УДК 621.311

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ТЭС УКРАИНЫ

Чернявский Н.В., Провалов А.Ю., Косячков А.В.

Институт угольных энерготехнологий НАН Украины, Киев, Украина

АННОТАЦИЯ

В статье обосновано, что основным показателем эффективности топливоиспользования на ТЭС целесообразно считать удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в денежном эквиваленте, и проанализированы основные направления его оптимизации: снижение удельного расхода тепла на турбину, снижение мехнедожога, снижение газомазутной подсветки за счет повышения качества топлива и использования топливных смесей с оптимальным выходом летучих веществ, а также вовлечение в топливную базу ТЭС низкосортных углей и отходов углеобогащения.

ВВЕДЕНИЕ

Согласно действующим нормативам [1], основным технико-экономическим показателем тепловой экономичности ТЭС является удельный расход топлива на отпуск электроэнергии. Считается, что увеличение удельных расходов за последние 20 лет (рис.1) свидетельствует о снижении тепловой экономичности ТЭС. Из этого часто делают вывод об актуальности внедрения новых, высокоэффективных технологий сжигания топлива.

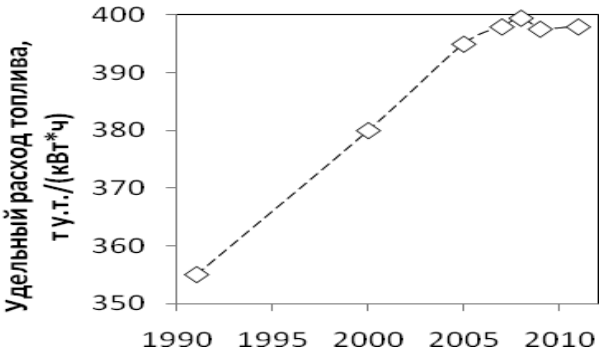

Рис.1 Изменение удельных расходов топлива на ТЭС Украины [2].

Однако не следует забывать, что практически синхронно снижалась доля газа и мазута в топливной базе электростанций (рис.2), как за счет уменьшения подсветки на пылеугольных котлах, так и за счет прекращения эксплуатации газомазутных котлов. А ведь пылеугольные и газомазутные блоки по удельным расходам отличаются существенно: так, в 2005 г. на Трипольской ТЭС удельный расход топлива на пылеугольных блоках составлял 433 г у.т./(кВт·ч), а на газомазутных – 350 г у.т./(кВт·ч). Поскольку сейчас на антрацитовых блоках удельные расходы не превышают 420 г у.т./(кВт·ч), то их тепловая экономичность, как минимум, не снизилась.

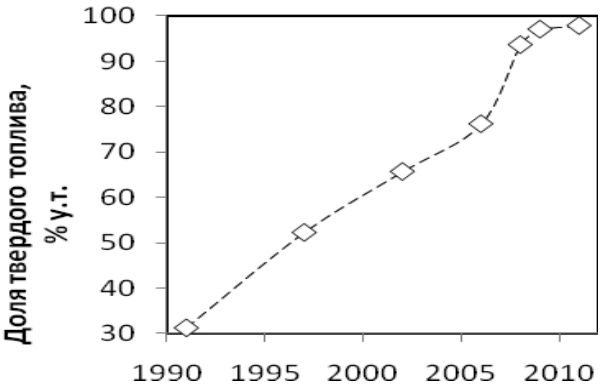

Рис.2 Изменение доли угля в топливной базе ТЭС Украины [2].

Другим обстоятельством, которое не позволяет говорить о снижении экономичности ТЭС, является изменение соотношения цен газ:уголь в тепловом эквиваленте. Если до 2002 г. в Украине оно не превышало 1,2, то сейчас приблизилось к мировому уровню и составляет от 2,4 до 2,8 в зависимости от качества угля. В ценах 2011 г. 355 г у.т. (уровень 1991 г.) стоили бы на треть больше, чем 398 г у.т. (уровень 2010-2011 гг.).

Таким образом, основным показателем эффективности топливоиспользования на ТЭС целесообразно считать удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в денежном эквиваленте. Задачей настоящей работы является анализ факторов, от которых он зависит, и обоснование первоочередных направлений его оптимизации.

К таким факторам, по нашему мнению, в первую очередь относятся:

– удельный расход тепла на турбину;

– КПД котлоагрегата, определяемый главным образом уровнем механического недожога и потерями тепла с уходящими газами;

– доля подсветочного топлива;

– цена твердого топлива в грн./т у.т.

СООТНОШЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ КОТЛА И ТУРБИНЫ НА УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА

Известно [3], что удельный расход топлива b, г у.т./(кВт·ч), связан с КПД энергоблока нетто $\eta_{нт}$, %, соотношением:

$$b = 12300/\eta_{нт}, \quad (1)$$

а величина $\eta_{нт}$ является произведением КПД нетто котлоагрегата, турбоустановки и теплового потока за вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды:

$$\eta_{нт} = \eta_к \eta_э \eta_{тп}(1 - w_{сн})/1000000. \quad (2)$$

Поскольку величины $\eta_{тп}$ и $(1 - w_{сн})$ для энергоблоков 200-300 МВт составляют 97-98%, основными факторами, влияющими на удельный расход топлива, являются КПД нетто котла и турбоустановки. На практике вместо последней величины пользуются удельным расходом тепла на турбину $q_э = 85980/\eta_э$, ккал/(кВт·ч), что приводит (1) к виду

$$b \approx b^/ = 14{,}306 q_э / \eta_к. \quad (3)$$

На рис.3 видно, что выражение (3) выполняется для всех групп пылеугольных энергоблоков ТЭС.

Однако степень влияния этих факторов существенно разная. Величина $\eta_к$ близка к 90%, $\eta_э$ – к 40%; следовательно, повышение на 1% КПД турбоустановки увеличит КПД энергоблока на 0,9%, а повышение на 1% КПД котлоагрегата увеличит КПД энергоблока на 0,4%. На рис. 4 показана зависимость удельных расходов топлива от величины qэ. Хорошо видны две возрастающие линейные зависимости, относящиеся к блокам на углях А+Т и на углях газовой группы.

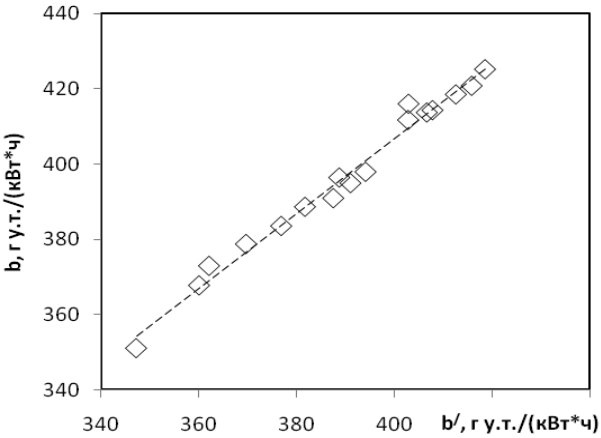

Рис.3 Сопоставление удельных расходов топлива по группам пылеугольных энергоблоков с величиной $b^/ = 14{,}306 q_э/\eta_к$ (отчетность 3-тех-ТЭС за 2009 г.).

Анализ рис.4 показывает аномально высокие уровни удельных расходов тепла на турбину на украинских ТЭС (2050-2350 ккал/(кВт·ч), против европейского уровня 1600-1700 ккал/(кВт·ч)). Это связано с тремя обстоятельствами: со снижением температуры свежего пара и пара промперегрева перед турбиной до 540°С в целях повышения надежности и срока эксплуатации энергоблоков (Эксплуатационный циркуляр ГТУ Минэнерго СССР №Т-4/71 от 3.03.1971 г.), с работой блоков в непроектных режимах частичной нагрузки для регулирования графика энергопотребления, а также с несовершенством конструкции морально устаревших и изношенных турбин. Действи-

тельно, расчеты паросилового цикла показывают, что при возвращении к температуре пара 565°С КПД турбоустановки повышается на 3,5%, а при повышении температур до формулы 580/580/580 и снижении давления в конденсаторе до 2,3 кПа – на 9,8%.

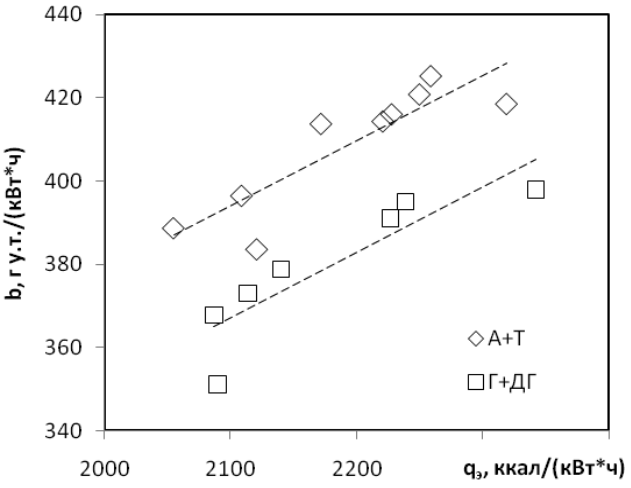

Рис.4 Зависимость удельных расходов топлива от удельных расходов тепла на турбину (отчетность 3-тех-ТЭС за 2009 г., без Бурштынской ТЭС).

Такие изменения связаны с необходимостью полной замены парового контура, для чего сейчас в Украине нет финансовых возможностей. Однако, как показывает опыт реконструкции блока №8 Змиевской ТЭС (номинальная мощность 325 МВт), заметного повышения КПД можно добиться и за счет модернизации турбины при сохранении существующих параметров пара. Уровень удельного расхода тепла на турбоустановку блока №8 1830 ккал/(кВт·ч) соответствует удельному расходу топлива при сжигании угля марок А+Т 345 г у.т./(кВт·ч), что на 19% ниже, чем на остальных блоках той же ТЭС.

Средняя разница при одинаковых значениях $q_э$ между блоками на углях марок А+Т и газовой группы Δb = 30 г у.т./(кВт·ч) сохраняется во всем диапазоне qэ и соответствует $\Delta\eta_к$ = 6,2%. Меньший уровень КПД котлов нетто при сжигании углей А+Т по сравнению с газовыми связан как с вдвое более высокими энергозатратами на размол антрацита, так и с большей величиной мехнедожога угля (5,7% против 0,9%). Еще 10 лет назад такой уровень мехнедожога угля на антрацитовых ТЭС воспринимался как нереально низкий: величина q_4 составляла от 7 до 14% только за счет высокой доли подсветочного газа, в пересчете на уголь мехнедожог колебался в пределах 11-16%, а на Луганской ТЭС достигал 45% [2]. За последнее десятилетие благодаря внедрению стандартов по качеству и опробованию угля и прогрессивных ценовых шкал, стимулировавших поставку на ТЭС обогащенных углей, калорийность углей в поставках на ТЭС возросла от 4000-4500 до 5300-5400 ккал/кг [4]. Это позволило снизить долю газа в топливной базе ТЭС до 2%, а вместе с мероприятиями по восстановлению проектной тонины размола пыли, футеровки зажигательного пояса, температуры горячего воздуха, снижению присосов холодного воздуха в топку снизило к 2009 г. средний уровень мехнедожога угля на антрацитовых ТЭС до 5,7% (рис.5). Эта величина, как показано в [5], является даже более низкой, чем теоретически достижимый уровень мехнедожога антрацита с зольностью 22-24%, и связана с увеличением доли тощего угля на антрацитовых ТЭС.

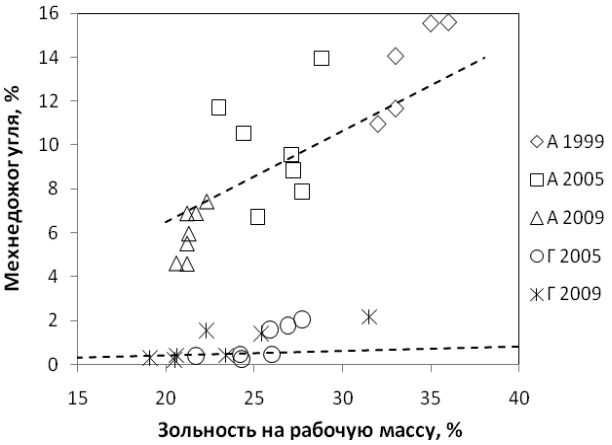

Рис.5 Зависимость мехнедожога углей от зольности по маркам: точки – данные 3-тех-ТЭС, пунктир – теоретически достижимый уровень согласно [5].

Среди ТЭС, сжигающих угли газовой группы, превышают средний уровень мехнедожога Кураховская и Добротворская (котлоагрегаты с твердым шлакоудалением, q_4 = 2,1% и 1,4%, соответ-ственно), а также Бурштынская (q_4 = 1,5%), блоки которой работают в режиме «энергоострова» с большими колебаниями нагрузки, в среднем 65% от

номинальной. Блоки №№ 1-6 Бурштынской ТЭС отличаются повышенными потерями с отходящими газами (q_2 = 11-12%), как за счет повышенного до 1,45-1,55 коэффициента избытка воздуха, так и за счет повышенной до 160-166°С температуры отходящих газов. Для них актуальной является реконструкция с заменой топки на газоплотную и с увеличением теплосъема хвостовых поверхностей конвективной шахты. Прирост КПД котла нетто может дать и совершенствование технологии размола: так, внедрение среднеходных валковых мельниц на Добротворской ТЭС позволило снизить энергозатраты на размол по сравнению с Бурштынской более чем вдвое. Однако поскольку совокупность этих мер способна дать значительно меньшее снижение удельных расходов топлива, чем реконструкция турбоустановок, с точки зрения повышения тепловой экономичности энергоблоков ТЭС (не затрагивая вопросы повышения надежности и срока службы котлоагрегатов и их экологические характеристики) последнюю следует признать более актуальной и эффективной.

Вместе с тем, как показано выше, снижение удельных расходов топлива в денежном эквиваленте должно обеспечиваться, наряду с тепловой экономичностью блоков, еще и снижением доли подсветочного газа и использованием более дешевых, в пересчете на у.т., твердых топлив.

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИЯ ТЭС УКРАИНЫ

При общей сбалансированности украинского рынка энергетического угля по объемам выработки и потребления угольной продукции, его сбалансированность по формам собственности и подчиненности недостаточна. В 2011 г. из 58,4 млн т энергетического угля на предприятиях Минэнергоугля было добыто 17,9 млн т, или 31%, на остальных - 40,5 млн т, или 69% [6]. Треть из всего объема поставок на ТЭС осуществлял ГП «Уголь Украины», остальные - другие предприятия угольной отрасли. Из них можно выделить вертикально интегрированную группу предприятий ДТЭК, которая сейчас объединяет генерирующие компании «Востокэнерго», «Днепроэнерго», «Западэнерго» и ряд угольных предприятий («Павлоградуголь», «Добропольеуголь», «Ровень-киантрацит», «Свердловантрацит», «Шахта Комсо-молец Донбасса», «Шахта Белозерская» и 11 обогатительных фабрик - ОФ). Группа ДТЭК вертикально интегрирована, ее угледобывающие и обогатительные предприятия призваны обеспечивать собственные генерирующие мощности углем в нужном объеме и с требуемым качеством. Но, несмотря сбалансированность внутреннего спроса и предложения на угольную продукцию в группе ДТЭК в целом, по ее марочной структуре наблюдаются определенные диспропорции.

В таблице сопоставлены выпуск и потребление угольной продукции в группе ДТЭК в 2011 г. по маркам. Видно, что угольные предприятия ДТЭК покрывают 14,5 из нужных 16,4 млн т для ТЭС на угле газовой группы; часть поставок обеспечивают госпредприятия «Львовуголь» и «Волыньуголь» (концентрат с ОФ «Червоноградская» 0,7 млн т) и «Шахта Надежда» (выпуск 0,3 млн т). Для ТЭС на углях газовой группы в 2011 г. ДТЭКу пришлось дополнительно закупать еще около 0,9 млн т угля.

Предприятия	Марки угля		
	ДГ+Г	Т	А
Выпуск			
«Павлоградуголь»	15414	-	-
«Добропольеуголь»	3265	-	-
Шахта Белозерская	634	-	-
Ш. Комсомолец Донбасса	-	4257	-
«Ровенькиантрацит»	-	-	7324
«Свердловантрацит»	-	-	6559
Всего	19313	4257	13883
Всего угольной продукции (ориентировочно)	14485*	3618**	9996***
Потребление (по поступлению)			
«Востокэнерго»	6903	-2659	2659
«Днепроэнерго»	2293	35105439	5439
в т.ч. Криворожская ТЭС	-	3510	-
«Западэнерго»	7209	-	-18113
ЗагаломВсего	1640518425	3510	8098

* *Коэффициент выпуска продукции 0,75.*
** *Коэффициент выпуска продукции 0,85.*
*** *Коэффициент выпуска продукции 0,72.*

По тощему углю практически вся продукция потребляется Криворожской ТЭС, что ли-

шает Луганскую и Приднепровскую ТЭС возможности его подшихтовки к антрациту. По антрациту имеется профицит в объеме около 2 млн т, который предлагается к поставкам на ТЭС ПАО «Донбассэнерго» и «Центрэнерго».

Вне группы ДТЭК отечественное предложение 3,4 млн т угля газовой группы превосходит годовой спрос 2,0 млн т (на Углегорской ТЭС ПАО «Центрэнерго»). Спрос на продукцию группы углей А+Т составляет около 10 млн т, он (без учета импорта-экспорта) покрывается предложением 2 млн т из группы ДТЭК, выпуском около 7 млн т угольной продукции предприятиями, не входящих в группу ДТЭК, и поставками «молодых антрацитов» с копанок. Известно, что условия воспламенения и сжигания антрацита с зольностью до 25% улучшаются вплоть до полного устранения подсветки при добавлении хотя бы 20% тощего угля (рис.6). Поскольку в этот объем входит около 3,5 млн т продукции из тощего угля, возможность его совместного сжигания с антрацитом в оптимальном соотношении существует.

Однако на ТЭС нет технических средств для равномерного шихтования угля. В этих условиях ТЭС предпочитают закупать антрацит с большим выходом летучих, как у ГП «Донбассантрацит» (V^{daf} = 7,4%), ГП «Снежноеантрацит» (V^{daf} = 7,1%), и избегают закупки антрацита с меньшим выходом летучих, как у «Ровенькиантрацит» (V^{daf} = 5,6%).

Таким образом, в группе ДТЭК существует дефицит тощего угля для сжигания на антрацитовых Приднепровской и Луганской ТЭС с целью уменьшения подсветки, а вне ее – проблема низкого спроса на продукцию «ДТЭК Ровеньки-антрацит» с низким выходом летучих веществ, которую можно решить путем составления топливных шихт с характеристиками, соответствующими тощим углям или антрациту с большим выходом летучих веществ. Кроме того, в группе ДТЭК существует дефицит угля газовой группы, который можно покрыть за счет составления топливных шихт с использованием более дешевых бурого угля и шлама газового угля с характеристиками, соответствующими требованиям котлоагрегатов к углям газовой группы.

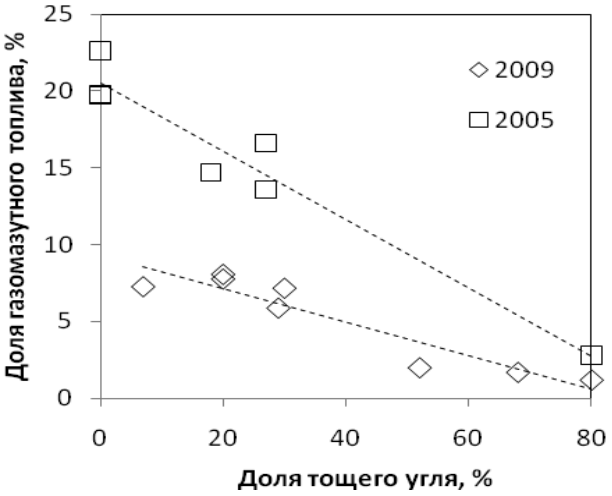

Рис.6 Зависимость доли газомазутного топлива от доли тощего угля в топливе антрацитовых ТЭС (данные 3-тех-ТЭС).

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВУ ТОПЛИВНЫХ ШИХТ

Повысить выход летучих веществ в топливной смеси на основе антрацита можно двумя способами. Традиционный – путем его шихтования с тощим углем. В 2011 г. в рамках испытаний на Змиевской ТЭС сжигалась шихта углей А и Т в различном соотношении. С ростом выхода летучих шихты снижались необходимая доля подсветки (рис.7) и величина мехнедожога угля (рис.8, точки 1, пунктир). Недостаток этого способа – потребность в большом количестве дефицитного тощего угля (от 30 до 70% в шихте).

Второй способ – шихтование антрацита с газовым углем, которого для повышения выхода летучих V^{daf} до 8-12% требуется всего 10-20%. Хотя сжигание таких смесей запрещено ПТЭ, к нему пришлось обратиться в 2009 г. в условиях резкого ограничения поступления газа на ТЭС и одновременно – запрещения правительством закупок у негосударственных предприятий, к которым относятся все производители тощих углей. Для обеспечения сути требований ПТЭ смесь Г/А была составлена путем шихтования не на складе ТЭС, а на ОФ «Славяносербская» с использованием технологии «1 конвейер – 2 дозатора». Были отработаны требования к зольности и крупности компонентов, способы контроля равномерности шихты при поступлении на ТЭС, отсутствия сегрегации пыли на основные и сбросные горелки по выходу летучих, меры пожаро- и взрыво-безопасности пылесистем. В 2009 г. испытания ИУЭ НАН Украины на Трипольской и Змиевской ТЭС

показали [7, 8], что мехнедожог при сжигании смеси Г/А не отличается от характерного для смесей антрацита с тощим углем при одинаковом выходе летучих (рис.8, точки 2, сплошная кривая). Зимний сезон 2009-2010 г. один блок 300 МВт Трипольской ТЭС проработал на смеси Г/А без подсветки и аварийных ситуаций, смесь Г/А была защищена патентом Украины (авторский коллектив ГП «УкрНИИуглеобогащение» и ИУЭ НАН Украины). Это дает основания рекомендовать смесь Г/А с характеристиками W_t^r =8-9%, A^d =22-24%, V^{daf} = 8-12%, Q_i^r = 5200-5400 ккал/кг (доля газового угля 10-20%) для сжигания на антрацитовых ТЭС. Особенно эффективным такой способ улучшения условий воспламенения и сжигания будет для антрацита с низким выходом летучих веществ, например, «Ровенькиантрацит».

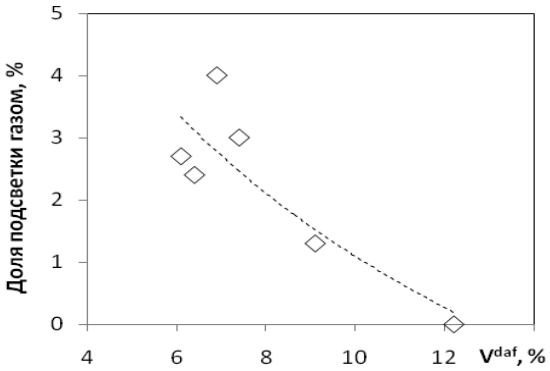

Рис.7 Зависимость доли газовой подсветки от выхода летучих шихты А+Т (Змиевская ТЭС, 2011 г.)

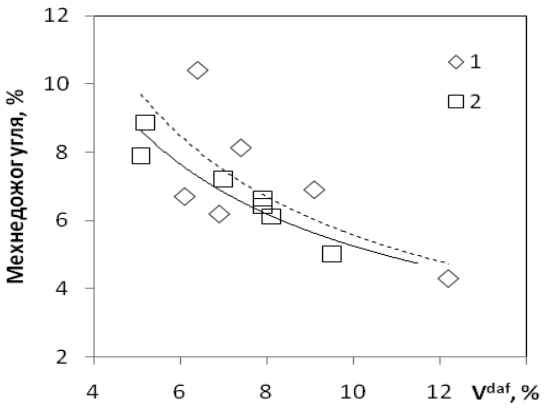

Рис.7 Зависимость мехнедожога угля от выхода летучих: 1, пунктир - шихта А+Т, 2011 г.; 2, сплошная – уголь Г/А, 2009 г. (Змиевская ТЭС).

В отличие от случая шихтовки антрацита с углем газовой группы, при шихтовке угля газовой группы с каменноугольным шламом ограничения по выходу летучих отсутствуют. Допустимая доля шлама в шихте должна быть рассчитана из пределов, установленных для угля 1 категории качества (ДСТУ 4083-2002) по калорийности и влажности. Равномерность шихтовки может быть обеспечена только со шламом, который находится в сыпучем состоянии. Оба этих фактора являются аргумен-тами в пользу сушки шлама перед шихтованием.

Сушить шлам можн в трубах-сушилках или в сушилках барабанного типа. Крупность продукта, высушенного в трубах-сушилках, близка к крупности шлама (характерный размер частиц менее 1 мм), поэтому он подвержен пылению. В барабанных сушилках происходит агломерация частиц за счет природного связующего - глины, в результате чего сыпучесть сохраняется, а склонность к пылению значительно уменьшается.

Как пример, можно привести результаты анализа, выполненного ИУЭ НАН Украины в 2012 г. применительно к технологии производства и использованию угольного топлива из шламов ОАО "Днепродзержинский коксохимический завод" (ДКЗ) для сжигания на ТЭС. ООО «Энерго-Инвест» арендовало часть накопителя ДКЗ, которая содержит 4,8 млн т шлама смеси марок Ж и К в пересчете на сухую массу. При его переработке с грохочением и сушкой в барабанной сушилке влажность шлама снижается от 16-20% до менее 12%. В результате получают сыпучее, без склонности к пылению и смерзанию угольное топливо класса крупности 0-13 мм с зольностью $A^d \approx 40\%$, с выходом летучих V^{daf} = 32-33%, калорийностью $Q_i^r \approx 4000$ ккал/кг, с температурами плавкости золы t_A = 1120°С, t_C = 1170°С, в количестве до 400 тыс. т в год. С учетом себестоимости переработки, цена угольного топлива без НДС и транспорта не превышает 300 грн./т, или 540 грн./т у.т., что почти вдвое меньше цены энергетического угля 1-й категории качества. Такое топливо пригодно для поставки на ТЭС, для хранения на станционном складе, для топливоподачи и пылеприготовления, а при смешивании с более калорийным концентратом марок Г или ДГ - для пылевидного сжигания с жидким шлакоудалением без подсветки. При использовании концентрата марки ДГ Павлоградской ЦОФ (W_t^r=14,3%, A^d= 22,1%, V^{daf}= 42,0%, Q_i^r = 5019 ккал/кг) его шихта с 20% топлива угольного по всем показателям соответствует

требованиям к углю 1 категории качества Западного Донбасса ($Q_i^r \geq 4800$ ккал/кг, $W_t^r < 14\%$). Поставки переработанного шлама только с накопителя ДКЗ способны заменить 320-350 тыс. т газового угля 1 категории качества, то есть покрыть более трети дефицита угля газовой группы, сложившегося в группе ДТЭК.

Проблемы возрастания спроса и дороговизны энергетического угля, с одной стороны, и упадка буроугольной промышленности в Александрийском регионе, с другой стороны, могли бы быть решены одновременно путем вовлечения бурого угля в топливную базу ТЭС [9]. Это было бы выгодным для энергопредприятий, учитывая низкую себестоимость его открытой добычи. Но существующие котлоагрегаты не рассчитаны на сжигание днепровского бурого угля с повышенным выходом летучих (взрывоопасность при пылеприготовлении) и высоким содержанием влаги (недостаточная сушильная производительность мельниц). Поэтому до сих пор попытки сжигания на ТЭС бурого угля не были удачными.

ИУЭ НАН Украины в апреле 2011 г. информировал Минэнергоугля о возможности использования на ТЭС топливных смесей из бурого и газового угля с показателями, которые отвечают требованиям существующих пылеугольных котлоагрегатов. Согласно ДСТУ 4083, угли газовой группы 1 категории качества должны иметь $Q_i^r \geq 4800$ ккал/кг. Предел влажности для смеси следует устаналивать, исходя из требований влажности пыли $W^{пл}$ для каменного $0{,}5W^{ги} < W^{пл} < W^{ги}$ и бурого угля $W^{ги} < W^{пл} < (W^{ги}+8\%)$ с учетом 10% влагосъема в мельнице [10]. При 20% бурого угля в смеси допустимое значение $W^{пл} \approx 7\%$; значит, допустимая влажность смеси $Wt^r \leq 17\%$. Еще одно ограничение касается выхода летучих: $35\% < V^{daf} < 45\%$. При шихтовке концентрата марки Г («Добропольеуголь», $W_t^r = 9{,}0\%$, $A^d = 23{,}0\%$, $V^{daf} = 38{,}9\%$, $Qs^{daf} = 8290$ ккал/кг, $Q_i^r = 5423$ ккал/кг) и днепровского бурого угля ($A^d = 20{,}0\%$, $V^{daf} = 60{,}0\%$, $Q_s^{daf} = 6800$ ккал/кг) для выполнения этих условий доля бурого угля с влажностью 50% в смеси может достигать 20% (показатели смеси $W_t^r = 17{,}2\%$, $A^d = 22{,}6\%$, $V^{daf} = 41{,}5\%$, $Q_i^r = 4795$ ккал/кг), подсушенного до влажности 40% - 25% (показатели смеси $W_t^r = 16{,}8\%$, $A^d = 22{,}5\%$, $V^{daf} = 42{,}8\%$, $Q_i^r = 4781$ ккал/кг). При качестве, отвечающем 1 категории углей газовой группы, смеси будут дешевле на 6-10% за счет меньшей стоимости буроугольной составляющей в натуральном и условном исчислении.

ВЫВОДЫ

Основным показателем эффективности топливоиспользования на ТЭС следует считать удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в денежном эквиваленте, который определяется как показателем тепловой экономичности блоков - удельным расходом топлива b, г у.т./(кВт·ч), так и долей и ценой твердого топлива в условном исчислении.

Поскольку сейчас показатели сжигания почти достигли возможного предела, в направлении повышения тепловой экономичности энергоблоков модернизация турбин способна дать значительно больший выигрыш, чем реконструкция котлов.

В направлении повышения доли и снижения цены твердого топлива существенный эффект может дать поставка на ТЭС приготовленных на ОФ равномерно шихтованных топливных смесей: на антрацитовые ТЭС – на основе антрацита с добавкой 10-20% газового угля для улучшения условий воспламенения и горения без подсветки за счет повышения выхода летучих до 8-12%; на ТЭС, сжигающие угли газовой группы. – на основе газовых углей с добавкой 20-25% более дешевых низкосортных топлив (отгрохоченного и подсушенного шлама с зольностью до 40% или днепровского бурого угля с влажностью 40-50%).

ЛІТЕРАТУРА

1. ГКД 34.09.103-96 Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования. Методические указания. – Киев: Минэнерго Украины, 1996. – 136 с.
2. Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В. Влияние качества угля на эффективность его пылевидного сжигания на ТЭС Украины // Энергохозяйство за рубежом. – 2011. - № 5. – С. 23-28.
3. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепло-

вые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.
4. Чернявский Н.В. Влияние обогащения энергетических углей на их калорийность и эффективность сжигания на тепловых электростанциях // Збагачення корисних копалин: наук.-техн. зб. – Дніпропетровськ, Нац. гірн. університет. - 2012. – Вип. 49(89).
5. Чернявский Н.В., Голенко И.Л., Провалов А.Ю. Оценка нижнего предела мехнедожога при пылевидном сжигании украинских энергетиче-ских углей // Современная наука: Сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2011. – №3(8). – С. 68-73.
6. Чернявский Н.В. О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике // Современная наука: Сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2012. - № 1(9). – С.80-88.
7. Досвід експериментального спалювання вугілля Г/А на Трипільській ТЕС / В.Г.Дєдов, О.М.Коземко, Є.М.Ачкасов, М.В.Чернявский та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2010. - № 3. – С. 49-55.
8. Сегрегация пыли энергетических углей и топливных смесей по зольности и выходу летучих / Чернявский Н.В., Провалов А.Ю., Голенко И.Л., Процко А.А., Кирута В.Л. // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2011. - №1. – С. 3-8.
9. Косячков О.В., Чернявський М.В. Особливості використання бурого вугілля на ТЕС, що спалюють вугілля газової групи // Енергетика: проблеми та перспективи. Погляд громадськості (збірка №4). – К.: НТСЕУ, ОЕП «ГРІФРЕ», 2007. – С.272–273.
10. Лебедев А.Н. Подготовка и размол топлива на электростанциях. – М.: Энергия, 1969. – 520 с.