип построения структурной схемы этой технологической группы. В данном случае сигнал заданной мощности энергоблока подается на регулятор суммарного расхода топлива, который управляет топливными регуляторами расхода газа и мазута (если последний используется). Функция же регулирования температурного режима котла возлагается на регуляторы соотношения расходов воды и топлива с воздействием на ПТН и регуляторы расхода питательной воды по потокам. Аналогично организации управления пылеугольными энергоблоками в состав данного функционального блока включен динамический преобразователь, обеспечивающий возможность выравнивания динамики воздействия на температуру пара изменений расходов питательной воды и топлива.

Автоматическая система регулирования температурного режима котла (группа № 3)

В данную технологическую группу, одинаковую для обоих типов котлов, входит комплекс регуляторов температурного режима котла, включающий в себя регуляторы температуры:

свежего пара (четыре впрыска-1 и четыре впрыска-2);

пара промежуточного перегрева (четыре регулятора байпаса паро-парового теплообменника (ППТО) и четыре регулятора аварийного впрыска).

Кроме того, в состав данной технологической группы регуляторов входит блок форсировки воздействия на клапаны впрысков, в том числе выходные. Эта форсировка включается, как правило, при включении в работу форсировки по котлу, но может оказаться полезной и при других, менее быстрых нагрузках и разгрузках котла с целью обеспечить опережающее воздействие на впрыски, не дожидаясь требуемого изменения температурного режима только под воздействием изменений расходов воды и топлива. Фактически это означает создание некоторого параллельного канала вдоль всего пароводяного тракта котла, обеспечивающего опережающее воздействие на впрыски как при увеличении, так и при понижении нагрузки котла.

Автоматическая система регулирования пылесистем для пылеугольных котлов (группа № 4)

Для технологической группы № 4, так же как и для группы № 2, решения для котлов двух рассматриваемых типов различны.

Пылеугольные котлы. Для котлов этого типа в данной группе находятся блоки “АСР пылесистем”. Например, для Березовской ГРЭС этот блок включает восемь пылесистем.

Выходные сигналы регулятора подачи топлива (от группы № 2) в виде команд “больше—меньше” направляются на входы регуляторов производительности каждой из восьми пылесистем, размещенных в блоке “АСР пылесистем”. Каждая пылесистема оснащена тремя регуляторами:

собственно расхода топлива в соответствии с полученным с верхнего уровня заданием;

подачи первичного воздуха, соответствующего текущему расходу топлива;

стерегущего регулятора температуры аэросмеси.

Газомазутные котлы. Для котлов этого типа в схему включен блок топливных регуляторов, в который входят:

два регулятора расхода газа по сторонам котла;

корректор их перекаса;

регулятор совместного сжигания газа и мазута.

Автоматическая система регулирования газозвоздушного тракта (группа № 5)

Автоматическая система регулирования этой группы выполнена согласно традиционным решениям и одинакова для котлов обоих типов. Она состоит из двух блоков: форсировки подачи воздуха и АСР газозвоздушного тракта. Последний включает в себя:

регулятор разрежения в топке;

двухконтурную схему регулирования расхода воздуха, в состав которой входят корректирующий регулятор содержания кислорода в уходящих газах и регулятор соотношения расходов воздуха и топлива.

Кроме того, в состав данной технологической группы регуляторов включен блок форсировки подачи воздуха.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ О РАБОТЕ САРЧМ

Обычно информация о работе автоматических регуляторов крупного энергоблока представляется оператору по каждому регулятору в отдельности или их небольшой группе и отражает качество работы одного или нескольких из них. Этого, конечно, недостаточно, когда речь идет об оценке работы САРЧМ целиком. Удобным инструментом для решения такой проблемы является использование представленных в данной статье укрупненных структурных схем основных регуляторов энергоблока (см. рис. 1 и 2). Информация охватывает состояние пяти основных технологических групп, характеризующих работу связанных с ними регуляторов.

В качестве такой информации могут быть использованы:

технологическая сигнализация по отклонению связанных с САРЧМ регулируемых параметров;

графики переходных процессов отработки энергосистемных и других опасных возмущений;

другая, необходимая оператору информация, например протоколы работы защит, блокировок, пошаговых программ и т.д.

ВЫВОДЫ

1. Существенная модернизация АСУ ТП большого числа энергоблоков ПСУ (29 шт.), как пылеугольных, так и газомазутных, проведенная ЗАО “Интеравтоматика”, позволила обеспечить их участие в энергосистемном регулировании благодаря выполнению требований ОПРЧ и НПРЧ. Модернизация включала в себя переход к современному микропроцессорным средствам автоматического регулирования и реализации на их основе усовершенствованных алгоритмов много-связного автоматического регулирования энергоблоков.

2. Для обеспечения удобства рассмотрения полученных результатов проведенных усовершенствований АСР энергоблоков предложено их представление в виде пяти технологических групп с подробным описанием работы каждой из них. Анализ выполнен для энергоблоков обоих типов: пылеугольных и газомазутных.

3. Рекомендовано использование предложенного варианта представления информации для оперативного отражения текущего режима работы автоматизированного энергоблока.

4. В ближайшее время планируется публикация второй части данной работы, отражающей полученные для разных объектов конкретной группы энергоблоков реальные графики переходных процессов при проведении испытаний как на соответствие требованиям ОПРЧ и НПРЧ, так и в более “спокойных” режимах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Разработка** и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В.А. Биленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский, Р.Л. Рогачев, Н.А. Романов // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14–26.
2. **Черномзав И.З., Нефедов К.А.** Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 27–33.
3. **Усовершенствование** автоматических систем регулирования технологических параметров энергоблоков / В.А. Биленко, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский, Р.Л. Рогачев, Н.А. Романов // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 34–44.
4. **Учет** в САРЧМ энергоблоков технологических ограничений и функциональных нарушений / В.А. Би-

- ленко, А.Д. Меламед, Э.Э. Микушевич, Д.Ю. Никольский // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 2–10.
5. **Биленко В.А., Жигунов В.В.** Сравнительный анализ динамических свойств вариантов систем авто-

матического регулирования частоты и мощности паросиловых энергоблоков с прямоточными котлами // Теплоэнергетика. 2018. № 4. С. 5–20. <https://doi.org/10.1134/S004036361804001X>

Improving the Large Steam Power Unit's Automatic Control System Structures to Comply with Unit Load Control and Primary Frequency Control Requirements

V. A. Bilenko^{a, *, **}, I. V. Tuzov^a, and D. Yu. Nikol'skii^a

^a ZAO Interavtomatika, Moscow, 115280 Russia

*e-mail: bilenko@ia.ru

**e-mail: bilenko@intermatic.energy

Abstract—The first decade of the new century, from 2000 to 2010, was marked by widescale use in the Russian power industry of modern microprocessor equipment and a fundamentally new level of power unit automation implemented on the basis of this equipment, with which it becomes possible to comply with the modern power grid requirements relating to unit load control (LC) and primary frequency control (PFC). The new control systems are used in two types of power units: classic steam power units (SPUs) and combined cycle power units (CCPUs), which are new ones for the Russian power industry. The discussion in this article is limited to SPUs only. A list of 29 accomplished projects is given, the LC and PFC requirements posed to different equipment types are presented, and the technical solutions developed by ZAO Interavtomatika for improving the dynamic characteristics of once-through boiler units for fulfilling the LC and PFC requirements are considered in detail. Unlike the conventional solutions involving separate consideration of the power unit's main automatic control loops, a unified general structure of the automatic frequency and power control system (AFPCS) is proposed, which includes five main process groups: automatic frequency and power control proper, control of water and fuel flowrates, maintaining of the boiler temperature operation mode, the automatic control system (ACS) of coal-pulverization systems for coal-fired power units or fuel controllers for gas-and-oil-fired power units, and the boiler gas–air path ACS. The suggested version of presenting information for online indication of the automated power unit's current operation mode is recommended.

Keywords: AFPCS, LC, PFC, SPU, coal-fired power units, gas-and-oil-fired power units, process groups of power unit controllers, forcing, automatic closed loop control systems, process parameters