

Опыт разработки и внедрения АСУ ТП ПГУ-325 Ивановской ГРЭС

Биленко В. А., канд. техн. наук, **Черномзав И. З.**, канд. техн. наук, **Артанов С. В.**, **Еканин А. Г.**, **Ермолаев В. В.**, **Мухаррямов Р. В.**, **Пережогина А. А.**, **Соловьев М. Ю.**, **Спринчан В. П.**

- ЗАО “Интеравтоматика”
- Филиал “Ивановские ПГУ” ОАО “ИНТЕР РАО ЕЭС”

Рассмотрена технологическая схема ПГУ-325 с позиции автоматического управления. Описаны принципиальные решения по структуре АСУ ТП ПГУ-325 и особенности управления основным оборудованием. Приведены результаты испытаний и нормальных эксплуатационных режимов ПГУ-325.

Ключевые слова: ПГУ, АСУ ТП, программно-технический комплекс ТПТС51, алгоритмы управления.

В 2007 – 2008 гг. был осуществлён ввод в эксплуатацию энергоблока ПГУ-325 Ивановской ГРЭС – первой парогазовой установки с высокотемпературной газовой турбиной ГТ-110 отечественного производства. Для ЗАО “Интеравтоматика” данная работа имела ряд принципиальных особенностей.

Во-первых, ЗАО “Интеравтоматика” было разработчиком и поставщиком АСУ ТП испытательного стенда ГТЭ-110 Ивановской ГРЭС и одним из основных участников испытаний ГТЭ-110, выполненных на этой станции в 2001 – 2002 гг. [1, 2]. В рамках настоящей работы стояла задача усовершенствования АСУ ТП ГТЭ-110 для обеспечения возможности её работы в составе ПГУ.

Во-вторых, несмотря на то, что ЗАО “Интеравтоматика” являлось разработчиком и поставщиком АСУ ТП большинства российских ПГУ (ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга и Калининградской ТЭЦ-2, ПГУ-39 Сочинской ТЭЦ), нам впервые представилась возможность осуществить разработку и поставку АСУ ТП всего энергоблока, включая локальные системы автоматического управления (САУ) газовых турбин и электронную часть системы регулирования (ЭЧСР) паровой турбины. Таким образом, Ивановская ГРЭС оказалась первым российским объектом, в котором вся АСУ ТП реализована на базе единого программно-технического комплекса (ПТК) – TELEPERM XP-R (ТПТС51 – ОМ650) [3].

В-третьих, к этому времени ПТК ТПТС51 был существенно модернизирован за счёт замены шины CS275 [3], ранее используемой в качестве системной, современной EN-шиной семейства Ethernet с производительностью 100 Мб/с. Так как речь шла о новой ГРЭС, в которой совместно с АСУ ТП первого энергоблока должна была вводиться в работу АСУ ТП общестанционного оборудования (как электротехнического, так и тепло-

механического), появилась возможность принципиально по-новому, без использования каких-либо шинных соединителей, организовать обмен информацией между блочным и общестанционным уровнями АСУ ТП. Таким образом, благодаря использованию новой шины была построена единая система, в которой на каждом рабочем месте доступна любая информация и возможны (при наличии соответствующих прав) любые управляющие воздействия.

Краткое описание автоматизируемого оборудования первого пускового комплекса ПГУ Ивановской ГРЭС. В состав первого пускового комплекса входят собственно энергоблок ПГУ-325 и общестанционное тепломеханическое и электротехническое оборудование. ПГУ-325 является бинарной парогазовой установкой с двумя контурами давления пара, предназначенной для производства электроэнергии в базовом режиме работы. Основным и резервным топливом является природный газ, аварийным (при нарушении газоснабжения) – дизельное топливо.

В состав ПГУ-325 входят:

две газотурбинные установки типа ГТЭ-110 производства ОАО “НПО “Сатурн” с турбогенераторами типа ТЗФГ-110-2МУЗ производства завода “Электросила” – филиала ОАО “Силовые машины”;

два горизонтальных двухконтурных котла-утилизатора типа П-88 разработки ОАО “ИК “ЗИО-МАР” и производства ОАО “ЗиО-Подольск”;

конденсационная паротурбинная установка типа К-110-6,5 производства Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) – филиала ОАО “Силовые машины” с турбогенератором типа ТЗФП-110-2МУЗ производства “Электросилы”;

общеклочное тепломеханическое оборудование; электротехническое оборудование (блоки генератор – выключатель – трансформатор для каждой из трёх турбин и механизмы собственных нужд).

Технологическая особенность Ивановской ПГУ-325 заключается в том, что блок выполнен практически полностью на оборудовании российского производства.

Наряду с энергоблоком ПГУ-325, в состав первого пускового комплекса ПГУ Ивановской ГРЭС входит общестанционное оборудование различного назначения. Это, во-первых, электротехническое оборудование КРУЭ 110 кВ и собственных нужд общестанционных установок; во-вторых, оборудование химического цеха, включающее в себя предочистку, расположенную в существующем здании склада реагентов, и находящуюся в главном корпусе водоподготовительную установку (ВПУ); в-третьих, пункт подготовки газа (ППГ), хозяйство дизельного топлива (ХДТ), циркуляционная насосная станция (ЦНС2). Последняя группа установок “разбросана” по территории станции на достаточном удалении от главного корпуса.

Каждая ГТУ мощностью 110 МВт оснащена комплексным воздухоочистительным устройством (КВОУ). Продукты сгорания из каждой ГТУ поступают в свой котёл-утилизатор (КУ), где охлаждаются, проходя последовательно пароперегреватель высокого давления (ППВД), испаритель высокого давления (ИВД), экономайзер высокого давления (ЭВД), пароперегреватель низкого давления (ППНД), испаритель низкого давления (ИНД) и газовый подогреватель конденсата (ГПК). После котла-утилизатора пар поступает в паровую турбину. Паровая турбина типа К-110-6,5 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД и ЦНД, и рассчитана на работу по системе двух давлений пара.

Газотурбинная установка в ПГУ утилизационного типа является активным элементом, задающим режим работы котлов-утилизаторов и паровой турбины (ПТ). При изменении режима работы ГТУ, т.е. при изменении расхода газов и их температуры, устанавливается новый совместный режим работы КУ и паровой турбины, электрическая мощность которой соответствует новым значениям нагрузок ГТУ.

Важной особенностью газовых турбин и, следовательно, ПГУ в целом является зависимость их экономичности от температуры газов на входе в турбину. Это определяет необходимость строгого поддержания номинальной температуры газов.

Рабочим диапазоном нагрузок газовых турбин, работающих в составе ПГУ, является такой диапазон, внутри которого сохраняется необходимая для нормальной работы котла-утилизатора и паровой турбины температура газов. Поддержание заданной температуры газов обеспечивается совместным изменением расхода топлива и угла поворота входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора, определяющего расход воздуха в камеру сгорания. Нижняя граница рабочего диапазона на-

грузок ГТУ определяется моментом достижения номинальной температуры газов за турбиной при закрытом ВНА. Для ГТЭ-110 нижняя граница рабочего диапазона нагрузок при расчётных внешних условиях составляет примерно 60 МВт.

Параметрами нормального режима работы ПГУ-325 в составе полублока/блока являются температура газов за ГТУ, равная 517°C, и расход газа за ГТУ, зависящий от мощности ГТУ, при этом температура пара на выходе из КУ составляет около 490°C. Снижение температуры газов на выходе ГТУ ниже уставки нормальной работы ведёт к понижению температуры пара на входе в паровую турбину, для которой существует защита по понижению температуры пара ниже 440°C. Поэтому может быть допущено только незначительное по сравнению с нижней границей рабочего диапазона уменьшение нагрузки газовой турбины: дальнейшее снижение нагрузки недопустимо ни при участии в первичном регулировании частоты, ни при противоаварийных разгрузках. Границы рабочего диапазона нагрузок для ПГУ существенно зависят от температуры окружающей среды: при повышении температуры граничные значения диапазона нагрузок снижаются, а при понижении температуры увеличиваются (при этом соответствующие им температуры газов на выходе ГТУ и пара на входе в ПТ снижаются).

Кроме того, жёсткие температурные условия ограничивают скорость изменения нагрузки газовых турбин, которая должна обеспечиваться синхронным изменением положения регулирующих клапанов ГТУ и ВНА. Однако, если скорость перемещения топливных клапанов может быть достаточно высокой, то ВНА компрессоров газовых турбин управляются электродвигателем с постоянной скоростью. Поэтому для ГТУ обычно предусмотрено ограничение скорости изменения нагрузки, для ГТЭ-110 до 7 МВт/мин. В целом для ПГУ-325 скорость изменения нагрузки ограничивается примерно 20 МВт/мин при работе с двумя ГТУ и примерно 10 МВт/мин при работе в режиме полублока.

На режимы работы ПГУ-325 существенное влияние оказывают особенности конструкции ГТЭ-110, что во многом определяет отличие организации процессов пуска и останова ГТЭ-110 и ПГУ-325 в целом от широко используемых сейчас на российском рынке ПГУ-450 с газовой турбиной ГТ-160.

Камера сгорания (КС) ГТЭ-110 состоит из двух зон: пилотной и центральной. Выход на холостой ход и набор нагрузки до 15 – 20 МВт выполняется с помощью регулирующего клапана пилотной зоны, дальнейшее нагружение требует подключения центральной зоны. Начальная подача топлива в канал центральной зоны для обеспечения устойчивого горения происходит скачкообразно. Это не позволяет плавно изменять нагрузку газовой тур-

бины в диапазоне 15 – 50 МВт, что сказывается на режимах работы котла-утилизатора и ПТ. Для снижения скачка температуры газов с целью уменьшения термических напряжений КС подключение центральной зоны выполняется при открытых ВНА компрессора. Прирост мощности после подключения центральной зоны составляет около 30 МВт [2].

Скачкообразное изменение нагрузки ГТУ в момент подключения центральной зоны (при наборе нагрузки) или её отключения (при разгрузке ГТУ) является, безусловно, серьёзным возмущением для КУ и требует обеспечения высокого качества его отработки основными регуляторами КУ: уровня в барабанах ВД и НД, быстродействующей редукционно-охладительной установки (БРОУ) ВД и быстродействующей редукционной установки (БРУ) НД.

Таким образом, в отличие от ГТ-160, пуск и нагружение которой вплоть до достижения номинальной температуры газов за турбиной производятся при закрытом ВНА, для ГТЭ-110 пуск, начальное нагружение на пилотной зоне, подключение центральной зоны и стабилизация режима горения в ней выполняются при полностью открытом ВНА [2]. После чего осуществляется закрытие ВНА, включается в работу регулятор температуры газов с воздействием на ВНА и принцип работы данного регулятора становится аналогичным ГТ-160, т.е. открытие ВНА начинается при достижении номинального значения температуры газов.

Структурная схема АСУ ТП первого пускового комплекса ПГУ Ивановской ГРЭС. АСУ ТП первого пускового комплекса ПГУ Ивановской ГРЭС (рис. 1) выполнена на базе ПТК TELEPERM XP-R [3]. Данный ПТК состоит из ряда автономных микропроцессорных систем автоматизации (СА) ТПТС51, которые компонуется по технологическим функциональным зонам (контроллерный уровень АСУ ТП), системы верхнего уровня OM650 и связывающих их между собой шин цифрового обмена.

Системы автоматизации представляют собой контроллеры так называемой децентрализованной структуры, в которой все прикладные функции контроля и управления реализуются в специализированных функциональных модулях [интеллектуальных устройствах связи с объектом (УСО)], объединённых внутренней шиной цифрового обмена, а центральные модули СА (ЕАС) служат для организации этого обмена и связи СА между собой и с верхним уровнем АСУ ТП. Каждая СА включает в себя один, полтора (для двух СА так называемая триада) или два шкафа ТПТС51. Система верхнего уровня OM650 обеспечивает весь объём функций оперативного контроля и управления, а также реализацию информационно-вычислительных задач. OM650 выполнена по клиент-серверной структу-

ре, которая включает в себя процессорные устройства PU, осуществляющие связь верхнего и нижнего уровней АСУ ТП, и серверное устройство SU, основной функцией которого является накопление и хранение архивной информации, а в качестве клиентов – операторские терминалы (ОТ). Все указанные элементы OM650 и инженерная станция объединены терминальной шиной.

Комплекс TELEPERM XP-R в течение долгого времени (начиная с внедрения в 1995 г. АСУ ТП котлоагрегата № 1 Новгородской ГРЭС) являлся основным комплексом, на базе которого реализовывались АСУ ТП разработки ЗАО “Интеравтоматика”, в том числе и на новых электростанциях с ПГУ-450 (Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга и Калининградской ТЭЦ-2). За прошедшее время сам ПТК постоянно совершенствовался как в аппаратной, так и в программно-алгоритмической частях. Это позволило существенно расширить его функциональные возможности по сравнению с “классическими” распределёнными микропроцессорными ПТК конца 80-х – начала 90-х годов прошлого века, как в части собственных характеристик, так и в возможностях связи с другими системами.

К решениям, нашедшим своё отражение в проекте АСУ ТП Ивановской ГРЭС и позволившим существенно улучшить её характеристики, следует отнести:

1. Расширение стандартного набора функциональных модулей ТПТС специализированными модулями повышенного быстродействия (совместная разработка ЗАО “Интеравтоматика” и российского производителя ТПТС51 Всероссийского научно-исследовательского института автоматики) [4]: расчёта частоты вращения, регулятора частоты вращения турбины, позиционирования её регулирующих клапанов, выполнения функций противоаварийной автоматики (ПАА). Это позволило охватить весь круг задач управления турбинами и впервые выполнить АСУ ТП паровых и газовых турбин, как и остальную часть АСУ ТП энергоблока, полностью на базе ТПТС51.

2. Замену ранее применяемой системной шины CS275 на новую EN-шину с производительностью цифрового обмена 100 Мб/с, что позволило объединить блочный и общестанционный уровень АСУ ТП без использования промежуточных звеньев. Такое решение не только значительно упрощает обмен между системами, но и позволяет контролировать технологический процесс и управлять оборудованием, как блочным, так и станционным, с любой операторской станции.

3. Использование WEB-сервера в качестве механизма увеличения операторских терминалов, выполненных в виде WEB-клиентов, что позволило существенно расширить возможности мониторинга и управления технологическим процессом. WEB-технология позволяет разместить дополни-

тельные терминалы практически в любом, даже удалённом, месте технологического объекта. При этом они выполняют все функции операторских терминалов, что в свою очередь обеспечивает однородность видеoinформации для операторов, а мультимедийная шина играет роль цифрового “автобана” для всех дополнительных WEB-клиентов. Реализация данной технологии представлена на структурной схеме АСУ ТП блока (рис. 1).

4. Использование OPC-технологии для обеспечения связи ОМ650 с внешними системами, имеющими OPC-клиентскую часть.

5. Осуществление эффективной связи через специальное шлюзовое устройство Gateway CM104 с локальными АСУ ТП на базе ПТК SIMATIC S7, что особо удобно для удалённых автономных технологических установок, требующих использования локальных постов управления.

6. Разработку компактного варианта ТПТС51 – ТПТС55, совмещающего в одном шкафу с каркасами СА релейные блоки, клеммные сборки и устройства питания. Это целесообразно для удалённых установок, технологически, а следовательно, и функционально тесно связанных с базовой частью АСУ ТП.

Реализованная с использованием перечисленных решений структура АСУ ТП первого пускового комплекса ПГУ-325 Ивановской ГРЭС (рис. 1) имеет ряд новых качеств по сравнению с ранее внедрёнными АСУ ТП аналогичных пусковых комплексов Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга [5] и Калининградской ТЭЦ-2. Основным достоинством данной структуры является достигнутая взаимосвязь АСУ ТП блочного и общестанционного уровней за счёт доступности необходимой информации и выполнения с требуемыми динамическими характеристиками функций оперативного управления на всех рабочих местах оперативного и эксплуатационного персонала вне зависимости от функционально-технологической принадлежности автоматизированного оборудования и его территориального размещения.

Иерархически структура АСУ ТП представлена на разделённой на четыре уровня: контроллерный уровень (уровень СА) и три условно выделенных уровня единой верхней системы оперативного управления, обработки и накопления информации. Деление верхней системы определяется тремя “горизонтальными” шинами: системной и терминальной шинами Ethernet и мультимедийной шиной верхнего уровня, связывающей WEB-серверы с WEB-клиентами. Для мультимедийной и терминальной шин в будущем предполагается связь с АСУ ТП энергоблока № 2 (также ПГУ-325), ввод в эксплуатацию которого планируется в конце 2009 г.

Контроллерный уровень АСУ ТП энергоблока состоит из 17 шкафов ТПТС51: по три для каждой ГТЭ-110, включая её генератор и комплексную во-

доочистительную установку (КВОУ); по два для каждого КУ; пять для паротурбинной установки, включая отдельный шкаф ЭЧСР; и два для генератора паротурбинной установки и электротехнического оборудования блока. Все шкафы ТПТС51 блочного уровня, а также связанные с ними релейные и кроссовые шкафы и шкафы электропитания ПТК установлены централизованно в неоперативном контуре блочного щита управления (БЩУ).

Решения контроллерного уровня АСУ ТП общестанционных систем более разнообразны как по аппаратной реализации, так и по территориальному размещению. АСУ ТП электротехнического оборудования полностью выполнена на базе ТПТС51 (четыре шкафа). Шкафы, относящиеся к этой АСУ ТП, включая релейные, кроссовые и шкафы питания, установлены в главном корпусе в неоперативном контуре центрального щита управления (ЦЩУ). Аналогичное решение принято и для контроллерного уровня ВПУ (три шкафа ТПТС51). Так же с использованием ТПТС, но уже его компактного варианта – ТПТС55 (один шкаф) выполнена автоматизация одной из наиболее удалённых технологических установок ЦНС2.

Все остальные расположенные вне главного корпуса установки: ППГ, ХДТ, предочистка – оснащены локальными АСУ ТП на базе ПТК SIMATIC PCS7 PS [3] с местными панелями управления, по одному шкафу на каждую систему. Для осуществления оперативного контроля и управления этими установками с основных рабочих мест оперативного персонала электростанции, архивации данных и других операций обеспечена интеграция данных локальных систем в АСУ ТП первого пускового комплекса через резервированный шлюз связи Gateway CM104, подключённый к системной шине.

Важной задачей АСУ ТП является сбор, обработка, хранение и представление информации от устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) производства НПП “Экра” и НТЦ “Механотроника”. Для этого установлен специальный сервер. Посредством OPC-технологии он получает данные с OPC-серверов РЗА, которые, в свою очередь, связаны с терминалами релейных защит и автоматики, объединёнными в локальную сеть. Доступ к информации РЗА возможен с представленного на рис. 1 автоматизированного рабочего места (АРМ) электрика на БЩУ.

Кроме того, также через OPC обеспечен обмен информацией с терминалом связи Ивановской ГРЭС с ОДУ.

АСУ ТП обеспечивает деятельность оперативного персонала трёх цехов: котлотурбинного цеха (КТЦ), электроцеха (ЭЦ) и химцеха (ХЦ). Рабочим местом персонала КТЦ является БЩУ. Здесь расположены автоматизированные рабочие места машинистов и начальника смены энергоблока, а также специальное АРМ оператора общестанционно-

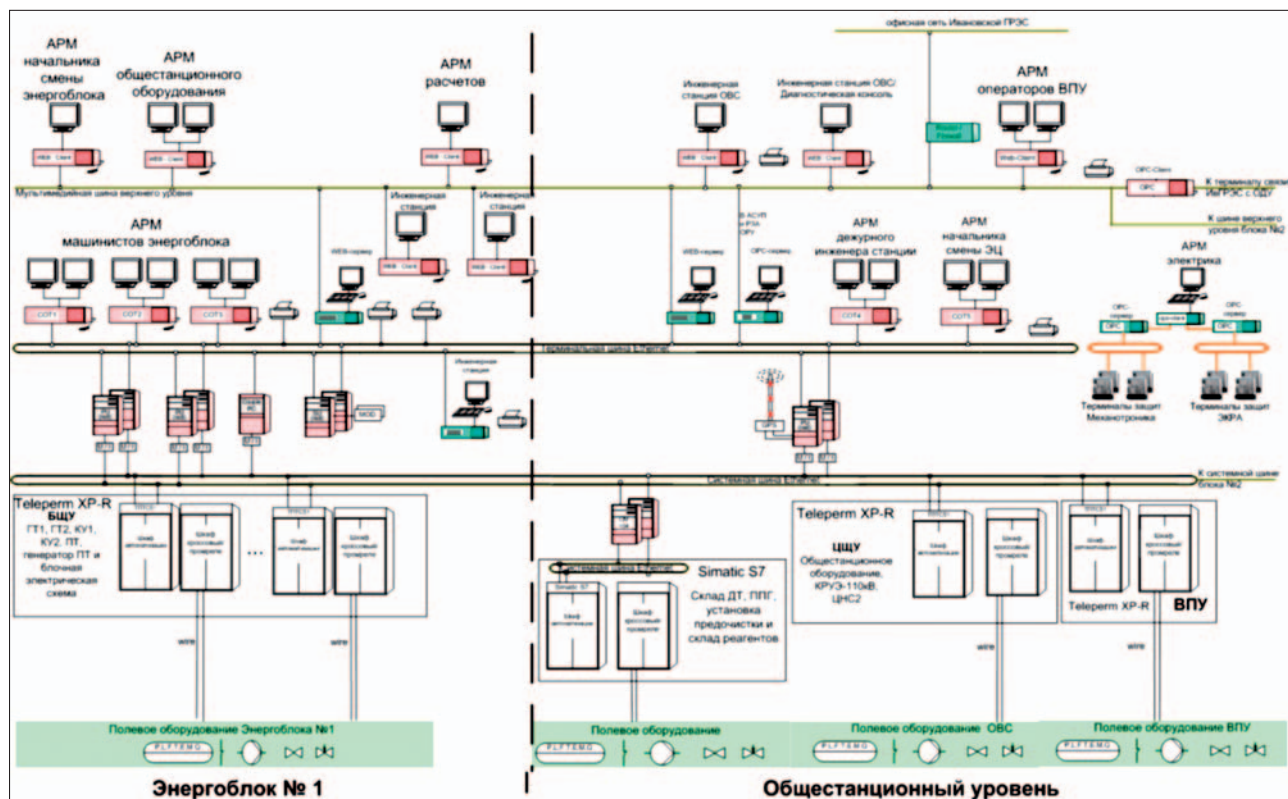


Рис. 1. Структурная схема АСУ ТП Ивановской ГРЭС:

ОВС – общестанционные вспомогательные системы

го оборудования, хотя с любого из этих рабочих мест имеется возможность выполнения предусмотренного соответствующими паролями функций контроля и управления тепломеханическим оборудованием как энергоблока, так и общестанционных установок (ППГ, ХДТ, ЦНС). Кроме того, на эти рабочие места передаётся вся необходимая информация по состоянию электротехнического и химико-технологического оборудования ГРЭС.

Основным рабочим местом оперативного контроля и управления электротехническим оборудованием ГРЭС является ЦЩУ, где расположено АРМ начальника смены ЭЦ. В то же время и на БЩУ предусмотрена возможность выполнения оперативным персоналом ЭЦ таких более присущих данному посту управления функций, как сборка и разборка электрической схемы блока, подготовка и выполнение синхронизации генератора с сетью и др. Необходимо отметить, что в отличие от традиционного энергоблока с одним генератором ПГУ подобной структуры с тремя генераторами имеет существенно больший относительный объём электротехнического оборудования и соответствующих функций контроля и управления на блочном уровне. Возможность исключения одновременного воздействия на одни и те же органы электротехнического оборудования с АРМ на ЦЩУ и БЩУ обеспечена системой паролей.

Автоматизированное рабочее место дежурного инженера станции содержит весь необходимый объём информации как по электротехническому (в объёме, близком АРМ начальника смены ЭЦ), так и по тепломеханическому (в основном обобщающие характеристики) оборудованию ГРЭС, достаточный для контроля и управления режимами работы станции и связи с энергосистемой. В дальнейшем, при вводе в эксплуатацию второго энергоблока ПГУ-325 с этого АРМ должны осуществляться распределение нагрузок между энергоблоками и контроль за работой общестанционного уровня системы автоматического регулирования частоты и мощности (САРЧМ).

Для управления оборудованием ХЦ, к которому кроме общестанционных установок предочистки и ВПУ относятся также средства химического контроля и дозирования химических реагентов на энергоблоке, наряду с уже упомянутой панелью управления на предочистке, предусмотрено АРМ оперативного персонала химического цеха в помещении щита управления ВПУ в главном корпусе. В дальнейшем, при вводе в эксплуатацию второго пускового комплекса, в рамках которого будет установлено дополнительное оборудование в помещении ВПУ, там же планируется размещение АРМ начальника смены химического цеха.

Важное значение имеет реализация инженерных средств для наладки и эксплуатации АСУ ТП.

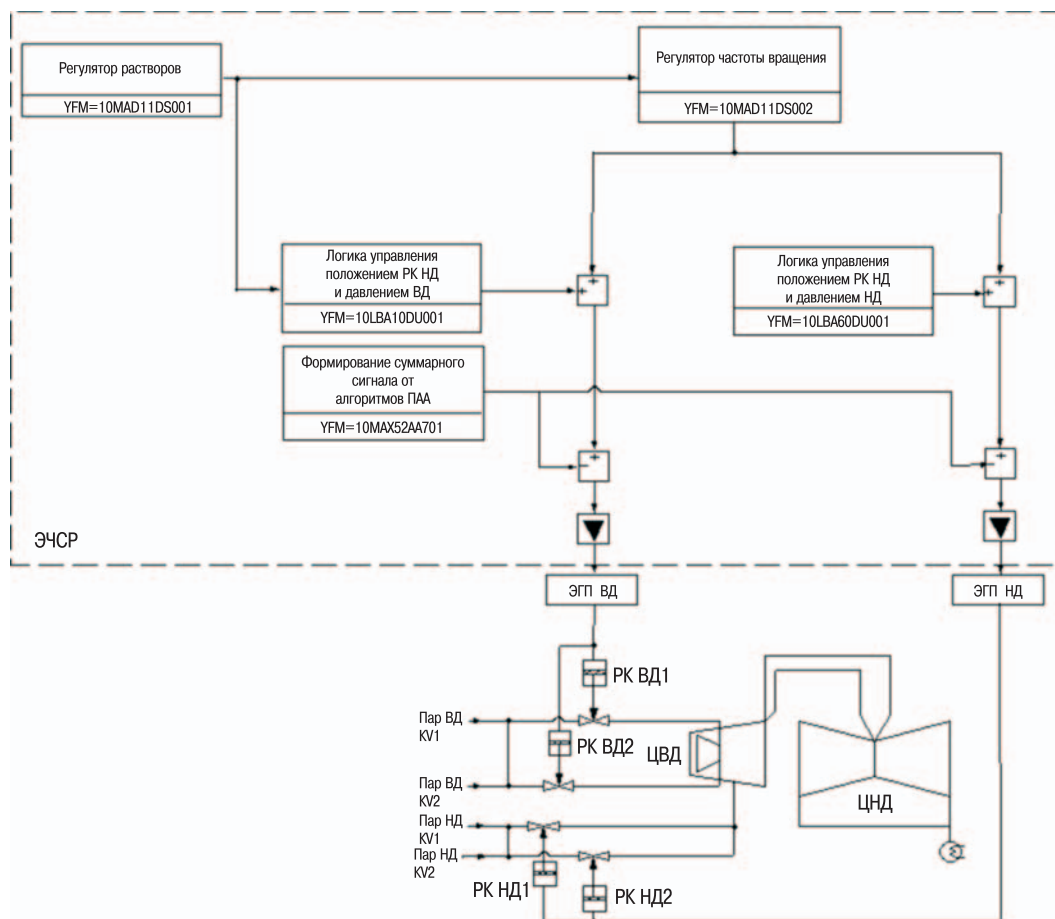


Рис. 2. Структурная схема САР паровой турбины К-110-6,5

В ПТК TELEPERM XP-R эту роль выполняет инженерная станция ES-680, содержащая единый проект верхнего и нижнего уровней АСУ ТП и средства для его наладки и усовершенствования. Здесь так же использована WEB-технология, позволяющая наряду с основной инженерной станцией – WEB-сервером – иметь ряд WEB-клиентов, расположенных на рабочих местах персонала цеха АСУ ТП в неоперативных контурах БЩУ и ЦЩУ.

И наконец, важной функцией современной АСУ ТП является обеспечение инженерного персонала ГРЭС информацией для решения постоперативных задач эксплуатации и обслуживания оборудования. С этой целью, так же с применением WEB-технологии, собранная в АСУ ТП информация передаётся в офисную сеть ГРЭС для использования на рабочих местах руководящего персонала станции, инженерного персонала цехов и служб. Для защиты АСУ ТП от возможного влияния внешних компьютерных сетей предусмотрено обычно применяемое для подобных задач фирмой “Siemens” специализированное устройство Firewall. Для расчёта оперативных технико-экономических показателей (ТЭП) на блочном уровне с целью предоставления текущих значений показателей экономичности оперативному персоналу на отдельном WEB-клиенте реализовано АРМ расчётов.

Особенности управления оборудованием ПГУ-325. ГТЭ-110 при работе в составе ПГУ-325. Для обеспечения работы газовой турбины ГТЭ-110 в составе ПГУ-325 по сравнению с её эксплуатацией в автономном режиме [1] в САУ ГТЭ-110 были предусмотрены:

- комплекс шаговых программ пуска ГТЭ-110 на газе и дизельном топливе с учётом совместной работы с КУ;

- регулятор температуры газов на выходе из газовой турбины с воздействием на ВНА компрессора с возможностью выбирать конечное значение температуры;

- шаговая программа автоматического подключения канала центральной зоны камеры сгорания при повышении электрической мощности ГТЭ-110 до заданного уровня;

- возможность запуска одной газовой турбины от тиристорного пускового устройства второй газовой турбины;

- возможность подхвата частоты вращения газовой турбины на выбеге при 50 – 200 об/мин с помощью ТПУ;

- воздействие на регулятор мощности газовой турбины от регулятора мощности блока с учётом обеспечения их совместной работы в режимах регулирования частоты сети;

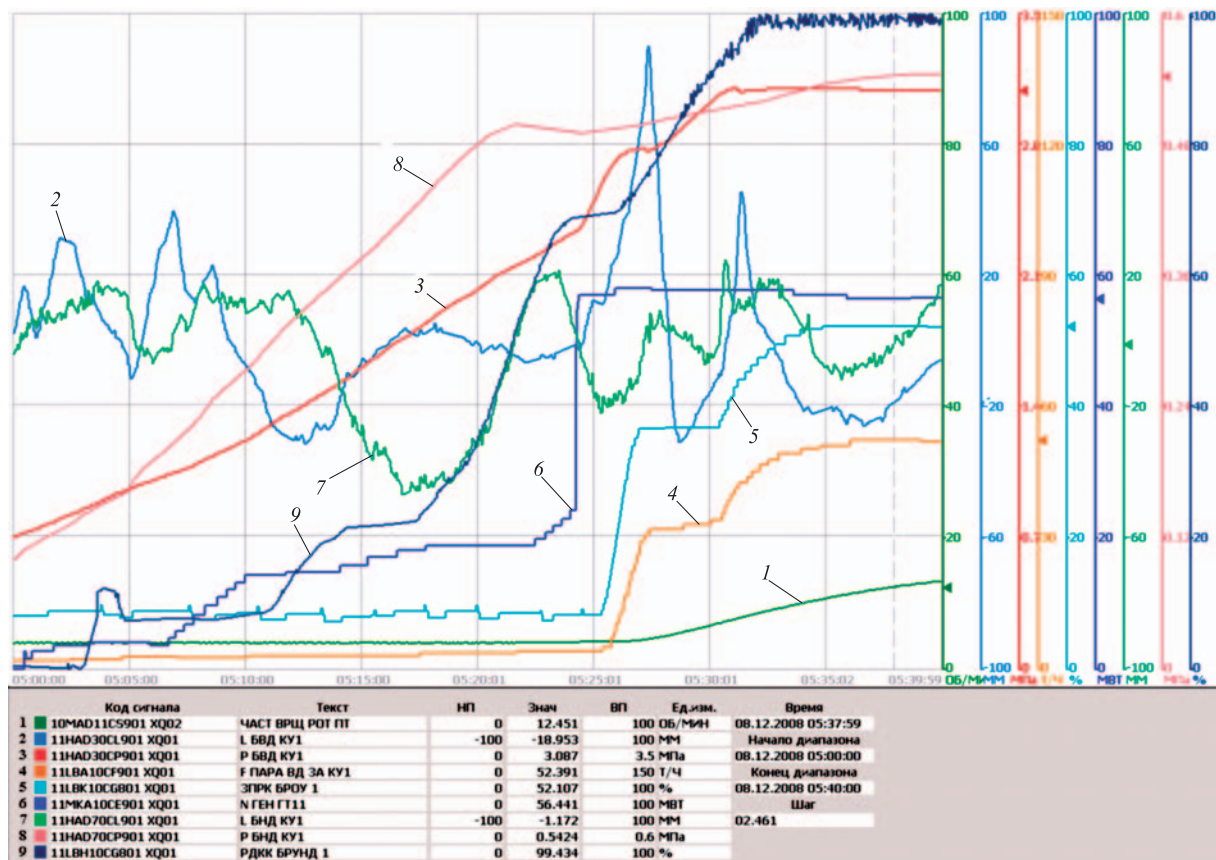


Рис. 3. Режим нагружения газовой турбины при пуске полублока

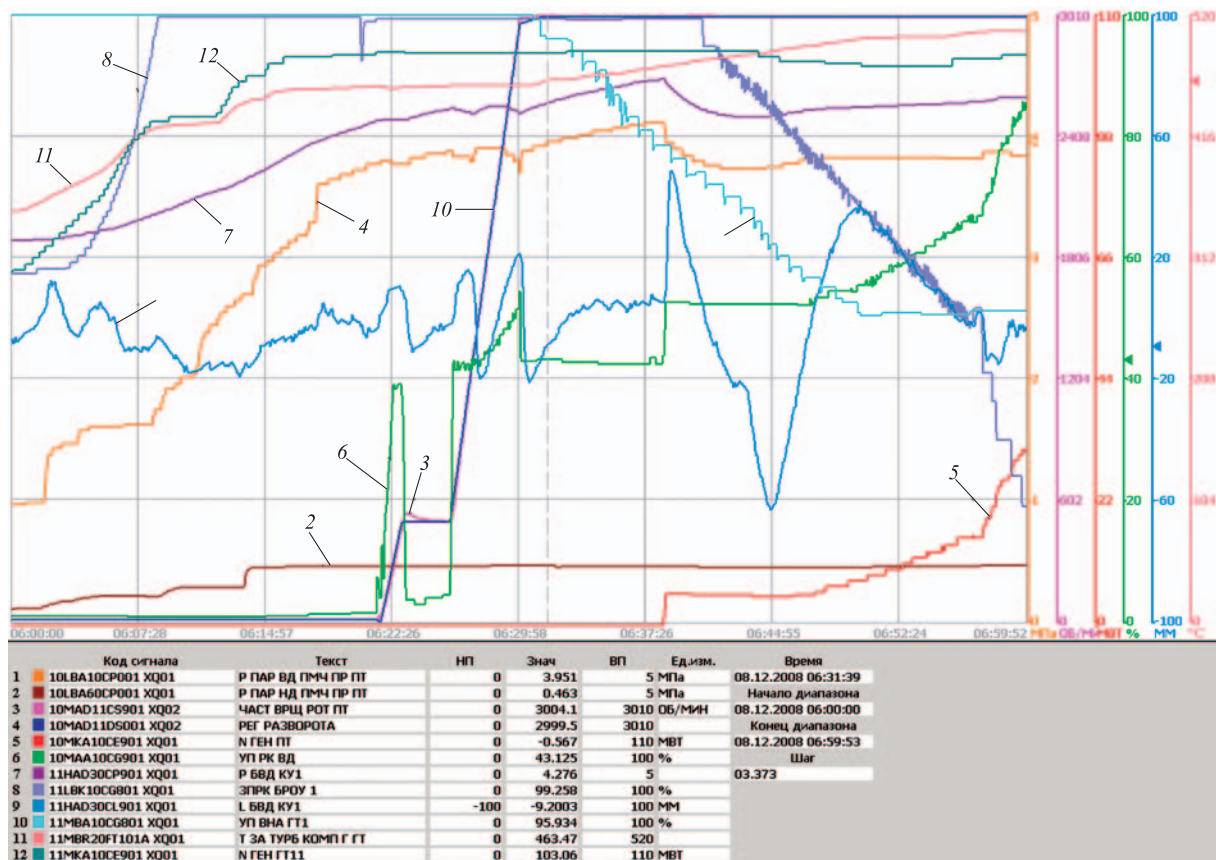


Рис. 4. Подключение паровой турбины

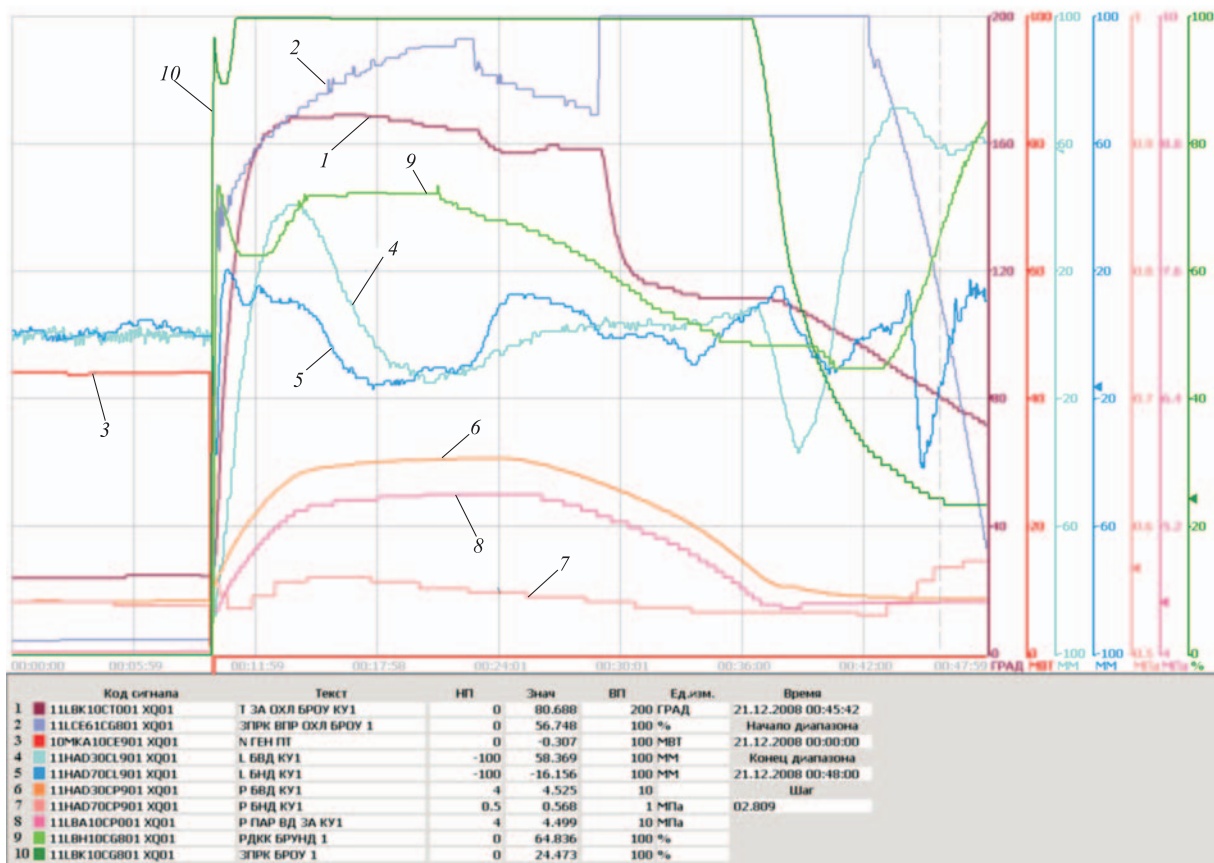


Рис. 5. Режим аварийного останова паровой турбины

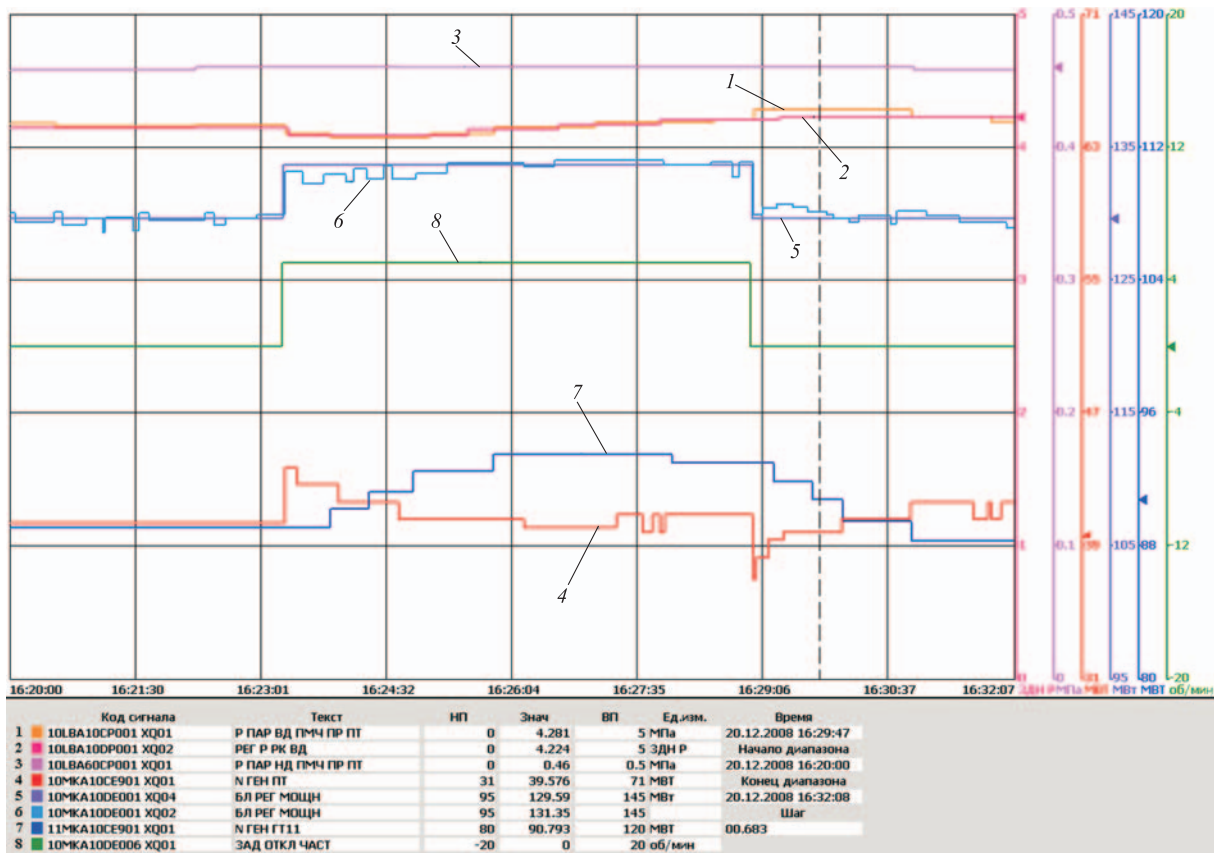


Рис. 6. Отработка возмущения по частоте вращения БКЧ

повышение надёжности работы защит газовой турбины за счёт увеличения количества датчиков контролируемых параметров и отказа от схемы защиты “один из одного”.

Котлы-утилизаторы. Особенностью ПГУ-325 является отсутствие в составе тепловой схемы общеплощного деаэратора, в отличие от предыдущих ПГУ с газовыми турбинами большой мощности, установленных на российских электростанциях (ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга и Калининградской ТЭЦ-2). Конденсат после каждого ГПК котла-утилизатора подаётся во встроенную в барабан низкого давления деаэрационную колонку, перед которой установлены регулирующие клапаны. Назначение этих регулирующих клапанов – поддерживать уровень в барабане низкого давления.

Установка деаэрационной колонки непосредственно на барабане низкого давления позволяет использовать для деаэрации собственный пар барабана, отказавшись от установки специального деаэрационного бака, и сокращает количество регулирующих органов и запорной арматуры. Деаэрационные колонки оборудованы саморегулирующимися распыливающими устройствами, что позволяет во всех режимах работы иметь на них относительно малое гидравлическое сопротивление (менее 0,1 МПа). Питательная вода после деаэрационной колонки сливается непосредственно в барабан низкого давления (БНД), из которого питательными электронасосами ВД (ПЭН ВД) – один рабочий, один резервный – направляется в водяной экономайзер ВД. Эта схема позволяет снизить солесодержание, не задействуя непрерывную продувку из БНД.

Таким образом, барабаны обоих котлов-утилизаторов, входящих в состав ПГУ-325, имеют отдельный подвод питательной воды, что позволяет существенно улучшить качество поддержания уровней в БНД и БВД, особенно при различных нагрузках газовых турбин. Индивидуальным воздействием на ПЭН ВД каждого КУ удаётся обеспечивать оптимальное значение перепада давлений на регулирующий питательный клапан (РПК) ВД во всём диапазоне режимов.

Для регулирования давления пара за КУ в режимах пуска, нормального и аварийного останова для каждого КУ установлены две БРОУ ВД с клапанами впрыска на линии сброса пара в конденсатор, а также две БРУ НД. Основными задачами регуляторов БРОУ ВД и БРУ НД являются:

поддержание заданной скорости подъёма давления пара перед главной паровой задвижкой (ГПЗ) высокого и низкого давления в соответствии с исходным тепловым состоянием оборудования в процессе пуска, включая режим набора нагрузки ГТУ с подключением центральной зоны камеры сгорания, сопровождающимся скачком нагрузки;

поддержание давления пара при пуске паровой турбины и при подключении второго котла-утилизатора к паровой турбине;

поддержание давления пара в режимах планового и аварийного останова паровой турбины и при аварийной разгрузке паровой турбины;

поддержание во всех указанных режимах заданной температуры пара на линии сброса пара от БРОУ ВД в конденсатор.

Система автоматического регулирования (САР) паровой турбины К-110-6,5 ЛМЗ. Паровая турбина К-110-6,5 снабжена электрогидравлической системой регулирования, структурная схема которой показана на рис. 2.

На ПГУ-325 впервые для парогазового блока САР паровой турбины поставлялась с электронным регулятором частоты вращения и отдельным по гидравлике управлением контурами ВД и НД через электрогидравлические преобразователи (ЭГП).

В системе регулирования ПТ управляющее давление в гидравлической части системы регулирования (ГЧСР) к РК ВД и РК НД создаётся отдельными ЭГП. Электронная часть системы регулирования построена таким образом, что контуры ВД и НД не влияют друг на друга. Токи управления ЭГП ВД и НД создаются отдельными специальными модулями [4] и с помощью резервированного усилителя подаются на свой ЭГП. Независимость функционирования РК ВД и РК НД подтверждена результатами испытаний [6].

На нормальных режимах работы электронный регулятор частоты вращения в отличие от гидравлического обеспечивает зону нечувствительности регулирования не хуже ± 10 мГц, возможность оперативной настройки как нечувствительности, так и статизма регулирования частоты.

Кроме того, наличие электронного регулятора частоты позволило подать воздействие от блочного корректора частоты в быстрый контур регулирования ЭЧСР ПТ. Это значительно улучшило динамические характеристики первичного регулирования частоты по сравнению с предыдущими испытаниями САРЧМ ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 [7], на которой САР ПТ снабжена гидравлическим регулятором частоты вращения.

Электрогидравлическая система с электронным регулятором частоты вращения и ЭГП, управляемыми ЭЧСР, показала высокую надёжность за счёт резервирования основных элементов, удобно при наладке и в процессе эксплуатации и сейчас применяется на всех паровых турбинах ЛМЗ вновь строящихся парогазовых блоков.

Результаты испытаний и нормальной эксплуатации АСУ ТП ПГУ-325. Первые пуски ПГУ-325 были осуществлены в начале 2007 г. Затем в течение достаточно длительного времени проводились технологические испытания и довод-

ка газовых турбин ГТЭ-110. Первые пуски ПГУ производились с ГТЭ-110 № 2, до этого момента эксплуатируемой на стенде. Затем были установлены штатные турбины энергоблока № 1: ГТЭ-110 № 3 и 4.

Вторая технологическая проблема была связана с необходимостью замены вначале установленных по проекту БРОУ ВД на более совершенную модель фирмы “ССТ”.

В течение всего периода испытаний алгоритмы управления АСУ ТП находились в работе и в случае технологических доработок корректировались.

В качестве примеров действия алгоритмов управления приведём результаты работы энергоблока в наиболее сложных переходных режимах:

нагрузки ГТ, включая процесс скачкообразного подключения центральной зоны камеры сгорания (рис. 3);

разворота паровой турбины из горячего состояния и её начального нагружения (рис. 4);

аварийного останова паровой турбины (рис. 5).

Все представленные режимы характеризуются значительными возмущениями. В первом случае – это подключение центральной зоны камеры сгорания ГТУ [8] с броском по мощности порядка 30 МВт, что в 1,5 раза выше исходного значения нагрузки. При развороте паровой турбины возмущения возникают из-за быстрого изменения положения РК ВД ПТ для поддержания частоты вращения ПТ на заданном уровне. Вносит заметное возмущение и скачкообразное взятие начальной нагрузки на ПТ, составляющее около 6 МВт. Безусловно, одним из наиболее тяжёлых режимов является аварийное отключение паровой турбины (в данном случае с нагрузки 44 МВт).

Соответственно отработка алгоритмами управления именно этих возмущений характеризует качество регулирования ПГУ. На приведённых графиках показаны изменения в рассматриваемых режимах наиболее ответственных параметров: давления пара, уровней в барабанах, частоты вращения турбины, электрической мощности и др.

При пуске полублока (рис. 3 и 4) давление пара в барабанах ВД и НД чётко выходило на установленное значение с заданной скоростью, несмотря на возмущения со стороны газовой и паровой турбин. При подключении генератора паровой турбины к сети функция поддержания давления пара переходит от регулятора БРОУ ВД к регулятору давления пара РК ВД с полным закрытием БРОУ так же без скачков давления пара. При аварийном останове ПТ (рис. 5) из-за большого возмущения (сброс нагрузки 44 МВт) давление пара ВД и НД выросло, несмотря на быстрое открытие БРОУ и БРУ, однако затем достаточно быстро вернулось на поддерживаемое до останова ПТ значение.

Уровни в барабанах ВД и НД при переходных режимах держались в диапазоне нормальных значений, не превышая уставки предупредительной

сигнализации. Все возмущения отрабатывались с достаточно хорошей динамикой.

В процессе разворота ПТ с помощью электронного регулятора частоты вращения текущая частота чётко следует за заданным значением, отклонение её при выходе на очередное задание минимально и составляет около 3 об/мин (при выходе на 3000 об/мин).

Также необходимо отметить хорошее поддержание температуры пара в линии сброса в конденсатор в режиме аварийного останова ПТ. Во многом этот результат обеспечен за счёт установки фирмой “ССТ” (поставщиком БРОУ) датчика расхода воды на впрыск и использования двух вариантов схем регулирования температуры пара:

для нормальных режимов – по температуре пара;

для аварийных режимов – по соотношению расчётного сигнала, характеризующего энтальпию пара, и расхода воды на впрыск.

На рис. 6 показан процесс испытания блочного регулятора мощности с блочным корректором частоты (БКЧ). Структурная схема блочного регулятора мощности аналогична структуре САРЧМ ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 [7], за исключением воздействия на паровую турбину. Возникающее отклонение оказывает влияние на РК ВД ПТ через динамическое звено, таким образом, в начальный момент времени возникший небаланс по мощности энергоблока компенсируется за счёт быстрого изменения мощности паровой турбины. При испытании был установлен статизм 6%, возмущение по частоте вращения вносилось с помощью имитатора отклонения частоты, которое составило $\Delta n = 5$ об/мин ($\Delta n = n_{здн} - n_{тек}$). Следовательно, мощность полублока ($N_{ном} = 150$ МВт) должна вырасти на 4 МВт, что и наблюдалось в представленном опыте: мощность полублока выросла со 130 до 134 МВт за 10 с.

Выводы

1. Впервые в России введён в эксплуатацию энергоблок ПГУ-325, основное оборудование которого произведено в России, включая газовые турбины ГТЭ-110.

2. Достигнут высокий уровень унификации средств построения ПТК АСУ ТП энергоблока и общестанционных систем, включая локальные САР паровой и газовых турбин. За счёт применения новых аппаратно-программных решений удалось обеспечить такую интеграцию АСУ ТП энергоблока и общестанционного электротехнического и тепломеханического оборудования, при которой на каждом рабочем месте доступна вся необходимая информация и возможно выполнение всех требуемых управляющих воздействий.

3. Разработанные и введенные в эксплуатацию алгоритмы управления обеспечивают нормальную эксплуатацию всех систем энергоблока и общестанционного уровня во всех режимах работы.

Список литературы

1. АСУ ТП испытательного стенда ГТЭ-110 / Копсов А. Я., Ливинский А. П., Лыско В. В. и др. – Электрические станции, 2003, № 7.
2. АСУ тепловыми процессами ГТЭ-110 – первой отечественной высокотемпературной газовой турбины большой мощности / Черномзав И. З., Жежеря Д. А., Мухаррямов Р. В. и др. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
3. Сви́дeрский А. Г., Херпель Х., Кишкин В. Л. Технические средства для автоматизации объектов энергетики. – Электрические станции, 2004, № 1.
4. Черномзав И. З., Нефёдов К. А. Совершенствование систем автоматического регулирования паровых турбин большой мощности. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
5. Основные решения по построению АСУ ТП Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга / Костюк Р. И., Биленко В. А., Уколов С. В. и др. – Электрические станции, 2004, № 1.
6. Электрогидравлическая система автоматического регулирования паровой турбины ЛМЗ для участия в нормированном первичном регулировании частоты и мощности / Лыско В. В., Черномзав И. З., Лисянский А. С. и др. – Электрические станции, 2009, № 3.
7. Биленко В. А., Маневская О. А., Меламед А. Д. Результаты испытаний системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2. – Теплоэнергетика, 2008, № 10.
8. Оптимизация режимов управления ГТЭ-110 при подключении центральной зоны камеры сгорания / Черномзав И. З., Мухаррямов Р. В., Пережогина А. А. и др. – Электрические станции, 2009, № 3.

Уважаемые читатели журнала «Электрические станции»!

Редакция журнала приступила к выпуску годовых сборников журнала на CD!

На экране своего компьютера Вы увидите электронную версию журнала, в точности соответствующую печатному оригиналу. Удобная система закладок, тематический указатель и рубрикатор позволят Вам быстро найти нужную информацию.

Годовой сборник журнала на CD – это САМЫЙ УДОБНЫЙ способ хранения информации!

Требования к операционной системе:
IBM-совместимый компьютер на базе процессора Pentium; Windows 98 и выше; 16 Мб RAM (рекомендуется 32 Мб); 20 Мб свободного места на жестком диске.



Заплатив 472 руб. (в том числе НДС и почтовые расходы), Вы уже сейчас можете приобрести годовые сборники журнала на CD, начиная с 2001 г.

Направьте в редакцию (по почте, факсу или E-mail) гарантийное письмо-заявку с указанием платежных реквизитов и точного почтового адреса. Вам будет выставлен счет, после оплаты которого мы вышлем в Ваш адрес CD.

Адрес редакции: 115280, Москва, 3-й Автозаводский проезд, 4, корп. 1
Тел/факс: (495) 234-74-17
E-mail: el-stantsii@rambler.ru