

Топливо и енергетика

УДК 620.9:662.66

Чернявський М.В., канд. техн. наук
Інститут вугільних енерготехнологій НАН України, Київ
вул. Андріївська, 19, 04070, Київ, Україна, e-mail: mchernyavski@yandex.com

Сучасні проблеми паливозабезпечення та паливоспоживання ТЕС України

Розглянуто ресурси енергетичного вугілля в Україні, особливості його видобутку та збагачення, розподіл за марками у видобутку та споживанні тепловими електростанціями. Проаналізовано динаміку виробництва та споживання енергетичного вугілля за роки незалежності, вплив впровадження нормативних документів та прогресивних цінових шкал на покращення якості вугільної продукції та витіснення газу та мазуту з паливної бази ТЕС. Показано, що ринки енергетичного вугілля та електроенергії є взаємозалежними, що в умовах державного регулювання закупівельної ціни електроенергії, виробленої на ТЕС, базова ціна вугільної продукції повинна визначатися, виходячи з паливної складової виробництва електроенергії. Доведено, що створення вертикально інтегрованих енергокомпаній сприяло зменшенню собівартості вугільної продукції, перетворенню вугільних та генеруючих компаній на рентабельні. Собівартість продукції державних вугільних компаній значно перевищує базову ціну енергетичного вугілля, що в попередні роки вимагало великого обсягу державної підтримки галузі. Проаналізовано зміни у виробництві та споживанні енергетичної вугільної продукції у державному та приватному секторах у 2014–2015 рр. Запропоновано заходи оздоровлення паливно-енергетичного ринку України на найближчі роки. Визначено проблеми, які виникають внаслідок ускладнення постачання антрациту та пісного вугілля з тимчасово неконтрольованої зони, обмежених можливостей імпорту вугілля цих марок, та штучного заниження закупівельної ціни електроенергії, виробленої на ТЕС, в умовах відмови від державної підтримки вугільної галузі. *Бібл. 14, табл. 9, рис. 5.*

Ключові слова: енергетичне вугілля, антрацит, видобуток, теплові електростанції (ТЕС), споживання, ціна, тариф на відпуск електроенергії.

Основною енергетичною сировиною в Україні є вугілля (94,5 % від всіх запасів викопних палив; для порівняння: нафта – 2 %, газ – 3,5 %). За геологічними запасами вугілля Україна посідає перше місце в Європі та восьме у світі. У вітчизняних родовищах представлені всі типи (марки) вугілля – від бурого

до антрациту (табл.1). Головне місце у покладах належить кам'яному вугіллю, зосередженому у Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах.

Підтверджені запаси вугілля в Україні складають 56,2 млрд т, з яких на Донбас припадає 93 % (шосте місце серед басейнів світу),

Таблиця 1. Класифікація вугілля за ДСТУ 3472–96

Вугілля	Марка	Показник відбиття вітриніту R_0 , %	Вихід летких речовин V^{daf} , %	Товщина пластичного шару Y , мм	Індекс Рога R_I , відн. од.	Вища теплота згоряння для сухого беззольного стану Q_s^{daf} , МДж/кг
Буре	Б	< 0,4	50–70	–	–	< 2,4*
Довгополумене	Д	0,4–0,6	35–50	< 6	–	–
Довгополумене газове	ДГ	0,50–0,80	35–48	6–9	–	–
Газове	Г	0,50–1,0	33–46	10–16**	–	–
Жирне	Ж	0,85–1,20	28–36	17–38	–	–
Коксове	К	1,21–1,60	18–28	13–28	–	–
Піснувате спікливе	ПС	1,30–1,90	14–22	6–12	13–50	–
Пісне	П	1,60–2,59	8–18***	< 6	< 13	35,2–36,5 вкл.
Антрацит	А	2,60–5,60	< 8	–	–	< 35,2

* Теплота згоряння приведена на вологий стан Q_s^{daf} . ** При $R_0 < 0,85$ % та $Y > 16$ мм вугілля відносять до марки Г. *** При $V^{daf} < 8$ % та $Q_s^{daf} \geq 35,2$ МДж/кг вугілля відносять до марки П.

на Львівсько-Волинський басейн – 4,5 %, на Дніпровський буровугільний басейн – 2 %. Балансові запаси вугілля категорії А+В+С₁ (розвідані та вивчені детально) станом на початок 2012 р. складають 44,6 млрд т, з яких більше 31 млрд т – енергетичне вугілля (табл.2).

До енергетичного належить вугілля марок А, П, Д, а також значна частина марок ДГ, Г та невелика частина марки Ж, що не використовується для виробництва коксу.

Енергетичне вугілля поділяється на дві великі групи: група марок Д, ДГ, Г («газове» вугілля) і група А, П (низькорекційне вугілля). Основний критерій поділу – вихід летких речовин для сухого беззольного стану палива V^{daf} (35–45 % для вугілля «газової» групи та ≤ 18 % для групи низькорекційного вугілля). Ці групи енергетичного вугілля між собою не є взаємозамінними з огляду на принципово різні умови займання, горіння, під-

свічування та вибухобезпеки пилосистем котлоагрегатів. У межах кожної групи марки вугілля взаємозамінні, тобто можуть використовуватися для спалювання у котлоагрегатах, спроектованих для спалювання вугілля цієї групи, без зміни складу та режимів роботи обладнання.

До позабалансового вугілля належить буре, яке не використовується на діючих ТЕС. Обсяги розвіданого вугілля складають > 2,4 млрд т, з них понад 500 млн т придатні для відкритої розробки. Перспективною для місцевих потреб є розробка розрізів із запасами до 5 млн т. Негативні властивості дніпровського бурого вугілля, що потребують врахування при розробці методів його використання як енергетичного: низька калорійність (до 1800 ккал/кг) внаслідок високого вмісту вологи (більше 50 %); високий вміст сірки на суху масу ($S_{td} = 3,0\text{--}4,6$ %); крихка землиста структура, що призводить до значного порохиння при попередньому підсушуванні.

Особливістю вітчизняної вуглевидобувної галузі є те, що на більшості існуючих шахт потужні пласти з відносно невеликою глибиною залягання вже відпрацьовані. Тому внаслідок високої зольності, пов'язаної з експлуатацією тонких пластів та з присічкою бокових порід, видобуто рядове вугілля, за окремими винятками, потребує збагачення. (Під рядовим розуміють видобуто вугілля, що пройшло на шахті первинне сортування до розміру 0–200 мм, зі зменшенням зольності від 50–65 до 35–45 % за рахунок відкидання великих брил породи.)

Особливо це стосується вугілля Львівсько-Волинського басейну. Крім цього, експлуатація пластів з глибиною залягання більше 800 м, а подекуди й більше 1000 м значно збільшує небезпеку шахтних робіт та собівартість видобутого вугілля. Україна має достатню потужність вуглезбагачувальних фаб-

Таблиця 2. Балансові запаси вугілля України на 1 січня 2012 р., млн т

Марка вугілля	А+В	А+В+С ₁	С ₂
Б	1045,0	2593,3	299,2
Д	2985,2	13000,6	2825,1
ДГ	2187,6 (534,5)	6762,8(1635,4)	2073,9 (830,0)
Г	2641,2(1928,5)	7943,1(5593,9)	2660,7(1812,6)
Ж	746,7 (666,9)	2642,8 (2629,2)	885,0 (884,5)
К	585,1 (580,6)	1965,5 (1931,2)	387,9 (367,5)
ПС	255,8 (255,8)	1016,5 (947,6)	311,5 (291,7)
П	804,8 (101,1)	2586,1 (555,4)	591,2 (150,6)
А	2002,2	6142,2	1440,7
Усього	13253,6	44639,4	11477,5
У тому числі енергетичне	9186,2	31333,1	7140,6

Примітка. У дужках – у тому числі коксівне.

рик, щоб повністю забезпечити переробку видобутого вугілля. На кінець 2013 р. працювали 55 фабрик різних форм власності загальною виробничою потужністю 134 млн т. Виробничі потужності фабрик, що збагачують енергетичне вугілля, які перейшли у приватну власність або в оренду, перевищують 72 млн т/рік по рядовому вугіллю, що значно більше, ніж весь обсяг видобутку енергетичного вугілля. У 2007–2013 рр. основна частина енергетичного вугілля проходила збагачення, вихід енергетичної вугільної продукції (продуктів збагачення та відносно малозольного рядового вугілля) склав 71–72 % від обсягу видобутого вугілля.

В останні роки частка ТЕС та великих ТЕЦ серед енергогенеруючих потужностей України складала близько 55 %, у виробництві електроенергії – 42–45 %. Основу генеруючих потужностей ТЕС складають вугільні енергоблоки, які є основним споживачем енергетичної вугільної продукції. Важливість вугільної енергетики в Україні пов'язана не тільки з визначним місцем вугілля серед місцевих енергоносіїв, а й з тим, що на відміну від АЕС енергоблоку ТЕС здатні працювати у напівпіковому режимі навантаження та є основним засобом покриття коливання графіку енергоспоживання. З-поміж 14 ТЕС України 7 спроектовані для спалювання вугілля «газової» групи (Зуївська, Вуглегірська, Запорізька, Курахівська, Ладжинська, Добротвірська, Бурштинська), 7 – для спалювання групи низькорекційного вугілля (Трипільська, Зміївська, Придніпровська, Старобешівська, Слов'янська, Луганська – марок А та П; Криворізька – тільки марки П).

Стан вугільної енергетики до 2010 р.

У 1980-ті рр. в Україні видобувалося до 240 млн т вугілля на рік. До середини 1990-х рр. внаслідок загального зниження виробництва та відсутності капіталовкладень у галузь річний видобуток рядового вугілля знизився до 75–80 млн т. За перші 20 років незалежності зменшилися кількість діючих шахт (1991 р. – 276, 2000 р. – 244, 2008 р. – 160, 2010 р. – 150, з них лише 121 були у підпорядкуванні Мінвуглепрому) та річна виробнича потужність наявного шахтного фонду (1991 р. – 193 млн т, 2000 р. – 112 млн т, 2007 р. – 95 млн т, 2010 р. – близько 92 млн т).

Видобуток енергетичного вугілля пов'язаний з попитом на нього споживачів, головним чином ТЕС. Попит визначається якістю вугільної продукції, що надходить на ринок, та доступністю альтернативних енергоносіїв: газу

та мазуту. До 2001 р. на ТЕС постачалося вугілля із зольністю на суху масу $A^d = 35\text{--}39\%$ (калорійність 4000–4500 ккал/кг). Його спалювання було можливим лише з газомазутним підсвічуванням, частка якого у перерахунку на умовне паливо досягала 35 %, а загальна частка газу в паливній структурі ТЕС перевищувала 40 %. Внаслідок недосконалості багатопозиційного преїскуранта поставка на ТЕС збагаченого вугілля була не вигідною для постачальників. Коефіцієнт використання потужності збагачувальних фабрик (ЗФ) не перевищував 0,3. Природний газ у перерахунку на умовне паливо коштував ненабагато більше вугілля, його використання мало впливало на собівартість електроенергії. Стандарти, що нормували якість вугілля, були відмінені; ТЕС оплачували натуральні тонни поставленого вугілля, незалежно від його калорійності.

У 1998–2001 рр. Інститут вугільних енерготехнологій НАН України (ІВЕ НАН України) очолив розробку ДСТУ 4083–2002 «Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови». У ньому було встановлено 4 категорії якості вугілля: перша – вугілля, яке спалюють при номінальному навантаженні без підсвічування; друга – вугілля, спалювання якого можливе лише з підсвічуванням; третя – високозольний проміжний продукт збагачення коксівного вугілля; четверта – шлам. Також було закладено засади ціноутворення із зменшенням ціни умовного палива від 1-ї до 4-ї категорій, які у цінах енергоносіїв 2001 р. враховували витрати ЗФ на збагачення та й витрати ТЕС на спалювання вугілля погіршеної якості з підсвічуванням. Це дало змогу замінити багатопозиційний преїскурант трьома базовими цінами на вугілля 1 категорії з базовою зольністю. Після впровадження розробленого ІВЕ НАН України ГТР 34.09.110–2003 «Вхідний контроль палива на ТЕС та організація претензійної роботи. Методичні вказівки», який вперше вводить шкалу прогресивних знижок-надбавок за якістю вугілля, вдалося створити спільний інтерес постачальників та ТЕС до якості вугільної продукції, обмежити поставку на ТЕС рядового вугілля, відсівів, знизити середню зольність вугілля для ТЕС до 23–25 % (5300–5400 ккал/кг) (рис.1). Сукупно із заходами з відновлення технічного стану енергоблоків це дозволило знизити загальну частку газу та мазуту у паливній базі ТЕС до 2 %, тобто до рівня витрат лише на розпал котлів (рис.2). На цьому рівні вона утримується і зараз.

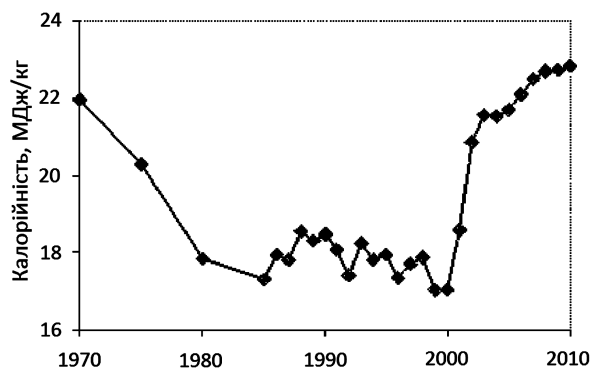


Рис.1. Динаміка калорійності вугілля, що постачається на ТЕС України, за останні 40 років.

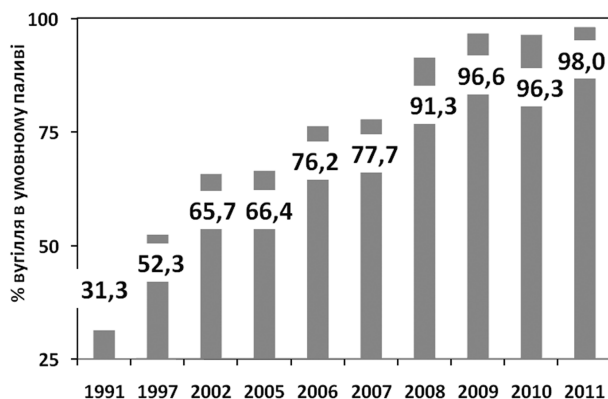


Рис.2. Динаміка зростання частки вугілля у паливній базі ТЕС України за останні 20 років.

Річна потреба ТЕС у паливі у 2000-і рр. становила у середньому 26 млн т у.п. До 2006 р. 25–45 % від цього обсягу покривалося природним газом. Починаючи з 2008 р., завдяки підвищенню якості вугілля та зменшенню необхідності у підсвічуванні, а також внаслідок

Таблиця 3. Динаміка видобутку та зольності рядового вугілля в Україні

Рік	Видобуток, тис. т	Зольність Ad, %	У тому числі для енергетики	
			видобуток, тис. т	зольність Ad, %
2002	80961,7	37,8	41120,1	38,5
2003	79576,0	38,0	41110,0	37,6
2004	79437,3	38,3	44725,5	38,4
2005	77247,0	38,0	44912,8	38,2
2006	78624,5	37,6	51892,6	38,2
2007	75095,4	38,1	49145,3	39,0
2008	77309,0	38,9	53091,0	39,5
2009	72522,5	38,6	50458,0	39,2
2010	75188,0	40,5	52401,9	39,7
2011	82823,4	39,2	58448,8	39,5
2012	85946,0	39,4	61122,5	39,5
2013	82434,5	40,3	60125,0	40,1

збільшення ціни на імпортований природний газ та обмеження його постачання, більше 97 % паливної бази ТЕС складає вугільна продукція. Це потребувало заміщення газу вугіллям в обсязі 6–8 млн т у.п./рік. Частково таке було виконано за рахунок переведення потрібних обсягів вугілля марки Г з коксування в енергетику (табл.3), з еквівалентною заміною у виробництві коксу на експорт давальницькою сировиною з Росії. Відповідно змінювалася структура енергетичного вугілля у марковому співвідношенні: частка вугілля «газової» групи (марки Д, ДГ, Г, Ж) збільшилася від 42 % у 2004 р. до 51 % у 2011 р. (решта – антрацит та пісє).

Закриття державних шахт внаслідок їх збитковості супроводжувалося поступовою приватизацією вугільних підприємств. У 2002 р. було створено асоціацію ДТЕК, до якої від початку входять ТОВ «Східенерго» (Курахівська, Зуївська, Луганська ТЕС), шахта «Комсомолец Донбасу» (марка П) та ЗФ «Моспинська». Протягом 2004–2007 рр. до складу ДТЕК входять ПАТ «Павлоградвугілля» (марки Г, ДГ), ЗФ «Павлоградська», «Курахівська», «Жовтнева», «Добропільська». Частка ДТЕК у видобутку енергетичного вугілля досягла 30 %. Це приблизно відповідає частці споживання ТОВ «Східенерго» «Східенерго» серед усіх генеруючих компаній України.

До кінця 2009 р. на ринку енергетичного вугілля України склалася така ситуація. Близько 30 % вугільної продукції давав ДТЕК, вона спрямовувалася майже виключно на власні електростанції ТОВ «ДТЕК Східенерго». До 10 % давали інші приватні та орендні підприємства: шахти «Жданівська», «Білозерська», «Білоріченська», «Садова», самостійне підприємство ДВАТ «Надія». Вони постачали вугілля на ТЕС державних генеруючих компаній «Центренерго», «Дніпроенерго», «Донбасенерго» та «Західенерго» (об'єднані у НАК «Енергетична компанія України»). Більше 60 % ринку енергетичного вугілля складала вугільна продукція з державних видобувних компаній, яка постачалася на ТЕС державних генеруючих компаній через ДП «Вугілля України».

При цьому базові закупівельні ціни на вугільну продукцію встановлювалися єдиними та, за узгодженням між Міненерго, Мінвуглепромом та НКРЕ, формувалися, виходячи з тарифів на електроенергію. Ці тарифи встановлювалися, виходячи не з реальної собівартості виробництва електроенергії, але з купівельної спроможності населення, тобто мали більш соціальне, ніж економічне підґрунтя.

Сказане можна пояснити прикладом. У 2013 р. середня закупівельна ціна на електро-

енергію від теплової генерації складала близько 610 грн/(МВт·год). При частці паливної складової у виробництві електроенергії 75 % ця складова становить 488 грн/(МВт·год). Питомі витрати палива на відпуск електроенергії на ТЕС України – в середньому близько 0,4 т у.п./(МВт·год). З цього впливає економічно виправдана вартість палива на приході ТЕС $488 : 0,4 = 1220$ грн/т у.п., або при середній калорійності вугілля 5500 ккал/кг, що надходить, – близько 960 грн/т з ПДВ та транспортом. З вирахуванням транспортних витрат (у середньому близько 60 грн/т) та ПДВ 20 % одержимо 750 грн/т; при більш високій ціні палива виробництво з нього електроенергії за прийнятним тарифом стає нерентабельним. Саме у межах від 700 грн/т (на початку року) до 770 грн/т (наприкінці року) було встановлено базову ціну на енергетичне вугілля (концентрат вуглезабагачення) з калорійністю 5350 ккал/кг для вугілля марок Г, ДГ та 5800 ккал/кг для антрациту та пісного у 2013 р. З урахуванням середньої вартості збагачення близько 70 грн/т концентрату та виходу його близько 71 % від рядового вугілля одержимо середню закупівельну ціну рядового вугілля приблизно 483 грн/т при фактичній 490 грн/т у 2013 р., що підтверджує правильність розрахунку.

На таку собівартість вугільної продукції виходили тільки підприємства ДТЕК. Собівартість продукції державних вугільних підприємств була у 2–2,5 рази більшою внаслідок низької ефективності виробництва та високих накладних витрат. Різниця покривалася державною підтримкою вугільної галузі, що не стимулювало зростання ефективності виробництва. Роль ДП «Вугілля України» була досить

специфічною: від початку вона планувалася для вирівнювання доходів більш та менш рентабельних шахт, на практиці вона звелася до пріоритетної підтримки шахт, що видобувають вугілля газової групи за рахунок недоплати 20–25 % антрацитовим шахтам. Розвиток решти приватних та орендних підприємств штучно стримувався урядом. Так, у 2009 р. державним генеруючим компаніям було заборонено закуповувати вугілля у недержавних підприємств, що поставило такі великі шахти, як «Жданівська» та «Садова», в умови банкрутства. Інші урядові постанови ставили на межу банкрутства державні генеруючі компанії: у тому ж 2009 р. їх змусили надмірно заповнити вугільні склади, так що прибуток від реалізації електроенергії за штучно стриманим тарифом не покривав витратів на відсотки по кредитах, за які було закуплене зайве вугілля. В результаті у 2009 р. заборгованість ТЕС НАК «Енергетична компанія України» зросла на 3,4 млрд грн. Єдиною прибутковою генеруючою компанією у 2000-і рр. була ТОВ «ДТЕК Східенерго», причому її прибутковість забезпечувалася здебільшого вертикальною інтеграцією паливно-енергетичного холдингу з розкладенням кінцевого прибутку пропорційно на всі ланки: вуглевидобувну, вуглезабагачувальну, генеруючу та електророзподільну.

У цих умовах видобуток 77 млн т, у тому числі 52–53 млн т енергетичного вугілля, був верхньою межею можливостей паливно-енергетичного комплексу, в якому більшість вуглевидобувних та генеруючих потужностей була державною. Ситуацію могла змінити на краще тільки приватизація вугільних підприємств з налагодженням вертикальної інтеграції вугільних компаній з генеруючими.

Таблиця 4. Виробнича потужність шахт, які видобувають енергетичне вугілля

Підприємства	Марка вугілля	Кількість шахт	Виробнича потужність*, млн т/рік		
			2012 р.	2020 р.	2030 р.
ДТЕК	ДГ, Г	16	17,7	28,0	25,0
	А, П	12	13,7	22,7	22,7
Державні шахти	ДГ, Г, Ж	32	20,5	25,0	27,1
	А, П	25	12,6	13,4	12,4
Малі шахти	А, П	–	1,5	1,7	0,7
Новобудови	ДГ, Г	3	0,6	0,9	9,0
Усього	ДГ, Г, Ж	51	38,8	53,9	61,1
	А, П	37	27,8	37,8	35,8
Усього		88	66,6	91,7	96,9

* За проектом «Програми розвитку вугільної промисловості до 2030 р.».

Стан вугільної енергетики у 2010–2013 рр.

Ще у 2007 р. компанія ДТЕК придбала 44 % акцій ПАТ «Дніпроенерго». У 2010–2013 рр. ДТЕК на 49 років орендувала потужні вугільні підприємства «Добропіллявугілля», «Свердловантрацит» та «Ровенькиантрацит», придбала шахту «Білозерська», більше 70 % акцій генеруючих компаній «Західенерго» та «Дніпроенерго». В результаті з 2010 по 2012 р. видобуток вугілля у країні збільшився від 75,2 до 85,9 млн т, у тому числі енергетичного – від 52,4 до 61,1 млн т (див. табл.3). Пропорційно збільшився відпуск електроенергії з ТЕС. Збільшення видобутку відбулося головним чином за рахунок приватизованих шахт, що видобувають енергетичне вугілля (рис.3).

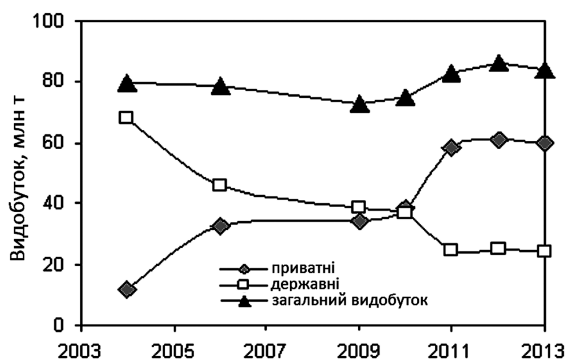


Рис.3. Динаміка видобутку вугілля в Україні по шахтах різних форм власності.

Аналіз показує, що збільшення видобутку вугілля у приватному секторі пов'язане головним чином зі зростанням продуктивності праці на підприємствах ДТЕК, досягнутим за рахунок інвестицій та поліпшення організації виробництва. У 2012 р. виробнича потужність 28 шахт ДТЕК майже дорівнювала виробничій потужності 57 державних шахт (табл.4), але використовувалася набагато інтенсивніше: на

шахтах ДТЕК було видобуто удвічі більше вугілля, ніж на державних. Ще одним чинником офіційного збільшення видобутку було включення частини малих вугільних підприємств (так званих копанок), які, за різними оцінками, сукупно видобували до 5 млн т вугілля, до державної звітності в обсязі 1,9 млн т.

Баланс видобутку та випуску продуктів збагачення по видах надходження та споживання (усі показники наведені на робочу масу вугілля, за даними ДП «УкрНДІвуглезбагачення») у 2010–2013 рр. наведений у табл.5, а також представлені відомості про споживання енергетичного вугілля енергогенеруючими компаніями (за даними НАК «Енергетична компанія України»). Можна бачити, що обсяг споживання на ТЕС становив 85–88 % від обсягу надходження вітчизняної вугільної продукції (решта споживалася на ТЕЦ, у котельнях, на побутові потреби). Зменшення у 2013 р. частки вугільної продукції, що використовувалася на ТЕС, означало її тимчасовий профіцит, який йшов на експорт.

Таблиця 5. Баланс ринку енергетичного вугілля у 2010–2013 рр.

Обсяг за видами	2010 р.			2011 р.			2012 р.			2013 р.*		
	Д+ДГ+ +Г**	А+П	Усього	Д+ДГ+ +Г**	А+П	Усього	Д+ДГ+ +Г**	А+П	Усього	Д+ДГ+ +Г**	А+П	Усього
Надходження вугільної продукції, тис. т												
Видобуток енергетичного вугілля	27276	25126	52402	29615	28834	58449	28763	31600	60363	31120***	29005***	60125***
Обсяг переробки вугілля на ЗФ	20692	19304	39996	22500	22150	44650	21860	24016	45876	н/д	н/д	н/д
Випуск продуктів збагачення	12420	12450	24870	13700	14300	28000	13335	15610	28902	н/д	н/д	н/д
Рядове вугілля, не перероблене на ЗФ	6584	5822	12406	7115	6684	13799	6903	7584	14487	н/д	н/д	н/д
Всього вугільної продукції****	19004	18272	37276	20815	20984	41799	20238	23194	43389	21896	21289	43186
Споживання вугільної продукції на ТЕС, тис. т												
Генеруючі компанії:												
ТОВ «Східенерго»	6644	2801	9445	6903	2659	9562	6053	2747	8800	6907	2348	9255
ПАТ «Дніпроенерго»	2402	4790	7192	2293	5439	7732	2166	5737	7903	2604	5178	7782
ПАТ «Західенерго»	5846	–	5846	7209	–	7209	8091	–	8091	8544	–	8544
ПАТ «Центренерго»	2277	4833	7110	2021	5344	7365	2596	5704	8300	1017	5362	6378
ПАТ «Донбасенерго»	–	3320	3320	–	4670	4670	–	4378	4378	–	4896	4896
Усього	17169	15744	32913	18425	18113	36538	18906	18565	37471	19072	17783	36855
Частка енергетичної вугільної продукції, використана на ТЕС	0,90	0,86	0,88	0,89	0,86	0,87	0,93	0,80	0,86	0,87	0,84	0,85

* По шахтах різної форми власності у 2013 р. видобуток розподілявся таким чином: державні шахти: марки Д+ДГ+Г** – 8874 тис. т, марки А+П – 9776 тис. т; ДТЕК: марки Д+ДГ+Г** – 22245 тис. т, марки А+П – 17778 тис. т (у перерахунку на вугільну продукцію 15652 тис. т та 13049 тис. т відповідно); інші недержавні шахти: марка П – 1451 тис. т (шахта «Жданівська»). До цієї кількості слід додати видобуток 1200 т (марки А, П) на малих приватних підприємствах Донецької та Луганської обл. ** За статистикою ДП «УкрНДІвуглезбагачення», до цієї групи внесено кількості тисяч тонн вугілля марки Ж з високим виходом летких, яке використовується як енергетичне. *** Немає даних по випуску продуктів збагачення. Для оцінки прийнято частку вугільної продукції від видобутку рядового вугілля за 2012 р. **** Вважається, що на ринок надходять продукти збагачення та рядове вугілля, не перероблене на ЗФ. Враховане тільки вугілля власного видобутку, без експорту-імпорту.

Кількість та якість вугільної продукції, що надходила на ТЕС у 2013 р., наведено у табл.6. Крім Курахівської ТЕС, розрахованої на спалювання високозольного промпродукту, та Зуївської ТЕС, здатної спалювати вугілля 2-ї категорії якості без підсвічування, решта одержувала вугілля 1-ї категорії якості. Порівняння даних табл.5 та 6 показує, що вугільні підприємства ДТЕК забезпечували близько 87 % від потреби власних генеруючих компаній у вугіллі марок Г, ДГ (решта 2,4 млн т закуповувалася у державних вугільних компаній) та по марках А, П порівняно з потребами власної генерації давали надлишок 5,5 млн т, який в основному продавали генкомпаніям «Центренерго» та «Донбасенерго», у меншій частині експортували. Подальше зростання сегменту ДТЕК не планувалося для запобігання порушення антимонопольного законодавства.

Наведені дані свідчать, що у 2011–2012 рр. вперше було подолано дефіцит енергетичної вугільної продукції усіх марок та належної якості, а у 2013 р. досягнуто профіцит. Але при цьому залишалися певні проблеми, що потребували вирішення.

1. Вище вказувалося, що середня закупівельна ціна рядового вугілля у 2013 р. встановлена, виходячи з паливної частки у та-

Таблиця 6. Марки та якість вугілля, поставленого на ТЕС у 2013 р.

ТЕС	Марка вугілля	Кількість, тис. т у.п.	W _г , %	A _г , %	Q _г , ккал/кг	S _г , %
Дніпроенерго						
Запорізька	Г, ДГ	2604,1	10,2	20,03	5288	2,11
Придніпровська	А, П	1943,3	7,43	21,85	5514	1,56
Криворізька	П	3234,5	6,14	22,46	5767	2,43
Східенерго						
Зуївська	Г, ДГ	3118,5	13,15	22,73	4829	1,69
Курахівська	Г, ДГ	3788,8	8,11	32,03	4506	1,63
Луганська	А, П	2347,7	7,83	15,62	5977	1,66
Західенерго						
Бурштинська	Г, ДГ	4750,2	12,17	19,53	5149	1,61
Добротвірська	Г, ДГ	972,1	9,23	21,47	5368	1,87
Ладизинська	Г, ДГ	2821,8	11,59	18,75	5091	1,85
Центренерго						
Вуглегірська	Г, ДГ	2590,0*	9,26	21,03	5377	2,97
Зміївська	А, П	3213,8	9,23	20,88	5493	1,83
Трипільська	А, П	2148,0	8,43	20,93	5472	1,37
Донбасенерго						
Слов'янська	А, П	1155,5	8,78	21,60	5439	1,18
Старобешівська	А, П	3740,0	8,48	23,29	5258	1,32

* Дані 2012 р. У 2013 р. внаслідок пожежі споживання скоротилося до 1 млн т. На цей час усі енергоблоки відновлені.

рифі на закупівлю електроенергії від генеруючих компаній, становила близько 490 грн/т. Підприємства ДТЕК загалом на цю ціну виходили, але на державних шахтах у 2013 р. собівартість видобутку перевищувала 1200 грн/т. Причини цього такі: вичерпання більш потужних та менш глибоких пластів, старіння обладнання внаслідок недостатніх капіталовкладень, низька ефективність організації виробництва, високі накладні витрати. Різниця між закупівельною ціною та собівартістю енергетичного вугілля на державних шахтах покривалася дотацією у формі державної підтримки вугільної галузі. На це у 2013 р. було витрачено близько 13 млрд грн бюджетних коштів.

2. Рядове вугілля ДП «Львіввугілля» та «Волиньвугілля» відрізняється підвищеною зольністю та перед поставкою на ТЕС обов'язково потребує збагачення. З урахуванням меншого виходу концентрату, високої собівартості збагачення та монопольного становища ВАТ «Львівська вугільна компанія» (ЗФ «Червоноградська») у регіоні при середній закупівельній ціні рядового вугілля 490 грн/т вартість концентрату однакової якості без ПДВ та транспорту від ДП «Львіввугілля» та «Волиньвугілля» сягала 870–880 грн/т проти 760–770 грн/т для донецького та павлоградського вугілля. Зважаючи ще й на підвищений вміст сірки у львівсько-волинському вугіллі, ДТЕК вважала за краще постачати на Бурштинську ТЕС концентрат марки Г з Донбасу та Павлограду, що обмежувало для ДП «Львіввугілля» та «Волиньвугілля» можливості розширення збуту та, як наслідок, розвитку.

3. При тому, що встановлена потужність вугільних енергоблоків ТЕС є в 1,6 разів більшою, ніж АЕС, з урахуванням частини блоків, що знаходяться на реконструкції, та роботи інших блоків у регульовальному режимі з середнім навантаженням 70 % можна сказати, що наприкінці 2013 р. верхню межу вироблення електроенергії на вугільних енергоблоках було майже досягнуто. З іншого боку, середній вміст сірки у вітчизняному енергетичному вугіллі понад 2 % на суху масу обмежує можливості його експорту. Тому подальший розвиток вугільної галузі у 2013 р. вбачався паралельно з розвитком споживання вугільної продукції іншими споживачами. Зокрема, у 2015 р. 4 млн т, у 2030 р. 16 млн т вугільної продукції планувалося використовувати на виробництво водовугільного палива (ВВП) та синтез-газу (рис.4). Для цього передбачалося використовувати китайські кредити, китайські технології, але, на жаль, рішення про це приймалося без

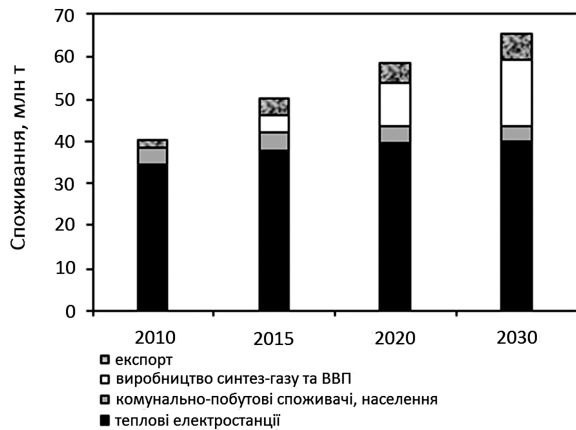


Рис.4. Прогноз динаміки споживання вугільної продукції згідно з проектом «Програми розвитку вугільної промисловості до 2030 р.» (Мінергевугілля, 2013 р.).

серйозного опрацювання технічної можливості та доцільності впровадження ВВП та синтез-газу в енергетичному секторі. У серпні 2013 р. було приватизовано ще одну генеруючу компанію — «Донбасенерго». Переможця конкурсу ТОВ «Енергоінвест-холдінг» пов'язують з ТОВ «ДРФЦ». На відміну від ДТЕК у власності ДРФЦ не було видобувних підприємств, лише

5 великих ЗФ. На думку експертів, саме через ці фабрики проходила і «відмивалась» основна частина вугілля з нелегальних «копанок». Таким чином, приватизація «Донбасенерго» була спробою створити конкуренцію холдингу «ДТЕК» іншою вертикально інтегрованою структурою, проте, на відміну від ДТЕК, ця структура була під сильним впливом тіньових схем.

Зміни у виробництві та споживанні вугільної продукції у 2014–2015 рр.

У зв'язку зі складною внутрішньою та зовнішньою політичною обстановкою в Україні структура видобутку та споживання вугільної продукції докорінним чином змінилася. Наприкінці літа 2014 р. практично всі вугільні підприємства, що видобувають антрацит та пісне вугілля, опинилися на тимчасово неконтрольованій Україною території. Частина з них виявилася зруйнованою або знеструмленою, шляхи залізничного вивозу вугілля порушені або блоковані. У цій зоні опинилася також більшість ЗФ та дві ТЕС, а Слов'янська ТЕС, що знаходиться поза зоною, була частково пошкоджена, її основний блок потужністю 800 МВт багато місяців не працював. Щоправда, там зали-

Таблиця 7. Структура паливозабезпечення та основні постачальники українського енергетичного вугілля на ТЕС у 2014 р.

Постачальник, ТЕС	Запас вугілля на 01.01.14, тис. т	Поставки вугілля на ТЕС, тис. т					Q _r , ккал/кг	Запас вугілля на 01.01.15, тис. т
		ДП «Вугілля України»	імпорт	ДТЕК	інші	Всього		
ДОНБАСЕНЕРГО	655,9	1065,1			1740,3	2805,5	5503	142,8
Старобешівська (А+П)	362,7	904,5			1599,1	2503,7	5495	120,0
Слов'янська (А+П)	293,2	160,6			141,2	301,8	5542	22,9
ЦЕНТРАЕНЕРГО	1094,3	3577,0	498,1		671,6	4746,7	5364	57,8
Вуглегірська (Г+ДГ)	178,0	1171,0			301,2	1472,2	5431	42,7
Трипільська (А+П)	365,5	1003,4	307,7		127,9	1439,0	5379	7,8
Зміївська (А+П)	550,8	1402,5	190,4		242,5	1835,4	5306	7,2
ДНПРОЕНЕРГО	812,8		1286,0	5476,2		6762,2	5519	173,6
Криворізька (П)	322,3		777,8	1928,6		2706,4	5810	20,7
Придніпровська (А+П)	231,0		508,2	1197,2		1705,5	5558	30,9
Запорізька (Г+ДГ)	259,5			2350,3		2350,3	5137	122,1
ЗАХІДЕНЕРГО	767,8	896,5		7267,2		8163,7	5064	435,7
Бурштинська (Г+ДГ)	374,8	39,1		4716,1		4755,2	5109	245,5
Добротвірська (Г+ДГ)	114,6	857,4				857,4	5252	59,4
Ладжинська (Г+ДГ)	278,4			2551,0		2551,0	4920	130,8
СХІДЕНЕРГО	826,7	4,9	396,8	6646,0		7047,6	4961	350,4
Зуївська (Г+ДГ)	263,1	4,9		1929,3		1934,2	4854	76,1
Курахівська (Г+ДГ)	406,2			3112,5		3112,5	4370	236,1
Луганська (А+П)	157,4		396,8	1604,1		2000,9	5982	38,3
УСЬОГО	4157,5	5543,5	2180,8	19389,3	2411,9	29526*	5242	1160,4
АШ + П	2282,9	3471,1	2180,8	4730,0	2110,7	12492,6	5596	247,7
Г + ДГ	1874,6	2072,4		14659,4	301,2	17033,0	4956	912,7

*Витрата вугілля на ТЕС у 2014 р. — 32522,7 тис. т, з них А+П — 14527,8 тис. т, Г+Д — 17995,0 тис. т.

шилася і більшість коксохімічних підприємств, що дозволяє спрямовувати вугілля марки Г, зазвичай подвійного використання (на енергетику та коксове виробництво), переважно на енергетичні потреби.

У табл.7 наведено обсяги та структуру постачання вугілля на ТЕС України у 2014 р. Порівнюючи її з даними за 2013 р. (див. табл.5), можна бачити, що постачання вугілля марок Г та ДГ скоротилося на 1,1 млн т, антрациту та пісного – на 3,3 млн т, при тому, що мав місце вимушений імпорт вугілля марок А та П з Кузбасу (РФ) та ПАР в обсязі майже 2,2 млн т. Відповідно, частка ТЕС у виробництві електроенергії в першому півріччі цього року зменшилась з 39 до 31 %, а в абсолютному вимірі – майже у півтора рази, що серйозно обмежує можливість регулювання електроспоживання.

Більш детальну картину може дати порівняння виробничої потужності вугільних підприємств та річного споживання ТЕС, що знаходяться поза неконтрольованої зони (табл.8). У наведених даних вважається, що з усього видобутку рядового вугілля після проходження вуглезбагачувальних фабрик залишається приблизно 71 % вугільної продукції. Усе видобуте вугілля марок Г та ДГ вважається енергетичним.

Дані табл.8 свідчать, що ТЕС на території поза неконтрольованої зони вугіллям газової групи забезпечені. Профіциту вугілля марок Г, ДГ як такого немає. По-перше, використання на ТЕС 88 % від усієї вугільної продукції цих марок приблизно відповідає середній частці споживання ТЕС у 2010–2013 рр. (див. табл.5) та дозволяє збільшити виробництво електроенергії на ТЕС, що споживають вугілля газової групи, максимум на 5 %. По-друге, якщо врахувати потреби коксівної промисловості, то видобуток вугілля газової групи доведеться ще збільшувати. Тому ідеї на кшталт «переведення всіх антрацитових енергоблоків ТЕС на газове вугілля» не є реалістичними. Можливо, їх справжнє підґрунтя – пропозиції польських кредитів на таку реконструкцію в обмін на організацію імпорту польського газового вугілля. Неважко уявити, що конкуренцію з більш дешевим польським вугіллям вітчизняний державний вугільний сектор не витримає.

На українському ринку енергетичного вугілля існують і інші, не пов'язані з обмеженнями поставок з Донбасу проблеми, без вирішення яких українська вугільна енергетика ризикує опинитися у паралізованому стані. Перша полягає у «соціально спрямованому» штучному заниженні НКРЕ закупівельної ціни на електроенергію та у небажанні врахувати у ній ре-

альну вартість паливної складової. Тариф на закупівлю електроенергії від ТЕС до червня 2015 р. складав 800 грн/(МВт·год), зараз близько 1000 грн/(МВт·год). При питомих витратах палива на відпуск електроенергії на ТЕС України, що спалюють вугілля газової групи, близько 0,38 т у.п./ (МВт·год), це від-

Таблиця 8. Баланс видобутку та споживання енергетичного вугілля поза неконтрольованою зоною

Підприємство	Марка вугілля	Видобуток (споживання), млн т
Видобуток у 2014 р., млн т		
Власність – ДП		
Ш/у Південнодонбаське № 1	ДГ	0,884
ДП «Селідіввугілля»	Г, ДГ	1,275
ДП «Красноармійськвугілля»	Г	0,646
ДП «Первомайськвугілля»	Г, ДГ	0,350
ПАТ «Лисичанськвугілля»	ДГ	0,640
ДП «Львіввугілля»	Г	1,611
ДП «Волиньвугілля»	ДГ	0,288
Всього по ДП марок Г, ДГ		5,694
З них вугільної продукції 71 %		4,06
Власність – ДТЕК		
ТОВ ДТЕК Добропіллявугілля, у т.ч. ТДВ «Шахта «Білозерська»	Г	3,01
ПАТ ДТЕК Павлоградвугілля	Г, ДГ	19,21
Усього по ДТЕК марок Г, ДГ		22,22
З них вугільної продукції 71 %		15,78
Усього видобуток ДП та ДТЕК	Г, ДГ	27,91
Усього вугільної продукції ДП та ДТЕК	Г, ДГ	19,84
Споживання ТЕС у 2013 р., млн т		
ПАТ «Центрэнерго»:		
Трипільська	А, П	2,15
Зміївська	А, П	3,21
Вуглегірська	Г, ДГ	2,59*
ТОВ «ДТЕК Східэнерго»:		
Луганська	А, П	2,35
Курахівська	Г, ДГ	3,79
ВАТ «ДТЕК Дніпроэнерго»:		
Запорізька	Г, ДГ	2,61
Криворізька	П	3,23
Придніпровська	А, П	1,95
ВАТ «ДТЕК Західэнерго»:		
Ладижинська	Г, ДГ	2,82
Добротворська	Г, ДГ	0,97
Бурштинська	Г, ДГ	4,75
Усього марки А, П		12,89
Усього марки Г, ДГ		17,53

* Дані 2012 р. У 2013 р. внаслідок пожежі споживання скоротилося до 1 млн т. На цей час усі енергоблоки Вуглегірської ТЕС відновлені.

повідает економічно виправданій вартості вугілля калорійністю 5200 ккал/кг на приході ТЕС без ПДВ і транспорту не більше ніж 920 та 1150 грн/т, відповідно. Насправді ж собівартість вугільної продукції ДТЕК становить 1100–1300 грн/т, державних шахт — 1700–2300 грн/т, цінові заявки на імпортоване вугілля на кордоні або після розвантаження в порту в приведенні до тієї ж калорійності — 1200–1500 грн/т. За таким тарифом, особливо в умовах відмови від бюджетної підтримки державних шахт і боргу ДП «Енергоринок» перед генеруючими компаніями понад 8,3 млрд грн, вугільна енергетика в цілому взагалі стає не конкурентоздатною.

Друга проблема пов'язана з тим, що при загальному балансі видобутку та споживання вугілля газової групи на підприємствах ДТЕК наявний його певний дефіцит, у державному секторі — певний профіцит. Тому закупівля вугілля від державних виробників генеруючими компаніями ДТЕК, перш за все ДТЕК «Західенерго», є неминучою. Але об'єктивно цьому заважають різні обставини. Одна вже згадувалася: це збільшена собівартість концентрату львівсько-волинського вугілля порівняно з донецьким. Інша полягає у недостатній увазі ДП «Вугілля України», якому зараз доручені всі поставки від державних видобувних компаній, до якості вугільної продукції.

Так, до постачання на ТЕС пропонуються зразки із зольністю до 46 % та вмістом сірки до 4,6 %, які не задовольняють ані експлуатаційних вимог котлоагрегатів, ані встановлених екологічних нормативів. Взагалі, у керівництві галузі не всі розуміють необхідності залежності ціни вугілля від його якості (калорійності) не тільки у натуральних тоннах, але й в енергетичному еквіваленті.

Вище згадувалося про шкалу прогресивних знижок-надбавок, яка сприяла зростанню якості енергетичного вугілля. До цього часу в Україні діяла шкала цін на енергетичне вугілля, затверджена протоколом засідання Координаційної ради при Кабміні України з питань врегулювання кризових ситуацій у вугільній промисловості від 15.03.2007 р. За базовий рівень якості для кожної марки або групи марок вугілля у ній обрано сукупність показників, близьких до проектних вимог пилувугільних котлоагрегатів ТЕС (табл.9). Єдину базову ціну для вугілля базової якості встановлювали за узгодженням Міненерговугілля та НКРЕ (останній раз у травні 2014 р., 850 грн/т без ПДВ та транспорту). Прогресивні знижки за відхилення зольності та вмісту вологи від базового рівня (у межах кожної марки вони відповідають відхиленню калорійності) створювали зацікавленість сторін до постачання якісного вугілля. За цією шкалою, найвищим для постачальників та споживачів встановився рівень калорійності марок А та П — 5400–5500 ккал/кг, марок Г, ДГ, Д — 5000–5100 ккал/кг, що відповідає нижній межі калорійності для 1-ї категорії якості.

Існує серйозний ризик того, що відмова від такої шкали, встановлення «вольових» (а не економічно обґрунтованих) цін на вугілля (а не на вугільну продукцію належної якості) незалежно від його калорійності зруйнує спільну зацікавленість ТЕС та постачальників у якості вугільної продукції, спричинить ще більшу розбіжність між витратами на паливо та закупівельною ціною електроенергії від ТЕС, заповнення складів ТЕС неякісним вугіллям, для спалювання якого ми повернемося до традиції 1990-х рр. — використання «підсвічувального» природного газу.

Можливості постачання вугілля марок А та П зараз обмежуються так само не економічною,

Таблиця 9. Шкала цін на енергетичне вугілля (2007–2014 рр.)

Показник	Марка А	Марка П	Марки Д, ДГ, Г
Базова якість	$A^d = 19,8 \%$, $W_t^r = 7,6 \%$ (5800 ккал/кг)	$A^d = 20,2 \%$, $W_t^r = 8,6 \%$ (5880 ккал/кг)	$A^d = 23,0 \%$, $W_t^r = 8,9 \%$ (5300–5400 ккал/кг)
Базова ціна	850 грн/т (у травні 2014 р., без ПДВ та транспорту)		
	Знижка-надбавка за 1 % відхилення зольності від базової у межах A^d :		
2,5 %	18–22 %	18–24 %	20–25 %
3,5 %	22–25 %	24–26 %	25–27 %
7,0 %	> 25 %	> 26 %	> 27 %
	Знижка за 1 % відхилення вологи від базової у межах W_t^r :		
1,3 %	7,6–10,0 %	8,6–10,0 %	8,9–12,0 %
5,0 %	10–11 %	10–11 %	12–14 %

а виключно політичною «доцільністю». Для розуміння цього слід розглянути світовий ринок вугілля цих марок. Оскільки з переходом на більш ефективні та екологічно чисті технології пилового спалювання з твердим шлаковидаленням розвинуті країни почали використовувати в основному вугілля газової групи, вже понад 25 років сегмент енергетичного вугілля марок А та П на світовому ринку не перевищує 5–10 %. Це вугілля видобувається здебільшого для внутрішнього використання (США, Китай) або для постачання найближчим сусідам (В'єтнам для Китаю). Наразі потенційними крупними постачальниками вугілля цих марок залишилися лише Росія та ПАР.

Проте ще влітку минулого року, анонсуючи прийняття Закону України «Про санкції», керівництво уряду наполягало на забороні закупівлі російського вугілля. Розпорядження про негайну закупівлю вугілля з ПАР не вважувало ані неможливості швидкої видачі виробниками необхідних обсягів поставок з належною якістю, ані особливостей технологічних характеристик цього вугілля. В результаті його спалювання в існуючих котлах з рідким шлаковидаленням (з урахуванням підвищеної температури плавкості золи та порівняно низької калорійності партії з 1-го судна) перетворилось на вирішення складної інженерної задачі. Для її вирішення фахівцями ІВЕ НАН України було запропоновано шихтування вугілля ПАР спочатку із залишками більш калорійного кузнецького вугілля, потім з вугіллям ПАР з інших суден з більшою калорійністю. На кожному кроці випробувального спалювання виконувалась оптимізація режимів, що дозволяло додатково збільшити температуру факелу. Загалом, спалювання вугілля ПАР пройшло успішно, підсвічування газом не використовувалось, показники теплової економічності блоків відповідали характерним для донецького пісного вугілля. На жаль, наприкінці грудня вугілля на складах Зміївської та Трипільської ТЕС закінчилось внаслідок припинення поставок вугілля з ПАР. До відновлення постачання вугілля ПАР в кінці січня 2015 р. Зміївська і Трипільська ТЕС працювали по 1 блоку, які спалювали імпортований природний газ. На наш погляд, при дотриманні належних вимог до якості поставки вугілля ПАР наряду з кузнецьким пісним вугіллям є необхідними для забезпечення роботи антрацитових ТЕС до віднолення постачання з Донбасу.

Дані Міненерговугілля свідчать, що переважна більшість вугільних підприємств, розташованих у неконтрольованій зоні, залишаються

зареєстрованими та платять податки в Україні. У працездатному стані є 19 державних шахт із сукупною виробничою потужністю 8,4 млн т антрациту і пісного вугілля на рік, а з урахуванням ще 12 працездатних шахт ДТЕК – до 22 млн т, або 15,8 млн т вугільної продукції на рік. Це майже стільки, скільки потребують всі ТЕС України, що спалюють антрацит і пісне вугілля.

Незважаючи на це, до березня 2015 р. постачання вугілля із зони АТО вважалось контрабандою. Сьогодні це вугілля стабільно постачається лише на Старобешівську ТЕС ПАТ «Донбасенерго», яка хоч і знаходиться в неконтрольованій зоні, але забезпечує електроенергією Маріуполь (максимальне річне споживання 3,7 млн т), та обхідними шляхами через Росію – на Луганську ТЕС ТОВ «ДТЕК Східенерго» (максимальне річне споживання 2,3 млн т).

На жаль, до цього часу в керівництві країни немає єдиного погляду на допустимість поставок вугілля з українських шахт, розташованих в неконтрольованій зоні, а виключення Старобешівської ТЕС з енергоринку ставить під загрозу енергопостачання Маріуполя. Все це ніяк не на користь Україні.

Як один з важелів подолання кризового стану у вугільній енергетиці зараз розглядається прийняття Законів України «Про ринок електроенергії» і «Про ринок вугілля». На початку розроблення закону «Про ринок вугілля» передбачались орієнтація на рівень цін імпорту і закриття державних шахт, собівартість вугільної продукції яких більше імпортованої. При цьому взагалі не розглядалися соціальні наслідки такого закриття і несумісність вільного ринку вугілля з державно регульованим до середини 2017 р. ринком електроенергії, в умовах якого фактична вартість як вітчизняного, так і імпортного вугілля може перевищувати закупівельну вартість виробленої з нього електроенергії. По ходу розроблення з'явилось розуміння необхідності тимчасового повернення до бюджетної підтримки державних шахт і формування тарифу на закупівлю електроенергії з ТЕС з урахуванням ринкової ціни енергетичного вугілля. Проте пошук принципів формування ринкової ціни вугілля в умовах співіснування державного та недержавного сектора ще триває.

Висновки та пропозиції

1. У 2010–2013 рр. український ринок енергетичного вугілля в основному збалансувався, тобто забезпечив вимоги ТЕС у твердому

паливі по кількості, по розподілу за марками і по належній якості, що дозволило повністю відмовитись від газомазутного «підсвічування» і зменшити частку газу в паливній базі ТЕС до 2 %, тобто до рівня витрат на пуски котлоагрегатів. Цьому сприяли:

- створення сучасної нормативної бази з якості та випробування вугілля;

- впровадження засад ціноутворення на енергетичне вугілля, які виходили з кореляції між закупівельною ціною електроенергії від ТЕС та частки паливної складової в собівартості її вироблення (базова ціна вугільної продукції з базовою якістю, що відповідає проектним вимогам котлоагрегатів), а також з прогресивної шкали знижок-надбавок за відхилення показників якості від базового рівня, яка економічно стимулювала постачання вугілля належної якості і створювала спільну зацікавленість ТЕС і постачальників в рівні калорійності в поставках поблизу нижньої межі 1-ї категорії якості за ДСТУ 4083:2012;

- створення вертикально інтегрованого паливно-енергетичного холдингу «ДТЕК», прибутковість якого забезпечувалась зменшенням собівартості вугільної продукції за рахунок інтенсифікації виробництва та вертикальною інтеграцією з розкладенням кінцевого прибутку пропорційно на всі ланки: вуглевидобувну, вуглезбагачувальну, генеруючу та електророзподільну.

2. З потраплянням частини вугільних, збагачувальних підприємств і ТЕС на територію, непідконтрольну українській владі, ситуація на паливно-енергетичному ринку України погіршилася: 5 працездатних ТЕС, що спалюють антрацит і пісне вугілля, з них 2 державних, залишились без гарантованого паливозабезпечення. Хоча переважна більшість вугільних підприємств, які залишились в неконтрольованій Україною частині Донбасу, в тому числі тих, що видобувають антрацит і пісне вугілля, зареєстрована і сплачує податки в Україні, до цього часу в керівництві країни немає єдиного погляду на допустимість поставок вугілля з цих підприємств. Видобуток вугілля марок Г, ДГ, як і раніше, задовольняє потреби ТЕС, що спалюють вугілля газової групи. Але відсутність помітного профіциту газового вугілля перетворює пропозиції в напрямку «переведення всіх антрацитових енергоблоків на газове вугілля» на безпідставні.

3. Інші найважливіші проблеми на українському ринку енергетичного вугілля такі:

- обмеження можливого обсягу поставок пісного вугілля з ПАР пропускною здатністю

чорноморських портів, ненадійність його поставок з РФ внаслідок політичних чинників;

- відсутність коштів у генеруючих компаній для придбання вітчизняного газового вугілля внаслідок боргу ДП «Енергоринок» перед генеруючими компаніями понад 8,3 млрд грн;

- висока собівартість вугільної продукції державних підприємств, особливо Львівсько-Волинського басейну, при відмові уряду від бюджетної підтримки державних шахт;

- утримання штучно заниженого тарифу на закупівлю електроенергії від ТЕС, що унеможливує закупівлю вугілля з фактично більшою собівартістю.

4. Немає фактів, які б свідчили про деструктивний характер діяльності компаній ДТЕК на паливно-енергетичному ринку, про їх вимогання державної підтримки, про їх дії, що призводять до економічно необґрунтованого підвищення тарифів на електроенергію або до дефіциту енергетичного вугілля. На цей час вугільна продукція ДТЕК є найкращою в Україні за співвідношенням «ціна-якість». З іншого боку, будь-які спроби влади у 2000–2015 рр. регулювати паливно-енергетичний ринок у «ручному» режимі штучних преференцій та заборон призводили до порушення ринкового та цінового балансу, дефіциту вугілля певних марок, аж до доведення вугільних та/або генеруючих підприємств до штучного банкрутства. Так само дії, спрямовані на переділ власності енергохолдингу ДТЕК, були б руйнівними для паливно-енергетичного комплексу і зашкодили б енергетичній безпеці держави.

З метою оздоровлення паливно-енергетичного ринку видається необхідним:

- а) погасити заборгованість енергоринку перед генеруючими компаніями;

- б) зняти штучні обмеження на поставки донецького вугілля, насамперед марок А і П, шахтами та підприємствами, зареєстрованими в Україні;

- в) шукати шляхи збільшення імпорту пісного вугілля та антрациту належної якості з ПАР та РФ на основі довготривалих контрактів, водночас обмежити імпорт газового вугілля для забезпечення його попиту на внутрішньому ринку;

- г) накласти мораторій на спроби переділу ефективно працюючої приватизованої частини паливно-енергетичного комплексу, водночас збільшити роль державного регулювання ринків енергетичного вугілля та електроенергії незалежно від форм власності;

- д) для нормального функціонування державно регульованих ринків енергетичного вугілля та електроенергії створити коридор

індикативних цін на вугілля з встановленою базовою калорійністю, меншу з яких формувати за найбільш дешевими ціновими пропозиціями українських виробників, більшу — за найнижчими ціновими пропозиціями імпорту, і встановлювати тариф на закупівлю електроенергії ТЕС за середньозваженою з цих індикативних цін;

е) до початку функціонування вільного ринку електроенергії компенсувати з бюджету державним шахтам різницю між собівартістю і ринковою ціною вугілля.

Список літератури

1. Мартинюк В.І., Романченко В.О. Ресурси твердих горючих копалин України. — Київ : Мінекології та природних ресурсів України, ГЕОІНФОРМ, 2002. — 122 с.
2. Проект «Стратегії та Програми розвитку вугільної промисловості до 2030 р.» : Повідомлення про громадське обговорення на офіційному сайті Міненерговугілля України. — http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=229386&cat_id=200576
3. Скляр П.Т., Золотко О.А., Філіпенко Ю.М. та ін. Довідники показників якості, обсягу видобутку вугілля та випуску продуктів збагачення у 2002–2014 рр. ТК 92 «Вугілля та продукти його перероблення». — Луганськ : УкрНДІвуглезбагачення, 2015. — с.
4. Чернявський М.В. Сучасний стан та перспективи розвитку паливної бази теплової енергетики України / І.Вольчин, Н.Дунаєвська, Л.Гапонич, М.Чернявський, О.Топал, Я.Засядько. Перспективи впровадження чистих вугільних енерготехнологій в енергетику України. — Київ : Гнозис, 2013. — С. 75–130.
5. Майстренко А.Ю., Чернявський Н.В., Стегний Н.Г. Техническое обоснование нормативных требований к качеству энергетических углей и ценовая шкала как средство их обеспечения // Экологические технологии и ресурсосбережение. — 2007. — № 6. — С. 3–8.
6. Чернявський М., Філіпенко Ю., Мойсеєнко О. Нормативні та цінові важелі забезпечення якості вугільної продукції для ТЕС України // Теплова енергетика — нові виклики часу / За ред. П.Омеляновського, Й.Мисака. — Львів : НВФ «Українські технології», 2009. — С. 122–132.
7. Сердюк С.Д., Стегний Н.Г., Чернявський Н.В. Особенности работы ТЭС Украины в современных условиях топливно-энергетического рынка // Современная наука. — 2010. — № 1. — С. 35–37.
8. Майстренко А.Ю., Чернявський Н.В. Состояние и перспективы развития твердотопливной базы ТЭС Украины // Современная наука. — 2011. — № 3. — С. 46–52.
9. Майстренко А.Ю., Чернявський Н.В. Влияние качества угля на эффективность его пылевидного сжигания на ТЭС Украины // Энергохозяйство за рубежом. — 2011. — № 5. — С. 23–28.
10. Чернявський Н.В. Влияние обогащения энергетических углей на их калорийность и эффективность сжигания на тепловых электростанциях // Збагачення корисних копалин. — 2012. — Вип. 49. — С. 10–22.
11. Чернявський Н.В. О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике // Современная наука. — 2012. — № 1. — С. 80–88.
12. Чернявський Н.В. Увеличение добычи и направления повышения объемов использования энергетических углей Украины // Тези доп. IX Міжнарод. конф. «Вугільна енергетика: проблеми реабілітації та розвитку» (Алушта, 2013 р.). — С. 79–82.
13. Чернявський Н.В. Возможности добычи, обогащения и перспективные направления использования энергетических углей Украины // Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика. — 2013. — Вип. 5. — С. 91–104.
14. Дунаєвська Н.І., Чернявський М.В., Вольчин І.А. Енергоефективність та екологічна безпека — пріоритетні напрямки розвитку теплоенергетики України // Тези доп. X Міжнарод. конф. «Вугільна енергетика : Проблеми реабілітації та розвитку» (Київ, вер. 2014 р.). — Київ : ІВЕ НАН України, 2014. — С. 3–5.

Надійшла у редакцію 02.06.15

Чернявский Н.В., канд. техн. наук
Институт угольных энерготехнологий НАН Украины
ул. Андреевская, 19, 04070, Киев, Украина, e-mail: mchernyavski@yandex.com

Современные проблемы топливообеспечения и топливопотребления ТЭС Украины

Рассмотрены ресурсы энергетического угля в Украине, особенности его добычи и обогащения, распределение по маркам в добыче и потреблении тепловыми электростанциями. Проанализированы динамика производства и потребления энергетического угля за годы независимости, влияние внедрения нормативных документов и прогрессивных ценовых шкал на улучшение качества угольной продукции и вытеснение газа и мазута из топливной базы ТЭС. Показано, что рынки энергетического угля и электроэнергии взаимосвязаны, что в условиях государственного регулирования закупочной цены электроэнергии, произведенной на ТЭС, базовая цена угольной продукции должна определяться, исходя из топливной составляющей производства электроэнергии. Обосновано, что создание вертикально интегрированных энергокомпаний способствовало уменьшению себестоимости угольной продукции, превращению угольных и генерирующих компаний в рентабельные. Себестоимость продукции государственных угольных компаний значительно превышает базовую цену энергетического угля, что в предыдущие годы требовало большого объема государственной поддержки отрасли. Проанализированы изменения в производстве и потреблении энергетической угольной продукции в государственном и частном секторе в 2014–2015 гг. Предложены меры оздоровления топливно-энергетического рынка Украины на ближайшие годы. Определены проблемы, которые возникают в результате осложнения поставки антрацита и тощего угля из временно неконтролируемой зоны, а также ограниченных возможностей импорта угля этих марок и искусственного занижения закупочной цены электроэнергии, произведенной на ТЭС, в условиях отказа от государственной поддержки угольной отрасли. *Библ. 14, табл. 9, рис. 5.*

Ключевые слова: энергетический уголь, антрацит, добыча, тепловые электростанции (ТЭС), потребление, тариф на отпуск электроэнергии.

Chernyavskiy M.V., Candidate of Technical Sciences
Coal Energy Technology Institute of National Academy of Sciences, Kiev
19, Andriyivska Str., 04070, Kiev, Ukraine, e-mail: mchernyavski@yandex.com

Modern Problems of Fuel Supply and Consumption at Ukrainian TPPs

In the article the resources of thermal coal in Ukraine, the features of its mining and enrichment, rank distribution in its production and consumption of thermal power plants are observed. The dynamics of steam coal mining and consumption during the years of independence, the impact of the regulations implementation and of progressive price scale to improve coal quality and displacement of gas and fuel oil from thermal power plants fuel base are analyzed. It is shown that the markets of steam coal and electricity are interdependent, and in terms of the purchase price of electricity generated by thermal power plants state regulation the base price of coal should be determined basing on fuel part in electricity cost price. The history of privatization of the coal and energy industries is considered in detail. It is proved that vertically integrated energy companies creation helped to reduce the cost price of coal, to transform mining and generation companies to cost-effective. Cost price of coal production of state companies is much higher than the base price of thermal coal, which in previous years required a large amount of state support for state mining industry, which, however, was spent less than optimal.

The changes are analyzed in thermal coal mining and consumption in state and private sector during 2014–2015. The problems are determined arising from complications in anthracite and semi-anthracite supply from temporarily uncontrolled zone, from limited possibilities of coal import of these ranks, and from falsely understated purchase price of electricity generated by thermal power plants when rejection of the state coal industry support. The measures are proposed to recovery of fuel and energy market in Ukraine in the coming years. *Bibl. 14, Fig. 4, Table 9.*

Key words: steam coal, anthracite, mining, thermal power plants (TPPs), consumption, price, tariff for electricity supply.

References

1. Martynjuk V.I., Romanchenko V.O. Resursy tverdyh gorjuchyh kopalyn Ukrai'ny, Kiev : Minekologii' ta pryrodnyh resursiv Ukrai'ny, GEOINFORM, 2002, 122 p. (Ukr.)
2. Proekt «Strategii' ta Programy rozvytku vugil'noi' promyslovosti do 2030 r.» : Povidomlennja pro gromads'ke obgovorennja na oficijnomu sajti Minenergovugillja Ukrai'ny. [Online resource]. – Access mode: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=229386&cat_id=200576 (Ukr.)
3. Skljар P.T., Zolotko O.A., Filippenko Ju.M. Dovidnyky pokaznykiv jakosti, obsjagu vydobutku vugillja ta vypusku produktiv zbagachennja u 2002–2014 rr, Lugansk : TK 92 «Vugillja ta produkty jogo pereroblennja», UkrNDIvuglezbagachennja (Ukr.)
4. Chernjavskij M.V. Suchasnyj stan ta perspektyvy rozvytku palyvnoi' bazy teplovoi' energetyky Ukrai'ny / Vol'chyn I., Dunajevs'ka N., Gaponych L., Chernjavs'kyj M., Topal O., Zasad'ko Ya. Perspektyvy vprovadzhennja chystyh vugil'nyh energotekhnologij v energetyky Ukrainy, Kiev : Gnozis, 2013, pp. 75–130. (Ukr.)
5. Majstrenko A.Yu., Chernjavskij N.V., Stegnij N.G. Tehnicheskoe obosnovanie normativnyh trebovanij k kachestvu jenergeticheskikh uglej i cenovaja shkala kak sredstvo ih obespechenija, *Jekotekhnologii i resursoberezenie [Ecotechnology and Resource Saving]*, 2007, (6), pp. 3–8. (Rus.)
6. Chernjavs'kyj M., Filippenko Yu., Mojsejenko O. Normatyvni ta cinovi vazheli zabezpechennja jakosti vugil'noi' produkcii' dlja TES Ukrai'ny, Teplova energetyka – novi vyklyky chasu / Ed. P.Omeljanovs'kyj, J.Mysak, Lviv : Ukrainski tehnologii, 2009, pp. 122–132 (Ukr.)
7. Serdjuk S.D., Stegnij N.G., Chernjavskij N.V. Osobennosti raboty TJeS Ukrainy v sovremennyh uslovijah toplivno-jenergeticheskogo rynku, *Sovremennaja nauka*, 2010, (1), pp. 35–37. (Rus.)
8. Majstrenko A.Yu., Chernjavskij N.V. Sostojanie i perspektyvy razvitija tverdotoplivnoj bazy TJeS, *Sovremennaja nauka*, 2011, (3), pp. 46–52. (Rus.)
9. Majstrenko A.Yu., Chernjavskij N.V. Vlijanie kachestva uglja na jeffektivnost' ego pylevidnogo szhiganiya na TJeS Ukrainy, *Jenergohozjajstvo za rubezhom*, 2011, (5), pp. 23–28. (Rus.)
10. Chernjavskij N.V. Vlijanie obogashhenija jenergeticheskikh uglej na ih kalorijnost' i jeffektivnost' szhiganiya na teplovyh jelektrostantsijah, *Zbagachennja korisnih kopalyn*, 2012, Iss. 49, pp. 10–22. (Rus.)
11. Chernjavskij N.V. O perspektivah i osobennostjah ispol'zovaniya uglja v promyshlennosti i kommunal'noj jenergetike, *Sovremennaja nauka*, 2012, (1), pp. 80–88. (Rus.)
12. Chernjavskij N.V. Uvelichenie dobychi i napravlenija povysheniya obemov ispol'zovaniya jenergeticheskikh uglej Ukrainy, *Tezi dop. 9th Mizhmarod. konf. «Vugil'na energetika: problemi reabilitacii' ta rozvitku»* (Alushta, 2013), pp. 79–82. (Ukr.)
13. Chernjavskij N.V. Vozmozhnosti dobychi, obogashhenija i perspektivnye napravlenija ispol'zovaniya jenergeticheskikh uglej Ukrainy, *Tehnichna teplofizika ta promislova teploenergetika*, 2013, Iss. 5, pp. 91–104.
14. Dunajevs'ka N.I., Chernjavs'kyj M.V., Vol'chyn I.A. Energoefektyvnist' ta ekologichna bezpeka – priorityetni naprjamky roz-vytku teploenergetyky Ukrai'ny, *Tezy dop. 10th Mizhmarod. konf. «Vugil'na energetyka : Problemy reabilitacii' ta rozvytku»*, Kiev, ver. 2014 r., Kiev : IVE NAN Ukrainy, 2014, pp. 3–5. (Ukr.)

Received June 2, 2015