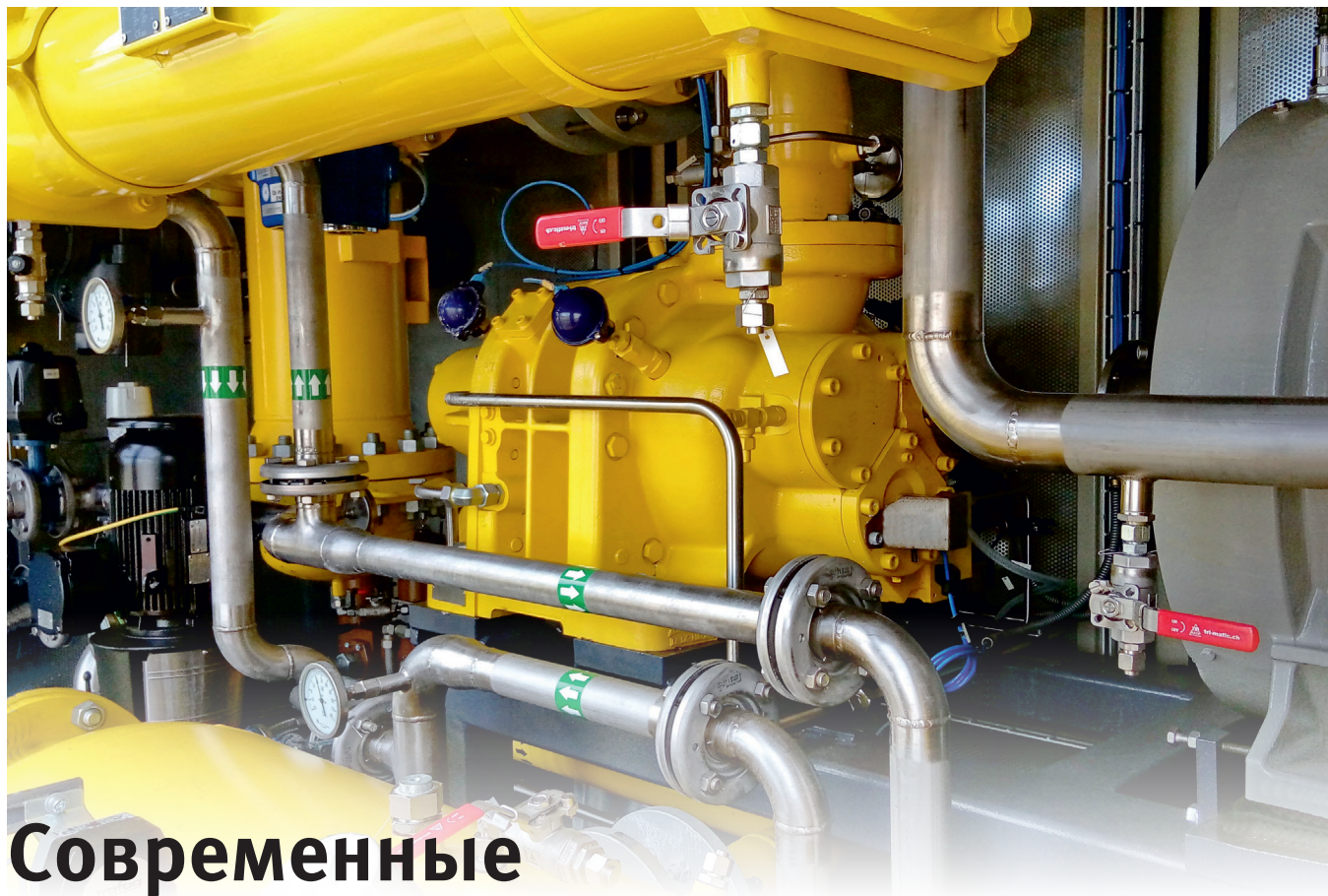




Современные газокompрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования



Зимнухов Эдуард Семенович
руководитель Департамента реализации
проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

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 года. На тот момент это был первый в Беларуси 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 1 632 Гкал/ч по теплу.

Станция работает по тепловому графику нагрузок, обеспечивая теплоснабжение 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 поддерживает надежную и экономичную работу ТЭЦ.

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ПГУ-230

В 2009 году 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 с генератором 50WY21Z-095 номинальной мощностью 168 МВт. Примечательно, что на МТЭЦ-3 данная ГТУ обрела имя собственное — Гертруда.

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



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

Рис 1. Макет газовой турбины GT13E2

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

Полученный пар направляется в турбоустановку номинальной мощностью 65 МВт на базе паровой турбины Т-53/67-8,0 (Уральский турбинный завод) и генератора ТФ-80-2УЗ (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, 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 производства VPT Kompressoren GmbH (ДКС-1).

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 этого года на площадке ПГУ введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (фото 2), поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Новая ДКС-2 выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора с электродвигателем в качестве привода (фото 3) и представляет собой блочно-модульную технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме.

Станция размещается в собственном шумопоглощающем укрытии, которое оснащено



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



Фото 2. Новая ДКС топливного газа от компании ЭНЕРГАЗ

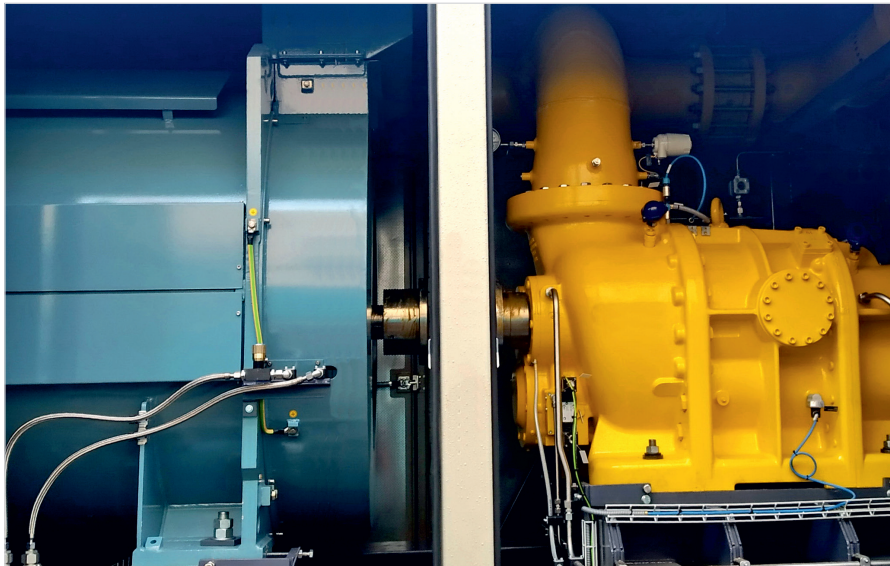


Фото 3. Основа ДКС-2 — винтовой компрессор с электродвигателем

системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям по безопасности модуль оборудован системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Данная ДКС — вторая по мощности среди всех 234 газодожимных компрессорных станций винтового типа, ранее введенных ЭНЕРГАЗом в электроэнергетике и на различных объектах нефтегазовой отрасли.

Установка номинальной производительностью 38 160 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) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование расхода газа в диапазоне 15...100 %. Для контроля производительности в нижнем 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 ppmw (мг/кг).

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

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

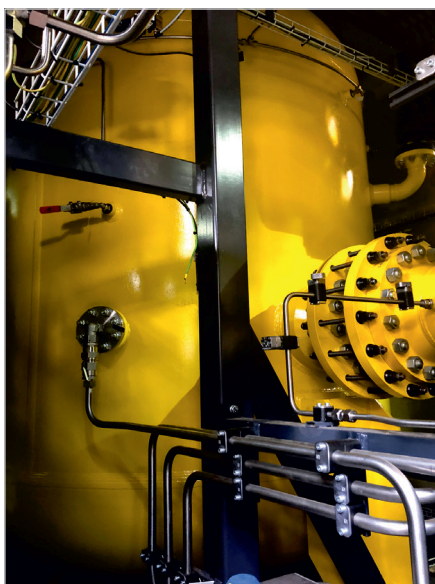
В маслосистеме ДКС-2 используется сложное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое специально создано для винтовых газодожимных установок. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективную эксплуатацию таких установок, увеличивает их надежность и срок службы.

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

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДКС-2

Пуску газодожимной станции № 2 предшествовали комплексные испытания под нагрузкой в сопряжении с ГТУ Alstom. 72-часовое опробование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины, в ходе тестирования ДКС-2 отработала штатно, без нареканий. Станция подтвердила основные проектные характеристики и достигла 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.



а



б



в

Фото 4. Элементы систем фильтрации и охлаждения газа:

а — сепаратор 1-й ступени очистки; б — фильтр 2-й ступени; в — теплообменный аппарат



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



Фото 6. Комплексный ввод оборудования выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ

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 САУ осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима эксплуатации; 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 выполнить 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 ТП 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).

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

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая,
55/59, стр. 1

Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energaz.ru
www.energaz.ru



Фото 7. Дожимные компрессорные станции на площадке газового хозяйства ПГУ-230