



ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕОРУЖЕНИЕ

Экономическая целесообразность перевода промышленных котлов на технологию сжигания топлива с рассредоточенным вводом реагентных потоков в топку

Осинцев К. В., Осинцев В. В., кандидаты техн. наук

ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (НИУ), Челябинск

Богаткин В. И., инж.

Приволжский филиал ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром», Казань

Джундубаев А. К., канд. техн. наук

КНТЦ «Энергия», Бишкек

Рассмотрены вопросы перевода промышленных котлов на новые технологии сжигания природного газа и пыли твердого топлива. Выполнено сравнение технико-экономических показателей разработанной авторами технологии топливосжигания с рассредоточенным вводом реагентных потоков в топку и существующей, использующей традиционные прямоточные и вихревые горелки смесительного типа. Отмечена высокая экономическая эффективность работы промышленных котлов при переводе на новую технологию. Одновременное снижение газопотребления и увеличение загрузки котлов угольной пылью в условиях сложившихся рыночных цен на топливо дает дополнительный экономический эффект.

Ключевые слова: промышленные котлы, реконструкция, экономическая эффективность.

При внедрении новых технологий в проекты и производство анализируют целесообразность выполнения намечаемых мероприятий, в частности, техническую и экономическую мотивации, связанные с извлечением выгоды и минимизацией воздействия на окружающую среду и здоровье людей. Такой анализ необходим и при переводе промышленных объектов на новые технологии топливосжигания. Авторы предлагают опробованную на отдельных пилотных промышленных котлах технологию топливосжигания с рассредоточенным вводом реагентных потоков в топку взамен существующей, использующей традиционные прямоточные и вихревые горелки смесительного типа [1, 2].

Сжигание твердого топлива с применением существующих горелок в пылеугольных и пылегазовых котлах сопровождается рядом негативных последствий:

шлаковыми загрязнениями топочных камер и конвективных поверхностей нагрева, ухудшающими теплообмен между факельной и водопаровой средами со снижением производительности котлов;

быстротечными загрязнениями и терморазрушениями амбразур и конструкций горелочных устройств;

повышением эксплуатационных затрат на ремонт горелок и очистку котлов от загрязнений золой и шлаком, на пусковые режимы;

увеличением выхода вредных веществ, в том числе летучей золы, оксидов серы SO_x , оксидов азота NO_x и оксида углерода CO в атмосферу, золы и шлака в отвалы.

Новая технология сжигания топлива позволяет снизить активность шлакования и терморазрушений горелочных конструкций с увеличением их межремонтных сроков при одновременном уменьшении концентрации оксидов азота в выводимых в атмосферу продуктах сгорания, а также повысить паропроизводительность котлов. Рекомендации по внедрению технологии универсальны, они касаются и котлов, работающих на угольной пыли, и котлоагрегатов, сжигающих только газ. В последнем случае эффективность достигается в результате повышения надежности

горелок при одновременном уменьшении выхода оксидов азота в атмосферу.

Особенностью оценки экономической эффективности вследствие улучшения работы индивидуальных узлов при внедрении новой технологии выработки теплоты и электроэнергии является сбор статистических технических данных до и после внедрения мероприятий. На базе этих данных проводят расчет и сравнение эксплуатационных затрат. Вместе с тем оценивают разовые капитальные вложения и срок их окупаемости [3]. Рассмотрим основные слагаемые получаемого экономического эффекта.

Снижение затрат на расшлаковку, включая ручной труд и растопочные потери топлива при аварийных запусках котлов в работу, определяем из выражения

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{шл}} = n (\mathcal{E}'_{\text{шл}} - \mathcal{E}''_{\text{шл}}), \quad (1)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{шл}}$ и $\mathcal{E}''_{\text{шл}}$ — годовые затраты на расшлаковку, аварийные пуски котлов и ремонт шнеков топочного шлакоудаления до и после внедрения мероприятия, руб/год; n — число модернизированных котлов.

Значение $\Delta \mathcal{E}_{\text{шл}}$ при существующем уровне цен достигало 0,6 – 1,5 млн руб/год по каждому из переводимых на новую технологию котлов БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 и 1 – 2 млн руб/год по каждому котлу БКЗ-160 Бишкекской ТЭЦ.

Годовая экономия при повышении срока службы горелочных элементов

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сл}} = K_p^c / \tau_c - K_p^h / \tau_h, \quad (2)$$

где K_p^c и K_p^h — стоимость ремонта и замены горелочных элементов, руб.; τ_c и τ_h — срок службы старых и новых элементов, год (здесь $\tau_c = 0,5 \div 2,0$ года, $\tau_h \geq 12 \div 20$ лет, а $\Delta \mathcal{E}_{\text{сл}} = 1,0 \div 1,5$ млн руб/год по каждому из указанных котлов).

Годовой экономический выигрыш от улучшения термического КПД котлов

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{топ}} = (\Delta \eta_k^{\text{бр}} / \eta_k^{\text{бр}}) B_p C^T, \quad (3)$$

где $\Delta \eta_k^{\text{бр}}$, $\eta_k^{\text{бр}}$ — повышение КПД брутто котла и КПД брутто до внедрения мероприятия; B_p — среднестатистический годовой расход топлива, т/год; C^T — цена на топливо на момент внедрения мероприятия, руб/т.

При реальном показателе $\Delta \eta_k^{\text{бр}} \approx 1\%$ $\Delta \mathcal{E}_{\text{топ}} \approx 0,5 \div 1,0$ млн руб/год по газогольным котлам Челябинской ТЭЦ-2 и Бишкекской

ТЭЦ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{топ}} \approx 0,3$ млн руб/год по газовым котлам Челябинской ГРЭС.

Годовой экономический эффект, связанный с повышением паропроизводительности и возможностью вывода одного из котлов в резерв, находим из выражения

$$\Delta \mathcal{E}_N = c \tau (N_1 n_1 - N_2 n_2), \quad (4)$$

где c — стоимость электроэнергии, руб/1000 кВт · ч; τ — условное среднестатистическое число часов работы котлов, ч; n_1 и n_2 — усредненное число работающих котлоагрегатов до и после внедрения мероприятия; N_1 и N_2 — суммарные электронагрузки собственного оборудования котлов до и после внедрения мероприятия, кВт.

Показатель $\Delta \mathcal{E}_N$ существенно колебался и снижался по мере расширения внедрения новой технологии. В среднем по всем объектам $\Delta \mathcal{E}_N = 0,2 \div 0,6$ млн руб/год.

Выигрыш от уменьшения платы за выбросы оксидов азота в атмосферу был незначителен. Например, на Челябинской ТЭЦ-2 $\Delta \mathcal{E}_{\text{NO}_x} \leq 60$ тыс. руб/год.

Затраты на разработку и внедрение K_p , вычитаемые при расчете экономического эффекта, учитываются в виде распределенных затрат с нормативным коэффициентом $E_H = 0,151 \text{ год}^{-1}$ [3]:

$$\Delta \mathcal{E}_p = - E_H K_p. \quad (5)$$

Затраты на разработку и внедрение даже без распределения по годам на пилотных объектах, как правило, не превышали 10 – 25 % реализуемого экономического эффекта и окупались за короткий период:

$$\tau_p = K_p / \Sigma \Delta \mathcal{E} \leq 0,5 \text{ года,}$$

где $\Sigma \Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{шл}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{сл}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{топ}} + \Delta \mathcal{E}_N$, руб/год.

При дефиците вырабатываемой теплоты, когда возникает вопрос о расширении ТЭС или котельной, его полное или частичное решение путем проведения мероприятий по рассредоточению потоков реагентов в топочном объеме существенно минимизирует разовые капитальные строительные затраты. Примеры расчета годовых технико-экономических эффектов по отдельным мероприятиям внедрения новых технологий приведены в [1, 2].

Основной объем ожидаемого внедрения новой технологии, по мнению авторов, целесообразно распространять на промышленные котельные и ТЭС с комбинированным газопотреблением, где возможна частичная или полная замена природного газа твердым топ-

ливом с получением дополнительно большого экономического эффекта. Ориентирами могут служить “Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.”, принятая распоряжением Правительства РФ № 1715-р от 13.11.2009 г., и “Основы государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030 г.”, утвержденные Президентом РФ 30.04.2012 г., согласно которым промышленные предприятия обязаны принимать меры по снижению газопотребления и улучшению экологических показателей [4, 5].

Экономической мотивацией целесообразности снижения газопотребления на пылегазовых ТЭС может служить сложившаяся на момент принятия решения разница рыночных цен на топливо. При выработке равноэквивалентной продукции, в частности, отпущаемой теплоты с паром (или другим теплоносителем) укрупненный экономический эффект можно оценить по формуле

$$\pm \Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2 = (C^r B_1^r \eta_{н1}^r + C^y B_1^y \eta_{н1}^y) - (C^r B_2^r \eta_{н2}^r + C^y B_2^y \eta_{н2}^y), \quad (6)$$

где \mathcal{E}_1 и \mathcal{E}_2 — топливные составляющие годовых затрат до и после перехода на предлагаемую технологию использования топлива при равноэквивалентной выработке продукции с минимизацией потребления природного газа, руб/год; B_1^r и B_1^y — годовые расходы газа и угля до перехода на технологию с минимизацией потребления газа, м³/год, т/год; B_2^r и B_2^y — годовые расходы газа и угля после перехода на технологию с минимизацией потребления газа, м³/год, т/год; C^r и C^y — цены на газ и уголь, руб/тыс. м³, руб/т; $\eta_{н1}^r$, $\eta_{н1}^y$ и $\eta_{н2}^r$, $\eta_{н2}^y$ — условные КПД нетто технологии получения готовой продукции при работе на газе и угле, учитывающие как термические свойства установок, так и затраты электроэнергии на собственные нужды, эксплуатационные и ремонтные расходы, плату за экологические изменения окружающей среды до и после перехода на технологию со снижением потребления природного газа.

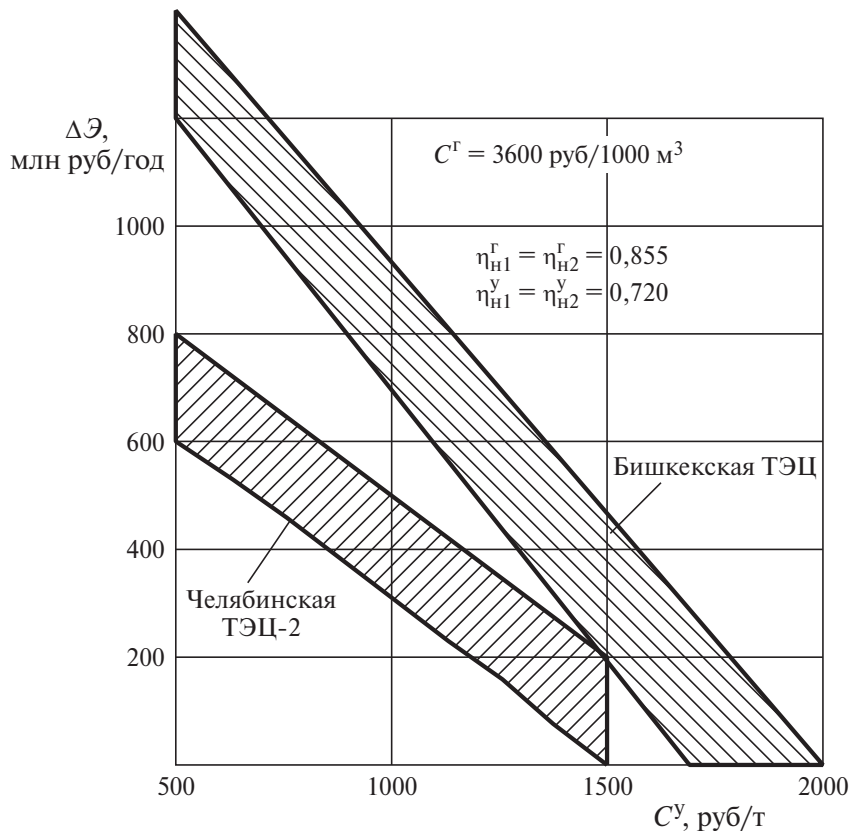
Технология выработки продукции, например теплоты и электроэнергии, промышленными котлами ТЭС со сжиганием твердого топлива затратнее технологии с использованием газа из-за дополнительных расходов на собственные нужды топливоподачи, пылеприготовления и золошлакоудаления, затрат на аварийные ремонты и эксплуатацию, избыточ-

ных потерь с термическим преобразованием энергии, дополнительной платы за выбросы в атмосферу и золошлакоотвалы. Выражая годовой комплекс подобных затрат через условные технологические КПД нетто, получим ориентировочные значения последних. По данным, например, Челябинской ТЭЦ-2, Бишкекской ТЭЦ, других пылегазовых ТЭС $\eta_{н}^y = 0,72 \div 0,78$, $\eta_{н}^r = 0,85 \div 0,88$. При стоимости газа 3500 – 4000 руб/тыс. м³ и угля 500 – 2000 руб/т (от разных поставщиков и различного качества) и среднегодовой загрузке объектов 0,4 – 0,6 установленной мощности формируется поле экономической выгоды от сокращения потребления газа с переходом к твердотопливным технологиям выработки продукции. В частности, на Челябинской ТЭЦ-2 уменьшение доли газа с 70 до 10 % (необходимого на растопку, подсветку, резерв) с замещением его углем ($Q_{н}^p = 14\,500 \div 19\,000$ кДж/кг) обеспечивает устойчивую выгоду $\Delta \mathcal{E} \geq 500$ млн руб/год при цене на твердое топливо с доставкой $C^y \leq 1200$ руб/т, проблемные результаты получаются при цене на уголь $C^y = 1200 \div 1500$ руб/т, а экономические потери — при $C^y \geq 1500$ руб/т (см. рисунок). Выгода при тех же ценах в рублевом эквиваленте на Бишкекской ТЭЦ и такой же тепловой загрузке вдвое больше в абсолютном выражении, чем на Челябинской ТЭЦ-2 ($\Delta \mathcal{E} \geq 1$ млрд руб/год, если $C^y \leq 1200$ руб/т, однако ее не будет при $C^y \geq 1500$ руб/т).

Таким образом, очевидно, что абсолютные значения выгоды зависят от конкретных объектов. При сложившихся ценах на топливо в среднем по объектам (пылегазовым ТЭС) они соответствуют данным, представленным на рисунке.

Выводы

1. Внедрение технологии топливного сжигания с рассредоточенным вводом реагентных потоков в топку пылегазовых и пылеугольных промышленных котлов позволяет повысить срок службы горелочных устройств, уменьшить шлакование при одновременном снижении концентрации оксидов азота в выводимых в атмосферу газах, увеличить количество вырабатываемого пара при пониженном расходе топлива с высоким экономическим эффектом. Техничко-экономический эффект на газовых котлах обусловлен повышением надежности горелок и уменьшением выбросов оксидов азота.



Экономическая эффективность замещения природного газа твердым топливом с изменением доли природного газа с 70 до 10 % и тепловой нагрузкой ТЭС, равной 0,4 – 0,6 установленной мощности

2. Переход пылегазовых ТЭС на работу по новой технологии сжигания топлива с уменьшением газопотребления и минимизацией выхода оксидов азота согласуется с “Энергетической стратегией России на период до 2030 г.” и “Основами государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030 г.”. Мотивацией такого перехода может служить дополнительная экономическая выгода, получаемая при значительной разнице цен на замещаемое твердое топливо и природный газ.

3. Внедрение технологии целесообразно совмещать с ремонтной кампанией, заменой изношенного оборудования более современным и менее энергоемким. Реализация соответствующих мероприятий обеспечивает быструю окупаемость и высокий уровень извлекаемой выгоды.

4. Инфляционные процессы, изменения закупочной цены на топливо или иные обстоятельства могут существенно изменять абсолютные значения составляющих экономического эффекта. Однако тенденция улучшения технико-экономических показателей предлагаемого изменения процесса сжигания топ-

лива в топках промышленных котлов сохраняется.

Список литературы

1. **Shifting** the equipment of thermal power stations for firing different kinds of fuels in flames using the technology of distributed admission of reagents into the furnace / K. V. Osintsev, V. V. Osintsev, M. P. Sukharev, and E. V. Toropov. — Thermal engineering (English translation of *Teplenergetika*, 2008, vol. 55, № 4.
2. **Промышленное** сжигание непроектного каракечинского бурого угля / К. В. Осинцев, В. В. Осинцев, А. К. Джундубаев, В. И. Богаткин. — Энерго- и ресурсосбережение в социальной сфере, т. 1, 2013, вып. 1.
3. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 2-я редакция. Утв. 21.07.1999 Госстроем России, Минэкономки РФ, Минфином РФ. — М., 1999.
4. **Основные** проблемы ТЭС России в области охраны атмосферного воздуха. Эффективное оборудование и новые технологии в российской энергетике / В. П. Глебов, А. П. Зыков, И. Н. Шмиголь и др. — М.: ВТИ, 2001.
5. **Тумановский А. Г., Котлер В. Р.** Перспективы решения экологических проблем тепловых электростанций. — *Теплоэнергетика*, 2007, № 6.

osintsev2008@yandex.ru