

При более сложных вариантах схем установок сохранен приведенный выше методический подход к расчетам с соответствующей корректировкой алгоритма. В заключение отметим, что контролировались так же материальные и тепловые балансы в узловых точках рассчитываемых схем.

Литература

1. Коротков В.А., Неуймин В.М., Балабанович В.К. и др. Возможные перспективы участия СП «Интертурбо» в техническом перевооружении и реконструкции тепловых электростанций России и Белоруси. Известия ВУЗов и энергетич. объединений СНГ. Энергетика. — 2002 г. — №2. — С.51–59.
2. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воздуха и продуктов сгорания топлив: Справочник. — 2-е изд. перераб. — М.: Энергоиздат. — 1984 г. — с.104.

УДК 621.181

ДВУХСТУПЕНЧАТОЕ СЖИГАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КОТЛАХ

Жихар И.Г.

*Белорусский национальный технический университет
Минск, Беларусь*

Двухступенчатое сжигание топлива является эффективным методом снижения выбросов оксидов азота. В энергетике двухступенчатое сжигание газа применяется в двух вариантах. Первый вариант двухступенчатого сжигания реализуется путем перераспределения дутьевого воздуха по ярусам горелок. В нижний ярус горелок подается богатая топливная смесь, а в верхний ярус — смесь с избытком дутьевого воздуха или дополнительного воздуха. Этот способ двухступенчатого сжигания получил название поярусного регулирования. Другой вариант двухступенчатого сжигания может быть реализован в специальных горелочных устройствах, в которых осуществляется перераспределением потоков топлива и воздуха с образованием на первой стадии либо бедной топливно-воздушной смеси с последующим добавлением необходимого количества топлива, либо богатой топливно-воздушной смеси и подводом на второй стадии воздуха для дожигания продуктов неполного сгорания первичной зоны горения.

При организации двухступенчатого сжигания топлива с позонной подачей на первой ступени осуществляется процесс горения с коэффициентом из-

бытка воздуха $\alpha < 1$, затем на некотором расстоянии от первой зоны горения подается остальное количество воздуха, необходимого для полного выгорания топлива. В этом случае существенно снижается выход оксидов азота. Для практической реализации двухступенчатого сжигания газа и мазута разработана новая газомазутная горелка (авторское свидетельство СССР № 964350).

Двухступенчатое сжигание газообразного топлива реализовано на котле ДКВР-10-13 при помощи специальных горелочных устройств. Испытания котла ДКВР-10-13 с новыми горелками проводилось при сжигании природного газа с теплотой сгорания $35,77 \text{ МДж/м}^3$. Диапазон изменения нагрузки составлял от 1,39 до 2,78 кг/с при этом температура уходящих газов увеличилась с 109°C до 130°C , а коэффициент избытка воздуха в уходящих газах снизился с 1,57 до 1,31. Изменение потери теплоты с уходящими газами в зависимости от нагрузки котла показывает, что с увеличением нагрузки с 1,39 до 2,78 кг/с она возрастает с 3,4 % до 4,3 %. В этом же диапазоне изменения нагрузки давление газа перед горелками увеличивается с 784 Па до 2940 Па, а давление первичного воздуха перед горелками возрастает с 196 Па до 588 Па.

При испытаниях котла определялась концентрация оксидов азота в уходящих газах с помощью прибора «Testo 33».

При использовании заводских горелок на котле при изменении нагрузки от 1,39 до 2,78 кг/с концентрация оксидов азота в уходящих газах изменялась от 142 мг/м^3 до 190 мг/м^3 .

При установке на котле новых горелок для двухступенчатого сжигания газа при тех же условиях концентрация оксидов азота в уходящих газах изменялась от 67 мг/м^3 до 90 мг/м^3 .

Следовательно, установка новых горелок на котле для двухступенчатого сжигания газа позволила снизить концентрацию оксидов азота в уходящих газах в 2,1 раза.

При изменении нагрузки с 1,39 до 2,78 кг/с КПД «брутто» котла увеличивается с 93,2 % до 94,0 %.

При использовании заводских горелок на котле при нагрузке 2,78 кг/с КПД котла «брутто» составлял 92,4 %. Таким образом, установка новых горелок для двухступенчатого сжигания газа на котле позволила увеличить КПД «брутто» котла на 1,6 %, что объясняется полным сжиганием газа (химический недожог отсутствует на всех нагрузках котла), уменьшением коэффициента избытка воздуха за счет более совершенного смешения газа и воздуха и уменьшения температуры уходящих газов. Длина факела в топке стала значительно короче. Факел не касается экранных труб, максимальная температура в факеле снизилась. За счет этого надежность и долговечность работы экранных труб увеличилась.

Результаты испытаний показали, что котел работает устойчиво во всем диапазоне изменения нагрузки, кроме того допускает длительную перегрузку котла по производительности до 4,17 кг/с.

УДК 621.181

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭС В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ

Карницкий Н.Б., Буров А.Л., Рус В.В.

*Белорусский национальный технический университет
Минск, Беларусь*

В современных условиях требуется пересмотр традиционных методов и средств управления надежностью. Особое внимание должно быть уделено экономической стороне проблемы и поиску средств повышения надежности в условиях перехода к рынку.

Технологический процесс на современных ТЭС имеет ряд особенностей, которые должны учитываться при обеспечении ее функционирования. В частности, к ним относятся: иерархическая структура; производство и отпуск нескольких видов продукции, потребляемых неравномерно; обеспечение работы ТЭС на частичных нагрузках при отказах оборудования; разнообразие технических средств обеспечения надежности; проведение регулярных планово-предупредительных ремонтов и техобслуживания.

Т.о. необходимый уровень надежности может быть обеспечен различными путями и средствами, требующими различных затрат. Теоретически существует оптимальный уровень надежности, и в принципе можно было бы говорить об экономических аспектах этой проблемы.

В условиях рынка величина норматива надежности требует корректировки в сторону ее увеличения. В странах с развитой рыночной экономикой этот норматив в настоящее время соответственно равен: США, Канада—0,9997; Италия, Ирландия—0,9995; Япония—0,9992.

Применительно к энергетике Республики Беларусь, входящей в состав СНГ, норматив надежности на уровне 2005 года должен составить 0,996–0,999, а к 2010 году возрасти до 0,9991. Следует учесть и тот факт, что к этому времени необходимо иметь резерв мощности на проведение капитальных и средних ремонтов в условиях старения оборудования до 60–70% от паркового ресурса.