

Автоматизация энергоблоков Т-250 ТЭЦ Мосэнерго на базе программно-технического комплекса SPPA-T3000

Гальперина А. И., Грехов Л. Л., Захаренков А. В., Костенко В. И., Самарин С. В., Тулин В. М.

- ЗАО “Интеравтоматика”
- ТЭЦ-25 ОАО “Мосэнерго”
- ТЭЦ-26 ОАО “Мосэнерго”

Выполнен обзор основных решений по принципам и объёму комплексной автоматизации энергоблоков с теплофикационными турбинами Т-250. Приведена типичная структура ПТК АСУ ТП блока, схема взаимодействия основных алгоритмов автоматизации, примеры видеogramм и графиков переходных процессов.

Ключевые слова: комплексная автоматизация, теплофикационная турбина, полномасштабная АСУ ТП, пусковые регуляторы, пусковые программаторы, логический автомат.

Блоки с турбинами Т-250 – новый вид объектов для ЗАО “Интеравтоматика”. В 2007 – 2008 гг. ЗАО “Интеравтоматика” успешно выполнило внедрение систем автоматизации группы энергоблоков с турбинами Т-250/300 Уральского турбомоторного завода (УТМЗ): с октября 2007 г. по октябрь 2008 г. были введены в эксплуатацию полномасштабные АСУ ТП энергоблоков указанного типа на электростанциях ОАО “Мосэнерго” – ТЭЦ-25 (ст. № 7 и 4) и ТЭЦ-26 (ст. № 7).

Новый для ЗАО “Интеравтоматика” тип энергообъектов, при схожести технологии с другими энергоблоками 300, 500, 800 МВт, имеет вместе с тем ряд значимых особенностей, которые требовали пересмотра важных проектных и алгоритмических решений. К числу отличий энергоблока с турбиной Т-250, прежде всего, относятся особенности тепловой схемы, состава защит и блокировок, условий работы авторегуляторов турбины с развитым теплофикационным отбором, необходимость автоматизации режима отпуска тепла и учёта нагрузки теплофикационного отбора в системе регулирования мощности. В силу ряда ограничений и приоритетов, принятых заказчиком, во всех трёх проектах сохранена существующая механо-гидравлическая система регулирования турбин, а объём автоматизации электрической части блоков (схемы электрических собственных нужд, схема возбуждения генератора и др.) сокращён до минимума. В связи с тем, что на ТЭЦ ранее находились в эксплуатации системы автоматизации других производителей, выполняющие информационные функции или задачи локальной автоматизации, требовалось сохранить разумную преемственность экранных форм, принципов управления, логики работы автоматики.

Важнейший фактор новизны описываемых проектов – применение новейшего программно-технического комплекса (ПТК) SPPA-T3000

фирмы “Siemens”, об особенностях и преимуществах которого будет сказано ниже. Несмотря на то, что ЗАО “Интеравтоматика” выполняло работы с применением нового ПТК SPPA-T3000 одновременно на нескольких объектах (в том числе проект АСУ ТП ПГУ-450 на ТЭЦ-27 Мосэнерго), именно энергоблок № 7 ТЭЦ-25 с турбиной Т-250 оказался первым, успешно и в срок введённым в эксплуатацию.

Характеристика объектов. Три упомянутых выше энергоблока с турбинами Т-250 выполнены по типовым проектам и отличаются друг от друга, прежде всего, типами котлоагрегатов; как следствие, основные различия в проектах АСУ ТП заключаются в схемах пароводяного тракта котлов и газоснабжения (расположение и количество горелок, число газовых каналов горелок и их обвязка, схема подачи газа по сторонам котла), а также в организации их управления и регулирования. Остальное оборудование энергоблоков принципиально однотипно, различия заключаются в деталях технологических схем, составе вспомогательного оборудования, наличии или отсутствии частотно-регулирующих приводов вспомогательных механизмов и др.

В основе энергоблоков – паровая турбина Т-250/300 УТМЗ с регулируемым теплофикационным отбором и двухступенчатым подогревом сетевой воды, системой регенерации низкого давления, включающей пятиступенчатый подогрев конденсата, системой регенерации высокого давления с типовым одноконтурным подогревателем высокого давления (ПВД). Конденсатный тракт включает две ступени конденсатных насосов, охладители эжекторов, дренажа подогревателей сетевой воды и другое стандартное оборудование; питательный тракт выполнен стандартно и состоит из одного деаэратора, бустерных насосов с электроприводом, рабочего турбопитательного на-

соса (ПТН) с противодавленческой приводной турбинкой и пускорезервного питательного электронасоса (ПЭН) с регулированием гидромурфтой.

Генераторы всех трёх энергоблоков – производства завода “Электросила”, имеют системы водородного и водяного охлаждения, с комплексом оборудования циркуляции охлаждающей воды, подачи уплотняющего и прижимного масла.

Котельные установки блоков состоят из газомазутных котлов типа ТГМП-344 и ТГМП-314 в разных вариантах исполнения, с двумя регенеративными подогревателями и с типовым составом тягодутьевых машин. Конструкция и компоновка горелочных устройств котлоагрегатов различаются на всех трёх блоках: число горелок от 8 до 16, на одном из котлов горелки выполнены двухпоточными, расположение горелок фронтальное, подовое, полуподовое. Алгоритмы управления горелками, при наличии общих принципов, адаптированы применительно к особенностям технологии каждого котла.

Пароводяной тракт котла на двух блоках выполнен однопоточным до встроенной задвижки включительно, затем разделяется на два потока с отдельным регулированием температуры пара впрысками. На третьем котле пароводяной тракт выполнен полностью двухпоточным, с отдельным регулированием расхода воды в каждом потоке. Регулирование температуры острого пара выполняется двумя впрысками, дополнительно имеется пусковой впрыск. Температура вторичного пара регулируется впрысками отдельно в каждом потоке.

Эксплуатация всех реконструированных энергоблоков выполняется в основном в режиме регулирования суточного графика электрической нагрузки; типичны, хотя и не выполняются ежедневно, разгрузки и нагрузки энергоблоков в диапазоне 160 – 270 МВт. Регулирование теплофикационной нагрузки на этих энергоблоках хотя и производится, но с сохранением приоритета электрической нагрузки; при необходимости восполнение недостающей тепловой нагрузки ТЭЦ выполняет на другом оборудовании. Чисто теплофикационный режим турбин ни на одном из блоков на практике не используется, очевидно вследствие отсутствия в районах ТЭЦ острого дефицита тепла. Напротив, требования к исполнению диспетчерского графика по электрической нагрузке крайне жёсткие, в связи с чем персонал электростанций приоритетно обращает внимание на качество управления электрической нагрузкой.

Объёмы автоматизации и особенности проектов. Объём и функции полномасштабной АСУ ТП всех энергоблоков определялись техническими заданиями и были достаточно типичными. Из-за уже упомянутых ограничений границы автоматизации оборудования были заказчиком оптимизированы для сокращения объёмов и стоимости работ,

с одной стороны, и сохранения возможности максимально глубокой автоматизации основных технологических процессов теплотехнического обслуживания как в пусковых режимах, так и в режимах нормальной эксплуатации – с другой. В объём входной информации включены все режимные параметры и сигналы, а также весь состав механизмов собственных нужд (с.н.). Технологические защиты и блокировки, функции предупредительной и аварийной сигнализации по теплотехнической части оборудования и, частично, по электротехнической части переданы в АСУ ТП с ликвидацией релейных схем и вторичных сигнальных цепей. Автоматическое регулирование всех режимных параметров перенесено в ПТК и охватывает как нормальные эксплуатационные режимы, так и аварийные и пусковые режимы.

Оснащение защитной и регулирующей арматурой “АМАКС” и аппаратура автоматики газовых горелок выполнены НПО “Промавтоматика”, а функции автоматики и защиты горелок с соблюдением всех требований нормативных документов реализованы в своём проекте ЗАО “Интеравтоматика” и полностью интегрированы в систему с обеспечением единства интерфейса и приёмов контроля и управления.

Во всех проектах не включены в границы автоматизируемой зоны и функций АСУ ТП:

- реконструкция регулирования турбины с переводом на электрогидравлический принцип. Как уже было указано, система регулирования турбин во всех проектах сохранена гидравлической, что, безусловно, затрудняет получение приемлемых результатов при регулировании мощности блока и давления пара перед турбиной;

- специфические быстродействующие защиты электротехнического оборудования (механизмов собственных нужд и их секций, генератора и главной схемы блока);

- функции автоматики и защит схем электрических собственных нужд 0,4 и 6 кВ [блокировки, автоматический ввод резерва (АВР), защита минимального напряжения и др.];

- системы возбуждения и синхронизации генератора;

- оборудование блочной обессоливающей установки;

- оборудование некоторых вспомогательных и хозяйственных систем (таких, как откачка дренажных и отмывочных вод, подогреватели двигателей механизмов с.н. и др.).

В силу особенностей технологических схем, состава ранее внедрённых локальных систем, сложившихся для данного энергоблока традиций и условий эксплуатации существовали и индивидуальные особенности объёма автоматизации каждого энергоблока, в том числе и такие, которые определялись субъективными факторами, что естест-

венно для условий модернизации длительно эксплуатируемого оборудования.

В числе различий между блоками находятся, например, следующие:

функция контроля вибрационного состояния и защиты турбины от повышения вибрации. На одном из блоков (№ 7 ТЭЦ-26) она выполнена на специализированном, внешнем по отношению к АСУ ТП, устройстве. ПТК лишь получает дискретный сигнал о выявленной аварийной ситуации и формирует команды на отключение блока. На других блоках ПТК получает весь объём текущих показаний датчиков вибрации турбины и выполняет функции предупредительной сигнализации и формирования условий работы защиты по установленным техническим условиям;

функция защиты генератора от нарушений режима охлаждения тиристоров системы возбуждения. На одном из блоков она реализована средствами АСУ ТП, в то время как на остальных блоках указанные защиты сохранены на релейном уровне;

управление насосами системы смазки турбины. На блоке ТЭЦ-26 по желанию заказчика оно сохранено независимым от АСУ ТП, в то время как на обоих блоках ТЭЦ-25 управление маслоснабжениями, включая функцию АВР, реализовано в рамках ПТК.

В связи с упомянутыми и другими, менее существенными, различиями в объёме и условиях автоматизации блоков, каждый проект хотя и имел одинаковую базовую основу, адаптировался к индивидуальным особенностям оборудования и пожеланиям заказчика в той мере, которая была объективно необходима; гибкость, функциональные возможности, простота процедур внесения в проект изменений в системе SPPA-T3000 делают такую адаптацию по-настоящему удобной и оперативной.

Для всех энергоблоков в целом были приняты единые принципы организации управления оборудованием, в частности планировалась полная ликвидация традиционного пульта, панелей приборов и мнемосхем. Оперативное управление предусматривалось через дисплеи операторских терминалов стандартными ручными манипуляторами “мышь”; на блочном щите управления устанавливались четыре равнофункциональных терминала, в том числе один – на рабочем месте старшего машиниста блоков. Дополнительно установлены два экрана коллективного пользования, способные выполнять не только функции мониторинга процесса, но и все функции управления наравне с остальными терминалами.

В соответствии с нормами предусмотрен небольшой пульт аварийного управления, с которого возможны процедуры аварийного отключения оборудования в случае отказа управления от ПТК, а также секция пульта с ключами и приборами для

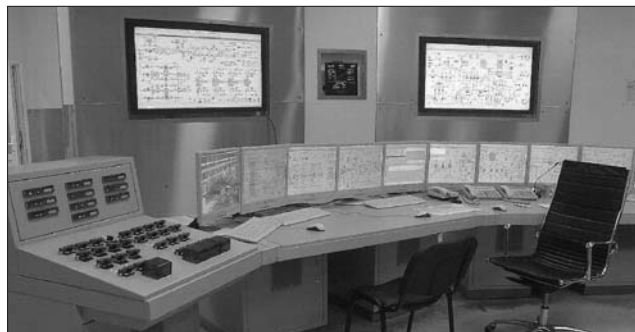


Рис. 1. Общий вид щита управления энергоблока ст. № 7 ТЭЦ-25 Мосэнерго

управления возбуждением и синхронизацией генератора.

Внешний вид рабочего места оператора энергоблока показан на рис. 1, а пример типичной видеодиаграммы – на рис. 2.

Особенности и структура комплекса АСУ ТП блоков. В проектах реконструкции системы управления всех трёх блоков с теплофикационной турбиной Т-250 применён новейший программно-технический комплекс SPPA-T3000 фирмы “Siemens”. Подробная информация о его особенностях и архитектуре приведена в [1], поэтому в настоящей статье не рассматривается.

Отметим только те свойства нового ПТК, которые наиболее важны для эксплуатационного и инженерного персонала электростанции:

функциональность и характеристики, обеспечивающие решение всех задач контроля и управления теплотехническим и, отчасти, электротехническим оборудованием с любыми вариантами полноценного резервирования функций;

высокая надёжность;

простая архитектура, минимум разнотипных компонентов и интерфейсов;

универсальность рабочих мест (построение уровня представления данных по принципу “тонкого” клиента позволяет решать все задачи с любого рабочего места, при этом состав доступных пользователю функций определяется только его полномочиями);

единый интерфейс пользователя для всех задач, с возможностью индивидуальной настройки;

прямой доступ ко всем данным (процесса, диагностики, проекта, архивным);

большая библиотека компонентов для создания активных видеодиаграмм, покрывающая все функции по управлению оборудованием;

мощная система предупредительной сигнализации, настраиваемая под потребности каждого пользователя;

развитые возможности графического отображения данных процесса и простые приёмы создания собственных наборов графиков;

единая среда проектирования с богатейшей библиотекой функциональных блоков, вобравшей в себя всё лучшее из предыдущих поколений ПТК фирмы “Siemens” и охватывающей все задачи автоматизации электростанций;

встроенная система развитой диагностики.

На всех блоках ядром системы являются пять серверов автоматизации на базе контроллеров SIMATIC S7-400 и отказоустойчивый, полностью дублированный сервер приложений. На уровне представления данных установлены равнозначные автоматизированные рабочие места (АРМ), в том числе пять – для оперативного персонала котлотурбинного цеха (включая станцию обслуживания экранов коллективного пользования) и два-три АРМ – для персонала цеха АСУ. Типовая структура комплекса изображена на рис. 3.

Функции автоматизации и особенности их реализации. В рамках АСУ ТП блоков выполнены и находятся в постоянной эксплуатации все функции контроля и управления оборудованием энергоблоков. Реализация типовых функций АСУ ТП выполнялась с использованием предыдущего опыта проектирования/наладки систем автоматизации и новых возможностей, предоставляемых системой проектирования и операторским интерфейсом SPPA-T3000, а также с учётом пожеланий заказчика и особенностей условий эксплуатации оборудования на конкретном энергоблоке.

Укрупнённая структурная схема взаимодействия ключевых алгоритмов логического управления и систем автоматического регулирования показана на рис. 4.

В каждом виде функций управления применены решения, расширяющие возможности контроля, анализа, диагностики, что в целом поднимает на совершенно новый уровень эксплуатационную работу как оперативного, так и инженерного персонала электростанции. В числе особенностей реализации функций управления особо следует отметить:

в части первичной обработки информации:

учёт поправок и коррекций к измеряемым параметрам и предоставление единой информации оператору и всем алгоритмам;

расчёт вычисляемых параметров в темпе обработки первичной информации и использование их в системе наравне с параметрами прямого измерения в едином интерфейсе;

развитую систему диагностики типовых отказов датчиков и исполнительных устройств;

в части мониторинга технологического процесса и анализа состояния оборудования и действий оперативного персонала:

набор иерархического видеограммного обеспечения с едиными формами представления информации и средствами быстрого перехода в любую видеограмму;

возможность использования для анализа процессов предварительно спроектированных графиков, а также средств для оперативного формирования графиков с произвольным набором параметров (до 10 параметров на одном графике);

возможность создания и сохранения для повторного использования каждым пользователем произвольного числа окон отображения графиков;

развитую систему извлечения информации из архивов в виде протоколов различных форм с гибкой системой настройки фильтров для отбора необходимых данных;

в части предупредительной технологической сигнализации:

систему предупреждений о нарушениях в работе полевого оборудования и автоматических действиях по перестройке технологических алгоритмов, изменению режимов работы;

значительное количество предупредительной сигнализации по расчётным параметрам (скорости прогрева, температурные перекосы и др.), предоставляемой оператору в стандартном виде наравне с сигнализацией прямого действия;

расширенный объём алгоритмов автоматического подавления сигнализации, которая по условиям текущего режима является избыточной и может отвлекать оператора от приоритетных сигналов;

формирование окон сигнализации с фильтрами, предназначенных для выполнения узкоспециальных задач (например, окно сигнализации технологических защит для процедур контрольных проверок защит);

возможность создания пользовательских окон сигнализации с индивидуальной настройкой фильтров и режима сигнализации под конкретные задачи пользователя (число таких экранов практически не ограничено);

в части технологических защит, блокировок и АВР:

развитую систему контроля и индикации состояния защит (специальные видеограммы);

расширенный объём предупредительной сигнализации об отклонениях от нормы в состоянии защит;

расширенный объём алгоритмов автоматического ввода/вывода защит;

систему фиксации первой сработавшей защиты (программные “блинкеры”);

распределение полномочий по управлению защитами с использованием парольного доступа;

программы автоматической проверки защит с формированием протокола, в котором фиксируется факт проверки и выявленные при проверке отказы;

систему протоколирования состояния и действия защит, исполнения команд защит для быстрого анализа;

расширенный объём блокировок, включая блокировки по предотвращению ошибочных действий

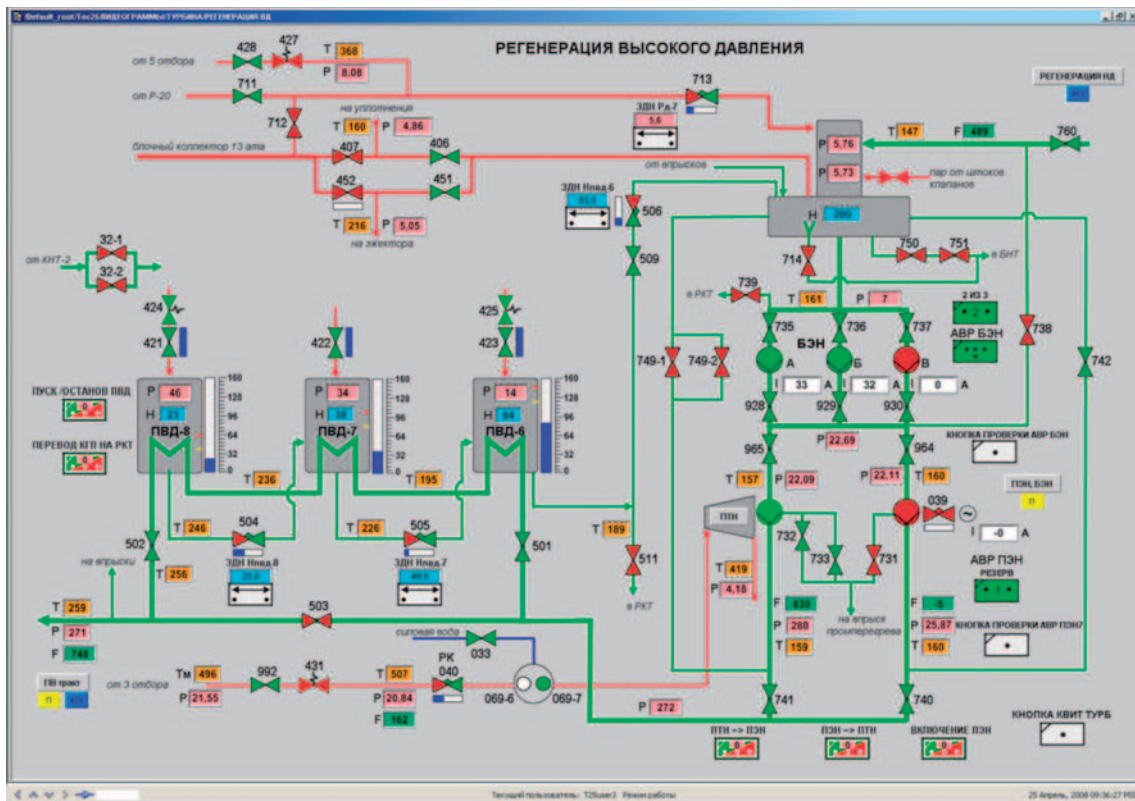


Рис. 2. Пример видеодиаграммы узлом регенерации высокого давления

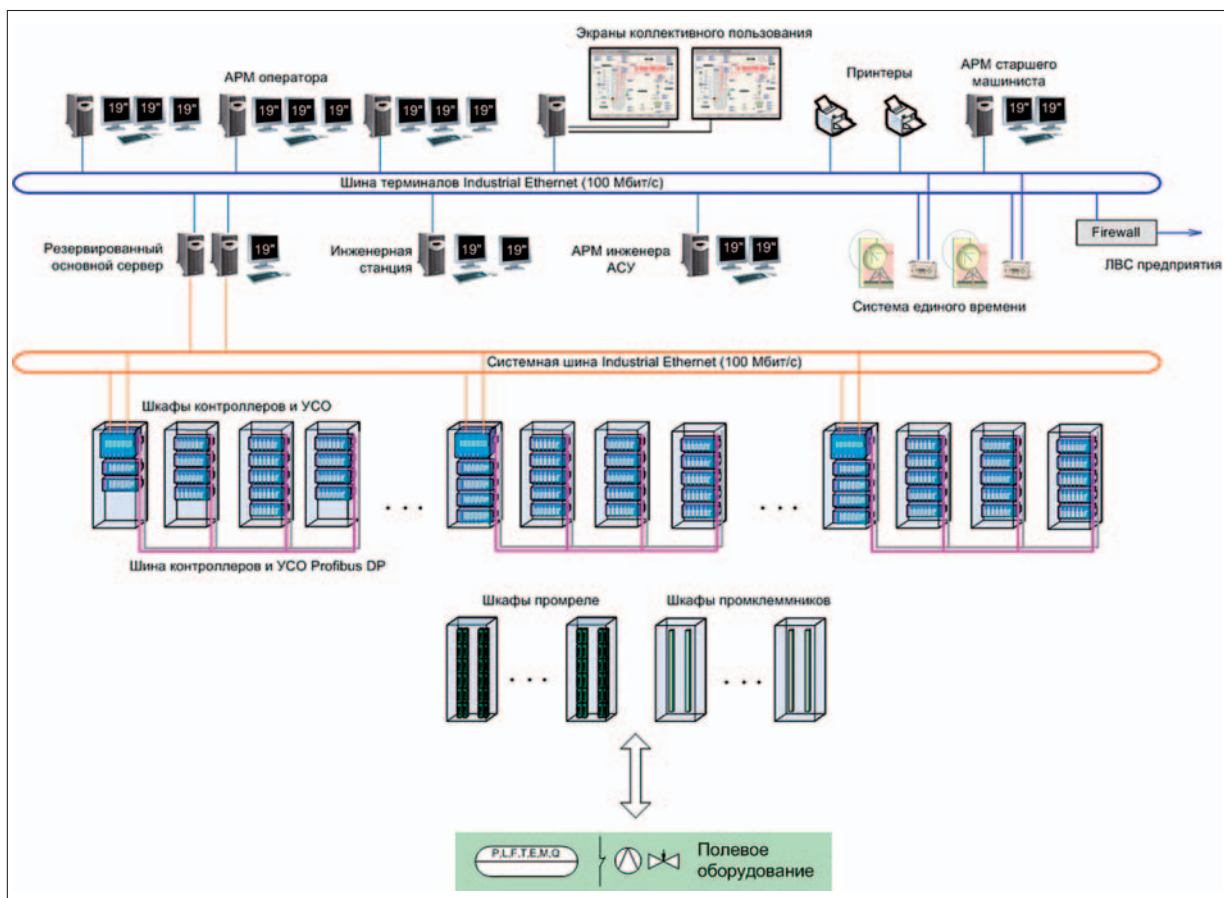


Рис. 3. Структурная схема ПТК АСУ ТП энергоблока:

УСО – устройство связи с объектом; ЛВС – локальная вычислительная сеть

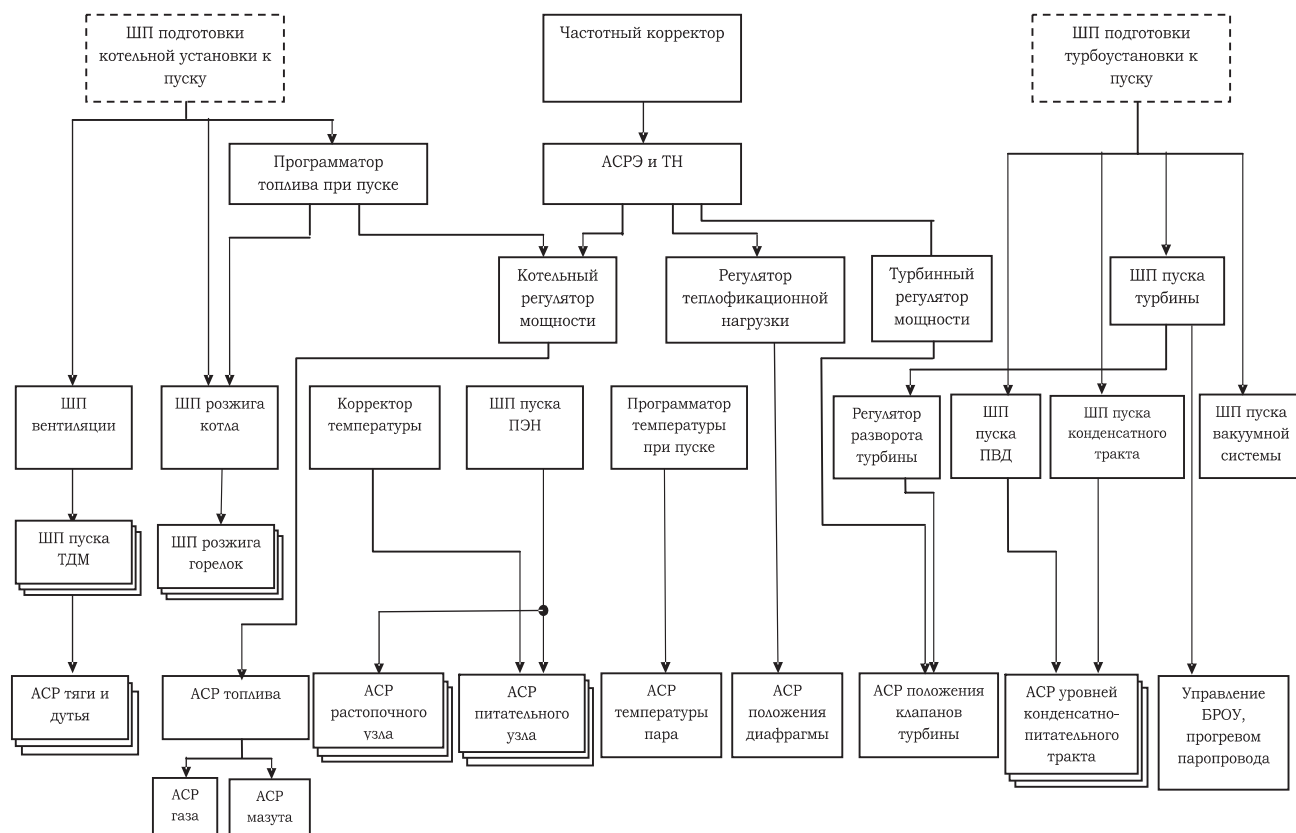


Рис. 4. Структурная схема основных алгоритмов управления:

ШП – шаговая программа; БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка; ТДМ – тягодутьевой механизм; АСРЭ и ТН – автоматизированная система регулирования электрической и теплофикационной нагрузок

вий оператора; в необходимых случаях накладки блокировок выполняются доступными для оператора, без ввода дополнительного пароля;

алгоритмы автоматизированной проверки АВР.

в части автоматического регулирования:

расширение объёмов автоматического регулирования режимных параметров;

видеограммы контроля состояния сложных автоматических систем регулирования (АСР);

автоматическую подстройку параметров и/или изменение структуры АСР с учётом режима оборудования;

специальные пусковые регуляторы и/или все-режимные АСР с автоматической подстройкой;

пусковые программаторы, формирующие задания для АСР с учётом нормативных графиков пуска и корректирующие их по фактическому режиму и ограничивающим факторам;

в части логического управления оборудованием:

программы шагового управления, выполняющие последовательность типовых операций при пуске или в процессе нормальной эксплуатации, в том числе в необходимых случаях – с возможностью пуска из любого начального состояния с автоматическим распознаванием режима оборудования, выбором начального шага и пропуском излишних шагов для данного состояния оборудования;

иерархическое построение взаимодействия логических автоматов, при котором “старшая” программа запускает “подчинённые” программы без участия оператора;

применение в необходимых случаях “подсказок” и “предупреждений” для оперативного персонала, а также запросов разрешений оператора на продолжение действий;

сложные отключаемые блокировки, выполняющие действия, которые невозможно или нецелесообразно алгоритмизировать в виде шаговой структуры.

Расширение границ автоматизации. В составе проектов АСУ ТП все функции управления, существовавшие до модернизации системы контроля и управления (СКУ), реализованы не только с отмеченными улучшениями, но и с существенным расширением объёмов и глубины автоматизации.

Так, в области автоматического регулирования выполнены:

автоматическая система регулирования тепловой нагрузки и электрической мощности, способная работать как в теплофикационном, так и в конденсационном режиме турбины (как уже указывалось, на практике теплофикационный режим на реконструированных блоках в настоящее время не применяется, но не исключается в будущем);

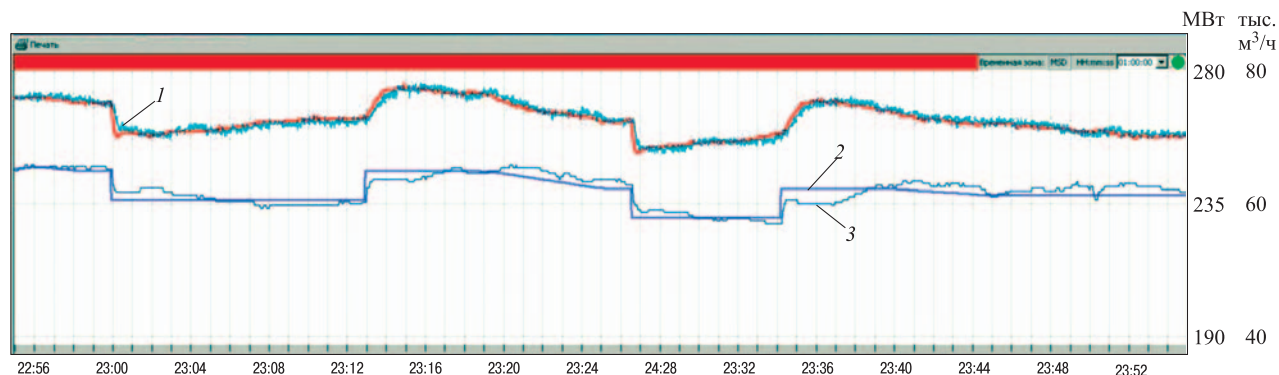


Рис. 5. Графики изменения параметров при имитации изменений частоты системы на фоне диспетчерского изменения нагрузки блока:

1 – задание и фактический расход топлива, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$; 2 – задание электрической нагрузки блока, МВт; 3 – фактическая мощность блока, МВт

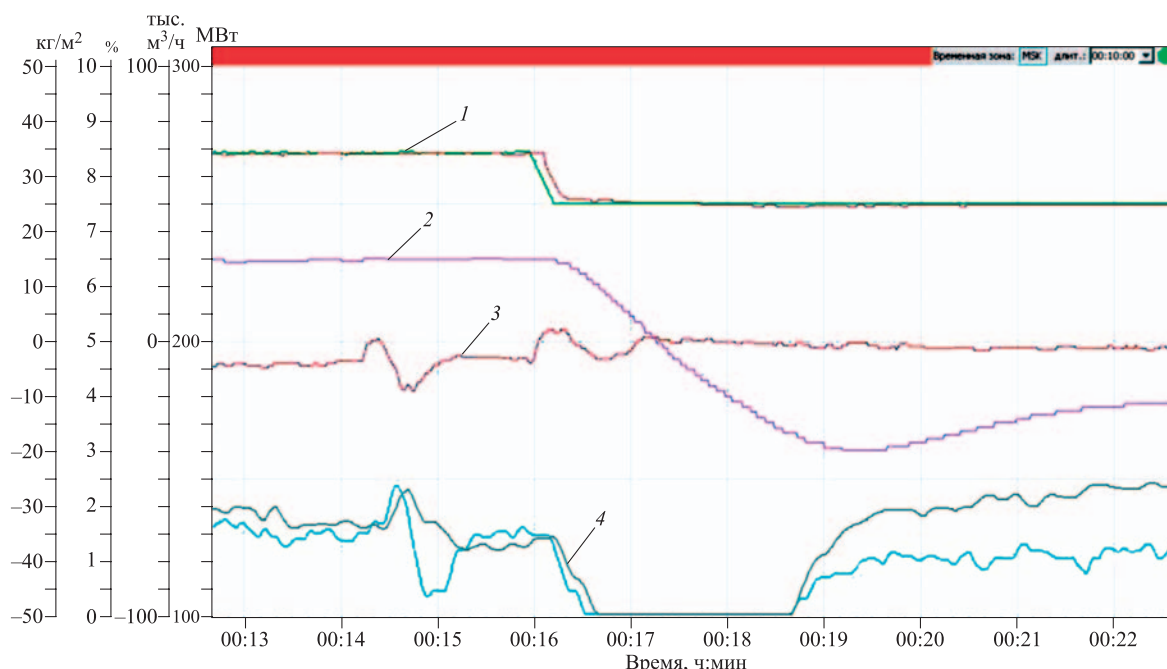


Рис. 6. Графики аварийной разгрузки блока при отключении дутьевого вентилятора 28/XI 2008г.:

1 – задание и фактический расход топлива, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$; 2 – электрическая нагрузка блока, МВт; 3 – величина разрежения в топке, $\text{кгс}/\text{м}^2$; 4 – содержание кислорода в уходящих газах (слева, справа), %

частотный корректор, обеспечивающий участие блока в общем первичном регулировании частоты. На рис. 5 показаны графики автоматического управления мощностью блока при имитации изменения частоты энергосистемы;

всережимный регулятор давления пара перед турбиной, обеспечивающий работу в режиме регулирования давления перед турбиной и в режиме скользящего давления, практикуемого на данных блоках;

автоматическая аварийная разгрузка блока по команде защит, действующих на снижение нагрузки (при отключении механизмов собственных нужд и в других случаях). Пример регистрации

процессов аварийной разгрузки блока при отключении дутьевого вентилятора показан на рис. 6;

регулятор разворота турбины при пуске с выходом на обороты холостого хода;

пусковые программаторы температуры первичного и вторичного пара, программатор топлива при пуске.

В числе автоматических программ шагового и логического управления выполнены:

разворот тягодутьевых машин и вентиляция топки;

включение ПЭН и установка растопочных расходов;

продувка и опрессовка газопроводов;

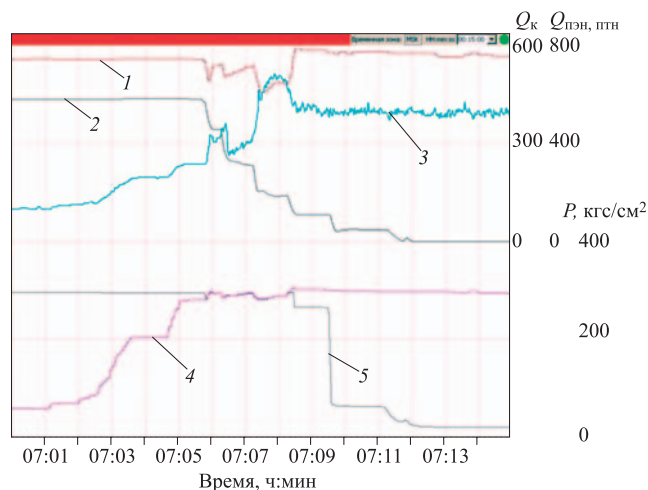


Рис. 7. Графики изменения параметров при автоматическом переходе с ПЭН на ПТН 17/XI 2008 г.:

1, 2, 3 – расход питательной воды к котлу, за ПЭН, за ПТН соответственно, т/ч; 4, 5 – давление питательной воды за ПТН и за ПЭН соответственно, кгс/см²

автоматический розжиг горелок и координирующая программа включения горелок котла;

разворот конденсатного тракта;

включение системы уплотнений турбины и набор вакуума;

прогрев главных паропроводов и пуска турбины до включения в сеть;

промывка фильтров шариковой очистки конденсатора;

включение/отключение ПВД по пару (обеспечивает допустимые скорости прогрева);

переход с ПЭН на ПТН и обратно;

проверка технологических защит;

проверка АВР насосов собственных нужд и др.

Пример графиков режима при работе программы автоматического перехода с ПЭН на ПТН приводится на рис. 7.

Итоги первичной наладки и освоения СКУ.

На момент написания данной статьи наладочные работы на всех блоках ещё продолжаются. За период наладочных работ удалось опробовать и включить в работу подавляющую часть АСР и программ автоматики, предусмотренных проектом. В ходе наладочных работ существенный вклад в совершенствование видеограммного обес-

печения и адаптацию алгоритмических решений к условиям эксплуатации конкретного оборудования внесён эксплуатационным персоналом. Реальный объём внедрения на разных блоках пока различается – это объясняется как разными сроками эксплуатации блоков после произведённой модернизации, так и особенностями их эксплуатации, различиями в приоритетах, выбираемых эксплуатационным персоналом, в техническом состоянии отдельных регулирующих органов и датчиков. Тем не менее на всех энергоблоках введён в работу весь объём основных авторегуляторов, налажена и введена в эксплуатацию большая часть шаговых программ, испытана работа регуляторов при аварийной разгрузке реальным отключением механизмов собственных нужд. Хотя и не на всех блоках, но опробованы и подтвердили свою работоспособность такие ответственные алгоритмы, как регулятор разворота турбины, переход с ПЭН на ПТН, пусковые программаторы температуры пара и топлива. Пока ни на одном из блоков не удалось опробовать программы автоматического прогрева паропроводов и пуска турбины, перехода с ПТН на ПЭН и некоторые другие.

Выводы

1. Получен положительный опыт автоматизации мощных теплофикационных блоков, определён и опробован на практике базовый объём авторегулирования и автоматики.

2. Выполненные работы по полномасштабной автоматизации энергоблоков с турбинами Т-250 могут быть приняты за базовые варианты проектов реконструкции СКУ подобных блоков.

Список литературы

1. Свидерский А. Г., Херпель Х. Новые технические средства для объектов энергетики. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
2. Биленко В. А. Функциональные возможности современных АСУ ТП ТЭС и новый уровень автоматизации. – Электрические станции, 2004, № 1.
3. Модернизация АСУ ТП энергоблоков 800 МВт Березовской ГРЭС-1 / Белый В. В., Киселев Ю. А., Савостьянов В. А. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.
4. Автоматизация пусков энергоблоков с прямоточными котлами / Гальперина А. И, Грехов Л. Л., Крылов В. Ю., Михин А. В. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.