

Подолець Р.З., канд. екон. наук
старший науковий співробітник Інституту економіки
та прогнозування НАН України

РИНКОВІ ЧИННИКИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕКОНОМІКИ

Досліджено характер та обумовленість поточної динаміки енергозабезпечення економіки, виділено основні умови її формування та проаналізовано можливі напрями розвитку. Показано недосконалість моделі поєднання ринкових чинників і державного регулювання, що визначають характер забезпечення споживачів вугільною продукцією та природним газом.

Тривалий час доступність відносно дешевої енергетичної сировини давала можливість підприємствам обробної промисловості підтримувати високий рівень експортної виручки, забезпечуючи позитивне сальдо поточного рахунку платіжного балансу і прийнятні темпи економічного зростання. Цьому сприяла свідома державна політика щодо підтримки експортоорієнтованих галузей шляхом надання їм податкових пільг, інших непрямих субсидій, зниженням ставок екологічних платежів.

Після утворення спершу дефіциту товарного балансу у 2005 р., а наступного року – загального дефіциту платіжного балансу (рис. 1), факт подальшого нарощення експорту енергомісткої продукції став сприйматися як вимушена необхідність: зростання дефіциту балансу до 4% ВВП не було критичним, а в товарній структурі експорту частка продукції цих галузей збільшилась лише на 1–2% [1].

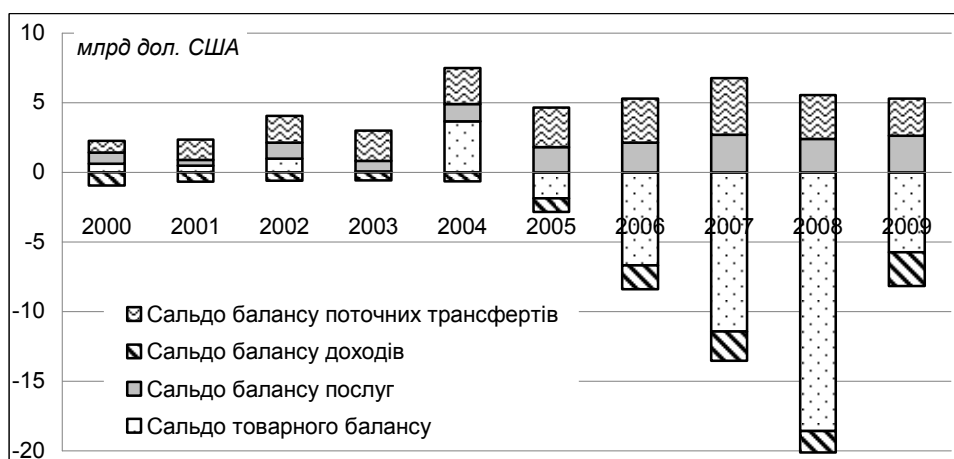


Рис. 1. Структура платіжного балансу, млрд дол. США

Джерело: за даними НБУ за відповідні роки.

Іншими словами, разом із експортом металургійної та хімічної продукції збільшився експорт продукції й інших галузей, що на фоні загальної макростатистики давало підстави констатувати про наявність часу для структурних реформ. Однак, збільшення реальних доходів громадян, підкріплене поживав-

ленням ринку банківських кредитів, в першу чергу споживчих, і не забезпечене адекватною пропозицією якісних товарів власного виробництва, призвели до випереджаючих темпів зростання окремих позицій імпорту. Зокрема, з 2004 р. обсяги імпорту транспортних засобів у вартісному вимірі збільшилися у 5,1 раза, взуття – 12,7 раза, одягу – 7,9 раза, алкогольних напоїв – 5,2 раза [2]. Дефіцит товарного балансу, стрімко зростаючий через незбалансованість внутрішнього ринку споживчих товарів, став основним фактором, що визначав динаміку сальдо платіжного балансу.

Як результат, рівновага сформованої моделі економіки опинилася в подвійній критичній залежності від обсягів продажу продукції металургійної і хімічної галузей (48–51% від всього експорту) і значних зовнішніх поставок енергосировини (26–35% обсягів імпорту). У період стабільного зовнішнього попиту взаємна збалансованість цих залежностей нейтралізувала можливий прояв негативних ефектів: надходження від експорту металопрокату повністю перекривали вплив валюти, пов'язаний із імпортом енергоресурсів (рис. 2).

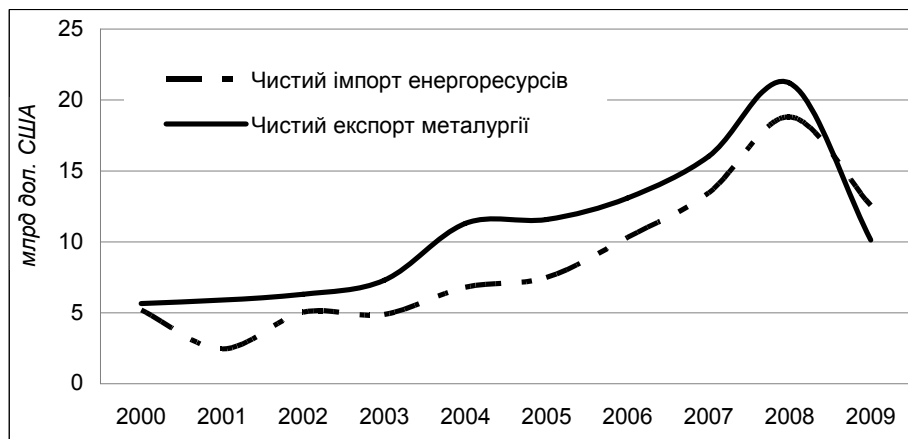


Рис. 2. Критичні товарні групи зовнішньої торгівлі, млрд дол. США

Джерело: за даними Держкомстату України за відповідні роки.

Загальносвітовий спад економічної активності, що розпочався в другій половині 2008 р., найперше позначився на галузях, продукція яких була традиційно зорієнтована на зовнішні ринки. У 2009 р. при загальному скороченні експорту на 40,7% надходження від продажу недорогоцінних металів зменшилися на 53,6%, продукції хімічної галузі – на 50,1%. З огляду на те, що на експорт ці галузі спрямовували значну частину своєї продукції, втрата ними основного ринку збуту спричинила найбільше серед галузей промисловості падіння обсягів виробництва. Відповідно зменшилося й споживання енергоресурсів промисловим сектором. Проте, незважаючи на зменшення реальних потреб у паливі (за попередніми даними, енергоспоживання скоротилося на 11,6%), унаслідок збільшення вартості російського природного газу і встановлення фіксованих обсягів його відбору, вартість імпорту енергоресурсів за цей період скоротилася лише на 35,8%, у тому числі імпорту газу – на 15,5%. Варто нагадати, що обсяги законтракованого газу у січні 2009 р. визначалися саме з урахуванням пропозицій найбільших промислових споживачів.



Таким чином, дії уряду, спрямовані на забезпечення стабільності поставок та прийнятної вартості енергоресурсів, тобто нейтралізацію однієї критичної залежності, були нівельовані іншою, некерованою залежністю від кон'юнктури світових ринків. І хоча скорочення експорту товарів вдалося повністю компенсувати за рахунок коригування структури імпорту шляхом адміністративного стримування "не критичної" продукції, втричі зменшивши при цьому дефіцит товарного балансу, накопичений за попередні роки, валовий зовнішній борг став переважати надходження валюти від зовнішньої торгівлі у 2,5 раза, стосовно до ВВП він становив майже 70% (рис. 3). За попередніми оцінками, сума обслуговування державного боргу у 2010 р. може становити 41,4% Державного бюджету (у 1998 р. в Росії відповідна сума боргу становила лише 34% витрат бюджету).

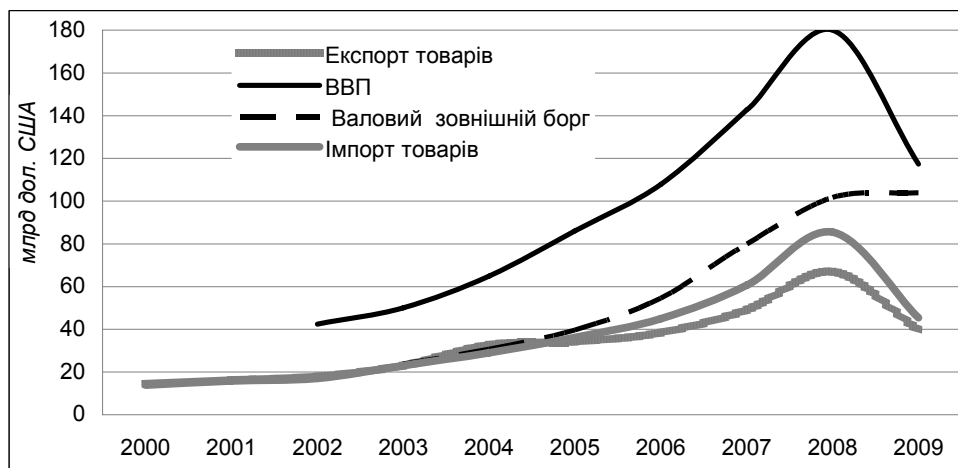


Рис. 3. Динаміка зовнішньої торгівлі та зовнішнього боргу, млрд дол. США

Джерело: за даними НБУ за відповідні роки.

Уразливість економіки України до зовнішніх шоків, наслідком яких стали девальвація національної валюти, зменшення реальних доходів і товарного виробництва змушує повернутися до питання обґрунтованості факторів зростання попередніх років. З іншого боку, наразі рівень свободи для маневру є обмеженим, оскільки альтернатива існуючому експортному потенціалу за умов мінімальних можливостей державного фінансування навряд чи може бути швидко знайдена. Крім того, після стабілізації світової економіки слід очікувати на відновлення докризових обсягів експорту енергомісткої продукції і, відповідно, внутрішнього попиту на енергоресурси. Цьому ж сприятиме зниження вартості російського газу, обіцяне новим керівництвом країни. Однак обмеженість ресурсів для подальшого екстенсивного розширеного відтворення була очевидною вже у 2008 р., коли вугільна галузь, попри значні підтверджені запаси та зростаючі з року в рік бюджетні дотації, не змогла забезпечити необхідних для електроенергетики та металургії обсягів вугілля. У цьому випадку державна підтримка галузей, що загалом споживають до 40% усієї енергії і палива і за сприятливої кон'юнктури здатні забезпечити свій розвиток без додаткового сприяння, не є цілком раціональною і потребує перегляду. Це сприяло б попередженню, або, принаймні, згладженню наслідків інфраструктурної кризи, каталі-



затором першого прояву якої стало погіршення зовнішньоекономічної кон'юнктури наприкінці 2008 р.

Структура енергетичного балансу. Період екстенсивного розвитку минулих років не був повною мірою використаний для структурної перебудови економіки, незбалансованість та надмірна енергомісткість якої посилювали інерційний характер ПЕК та унеможлилювали проведення необхідних у ньому реформ. У свою чергу, в самому ПЕК існуючі диспропорції стримували трансформацію структури споживання. Незважаючи на деяке зниження енергомісткості протягом останніх років, досягнутий рівень навряд чи можна вважати результатом осмисленої державної політики. Натомість конкурентоспроможність вітчизняної продукції все ще забезпечувалася за рахунок обмеження обігових коштів підприємств та інвестицій у модернізацію виробництва, а про рівень реалізації державних стратегій і програм в енергетичній сфері свідчить той факт, що за останні 10 років структура поставок первинного палива (тобто структура споживання) практично не змінилася. Частка газу в ній, зокрема, зменшилася з 47% у 2000 р. до 42% у 2009 р. (табл. 1), причому заміщення газу відбувалося аж ніяк не за рахунок власної сировини (вугілля), а імпортованих нафти і нафтопродуктів. Частка ж вугілля у 2009 р. становила 25,7%, що відповідає рівню 2000 р. Водночас, наприклад у Польщі, де вугілля є основним місцевим ресурсом, структура первинних поставок є більш раціональною: вугілля – 58%, нафта – 22 і газ – 13%.

Таблиця 1

Поставки первинної енергії, млн т у.п.

| Показник | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|------------------------------|------|------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| Вугілля | 48,1 | 45,4 | 44,7 | 52,0 | 45,6 | 45,5 | 49,1 | 49,3 | 48,6 | 41,4 |
| Нафта | 13,4 | 12,5 | 31,7 | 32,1 | 36,4 | 26,8 | 21,3 | 20,2 | 15,4 | 15,9 |
| Природний газ | 83,9 | 87,2 | 93,6 | 94,8 | 86,8 | 86,8 | 78,8 | 78,7 | 81,8 | 65,8 |
| Атомна енергія* | 29,0 | 28,5 | 29,2 | 30,5 | 32,6 | 33,3 | 33,8 | 34,7 | 33,7 | 31,1 |
| Гідроенергія | 1,4 | 1,5 | 1,2 | 1,1 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 1,3 | 1,4 | 1,5 |
| Чистий імпорт нафтопродуктів | 3,6 | -1,6 | -10,6 | -12,6 | -11,9 | -7,9 | -0,7 | 1,2 | 4,4 | 3,5 |
| Чистий імпорт коксу | -1,0 | -0,7 | 0,1 | -1,3 | -2,2 | -0,3 | 0,8 | 1,5 | 0,2 | -0,7 |
| Чистий імпорт електроенергії | -0,5 | -0,2 | -0,4 | -0,6 | -0,6 | -1,1 | -1,1 | -1,2 | -0,8 | -0,5 |

* Розраховано за обсягом виробленої електроенергії методом фізичної енергоємності.

Джерело: за даними Держкомстату України за відповідні роки.

Для пояснення причин виникнення диспропорцій в енергобалансі слід зважити на те, що структура споживачів по кожному з первинних енергоресурсів є традиційно обмеженою. Зокрема, 44,1% вугілля (енергетичного) використовується для виробництва електроенергії і тепла (в основному великими ТЕС). Інші 36,6% вугілля (коксівного) переробляється коксохімічними заводами (КХЗ) на кокс, що практично весь використовується металургійними заводами для виплавки чавуну. Крім того, металургія споживає ще 8,7% вугілля, що знову ж таки переробляється на кокс, або додається до доменної шихти. Сама видобувна промисловість споживає 4,2% вугілля, 3,5% споживається промисловими підприємствами для виробництва електроенергії і тепла на заводських котельнях і ТЕЦ, 2,9% споживається іншими секторами.



Хоча економічне падіння в середині 90-х минулого століття відбувалося нерівномірно з-поміж промислових галузей, темпи падіння виробництва основних споживачів вугілля були відносно однаковими. З початком відновлення виробництва цінова ситуація зорієнтувала споживачів до заміщення вугілля на інші види палива. В електроенергетиці були введені нові потужності атомних і гідроелектростанцій, задіяні потужні газомазутні блоки ТЕС, а комунальні котельні були переведені на газ. Водночас пилувугільні блоки були задіяні лише на 50–60%, частка ж вугілля у структурі палива для цих блоків впала до 67%. Відносно дешевий та доступний газ також став більше використовуватися в доменному виробництві. Таким чином, загальне скорочення енергомісткості економіки та, зокрема, зменшення використання вугілля, що відбувалося в цей час в країнах Європи в рамках цілеспрямованої державної політики внутрішньої диверсифікації споживання енергії, мало в Україні цілковито інакшу природу (рис. 4).

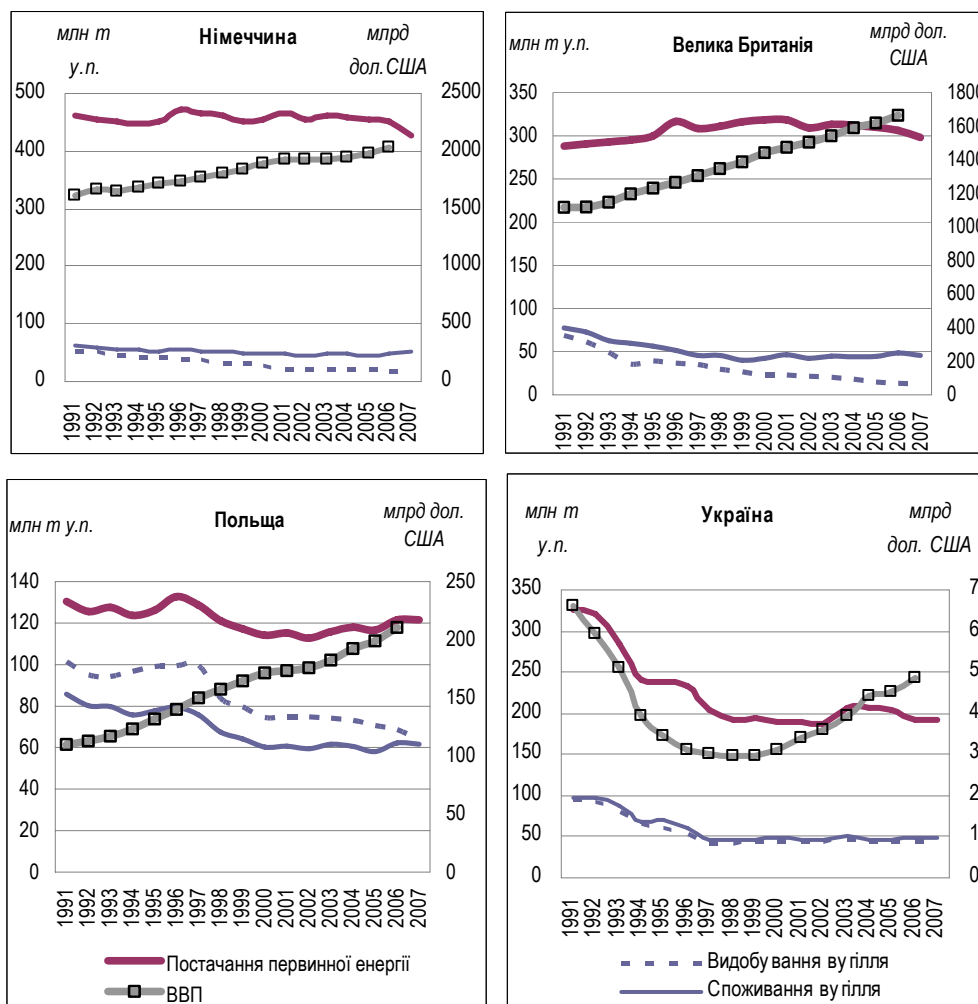


Рис. 4. Динаміка споживання енергії і вугілля, млн т у.п., і ВВП, млрд дол. США

Джерело: за даними статистичного комітету ООН за відповідні роки.



Вугільний сектор. Складність питань реструктуризації вугільної галузі посилюється в Україні як відсутністю чіткого єдиного бачення напряму та способів реалізації необхідних реформ, так і об'єктивним впливом на цей процес бізнес структур. Кожна чергова програма реформ ставила за мету створення умов для виникнення реальних конкурентних відносин у діяльності з видобутку, переробки та реалізації вугілля. Проте суперечливі та непослідовні кроки по реформуванню галузі фактично зводилися до перерозподілу повноважень регулюючих органів і формуванню преференцій для окремих учасників ринку у доступі до державних дотацій. Рішення щодо корпоративізації видобувних і обробних підприємств, зміна їх адміністративного підпорядкування або виведення на ринок нових учасників призводило до посилення регіональних фінансово-промислових груп (ФПГ), поступової втрати державного контролю над ринками вугільної продукції, зберігаючи при цьому традиційні для галузі економічні та соціальні проблеми (табл. 2).

Після основного етапу приватизації вугільних підприємств у 2004–2005 рр. частка вугілля, видобутого приватними шахтами, становила 41%. Причому за окремими найбільш затребуваними марками вугілля (ДГ, Г (енергетичне), Ж, К, П) приватними компаніями було сконцентровано до 70% видобутку. Подальша приватизація замислювалася не стільки для отримання прибутку від продажу, але як можливість залучення приватного капіталу для модернізації галузі та зменшення навантаження на держбюджет. Однак часті зміни складу уряду, а відповідно і концепцій приватизації у вугільній галузі не дозволили реалізувати цих намірів.

Таблиця 2

Виробничі показники вугільної галузі

| Показник | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Основні виробничі показники, млн т | | | | | | | | | |
| Загальний видобуток вугілля | 83,1 | 81,9 | 79,3 | 80,2 | 78,0 | 80,3 | 75,5 | 77,8 | 72,3 |
| Видобуток коксівного вугілля | 40,0 | 39,6 | 37,5 | 37,2 | 32,8 | 30,1 | 28,5 | 26,8 | 25,8 |
| Видобуток енергетичного вугілля | 43,1 | 42,2 | 41,8 | 42,9 | 45,2 | 50,1 | 47,1 | 51,0 | 46,5 |
| Випуск готової вугільної продукції, всього: | 59,1 | 56,5 | 56,4 | 52,9 | 54,8 | 56,2 | 52,2 | 52,2 | 48,6 |
| в т.ч.: | | | | | | | | | |
| рядове вугілля | 23,0 | 21,1 | 22,8 | 19,8 | 22,7 | 24,3 | 25,1 | 25,9 | 22,1 |
| продукти збагачення | 36,1 | 35,4 | 33,6 | 33,1 | 32,1 | 31,9 | 27,0 | 26,3 | 26,5 |
| Економічні показники | | | | | | | | | |
| Середня кількість працівників, тис. | 311,8 | 311,8 | 292,0 | 279,2 | 269,8 | 263,6 | 249,7 | 238,9 | 235,4 |
| Оптова ціна 1 т готової вугільної продукції, грн | н/д | н/д | 134,0 | 168,0 | 220,3 | 235,1 | 280,6 | 412,4 | 393,0 |
| Собівартість 1 т готової вугільної продукції, грн | н/д | н/д | 157,2 | 187,4 | 232,5 | 306,5 | 390,4 | 561,6 | 647,6 |
| Бартерні операції, млн грн | 1347,8 | 732,7 | 303,7 | 147,8 | 80,7 | 78,9 | 49,6 | 96,6 | 70,7 |

Джерело: Результати роботи вугільної галузі [Електронний ресурс] / Інформаційно-аналітичний портал "Енергобізнес". – Доступний з: <<http://www.e-b.com.ua>>.

Відповідно до Програми закриття неперспективних вугільних шахт і розрізів, затвердженої урядом у 1997 р. [4], шахти зі складними гірничо-геологічними умовами видобутку та низькими техніко-економічними показ-



никами передбачалося закрити протягом 5–7 років. З того часу на програму закриття вуглевидобувних і вуглепереробних підприємств з держбюджету було виділено 7,5 млрд грн при оціночній потребі у 14 млрд грн. Водночас лише на 57 з 134 шахт і розрізів, включених до програми, була закінчена робота із фізичного закриття із дотриманням усіх екологічних вимог та правил безпеки, решта ж все ще перебувають на стадії ліквідації або готуються до неї. Продовження терміну експлуатації збиткових шахт пов'язано зі зміною державної концепції, спрямованої на збереження шахтного фонду і ліквідацію лише шахт із вичерпаними промисловими запасами вугілля. У 2005 р. парламентом було накладено мораторій на банкрутство вугільних підприємств [5], а у 2006 р. уряд оголосив про наміри введення мораторію на фізичне закриття шахт, що не виробили свій ресурс.

Незважаючи на скорочення кількості працюючих шахт, обсяги бюджетної підтримки вугільної галузі з кожним роком зростали (за 1996–2009 рр. з держбюджету було виділено близько 35 млрд грн), проте фінансовий стан вугільних підприємств (за офіційними даними) не поліпшувався. Практично жодне вуглевидобувне підприємство не має вільних обігових коштів. На кінець 2009 р. кредиторська заборгованість державних шахт становила 11,3 млрд грн, перевищуючи дебіторську на 9 млрд грн, тобто більше ніж у 4 рази (приватних – в 1,4 раза). З цієї суми 565 млн грн припадало на заборгованість із заробітної плати, причому часто збільшення фонду оплати праці шахтарів відбувалося виключно з політичних міркувань.

Собівартість однієї тонни вугільної продукції державних шахт збільшилася з 157 грн у 2003 р. до 728 грн у 2009 р., тобто у 4,6 раза. Аналогічно збільшилися і бюджетні дотації на покриття собівартості продукції – у 4,4 раза. Збитки державних вугільних підприємств зросли майже в 10 разів і сягнули у 2009 р. 3,9 млрд грн. Разом з тим приватний сектор вуглевидобутку демонстрував відносно беззбиткову роботу, виробляючи близько 46% товарної вугільної продукції, у тому числі понад 80% з коксівного вугілля. Обсяги приватних інвестицій у вуглевидобуток, за деякими оцінками, перевищили 2 млрд грн.

Перелік програм бюджетних дотацій, відновлених в 1996 р., на сьогодні зберігається. Порядок розподілу бюджетних коштів кілька разів змінювався, однак оскільки збитковість компанії залишається головною умовою отримання дотацій, існуючий порядок не лише не стимулював до збільшення ефективності роботи компаній, але й став джерелом зловживань. За Програмою "Українське вугілля" підвищення рентабельності вугледобування, поліпшення фінансового стану вугледобувних підприємств, а також зменшення потреби у державній підтримці передбачалося досягти за рахунок збільшення обсягів видобування вугілля. Відповідно додатковою умовою отримання державної допомоги було зменшення собівартості вугільної продукції. Проте цієї умови не виконало практично жодне державне підприємство, собівартість виробництва більшості підприємств мала стійку тенденцію до щорічного зростання. Врешті-решт, додаткова умова була скасована, і у підприємств вже не було навіть формального стимулу нарощувати виробництво і зменшувати собівартість.

Ринок вугілля. Найбільшими сегментами ринку вугільної продукції є забезпечення теплових електростанцій енергетичним вугіллям (44,1% споживання) і поставки коксівного вугілля для переробки на КХЗ (36,6%). Поточна кон'юнктура на кожному з цих сегментів визначається своїм набом-



ром унікальних факторів, обумовлених структурою зв'язків між видобувними підприємствами і споживачами. Границі ринків енергетичного та коксівного вугілля не завжди є чіткими, оскільки перманентний дефіцит окремих марок вугілля часто призводив до часткової переорієнтації товарних потоків. Так, дефіцит енергетичного вугілля змушував ТЕСи спалювати вугілля марки Ж, яке через прорахунки "ручного" ціноутворення іноді коштувало дешевше від енергетичних сортів вугілля. А дефіцит коксівного вугілля, що утворився після стрімкого зростання світового попиту на сталь, призвів до ситуації, коли, за висловом експертів НПА Укркокс, на українських КХЗ коксуванню піддавали все, що називається вугіллям, а за кокс сприймалося будь-яке "жарене" вугілля.

Таблиця 3

Структура постачання вугілля, тис. т

| Показник | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Всього, | 60,45 | 60,69 | 59,20 | 57,97 | 62,57 | 42,11 | 42,70 | 31,31 |
| <i>в т.ч.</i> | | | | | | | | |
| Споживачі України, всього | 58,62 | 59,08 | 55,64 | 54,98 | н/д | 40,22 | 40,74 | 30,37 |
| - Мінпаливенерго | 25,16 | 28,35 | 24,89 | 30,64 | н/д | 29,12 | 29,51 | 21,78 |
| <i>в т.ч.:</i> | | | | | | | | |
| - електростанції | 25,16 | 25,38 | 22,47 | 24,26 | 19,50 | 16,13 | 16,33 | 12,26 |
| - на потреби коксування | 24,11 | 24,32 | 14,44 | 10,02 | 9,72 | 3,41 | 4,18 | 2,80 |
| - обпаливо | 0,94 | 2,03 | 0,93 | 0,70 | 0,75 | 0,05 | 0,04 | 0,02 |
| - Укрзалізниця | 0,23 | 0,22 | 0,15 | 0,05 | н/д | н/д | н/д | н/д |
| - власні потреби вуглепрому | 2,99 | н/д | н/д | н/д | н/д | 1,08 | 1,05 | 0,77 |
| - інші споживачі України | 5,17 | 4,17 | 15,23 | 13,56 | н/д | 6,56 | 5,95 | 5,01 |
| Експорт | 1,83 | 1,60 | 3,55 | 2,99 | 4,23 | 1,89 | 1,96 | 0,93 |

Джерело: Результати роботи вугільної галузі [Електронний ресурс] / Інформаційно-аналітичний портал "Енергобізнес". – Доступний з: <<http://www.e-b.com.ua>>.

Загалом існуюча структура ринків різних марок вугілля обумовлена тим фактом, що процеси приватизації у інших секторах відбулися раніше, ніж у вугільній галузі, і на час перших приватизаційних аукціонів вуглевидобувних підприємств активи основних споживачів вугілля вже були сконцентровані у руках кількох ФПГ. До 2004 р. у приватну власність перейшли більшість металургійних і коксохімічних підприємств, збагачувальних фабрик, практично всі галузеві машинобудівні підприємства. За борговою схемою Зуївська, Курахівська і Луганська ТЕС стали приватними і увійшли до складу енергогенеруючої компанії "Східенерго" (СКМ). Придбавши після цього низку вугільних шахт, ця ФПГ отримала монопольний контроль над регіональними товарно-грошовими потоками у галузі.

Ринок енергетичного вугілля. Найбільшу частку теплової генерації в Україні становлять вугільні енергоблоки великих електростанцій: з 98 енергоблоків ТЕС 90 є пиловугільними (з яких за потужністю 56% розраховані на використання вугілля марок АШ і П, 44% – вугілля марок Г і Д) і лише 8 – газомазутними. Останніми роками через надлишок потужностей теплової генерації газомазутні блоки і частина пиловугільних (до 15%) підтримуються в резервному режимі роботи і використовуються лише для покриття пікових навантажень або при недостатності базових потужностей (при планових відключеннях блоків АЕС або тривалій холодній погоді).



До 2005 р. у роботі теплових електростанцій надавалася перевага використанню ефективних газомазутних блоків, оскільки природний газ надходив з Росії в рахунок плати за його транзит територією України. З поверненням до грошових форм розрахунку уряд став проводити політику на зменшення залежності економіки від імпорту газу. Внаслідок цього, незважаючи на загальне збільшення виробництва електроенергії, рівень використання газомазутних блоків ТЕС зменшився, а частка вугілля в структурі споживання ТЕС збільшилася з 79,4% у 2004 р. до 96,8% у 2009 р. (загалом у тепловій генерації частка вугілля збільшилася відповідно з 63,8 до 79,8%).

Якщо потреби електростанцій у вугіллі антрацитної групи повністю задовольняються українськими підприємствами, а надлишок антрациту, що спрямовується на експорт, становить основну статтю експорту вугільної продукції, то забезпечення генкомпаній вугіллям інших марок (П і Г) часто відбувалося за залишковим принципом залежно від кон'юнктури ринку сталі (відповідно – коксівного вугілля). Використання металургами якісного енергетичного вугілля було додатковою причиною перевитрат електростанціями газу і мазуту для підсвітки непроєктного низькокалорійного вугільного палива.

Оскільки близько 70% енергетичного вугілля (52% без антрациту) видобувається державними шахтами і приблизно така ж частка вугільної продукції споживається державними генкомпаніями, вплив державного регулювання на ціну енергетичного вугілля є визначаючим. На сьогодні через ДП "Вугілля України" продається до 80% енергетичного вугілля, видобутого державними підприємствами. Проте створена інституційна структура ринку має лише окремі формальні ознаки ринкового середовища. Фактично у вугільній галузі продовжує діяти державна планова перерозподільча система, а витратна система ціноутворення і відсутність встановленої періодичності перегляду ціни для споживачів залишає великий ступінь свободи для регулюючих органів і робить це питання заручником політичної кон'юнктури.

Це ж стосується цін, за якими вуглевидобувні підприємства продають вугілля оператору ринку – динаміка ціни та собівартості продукції показує (рис. 5), що лише до 2005 р. зберігався відповідний паритет між темпами зростання цих показників. Випереджаючі темпи зростання собівартості були основною причиною приросту непокритих збитків державних шахт, які, починаючи з 2005 р., у середньому збільшилися на 1 млрд грн. Відносно уповільнення і прискорення темпів зростання збитків, відповідно, у 2008 і 2009 рр. було пов'язане зі зміною обсягів видобування вугілля, зростанням цін на матеріали і устаткування, зміною тарифів на електроенергію, зростанням виплат, пов'язаних із підвищенням рівня мінімальної зарплати тощо.

Ринок коксівного вугілля. Незважаючи на видиму подібність, ринку коксівного вугілля властива цілковито інша структурна та інституційна організація, ніж ринку енергетичного вугілля. З одного боку, фактори впливу на ринок коксівного вугілля переважно визначаються кон'юнктурою ринку металопрокату, в першу чергу світового. Частка у споживанні коксу не металургійних підприємств (машинобудування, виробництво соди і цукру) та населення за останні 15 років залишалася сталою і не перевищувала 5–7%.

Проте всі види сировинної продукції для виробництва сталі, зроблені з коксівного вугілля, також є кінцевою товарною продукцією (концентрат, кокс, чавун). Цим ринкам властиві свої особливості – структура власності, можливості та способи державного впливу, цінова кон'юнктура, які іноді



можуть мати не менший ефект на ситуацію на ринку коксівного вугілля, ніж кон'юнктура ринку сталі (рис. 6).

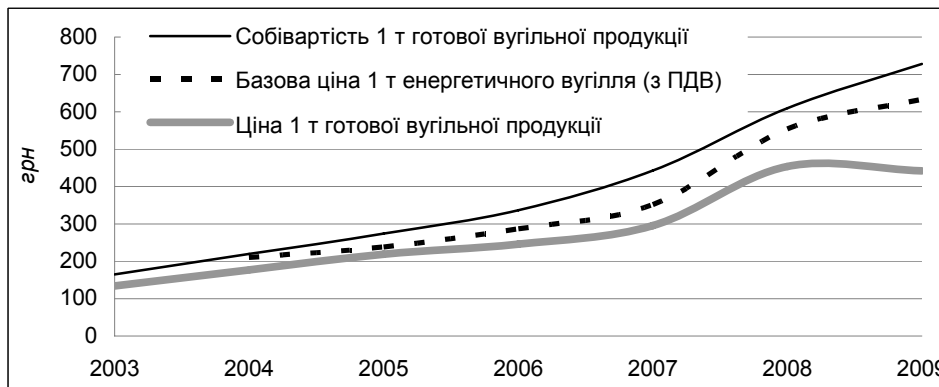


Рис. 5. Динаміка ціни та собівартості вугільної продукції державних підприємств та базова ціна енерговугілля ДП "Вугілля України", грн

Джерело: Статистика: Вугілля [Електронний ресурс] / Інформаційно-аналітичний портал "Енергобізнес". – Доступний з: <<http://www.e-b.com.ua>>.

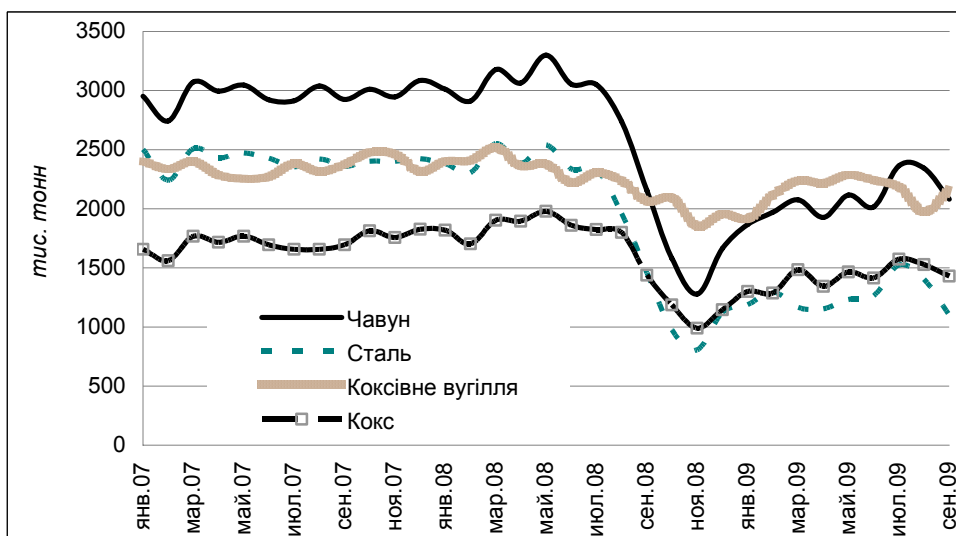


Рис. 6. Продукція технологічного ланцюга "вугілля–сталь", тис. т

Джерело: за даними Держкомстату України.

Іншим важливим чинником, що визначає структуру ринку і впливає на його поточний стан, є технологічна складність процесу обробки коксівного вугілля. Якщо від якості енергетичного вугілля залежить лише вартість виробленої електроенергії (через необхідність додаткових витрат газу і мазуту), то від хімічних та фізичних властивостей шихти залежить сама можливість виробництва коксу. Використання ж коксу з низькими якісними характеристиками у сучасних технологіях вдування пилувугільного палива при виплавці чавуну є взагалі неможливим. Необхідність дотримання певного якісного складу шихти часто призводило до ситуацій, коли за формального надлишку коксівного вугілля на внутрішньому ринку КХЗ були змушені імпортувати дефіцитні марки вугілля або вугілля кращої якості.



Марочний склад запасів українського коксівного вугілля є нерівномірним, а його якість є посередньою. Навіть за часів СРСР для забезпечення нормативної якості шихти для виробництва коксу українські підприємства завозили окремі марки коксівного вугілля (в основному з Кузбасу). Після зростання цін на енергоресурси власники металургійних підприємств, намагаючись зменшити питомі витрати коксу на виплавку чавуну, посилили вимоги щодо його якості, зокрема щодо зниження реакційної здатності та підвищення післяреакційної ("гарячої") міцності. Внаслідок цього у 2006 р. відбулося істотне зниження споживання КХЗ газового вугілля, частка якого скоротилася з 37 до 20%. Крім того, скоротилося й споживання традиційних українських марок коксівного вугілля Ж і К, ціни на яке влітку 2005 р. були вищими за ціни імпорту. "Забезпечивши" енергетичний сектор додатковим ресурсом, з 2005 р. коксохімічні підприємства вдвічі збільшили імпорт вугілля дефіцитних марок, довівши частку імпорту в шихті до 30%.

Скорочення видобутку вугілля і зростання імпорту готового коксу вплинули на рівень завантаженості КХЗ, який після 2005 р. не перевищував 70%. За таких умов українські коксохіміки втратили одну зі своїх основних конкурентних переваг – наближеність до сировини. Іншою причиною збільшення надлишку потужностей стала консолідація активів виробників коксу з металургійними компаніями. Таким чином, становлення існуючої структури ринку коксу і корпоративізація КХЗ відбулася одразу після формування ринку металопрокату, а тісна технологічна і економічна залежність цих секторів зумовила у багатьох випадках однаковий обмежений склад учасників. У виগ্রаші опинилися КХЗ, що стали корпоративно інтегровані як з виробниками сировини, так і зі споживачами коксу. Аналогічну вигоду від інтеграції отримали й вугільні шахти, приватизовані у 2004–2005 рр., що стали заключною ланкою у створенні вертикально-інтегрованих металургійних компаній. Коксохімічні заводи, не забезпечені власною сировиною або гарантованим ринком збуту, постали перед загрозою закриття окремих коксових батарей і навіть цілих заводів.

Сектор газу. Ринок природного газу, як і більшість суміжних до нього ринків товарів і послуг, залишається монополізованим великими державними компаніями. Зміни ринкового середовища відбулися лише на тих його сегментах, де за умов постійного дефіциту інвестиційних ресурсів обмеженість існуючих потужностей та інфраструктури зумовлювали низькі вхідні бар'єри для нових учасників (зокрема, це стосується реалізації стиснутого природного газу). Загалом природно-монополійний характер активів вітчизняного газового господарства спричинив таку інституційну структуру ринку, зміна якої неможлива без участі держави.

Існуюча організаційна структура нафтогазового комплексу сформувалася у 1998 р. шляхом створення на базі розрізнених підприємств НАК "Нафтогаз України", до складу якої входять основні вітчизняні газовидобувні і газотранспортні компанії. Потужності газовидобувних підприємств покривають до 25% попиту. Основним постачальником газу власного видобутку на внутрішній ринок є ДК "Укргазвидобування", частка якого разом з іншими підприємствами НАК "Нафтогаз України" становить 93% від усього видобутку в країні газу. Частка незалежних компаній поступово зменшується, оскільки їх розвиток обмежений невеликими виснаженими родовищами, а власного фондів недостатньо для виগ্রашу тендерів та отримання нових ліцензій



на розробку. До того ж, чинне законодавство щодо розподілу продукції не заохочує власників до нових інвестицій, обмежуючи їх діяльність функціями субпідрядної організації державних монополістів.

Політика російського газового монополіста, концерну "Газпром", спрямована на отримання доступу до кінцевих споживачів на ринках європейських країн, особливо посилилася відносно України на фоні зростаючих світових цін на газ. Цьому ж сприяла відсутність серед української влади єдиної позиції щодо перспективної моделі внутрішнього ринку та реальних можливостей з диверсифікації джерел та шляхів надходження газу. У 2006 р. умовою встановлення відносно низьких цін стала заміна оператора імпортерних поставок і створення спільного підприємства "Укргазэнерго" для реалізації газу промисловим споживачам. Незначна, на перший погляд, реорганізація з повним збереженням інституційної структури обернулася кардинальним перерозподілом контролю за фінансовими потоками, негативний вплив від якої відчули практично всі учасники ринку. Після витіснення навесні 2008 р. посередника із внутрішнього ринку та укладання в 2009 р. нових газових домовленостей процедура визначення ціни газу для споживачів стала більш прогнозованою. Однак, якщо загальні умови контракту були типовими для договорів типу "бери або плати", то базова ціна була справді завищеною. В результаті, вже в квітні 2009 р. ціна газу на кордоні вперше стала вищою за середньоєвропейську, а тарифи для промисловості (без податків та надбавок) впритул наблизилися до європейського рівня. З іншого боку, дещо жорсткий, проте дієвий стимул до реальної економії газу (у 2009 р. використання газу скоротилося на 24,4%) та модернізації виробничих і транспортних потужностей повинен бути врахований у діяльності нового уряду, оскільки повернення до "дешевого газу" насправді не стільки поліпшить конкурентоспроможність вітчизняної продукції, скільки відновить колишній рівень прибутковості окремих видів діяльності.

Структура джерел поставок природного газу в Україну та його внутрішнього розподілу протягом останнього часу практично не змінилася. Найбільшим оператором на внутрішньому ринку є ДК "Газ України", що реалізує природний та скраплений газ населенню, а також комунальним, бюджетним і промисловим споживачам (близько 83% ринку). Інфраструктура газорозподільних мереж передана в управління регіональним постачальним компаніям. Моторне паливо, вироблене на газопереробних потужностях ВАТ "Укрнафта" та ДК "Укртрансгаз", реалізується через власну мережу АЗС, проте невеликі обсяги не можуть суттєво впливати на кон'юнктуру ринку нафтопродуктів. Діяльність з реалізації стисненого газу була виділена в управління Укравтогаз ДК "Укртрансгаз", що через мережу власних АГНКС забезпечує більше половини потреб транспорту в цьому виді палива.

Ціноутворення. Процес ціноутворення на ринку природного газу продовжує залишатися під жорстким державним контролем. Регулюванню підлягають тарифи на транспортування та постачання газу мережею магістральних і розподільних газопроводів, роздрібні ціни на газ для потреб населення та граничні ціни для решти споживачів. За всіх недоліків "ручного управління" така система дозволила, на відміну від країн Центральної та Східної Європи, зберегти контроль на внутрішньому ринку та забезпечити поступовість зростання цін.

Ринкова лібералізація в секторах видобутку та роздрібною продажу була б передчасною в умовах інфраструктурної неготовності газового господарства

до таких радикальних змін. З іншого боку, формат відносин на газовому ринку свідчить про недосконалість контролю держави як регулятора природної монополії і є яскравим проявом інформаційної асиметрії. Закритість ринку не забезпечує можливості оцінки характеру транзакційних витрат та обґрунтованості встановлених монополістичних тарифів. Прикладом цього є подорожчання природного газу для промислових споживачів протягом другої половини 2008 р., що відбувалося при збереженні попередніх рівнів основних складових тарифу – ціни на імпортований в Україну газ і тарифів на його транспортування (рис. 7).

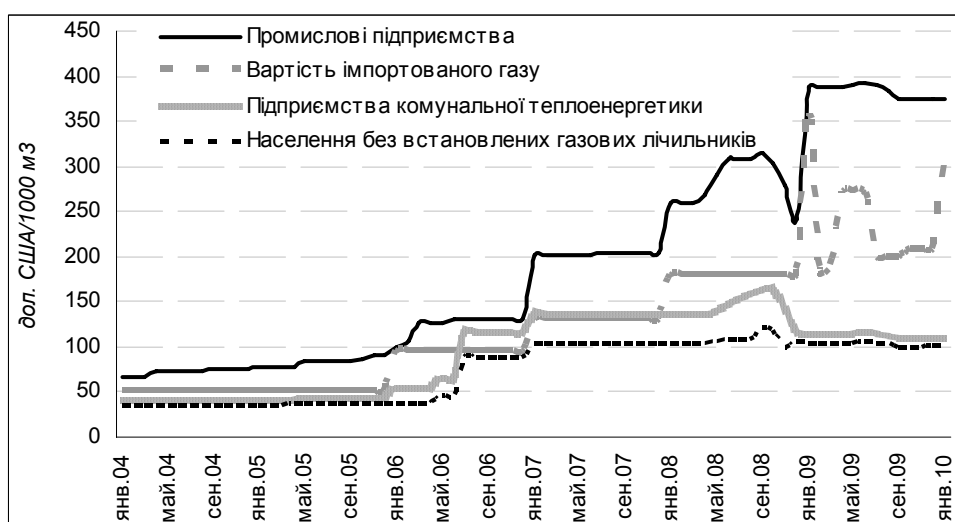


Рис. 7. Тарифи на природний газ, дол. США/1000 куб. м

Джерело: за даними ДК "Газ України".

Державне регулювання національних нафтогазових комплексів протягом тривалого часу забезпечувало необхідну стабільність і сприяло розвитку виробничої інфраструктури. Проте з часом з'ясувалося, що регулюючому органу складно визначити такий оптимальний рівень цін на газ, який би гарантував для газової монополії достатній рівень доходності для підтримки та розширення видобутку і розвитку газотранспортної мережі, а з іншого боку – спонукав би виробника до зменшення витрат. На практиці у компанії-монополіста були відсутні стимули до підвищення ефективності роботи галузі. Користуючись таким потужним інструментом впливу на економіку, як регульована газова галузь, державна політика звелася до реалізації таких стратегій:

- адміністративного утримання низьких цін на газ для стимулювання розвитку інших секторів економіки, що перетворювало газову компанію в заручника соціально-політичних зобов'язань уряду. Через певний час така практика призводила до швидкого зносу виробничих потужностей через брак інвестицій і, врешті, до дефіциту газу;

- свідомого завищення державою цін на газ для подальшого перерозподілу монопольного прибутку на соціальні потреби. Зі збільшенням масштабів міжнародної торгівлі такий підхід ставав неприйнятним для промислових споживачів, продукція яких втрачала конкурентну перевагу на зовнішніх ринках.

До 80-х років минулого століття у всіх промислово розвинених країнах пряме державне регулювання здійснювалося не лише щодо газової, а й інших суспільно важливих галузей – електроенергетики, транспорту, зв'язку тощо.



Зменшення ефективності роботи газової галузі в цей період співпало з поширенням ліберальної доктрини, що передбачала зміну принципів державного втручання. Важливо наголосити, що дерегуляція є лише останнім чинником, який зумовлює можливість створення конкурентного середовища на ринку, і є ефективним лише за умов наявності надлишку як самого товару, так і транспортних потужностей системи. Приміром, запровадження у Великій Британії ринкових механізмів у торгівлі природним газом стало можливим завдяки наявності великої кількості незалежних видобувних компаній у період зростаючих обсягів видобутку та неповної завантаженості газовидобувних і газотранспортних потужностей, що здійснювалося одночасно із запровадженням політики рівного доступу всіх ринкових агентів до транспортної інфраструктури. Інші країни Європи, реформуючи ринок газу, спиралися саме на британський досвід лібералізації. Принципи дерегуляції, що мали забезпечити створення конкурентного середовища на ринку, були викладені в Газових директивах ЄС.

Посилення конкуренції принципово трансформувало форми відносин між учасниками ринку – змінилася структура і тривалість газових контрактів. Хоча значна частина поставок газу все ще забезпечувалася (й забезпечуватиметься надалі) за довгостроковими договорами між великими національними монополіями, політика відкритого доступу і розділення функцій газотранспортних компаній в умовах надлишку пропозиції газу спричинило появу короткострокової торгівлі газом. Прикладом роботи за довгостроковими контрактами є російський "Газпром", котрий постачає більшість газу за довгостроковими контрактами, укладеними переважно на основі міждержавних угод на умовах "бери або плати", коли покупець зобов'язаний будь-що сплатити за постачання певного обсягу палива. Великим видобувним компаніям довгострокові контракти дають змогу гарантувати реалізацію своєї продукції та зменшити цінові ризики. Переваги короткострокових контрактів – можливість забезпечення покриття непередбачених потреб і гнучкості при формуванні фізичного балансу газових потоків. Результатом природного прагнення сторін до мінімізації транзакційних витрат, високий рівень яких притаманний короткостроковим контрактам, стало формування нового інституту – спотового ринку газу, де виробники й постачальники газу змогли продавати та купувати газ для фізичного балансування й завантаження своїх потужностей, а газорозподільні, електрогенеруючі компанії та великі споживачі – купувати газ за фіксованою ціною та з терміном поставки до декількох діб.

Спотові ринки не створювалися організовано рішенням регулюючих органів, а виникали стихійно в районах із високою концентрацією продавців і покупців газу – у вузлах перетину газотранспортних маршрутів, так званих хабах, розташованих біля великих міст, основних промислових споживачів або в районах видобутку. Наразі частка реалізації газу за короткостроковими контрактами у країнах ЄС не перевищує 15–20%, проте рівень цін на спотовому ринку став одним із основних індикативних показників для формування ціни газу за довгостроковими контрактами й опосередковано – роздрібних цін для споживачів. Іншою функцією спотового ринку стало індикативне визначення короткострокової граничної вартості газу.

Формування нових відносин на газовому ринку спричинило відокремлення ціноутворення на газ як товар і послуг з його транспортування, постачання та зберігання, а також зумовило зміну домінуючої в минулому формули ціноутво-



рення в контрактах з традиційної, що базувалася на принципах "витрати плюс" або "ринкової вартості" ("netback price"), на нову, що базується на конкуренції альтернативних видів палива. Серед країн ЄС сформувалося два підходи до визначення ціни газу за принципом взаємозаміщення ресурсів. Перший полягає у прив'язці ціни на газ до ціни кошику альтернативних видів палива (вугілля, нафтопродукти), структура якої може мати значні відмінності навіть усередині однієї країни. Наприклад, оскільки вважається, що газ раціонально використовувати для виробництва електроенергії та тепла, можна визначити фізичне співвідношення газу до інших енергоресурсів, які можуть використовувати теплові електростанції, і опосередковано розрахувати вартість самого газу (альтернативні види палива є біржовими товарами й мають ринкову ціну). Було повідомлено, що такої формули віднедавна дотримуватиметься й "Газпром" при постачанні газу до Західної Європи, орієнтуючись на середні ціни альтернативних видів палива в кожній країні, що складаються в рівних частинах з різних видів моторного палива та палива для виробництва електроенергії.

За другим підходом ціну газу визначають з урахуванням ціни на місячні ф'ючерсні контракти на індикативний сорт нафти на Лондонській або, частіше, Роттердамській біржі. Перевагу Роттердамській біржі надають тому, що в цьому портовому місті є великий нафтоналивний термінал, сучасні потужності з нафтопереробки і майданчик спотової торгівлі нафтопродуктами. Після досягнення угоди на торговельному майданчику, паливо одразу відвантажують для споживачів Нідерландів, Німеччини, Бельгії, Франції та Швейцарії. Порівняльний аналіз динаміки зміни вартості різних видів палива дозволяє стверджувати не стільки про тотальну залежність усіх цін від ціни на нафту, хоча її вплив справді значний, скільки про взаємний вплив цін різних енергоресурсів і формування загального попиту на енергетичну сировину з урахуванням споживчих властивостей кожного виду палива.

Хоча принципи державного регулювання газової галузі та контролю над процесом ціноутворення уніфіковані серед європейських країн і багато в чому співпадають з українськими (адміністративне встановлення тарифів для населення, розділення ціни газу й тарифів на його постачання та транспортування), ціновий паритет у кожній країні може відрізнятися від усереднених загальноєвропейських рівнів, оскільки залежить від конкретних економічних умов: моделі національного газового ринку, методів і можливостей державного втручання, структури споживачів, технологічного рівня промислового виробництва, добробуту громадян, урешті – кліматичних умов і місцевих традицій. Тому формулювання універсальної формули для розрахунку оптимального рівня цін реалізації газу та визначення коректного цінового паритету між споживачами видається неможливим.

Висновки. Неконтрольована і непродумана політика з енергозабезпечення закріпила в Україні ресурсозалежну модель розвитку та посилила критичну залежність економіки від газу, негативний ефект від чого став особливо відчутним після зростання його вартості. Разом з тим поточне кризове становище вугільної галузі не дозволить в короткостроковій перспективі повною мірою використати всі переваги цього енергоносія, як це передбачено Енергетичною стратегією, оскільки існуючі потужності з видобутку фізично не зможуть задовольнити стимульоване державою зростання попиту. *Крім того, економічно необґрунтоване збільшення видобутку вугілля за рахунок*



існуючого шахтного фонду лише загострить проблеми, на вирішення яких були спрямовані реформи вугільного сектора в країнах Європи (екологізація економіки та реабілітація регресійних вугільних регіонів).

Суперечливість і непослідовність реформ вугільної галузі, формальний характер галузевих програм, часта зміна статусу центрального органу та загальної структури управління і підпорядкування створювали умови для тінізації і неконтрольованості галузі, великих обсягів нецільового використання бюджетних коштів. Характерно, що кожна нова програма реформ починалася зі зміни юридичного статусу вугільних підприємств, проте форма контролю фінансових потоків галузі не змінювалася. *Можливість отримання тіньових надприбутків залишається головною причиною неефективності спроб впровадження прозорих ринкових механізмів у галузі і свідомого зтягування легальної приватизації.*

Об'єктивно складний процес підготовки вугільних підприємств до приватизації останніми роками став ще більше свідомо стримуватися, оскільки потенційні переваги від володіння активами вугільних шахт є меншими за прибутки, що забезпечуються неформальним контролем державних підприємств і відповідних бюджетних дотацій. В результаті змішання ринкових принципів, державного протекціонізму та монополізації ринку у вугільній галузі склалася спотворена система відносин, що й надалі призводитиме до збагачення ФПГ і деградації державного сектора.

Щодо внутрішнього ринку газу, наразі можна констатувати не лише його відсутність як інституційної структури, а й необхідних передумов для його створення. Існуюче ринкове середовище залишається монополізованим, а зміна його інституційної структури неможлива без участі держави. Аналогічно до європейської моделі газового ринку, господарча діяльність на природно-монополічних і потенційно конкурентних сегментах внутрішнього ринку повинна бути розділена. Інакше перманентна боротьба комерційних структур за державну підтримку для перерозподілу фінансових потоків на цих сегментах ринку продовжуватиметься.

Література

1. Статистика зовнішнього сектора [Електронний ресурс] / Офіційний сайт Національного банку України. – Доступний з: <<http://www.bank.gov.ua/>>.
2. Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу [Електронний ресурс] / Офіційний сайт Держкомстату України. – Доступний з: <<http://www.ukrstat.gov.ua/>>.
3. Результати роботи вугільної галузі [Електронний ресурс] / Інформаційно-аналітичний портал "Енергобізнес". – Доступний з: <<http://www.e-b.com.ua/>>.
4. Постанова Кабінету Міністрів України "Про хід структурної перебудови вугільній промисловості" від 28.03.1997 р. № 280 [Електронний ресурс]. – Доступний з: <<http://www.zakon.rada.gov.ua/>>.
5. Постанова Верховної Ради України "Про внесення зміни до Закону України "Про відновлення платоспроможності боржника або визнання його банкрутом" від 18.01.2005 р. № 2354 [Електронний ресурс]. – Доступний з: <<http://www.bank.gov.ua/>>.
6. Постанова Кабінету Міністрів України "Про Тимчасовий порядок установа роздрібних цін на природний газ для потреб населення" від 8.12.2006 р. № 1697 [Електронний ресурс]. – Доступний з: <<http://www.bank.gov.ua/>>.
7. Постанова Кабінету Міністрів України "Про Порядок забезпечення споживачів природним газом" від 27.12.2001 р. № 1729 [Електронний ресурс]. – Доступний з: <<http://www.bank.gov.ua/>>.

*Надійшла в редакцію
16.04.2010 р.*