

Э.С. Зимнухов, руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

Современные газокompрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования

Значение комплексной газоподготовки и гарантированного топливоснабжения для обеспечения бесперебойной работы энергетических объектов показано на примере парогазового энергоблока ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3.

В белорусской энергосистеме Минская ТЭЦ-3 (филиал РУП «Минскэнерго») работает с 1951 г. На тот момент это был первый в Белоруссии опыт пуска энергооборудования высокого давления. МТЭЦ-3 входит в единый производственно-технологический комплекс

по производству, передаче и распределению тепловой и электрической энергии. Ее установленная мощность сегодня составляет 442 МВт по электричеству и 1632 Гкал/ч по теплу. Станция работает по тепловому графику нагрузок, обеспечивая тепло-

снабжение промышленного района г. Минска и его социальной сферы, включая часть центра города. Энергообъект имеет сложную тепловую схему, оборудование с различными параметрами пара и поперечными связями. Постоянная плановая модернизация и реконструкция оборудования поддерживают надежную и экономичную работу ТЭЦ.



Фото 1. Парогазовый энергоблок ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ПГУ-230

В 2009 г. в производственной жизни МТЭЦ-3 начался новый этап – в рамках реконструкции введена в эксплуатацию парогазовая установка (фото 1).

ПГУ-230 оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действует газотурбинная установка (ГТУ) производства Alstom – газовая турбина типа GT13E2 (рис. 1) с генератором 50WY21Z-095 номинальной мощностью 168 МВт. Примечательно, что на МТЭЦ-3 данная ГТУ обрела собственное имя – Гертруда.

GT13E2 обладает повышенным коэффициентом полезного действия (более 38 % в простом цикле и 55 % в комбинированном) и является одной из наиболее универсальных в своем классе. Турбина характеризуется беспрецедентной эксплуатационной гибкостью, надежностью конструкции и длительными межремонтными интервалами. Она также обеспечивает высокую производительность при частичных нагрузках (до 50 %) и имеет низкие выбросы NOx при работе в широком диапазоне температур. Оперативный запуск двигателя осуществляется менее чем за 15 мин. В настоящее время в мире функционирует более 190 турбин GT13E2, которые суммарно отработали 14 млн ч.



Рис. 1. Макет газовой турбины GT13E2

Кстати, это первая турбина GT13E2, установленная на территории СНГ. В России аналогичные агрегаты впервые ввели в эксплуатацию в 2014 г. на Новогорьковской ТЭЦ.

Из турбины отработавшие горячие газы (продукты сгорания топлива) попадают в двухконтурный котел-утилизатор типа HRSG/DP01.1 (SES ENERGY), вырабатывающий пар для вторичной генерации электроэнергии.

Полученный пар направляется в турбоустановку номинальной мощностью 65 МВт на базе паровой турбины Т-53/67-8,0 (АО «Уральский турбинный завод») и генератора ТФ-80-2У3 (ПАО «НПО «ЭЛСИБ»).

Таким образом, применяемые на парогазовой установке технологии обеспечивают комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования топлива и общую эффективность объекта. Электрическая мощность ПГУ-230 составляет 222 МВт, тепловая – 136 Гкал/ч, коэффициент полезного действия (КПД) энергоблока – 52,5 %. Основное и резервное топливо – природный газ.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Снабжение ПГУ топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу обеспечивает система газоподготовки, основу которой до недавнего времени составляла дожимная компрессорная станция (ДКС-1) производства VPT Kompressoren GmbH.

Проблема заключалась в работе ДКС-1 без резервирования, что вынуждало совмещать периоды обслуживания и ремонта генерирующего и технологического оборудования, а главное – создавало риск незапланированных остановов парогазового энергоблока. Поэтому на МТЭЦ-3 было принято решение модернизировать (расширить) систему газоподготовки.

22 марта с. г. на площадке ПГУ введена в эксплуатацию ДКС (фото 2), поставленная компанией «ЭНЕРГАЗ». Новая ДКС-2 выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора с электродвигателем в качестве привода (фото 3) и представляет собой



Фото 2. Новая дожимная компрессорная станция топливного газа от компании «ЭНЕРГАЗ»



Фото 3. Основа ДКС-2 – винтовой компрессор с электродвигателем

Данная ДКС – вторая по мощности среди 234 газодожимных компрессорных станций винтового типа, введенных компанией «ЭНЕРГАЗ» в эксплуатацию в электроэнергетике и на различных объектах нефтегазовой отрасли.

блочную-модульную технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме.

Станция размещается в собственном шумопоглощающем укрытии, оснащена системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям к безопасности модуль оборудован системами пожароборужения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Установка номинальной производительностью 38160 кг/ч компримирует топливо до необходимых расчетных значений (2,75 МПа) и подает его в газовую турбину ПГУ. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки турбины и контролируется при помощи специальной двухконтурной системы регулирования.

Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора (рис. 2))

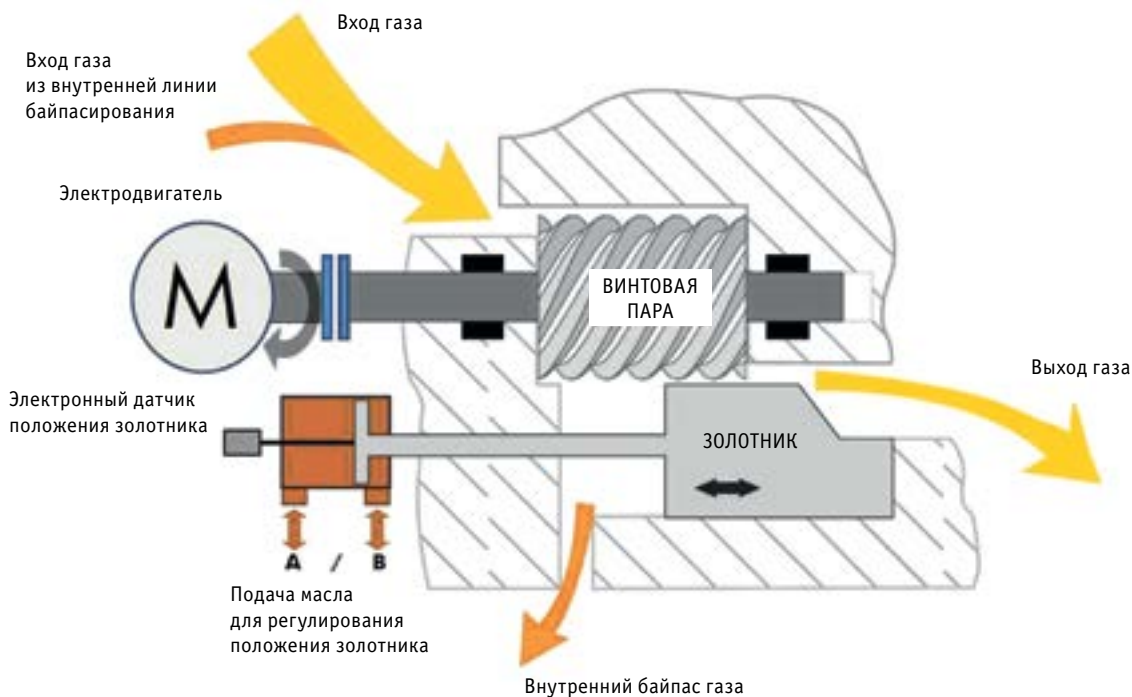


Рис. 2. Схема золотникового регулирования производительности ДКС

обеспечивает плавное, бесступенчатое регулирование расхода газа в диапазоне 15–100 %. Для контроля производительности в диапазоне 0–15 % первый контур комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженной турбины. Многоступенчатая система фильтрации топливного газа состоит из входного

стрейнера, газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки (фото 4а) и дуплексных коалесцирующих фильтров 2-й ступени (фото 4б). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppm (мг/кг).

Технологической схемой предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры топлива. Линия нагнетания компрессорной станции оснащена кожухотрубным теплообменным аппа-

ратом (фото 4в), который охлаждает рабочую среду и обеспечивает оптимальную температуру подачи газа (50 °С), установленную производителем турбины и проектными требованиями.

В состав нового оборудования также входит воздушная компрессорная станция (ВКС). Модульная ВКС собственных нужд, расположенная в отдельном блок-боксе, обеспечивает сжатым, сухим и чистым воздухом пневматические компоненты ДКС-2.



Фото 4. Элементы систем фильтрации и охлаждения газа: а) сепаратор 1-й ступени очистки; б) фильтр 2-й ступени; в) теплообменный аппарат

В маслосистеме ДКС-2 используется сложнотермостойкое синтетическое масло нового поколения ESTSYN, специально созданное для винтовых газодожимных установок. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективную эксплуатацию таких установок, увеличивает их надежность и срок службы.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДКС-2

Пуску газокompрессорной станции №2 предшествовали комплексные испытания под нагрузкой – в сопряжении с ГТУ Alstom. 72-часовое тестирование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины, в ходе испытаний ДКС-2 отработала штатно, без нареканий. Станция подтвердила основные проектные характеристики и достигла следующих гарантированных функциональных показателей:

- расход газа – 10,6 кг/с;
- номинальное давление нагнетания – 2,75 МПа;
- температура газового топлива на выходе ДКС – до 50 °С;
- диапазон регулирования объемной производительности – 0...100 %;
- вибросостояние газового компрессора – в соответствии с технической документацией изготовителя;
- уровень звукового давления на расстоянии 1 м от ДКС-2 – не более 80 дБА.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПГУ

Помимо расширения технологических возможностей системы подготовки топливного газа модернизирована схема газоснабжения ПГУ.

Особенность эксплуатации ДКС-1 и ДКС-2 состоит в том, что функционируют они попеременно, равномерно распределяя эксплуатационную нагрузку. При включении в работу одной установки вторая переходит в режим горячего резерва.

Их собственные системы автоматизированного управления (САУ):

- осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима эксплуатации;



Фото 5. Управление обеими ДКС осуществляется с верхнего уровня – из диспетчерской ПГУ



Фото 6. Комплексный ввод оборудования в эксплуатацию выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ»

- контролируют рабочие характеристики и загазованность в технологических отсеках ДКС;
- обеспечивают автоматические защиты и сигнализацию;
- обрабатывают параметры основных процессов и аварийных событий с выдачей информации на панель оператора по стандартному протоколу обмена. Чтобы качественно решить и эту задачу, «ЭНЕРГАЗ» оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ технологическими процессами объекта. Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора – АРМ) размещен в диспетчерской ПГУ (фото 5).

САУиР выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи. Управление с верхнего уровня осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Комплексный ввод ДКС-2, воздушной КС и САУиР (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и интегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа «ЭНЕРГАЗ») (фото 6).

Реализация проекта на основе современных газокompрессорных технологий повышает надежность топливоснабжения высокоэффективного парогазового энергоблока и обеспечивает бесперебойную эксплуатацию ПГУ-230 во всех режимах и при любых климатических условиях.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

000 «ЭНЕРГАЗ»
105082, РФ, г. Москва,
ул. Большая Почтовая, д. 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
E-mail: info@energas.ru
www.energas.ru