



ЦІНОУТВОРЕННЯ НА ЕНЕРГЕТИЧНИХ РИНКАХ: ДОСВІД ЄС ТА УКРАЇНИ



К.Маркевич, В.Омельченко

Ціноутворення на енергетичних ринках: досвід ЄС та України. /
Аналітична доповідь. – Київ: Заповіт, 2016. – 56с.

Аналітична доповідь містить аналіз сучасних тенденцій розвитку систем ціноутворення в міжнародній торгівлі природним газом та електроенергією. Крім того, тут окреслені особливості формування тарифів на енергоресурси на внутрішніх ринках країн ЄС та України, а також визначено пріоритети та головні напрями удосконалення цінової політики для ринків природного газу та електроенергії на засадах адаптації вітчизняного законодавства до європейського у рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.

З М І С Т

ВСТУП	4
ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	5
Основні тенденції розвитку систем ціноутворення в міжнародній торгівлі природним газом	5
Торгівля природним газом за довгостроковими контрактами: досвід України	11
Розвиток спотової торгівлі природним газом на європейському ринку	17
Лібералізація українського ринку природного газу	21
Динаміка та співвідношення цін на внутрішньому ринку природного газу в країнах ЄС та Україні	24
ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	30
Особливості ціноутворення на ринку електроенергії країн ЄС	30
Чинники, що впливають на формування ціни на ринку електроенергії	34
Особливості здійснення експорту електроенергії з України	36
Динаміка та співвідношення цін на внутрішньому ринку електроенергії в країнах ЄС та Україні	43
ВИСНОВКИ	51
ПРОПОЗИЦІЇ	54

Стрімка зміна інституційної структури енергетичних ринків із переважанням ліберальної концепції, посилення політики диверсифікації постачання енергоносіїв, розвиток транспортної інфраструктури призвели до зміни механізму ціноутворення на ринках енергетичних ресурсів, зокрема природного газу та електроенергії.

Ринок природного газу є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу, стан розвитку якого впливає на рівень енергетичної безпеки кожної країни, відображаючись на рівні її політичної та економічної незалежності. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА), Всесвітня енергетична рада (*World Energy Council, WEC*), енергетичні гіганти *Shell* та *ExxonMobil* прогнозують зростання попиту на газ у найближчі десятиліття, оскільки він є чистим, економічно конкурентоздатним, профіцитним ресурсом і відіграє важливу роль у пом'якшенні наслідків змін клімату в усіх регіонах світу. Своєю чергою, до прогнозів слід ставитися достатньо обережно, адже вони часто були занадто оптимістичними: за даними *British Petroleum*, у період 2004-2014рр. споживання природного газу в країнах ЄС, попри прогнози суттєвого зростання, різко скоротилося – з 491 млрд. м³ до 386,9 млрд. м³, тобто на понад 21%. Цьому сприяло проведення ефективних заходів з енергозбереження, інтенсивний розвиток альтернативних видів енергії та підвищення їх частки у виробленні електроенергії, вплив стрімкого підвищення цін на нафту в I половині 2008р. та їх утримання на рівні \$100-125/барель у 2011-2014рр. Однак, оскільки попит на природний газ є більшим за попит на інші викопні види палива, те, якими будуть подальші зміни механізму ціноутворення на природний газ може істотно вплинути на формування оптової ціни на ресурс, а відтак на рівень роздрібних цін для споживачів і побутових, і промислових.

Тенденцією останніх років на ринку електроенергетики стала лібералізація, яка обмежила діяльність великих енергетичних монополістів і зумовила виникнення конкурентних відносин, що дало змогу не тільки збільшити пропускну здатність, забезпечивши безпеку і безперебійність поставок електроенергії, але й гарантувало прийнятні на неї ціни. **Перехід до ринкового ціноутворення на електроенергію розглядається як базова умова для реалізації найважливіших цілей реформування ринку електроенергії:** зростання комерційної ефективності діяльності енергетичних підприємств та їх відповідальності за зниження витрат виробництва електроенергії та якості обслуговування споживачів; забезпечення функціонування електроенергетичних компаній в умовах конкуренції при збереженні їх зобов'язань перед споживачами; залучення широкого кола інвесторів для спорудження нових і технічного переоснащення діючих електроустановок.

Реформування енергетичних ринків та обрання конкретної моделі насамперед залежить від політики ціноутворення як чинника ефективності інвестування в енергетичне виробництво зокрема і в розвиток енергетичної галузі загалом. Завдяки правильному вибору системи ціноутворення на тому чи іншому енергетичному ринку створюються стимули для підвищення рівня конкуренції, а відтак ефективності роботи енергетичних систем, ухвалення інвестиційних рішень, удосконалення законодавчої бази для вжиття цільових заходів із метою вирішення проблем довкілля, якості та надійності постачання енергоресурсу.

ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦІНОУТВОРЕННЯ В МІЖНАРОДНІЙ ТОРГІВЛІ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ

Упродовж останніх трьох десятиліть споживання природного газу, порівняно з іншими викопними видами палива (нафтою та вугіллям), невпинно зростало, що спричинено насамперед його більшою екологічністю, а також стрімким розвитком процесів індустріалізації в країнах Східної Азії, Близького Сходу та Латинської Америки. Проте **як довго природний газ займатиме провідну позицію серед викопних видів палива у задоволенні світового попиту на енергоресурси залежатиме від його ціни.**

Система ціноутворення в торгівлі природним газом набула розвитку у зв'язку з прищвидшенням наприкінці 50-х років XX ст. торгівлі цим ресурсом на європейському континенті, що було пов'язано з відкриттям родовища Гронінген поблизу узбережжя Північного моря. До 1960р. торгівля природним газом у Європі майже не провадилась, але на початку 60-х років XX ст. Нідерланди почали вести перемовини з Німеччиною, Бельгією та Францією з метою експорту значних обсягів природного газу. Це посприяло схваленню у 1962р. “гронінгенської” концепції торгівлі природним газом (була презентована міністром економіки Нідерландів Яном Віллемом де Пусом (*Jan Willem de Pous*) (відома як “*Nota de Pous*”)), яка згодом сформувала **основу “традиційної” моделі контрактів** на поставку природного газу в континентальній Європі:

- Із метою генерування максимального доходу для держави, як основу було **введено принцип “ринкової вартості” (“netback price”)**, який був заснований на принципі заміщення вартості газу конкурентними джерелами енергії (здебільшого нафтопродуктами – мазуту та дизельного палива) з коригуванням на вартість з транспортування та розподілу природного газу, а також податкових відрахувань (врізка “*Формула розрахунку ціни згідно з концепцією “чистої експортної вартості”*”¹, с.6).

¹ Докладно див.: Газові ринки ЄС і України: проблеми розвитку та інтеграції. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2008, №8.

ФОРМУЛА РОЗРАХУНКУ ЦІНИ ЗГІДНО З КОНЦЕПЦІЄЮ “ЧИСТОЇ ЕКСПОРТНОЇ ВАРТОСТІ”

Ціна на газ P_m – застосовується протягом місяця m , і визначає початкову ціну газу та динаміку цін на конкуруючі енергоносії, порівняно з базовим місяцем.

$$P_m = P_o + k_1 * k_2 * k_3 * (C_m - C_o),$$

де P_o – ціна природного газу в базовому місяці. Відображає чисту “вартість заміщення” (“netback”) до пункту передачі експортних обсягів. Визначається як вартість заміщення за вирахуванням витрат з доставки газу із пункту передачі споживачам і застосування стимулів (певної цінової знижки) до реалізації;

k_1 – частка сегменту ринку газу, що конкурує з відповідними енергоносіями;

k_2 – коефіцієнт розподілу ризиків і вигоди цінової динаміки між продавцем і покупцем;

k_3 – технічний коефіцієнт еквівалентності для перетворення одиниць ціни на конкуруючі енергоносії в одиниці ціни на газ;

C_m – ціна на конкурентний вид палива (переважно газойль або дизпаливо) для місяця m ;

C_o – ціна на конкурентний вид палива в базовому місяці.

Ціноутворення з урахуванням вартості заміщення, або “чистої експортної вартості” поєднувало два підходи²:

- *Рікардіанський* – використовується для обґрунтування ціни на енергоносії за методом “витрати плюс” (ціна = витрати виробника плюс надбавка з метою компенсації постійних витрат). Відповідно до цього підходу, величина надбавки часто залежить від ступеня монополізації ринків, що дає змогу виробнику відображати в надбавці потреби заміщення капіталу, специфічні технічні особливості виробництва та ризики.
 - *Хотеллінга* – є базовою концепцією формування ціни, що ґрунтується на вартості заміщення.
- **Укладання контрактів на строк від 1 до 25 років** за принципом “*бери або плати*” (“take or pay”)³ з можливістю коригування (щомісячне/щоквартальне перерахування з орієнтацією на коливання цін на конкуруючі джерела енергії), **регулярного перегляду цінових умов** (зазвичай раз на три роки) з метою їх коригування за встановленими критеріями відповідно до змін ринкової кон’юнктури, що дає змогу забезпечити постійну конкурентоспроможність природного газу, **а також арбітражу** (у разі виникнення суперечок через коригування ціни).
- **“Положення про пункт призначення”**, яке виключає можливість перепродажу газу, що поставляється в рамках контракту, третім країнам.

² Докладно див.: Газові ринки ЄС і України: проблеми розвитку та інтеграції. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2008, №8.

³ Обумовлений необхідністю забезпечення гарантованих обсягів поставок для споживачів (безпека попиту) і інвестиційної визначеності для постачальників (безпека пропозиції).

Починаючи з початку 2000-х років, “традиційну” модель контрактів критикували насамперед через цей пункт. Європейська комісія розцінила його як порушення свободи переміщення товарів у межах ЄС, що спричинило першу хвилю перегляду газових контрактів.

Послідовна реалізація політики лібералізації ринків природного газу країн Європи (прийняття Третього енергетичного пакету) призвела до **відокремлення ціни і принципів ціноутворення на газ як товар та послуг з його транспортування, постачання та зберігання**, що обумовило зміну домінуючої формули ціноутворення у міжнародних довгострокових контрактах з “традиційного” типу (“*netback price*”) на нову, що ґрунтується на принципі конкуренції “*газ-альтернативне паливо*” (врізка “*Базові підходи до визначення ціни на природний газ за довгостроковими контрактами*”⁴).

БАЗОВІ ПІДХОДИ ДО ВИЗНАЧЕННЯ ЦІНИ НА ПРИРОДНИЙ ГАЗ ЗА ДОВГОСТРОКОВИМИ КОНТРАКТАМИ

1. Прив'язка ціни на природний газ до ціни кошика альтернативних енергоресурсів (т.зв. Гронінгенський тип контрактів⁵). Нині ціна природного газу за довгостроковими контрактами переважно залишається прив'язаною до цін на нафтопродукти з лагом у 6-9 місяців. За даними Єврокомісії, до 75% середньої ціни імпортованого газу країнами ЄС прив'язано до мазуту та газойлю.

2. Визначення ціни на природний газ з урахуванням ціни на місячні ф'ючерсні контракти на індикативний сорт нафти, як правило, *Brent* – на Роттердамській або Лондонській біржі⁶. З 2008р. цей підхід критикували через підвищення цін на нафту (зокрема свого піку ціна досягла 3 липня 2008р., підвищившись до 146,08 \$/барель.) Це призвело до збільшення поставок скрапленого природного газу (СПГ) та створення газових хабів на європейському континенті.

3. У зв'язку з підвищенням частки реалізації газу за короткостроковими контрактами (докл. див.: “*Розвиток спотової торгівлі природним газом на європейському ринку*”, с.17) **рівень цін на спотовому ринку став індикативним показником для формування оптової ціни газу за довгостроковими контрактами** та опосередковано – роздрібних цін для споживачів.

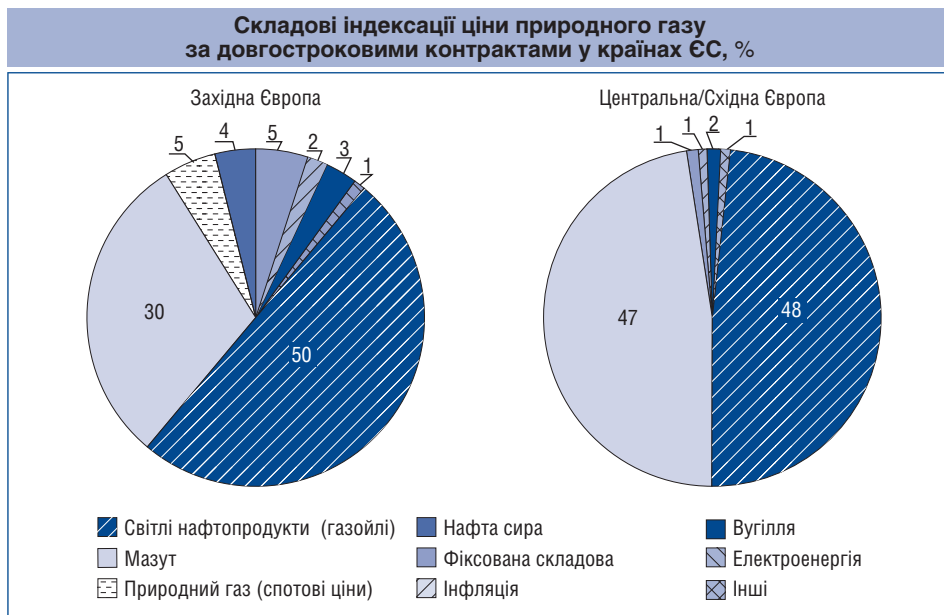
Поступова лібералізація енергетичних ринків призвела до трансформації формули ціноутворення на природний газ за довгостроковими контрактами: питома вага нафтопродуктів у ціновому кошику природного газу почала поступово зменшуватися. **Зменшення нафтової складової індексації ціни**

⁴ Джерело: Ринки реального сектору економіки України в інституційному середовищі COT: кон'юнктура та інтеграція/за ред. В. О. Точиліна: НАН України, Ін-т економіки та прогнозування. – К., 2012, 552 с.

⁵ Діючий у рамках найбільш поширених довгострокових контрактів “гронінгенського” типу механізм ціноутворення передбачав продаж газу за найвищою ціною, яку можливо забезпечити в довгостроковій перспективі. Країни протягом тривалого періоду використовували “гронінгенський” тип контракту з метою убезпечення себе від ризиків надійності постачань необхідної кількості природного газу.

⁶ Перевага Роттердамської біржі пояснюється тим, що у цьому портовому місті є великий нафтопаливний термінал, сучасні потужності з нафтопереробки і майданчик спотової торгівлі нафтопродуктами. Після досягнення угоди на торговому майданчику паливо одразу відвантажується для постачання споживачам з Нідерландів, Німеччини, Бельгії, Франції та Швейцарії.

відбулося через включення до цінового кошика інших енергоресурсів, які конкурують з газом (вугілля, електроенергія), економічних складових (інфляція), а також спотової ціни на природний газ та біржових індексів (діаграма “Складові індексації ціни природного газу за довгостроковими контрактами у країнах ЄС”⁷).



Оскільки нині немає єдиного інтегрованого ринку газу, на регіональних ринках діють різні механізми ціноутворення. Історично склалося, що ціни на газ не набували такого розголосу, як ціни на нафту. Проте ситуація змінюється, оскільки з кожним роком збільшуються частка споживання природного газу та обсяги міжнародної торгівлі ним, а різні механізми ціноутворення створюють серйозні комерційні наслідки і для виробників, і для споживачів.

Найбільші зміни, що відбулися у період 2005-2014рр., стосувалися переходу від типового механізму реалізації природного газу – з прив’язкою до цін на нафту та нафтопродукти (*OPE*) – на механізм, що ґрунтується на співвідношенні попиту та пропозиції (*GOG*) (врізка “Типи цінових механізмів реалізації природного газу”⁸).

⁷ Джерело: Melling J. Antony. Natural Gas pricing and its future. Europe as the battleground. – Carnegie Endowment for International Peace, http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf.

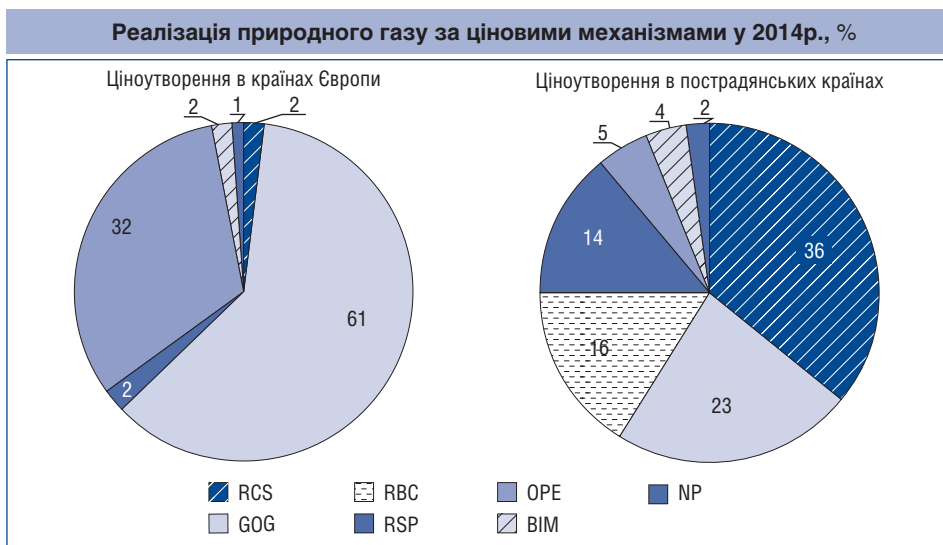
⁸ Джерело: Wholesale Gas Price Survey – 2015 Edition: A global review of price formation mechanisms 2005-2014. – International Gas Union, http://www.igu.org/sites/default/files/node-page_field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20202015%20Edition.pdf.

ТИПИ ЦІНОВИХ МЕХАНІЗМІВ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	
Oil Price Escalation (OPE)	Ціна визначається з урахуванням встановленої базової ціни на ресурс із подальшою її індексацією на конкурентні види палива – сиру нафту, газойль, мазут. У деяких випадках при індексації можуть використовуватися ціни на вугілля та електроенергію.
Gas-on-Gas Competition (GOG)	Ціна визначається співвідношенням попиту і пропозиції на ресурс у різні періоди (щоденно, щомісяця, щорічно). Торгівля природним газом здійснюється на транспортно-розподільних вузлах природного газу (наприклад, <i>Henry Hub</i> ⁹) або віртуальних хабах (наприклад, <i>NBP</i>).
Bilateral Monopoly (BIM)	Ціна визначається шляхом проведення двосторонніх переговорів і укладення угод між великим продавцем і великим покупцем, з фіксацією ціни на певний період, як правило, один рік. Угода підписується або на рівні урядів країн, або на рівні державних компаній. Переважно за такими контрактами домінує один покупець або продавець і є протилежним механізму <i>GOG</i> , де присутні декілька покупців і продавців.
Netback from Final Product (NET)	Ціна, за якою постачальник продає газ, відображає вартість кінцевого продукту, що виробляє покупець. Такий варіант можливий, коли газ використовується як сировина у хімічній промисловості й є основною змінною витрат під час виробництва кінцевого продукту.
Regulation: Cost of Service (RCS)	Ціна визначається чи схвалюється регулюючим органом або профільним міністерством країни і встановлюється з урахуванням покриття “вартості послуг”, включаючи відшкодування по капіталовкладеннях та отримання прийнятної норми прибутку.
Regulation: Social and Political (RSP)	Ціна встановлюється на нерегулярній основі, як правило, профільним міністерством (на політичних/соціальних засадах), з урахуванням покриття зростаючих витрат або збільшення доходу.
Regulation: Below Cost (RBC)	Ціна, що встановлюється, є нижчою середньої вартості видобутку і транспортування природного газу й виконує роль державної субсидії для населення.
No Price (NP)	Газ, що видобувається, надається безкоштовно населенню або промисловим підприємствам як сировина.

У країнах Європи перехід відзначився збільшенням реалізації природного газу з 15% за механізмом *GOG* у 2005р. – рік, коли значна частка (78%) природного газу реалізовувалася за механізмом *OPE* – до 61% у 2014р., а частка *OPE* знизилася до 32%. Такі зміни були спричинені низкою чинників, серед яких: зниження імпорту природного газу за контрактами з прив'язкою до цін на нафту та нафтопродукти, що супроводжувалося збільшенням обсягів торгівлі на газових хабах, а відтак підвищенням частки імпорту за спотовими контрактами і подальшим припиненням дії довгострокових контрактів або перегляду їх умов з вимогою включення до цінового кошика такої складової, як рівень спотових цін або навіть стовідсотковий перехід на спотове ціноутворення, а у деяких випадках до скорочення відбору природного газу за принципом “*take or pay*”.

⁹ Найважливіший транспортно-розподільний вузол США, що розташований у м. Ерат, штат Луїзіана.

Зміна механізмів реалізації природного газу в Європі почала набувати загального характеру. Зокрема в країнах Північно-Західної Європи з 2005р. суттєво знизилася частка реалізації природного газу за механізмом *OPE* з 78% до 12% у 2014р, тоді як частка реалізації за механізмом *GOG* збільшилася з 28% у 2005р. до 88% у 2014р. Суттєві зміни відбуваються і в країнах Центральної Європи, де під час реалізації природного газу також значно скоротилася частка механізму *OPE* з 85% у 2005р. до 32% у 2014р., тоді як частка *GOG* зросла з 0% у 2005р. до більш ніж 50% у 2014р. **Значну роль тут відіграло збільшення імпорту природного газу за спотовими контрактами, здійснення реекспорту природного газу з Німеччини і перегляд умов довгострокових контрактів** (діаграма “Реалізація природного газу за ціновими механізмами у 2014р.”¹⁰).



Інша ситуація склалася в країнах колишнього Радянського Союзу, на які у 2014р. припало близько 18% світового споживання природного газу – 642 млрд. м³, з яких 233 млрд. м³ було реалізовано шляхом використання механізму *RCS* (36%), 103 млрд. м³ – за механізмом *RBC* (16%), насамперед у Казахстані, Туркменістані, Узбекистані та Азербайджані, **90 млрд. м³ – за механізмом *RSP* (14%), здебільшого в Україні та Росії, оскільки видобутий природний газ йде на забезпечення значної частини попиту населення.**

На такий механізм як *GOG* у 2014р. припало 144 млрд. м³ (23%). 34 млрд. м³ природного газу було імпортовано трубопроводами до України, Молдови та Росії за ціновим механізмом *OPE* (5%), тоді як на механізм *BIM* припало 4% імпорту природного газу трубопроводами до колишніх республік Радянського Союзу, здебільшого з Росії до Білорусі, Вірменії, Грузії, Казахстану, Киргизстану та Таджикистану.

¹⁰ Джерело: Wholesale Gas Price Survey – 2015 Edition: A global review of price formation mechanisms 2005-2014. – International Gas Union, http://www.igu.org/sites/default/files/node-page_field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20202015%20Edition.pdf.

ТОРГІВЛЯ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ ЗА ДОВГОСТРОКОВИМИ КОНТРАКТАМИ: ДОСВІД УКРАЇНИ

Однією з компаній, що працює зі споживачами за довгостроковими контрактами на європейському континенті, є ВАТ “Газпром”. Компанія постачає природний газ шляхом укладання довгострокових контрактів на умовах “*take or pay*” (“*бери або плати*”), коли покупець зобов’язаний сплатити за постачання обумовленого у контракті обсягу палива.

Україна не є винятком, оскільки також купувала природний газ у Росії за довгостроковими контрактами. **Відповідно до чинних домовленостей щодо імпорту природного газу з Росії від 19 січня 2009р. вартість природного газу розраховується щоквартально з урахуванням зміни ринкових цін на мазут та дизельне паливо** (врізка “*Визначення ціни газу за контрактом України та ВАТ “Газпром” від 19 січня 2009р.*”¹¹). Договір є типовим контрактом “*бери або плати*” Гронінгенського зразка з прив’язкою до цін на нафтопродукти і аналогічних до тих, що використовується ВАТ “Газпром” у торгівлі газом за довгостроковими контрактами з більшістю країн Європи.

ВИЗНАЧЕННЯ ЦІНИ ГАЗУ ЗА КОНТРАКТОМ УКРАЇНИ ТА ВАТ “ГАЗПРОМ” ВІД 19 СІЧНЯ 2009р.

$$C_{(r)} = P_{(o)} \times \alpha \times C_n / C_o,$$

де $C_{(r)}$ – ціна газу;

$P_{(o)}$ – початкова ціна газу, що дорівнює \$450/1 000 м³;

α – коефіцієнт;

C_n – ціна нафти;

C_o – початкова ціна нафти.

Здебільшого у країнах Європи діє така формула розрахунку ціни на імпорт природного газу:

$$C_{(r)} = P_{(o)} \times \beta \times (C_n + C_o),$$

Де $C_{(r)}$ – ціна газу;

$P_{(o)}$ – початкова ціна газу, що дорівнює \$450/1 000 м³;

β – коефіцієнт;

C_n – ціна нафти;

C_o – початкова ціна нафти.

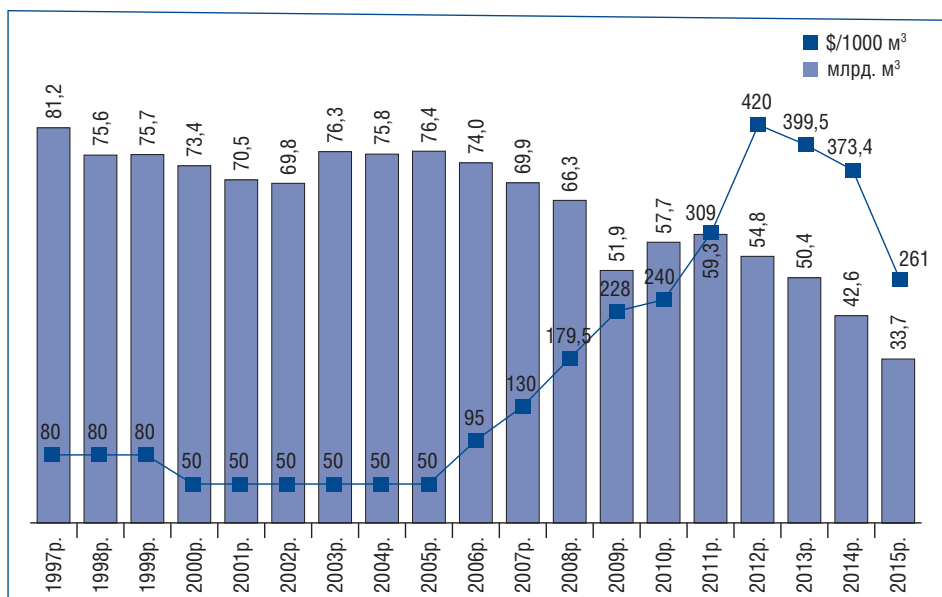
Із підписанням цієї угоди вартість природного газу для України перестала бути залежною від протяжності транзиту і її визначають за чіткими правилами¹². Ціна на природний газ стала прогнозованою, а її наступне

¹¹ Унігівський Леонід. Формула ціни на газ: “Газпром” одержував вигоду з 2009 р., тепер – черга “Нафтогазу”. – Дзеркало тижня. Україна, 26 грудня 2014р., http://gazeta.dt.ua/energy_market/formula-cini-na-gaz-gazprom-oderzhuvav-vigodu-z-2009-r-teper-chergha-naftogazu-.html.

¹² Проте відсутність об’єктивної нормативної внутрішньої бази, де із врахуванням динаміки цін на інші види палива відбувалося б формування ринкової ціни газу, залишається основною причиною суперечностей визначення ціни на імпортований газ за довгостроковим контрактом.

підвищення (у період 2010-2012рр.) стало стимулом до економнішого споживання ресурсу. Так, упродовж 1997-2008рр. споживання природного газу в Україні коливалося у межах 66-80 млрд. м³ на рік. Цьому сприяли стабільно низькі імпорتنі ціни на ресурс. Однак, починаючи з 2009р., коли було укладено контракт купівлі-продажу природного газу між ВАТ “Газпром” та НАК “Нафтогаз України”, і який став початком затяжної газової війни з Росією – споживання природного газу почало скорочуватися¹³ (діаграма “Зв’язок між ціною (ВАТ “Газпром”) на імпортований природний газ та обсягами його споживання в Україні у 1997-2015рр.”).

Зв’язок між ціною (ВАТ “Газпром”) на імпортований природний газ та обсягами його споживання в Україні у 1997-2015рр.



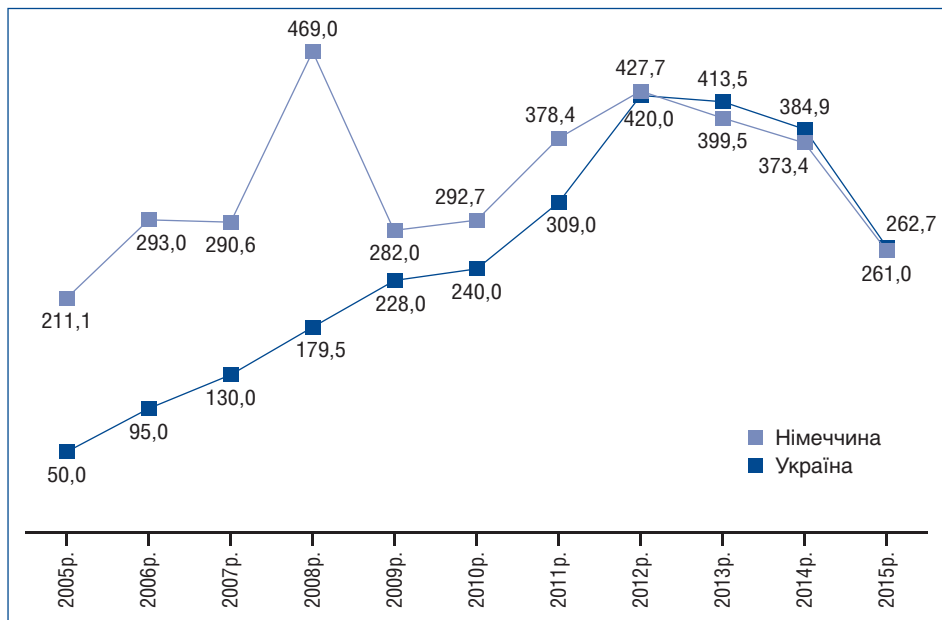
Питання щодо економічної обґрунтованості рівня базової ціни контракту в \$450 тривалий час залишалося доволі спірним¹⁴. За даними агентства *Argus Media*, \$450 за 1 000 м³ відповідало рівню середньої ціни природного газу на кордонах європейських країн у листопаді 2008р. У середньому ж у другій половині 2008р. ціна на природний газ на кордонах становила \$442 за 1 000 м³, а у січні 2009р. на кордоні Франції – \$362, Угорщини – \$379, Німеччини – \$382, Італії – \$388. Починаючи з 2010р., розрахункова контрактна ціна для

¹³ Підвищення обсягів споживання природного газу в період 2010-2011рр., викликане необхідністю задоволення попиту вітчизняної промисловості, активізувало закупівлі природного газу (обсяги імпорту з Росії у 2009р. становили 26,8 млрд. м³, у 2010р. – 36,5 млрд. м³, у 2011р. – 44,8 млрд. м³).

¹⁴ Для ВАТ “Газпром” така ціна стала своєрідною компенсацією за втрати на європейському ринку.

України практично зрівнялася з середньоєвропейською (діаграма “Динаміка цін на природний газ за довгостроковими контрактами ВАТ “Газпром” для України та Німеччини”¹⁵).

**Динаміка цін на природний газ за довгостроковими контрактами
ВАТ “Газпром” для України та Німеччини, \$/1 000 м³**



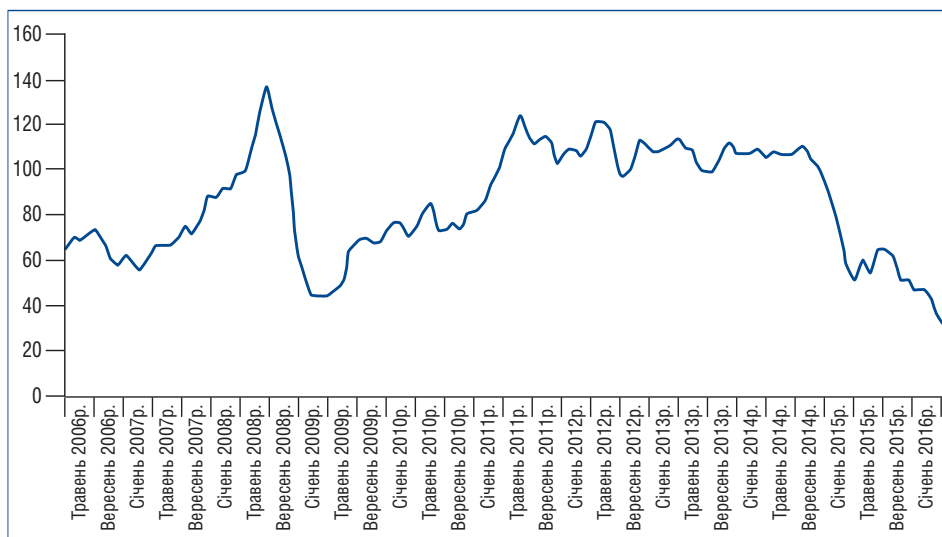
Нагадаємо, 21 квітня 2010р. у Харкові були підписані Угода між Україною та Росією з питань перебування Чорноморського флоту РФ на території України та доповнення до контракту на постачання природного газу між ВАТ “Газпром” і НАК “Нафтогаз України” від 19 січня 2009р., якими для України було знижено ціну на газ на 30%. Так відбувся обмін зниження ціни на газ на подовження перебування Чорноморського флоту РФ у Криму до 2042р. Це стало початком переведення питання ціни на імпорту природного газу з Росії з економічної площини в політичну, нівелювавши можливість визначення справедливо ринкової ціни економічними засобами.

Із 2005р. імпортні ціни на природний газ для України мали тенденцію стрімкого зростання, і у 2012р. досягли рівня у \$420 за 1 000 м³, що був одним

¹⁵ Розраховано та побудовано за даними НАК “Нафтогаз України” (для України) – <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf?>; та Open та Index Mundi: Russian Natural Gas Border Price in Germany (для Німеччини) – <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=russian-natural-gas&months=60>. Під час розрахунку ціни на природний газ для Німеччини британські термічні одиниці (BTU) переводилися у метри кубічні (м³). Так, 1 млрд. м³ природного газу прирівнюється 35,7 трлн. BTU.

із найвищих у Європі¹⁶. Натомість протягом 2014-2015рр. помітною була тривала корекція цін у бік зниження, на що вплинули світові ціни на нафту¹⁷ (діаграма “Динаміка цін на нафту марки Brent”¹⁸).

Динаміка цін на нафту марки Brent



Зниження нафтових котирувань, до яких прив'язана формула ціни на російський газ, позначилося на контрактних цінах ВАТ “Газпром” для НАК “Нафтогаз України”: у I кв. 2015р. ціна становила \$329 за 1 000 м³, у II – \$247,18, у III – \$247,18, у IV – \$227,4¹⁹. На I кв. 2016р. ціну було виведено на рівень \$212,23 за 1 000 м³. **На початку квітня 2016р. ВАТ “Газпром” назвав нову ціну на газ для України у II кв. 2016р. – менше \$180 за 1 000 м³.**

Високі ціни на імпортований із Росії природний газ, анексія Криму, суцільні торговельні війни з боку Російської Федерації, а також військова агресія останньої змусили Україну вдатися до радикальних дій. Унаслідок чого у 2015р.

¹⁶ Без урахування витрат на транспортування газу до України та Німеччини.

¹⁷ Щоправда, для України з огляду на девальвацію гривні у 2014-2015рр. ціна газу за контрактом у гривневому еквіваленті тільки підвищилася.

¹⁸ Складено за даними: *Brent Oil Historical Data*. – <http://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>.

¹⁹ Умови поставок російського газу на перші 3 місяці 2015р. регламентувалися домовленостями, що були досягнуті на тристоронніх переговорах за участю Європейської комісії. З липня 2015р. НАК “Нафтогаз України” припинив закупівлю природного газу з Росії, оскільки українській стороні було відмовлено у ціні у \$220 за 1 000 м³ на III кв. 2015р. Закупівлю природного газу у ВАТ “Газпром” було відновлено 12 жовтня 2015р. після чергових тристоронніх переговорів. Україна закупила 2 млрд. м³ природного газу, виконавши взяті на себе під час переговорів зобов'язання. Купівля здійснювалася за кредитні кошти, які у розмірі \$500 млн. були виділені безпосередньо на закупівлю російського газу. З 25 листопада 2015р. Україна припинила закупівлю природного газу у ВАТ “Газпром”.

Україні вдалося зламати російську газову монополію, яка трималася упродовж багатьох років – частка ВАТ “Газпром” впала до 37,6% у загальному обсязі імпорту природного газу.

Через указані причини Україна повністю відмовилася від закупівель російського газу. А ВАТ “Газпром” із початку дії українсько-російських домовленостей, втратив значну частину ринку України, що перевищує сьогодні його сумарний щорічний експорт в Італію, Францію, Нідерланди та Велику Британію²⁰.

Натомість Україна з метою забезпечення власних потреб у природному газі активізувала свої дії зі збільшення реверсних поставок ресурсу з ЄС. Ціна імпорту природного газу для НАК “Нафтогаз України” за контрактами з європейськими постачальниками у IV кв. 2015р. знизилася на 36,6% – до \$228 за 1 000 м³ порівняно з відповідним періодом 2014р. (таблиці “Середньозважена ціна імпортованого газу з європейськими постачальниками”²¹, “Максимальна ціна імпортованого газу з Європи, агреговано у розрізі окремих постачальників у 2015р.”²², с.16). За інформацією НАК “Нафтогаз України”, середньозважена ціна закупівлі природного газу в Європі у IV кв. 2015р. становила \$224 за 1 000 м³ у пункті поставки, а з урахуванням транспортування до кордону з Україною – \$232 за 1 000 м³.

**Середньозважена ціна імпортованого газу
з європейськими постачальниками, \$/1 000 м³**

Період	Середньозважена ціна закупівлі газу в Європі за укладеними контрактами в пункті поставки	Середньозважена ціна імпорту з Європи з урахуванням транспортування до кордону України	Середньозважена ціна імпорту з усіх напрямків з урахуванням транспортування до кордону України
III кв. 2014р.	348	353	353
IV кв. 2014р.	346	355	360
I кв. 2015р.	293	301	315
II кв. 2015р.	267	275	268
III кв. 2015р.	258	266	266
IV кв. 2015р.	224	232	228

²⁰ Через невиважену цінову політику з Україною комерційні втрати ВАТ “Газпром” істотно перевищили зиски від завищених цін.

²¹ Нафтогаз оприлюднив статистику цін імпортованого компанії газу за четвертий квартал 2015 року – НАК “Нафтогаз України”, <http://naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/553F49E6579520EDC2257F5300371CCE?OpenDocument>.

²² Там само.

**Максимальна ціна імпортованого газу з Європи, агреговано
у розрізі окремих постачальників у 2015р., \$/1 000 м³**

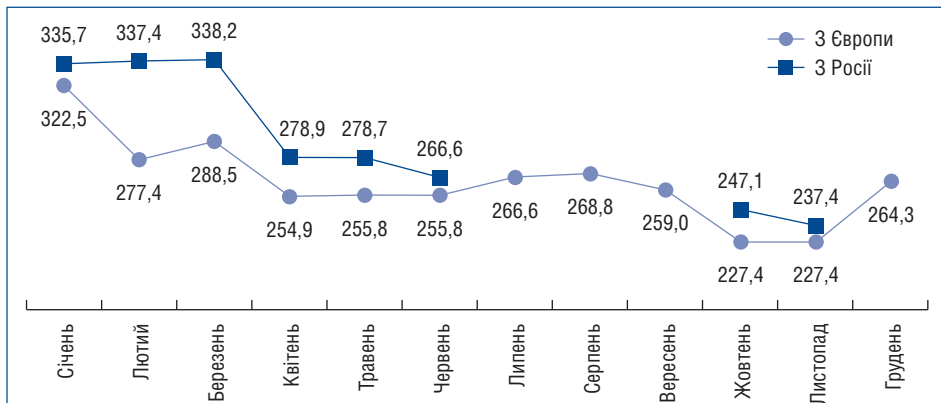
Період	Максимальна ціна з Європи за затвердженими контрактами у пункті поставки	Максимальна ціна з Європи з урахуванням транспортування до кордонів України
Січень 2015р.	333	342
Лютий 2015р.	298	298
Березень 2015р.	306	314
Квітень 2015р.	276	282
Травень 2015р.	279	287
Червень 2015р.	278	286
Липень 2015р.	275	283
Серпень 2015р.	273	281
Вересень 2015р.	255	263
Жовтень 2015р.	235	242
Листопад 2015р.	225	233
Грудень 2015р.	202	209

Якщо порівняти вартість імпорту реверсного та російського природного газу з урахуванням витрат на транспортування до кордону, ціна “європейського” газу виявилася на \$1,1 дорожчою російського на східному кордоні. Середня ціна реверсу становила \$274,25 за 1 000 м³, з Росії – \$273,16. Варто зазначити, що вартість транспортування 1 000 м³ природного газу територією України для ВАТ “Газпром” складає приблизно \$30 за 1 000 м³ (діаграма “Порівняння цін на імпортований природний газ із Росії та Європи у 2015р.”²³).

Росія втратила лідерство по продажах природного газу в Україну не тільки в загальному заліку, але й серед постачальників. Сьогодні ми можемо спостерігати підтримку європейських партнерів у питанні постачання Україні природного газу, зокрема таких компаній, як: *E.ON*, *RWE* та *Trailstone GmbH* (Німеччина), *Statoil* (Норвегія), *Gaz de France Suez* (Франція), *Noble Clean Fuels* (Велика Британія), *Antra GMBH* (Австрія), *ENI* (Італія), *ONICO Energia Spolka* (Польща), *Worldenergy SA*, *Axpo Trading AG* та *Listrade SA* (Швейцарія), *ArcelorMittal Energy* (Люксембург) та інших.

²³ Докладно див.: Цена газовой независимости. В 2015 реверсный газ был на \$1,1 дороже российского. – Інформаційне агентство “Українські новини”, 24 лютого 2016р., <http://ukranews.com/ru/article/2016/02/24/861>.

Порівняння цін на імпортований природний газ із Росії та Європи у 2015р. \$/1 000 м³



Закупівлі природного газу Україною у європейських постачальників за принципом “віртуального реверса” свідчать про очевидні економічні переваги нової схеми поставок, зважаючи на узгодженість газотранспортних тарифів із європейськими регулюючими органами та появою нових компаній на цьому сегменті ринку.

РОЗВИТОК СПОТОВОЇ ТОРГІВЛІ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ НА ЄВРОПЕЙСЬКОМУ РИНКУ

Нині понад 30% потреб у природному газі країни Європи задовольняють завдяки його імпорту з Росії, вартість якого визначається не за ринковими принципами, а за формулою, індексованою до цін на нафту та нафтопродукти²⁴. Натомість доволі швидкими темпами відбувається **процес формування принципово нової моделі ринку**, характерними ознаками якої стало **ринкове біржове ціноутворення та повна відмова від довгострокових контрактів на користь спотових угод**²⁵.

Елементи нової системи ціноутворення об’єднані в *Цільову модель газового ринку ЄС (Gas Target Model)*, яка вперше була представлена у січні 2010р. на засіданні Європейського форуму з регулювання газового сектора (*The European Gas Regulatory Forum*) і остаточно затверджена на засіданні Форуму у березні 2012р. (вставка “Цільова модель газового ринку ЄС”²⁶, с.18).

²⁴ Джерело: Wholesale Gas Price Survey. A global review of price formation mechanisms 2005-2014. – International Gas Union, http://www.igu.org/sites/default/files/node-page_field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20202015%20Edition.pdf.

²⁵ Спотові операції здійснюються за договором купівлі/продажу ресурсу на умовах короткострокової (або одиначної) поставки.

²⁶ Джерело: Ринки реального сектору економіки України в інституційному середовищі COT: кон’юнктура та інтеграція / за ред. В. О. Точиліна: НАН України, Ін-т економіки та прогнозування. – К., 2012, 552 с.

ЦІЛЬОВА МОДЕЛЬ ГАЗОВОГО РИНКУ ЄС

Модель передбачає поділ європейського газового ринку на ринкові зони, всередині кожної з яких повинна забезпечуватися вільна конкурентна торгівля природним газом на умовах спотових контрактів. Кожна зона формується за принципом “вхід-вихід”, тобто всередині кожної зони буде декілька точок сполучення з сусідніми зонами, а також з третіми країнами. **Постачальники в такій Моделі повинні платити за вхід у зону та організацію доставки газу внутрішніми мережами кінцевому споживачеві незалежно від фактичної відстані транспортування.**

Торгівлю природним газом усередині зони пропонується організувати на спеціальній біржі, т.зв. “*віртуальному газовому хабі*”. Постачальники та споживачі газу торгуватимуть, укладаючи спотові угоди, а газотранспортні компанії організовуватимуть постачання згідно із заявками на транзитні потужності. На локальному рівні діятимуть місцеві газотранспортні компанії (*Transmission System Operators, TSO*), які надаватимуть послуги з постачання газу роздрібним дистриб'юторам, що, своєю чергою, купуватимуть газ у оптових продавців і підписуватимуть контракти з покупцями, конкуруючи один із одним.

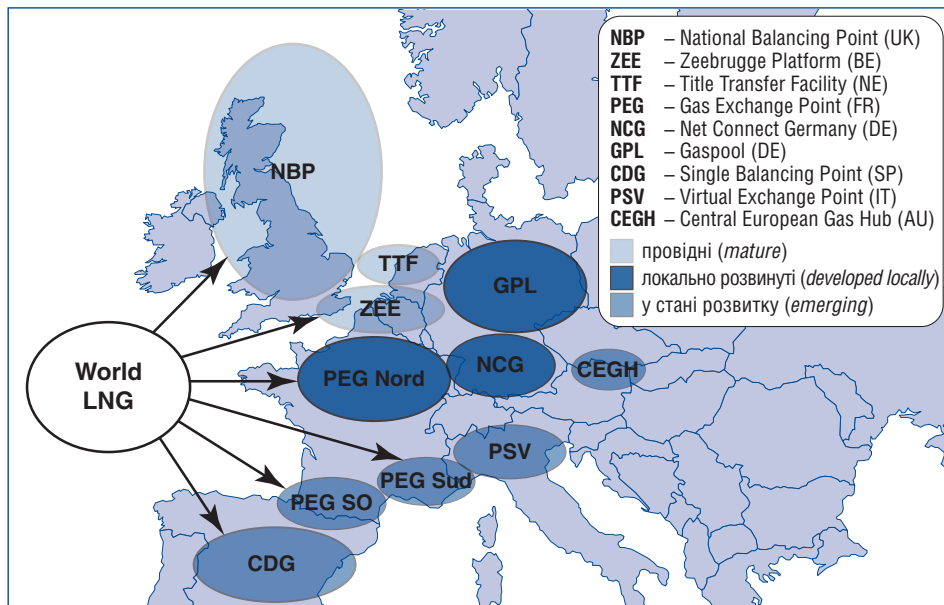
Передбачається створити 10 локальних зон, що охоплюватимуть одну або декілька країн. Статус окремої зони повинні отримати: Велика Британія, Франція, Італія, Нідерланди, Бельгія та Польща; Німеччину планується об'єднати з Данією, Швейцарією та Люксембургом, Іспанію з Португалією, а також утворити дві зони в Центральній і Південно-Східній Європі. **Основними критеріями для створення зон є обсяг споживання (не менше 20 млрд. м³ на рік) і наявність не менше трьох базових джерел постачання природного газу. Активна торгівля природним газом між зонами сприятиме ціновому вирівнюванню, а в перспективі – злиттю всіх зон в єдиний загальноєвропейський ринок природного газу.**

Нині спотове ціноутворення на європейському континенті є характерним для країн переважно Північно-Західної Європи, де наявною є необхідна інфраструктура. Спотовий ринок торгівлі природним газом почав функціонувати у 90-х роках XX ст. у Великій Британії завдяки створенню біржі *National Balancing Point (NBP)*²⁷, яка вважається найрозвинутішою на європейському континенті. Завдяки своїй ліквідності та наявності двох газопроводів (*Interconnector* та *Balgzand Bacton Line*), що з'єднують британський ринок з континентальною Європою, *NBP* має вплив на інші європейські континентальні хаби. Іншими розвинутими європейськими майданчиками з торгівлі природним газом є *Zeebrugge* (Бельгія) та *Title Transfer Facility* (Нідерланди). Із 2000-го року помітною стала тенденція до створення дедалі більшої кількості нових газових хабів: *PSV* в Італії, *PEG* у Франції, *CEGH* в Австрії, *NGC* і *Gaspool* у Німеччині, проте їх розвиток ускладнений, насамперед через відсутність ліквідності поставок, а також можливість здійснення транзиту (діаграма “*Статус розвитку європейських газових хабів*”²⁸).

²⁷ *NBP* є “відправною точкою” фіксації цін для фактично всього газового ринку Великої Британії, яка формує близько 90% усіх поставок природного газу до країни. *NBP* став головним газовим хабом Великої Британії, коли у жовтні 1994р. була створена модель “входу-виходу”.

²⁸ Джерело: Melling J. Antony. Natural Gas pricing and its future. Europe as the battleground. – Carnegie Endowment for International Peace, http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf.

Статус розвитку європейських газових хабів



У результаті надлишку пропозиції природного газу на європейському ринку і високих цін на нафту, до яких прив'язані довгострокові газові контракти, останніми роками спостерігалось перевищення контрактних цін на газ над спотовими. Це призвело до скорочення закупівель природного газу за довгостроковими контрактами, надання європейським споживачам разових знижок²⁹, скорочення термінів нових газових контрактів (до 10-15 років) і включення в контрактні формули індикативного показника – спотових цін, – частка якого за різними оцінками у 2013р. досягала 30-55%³⁰ (див. вірзку “Базові підходи до визначення ціни на природний газ за довгостроковими контрактами”, с.7).

Досвід біржової торгівлі природним газом у континентальних країнах-членах ЄС засвідчує її доволі високу ефективність. Ціни на спотових торгових майданчиках є достатньо близькими між собою, чому сприяє можливість проведення арбітражних угод між біржами³¹ (діаграма “Спотові ціни на

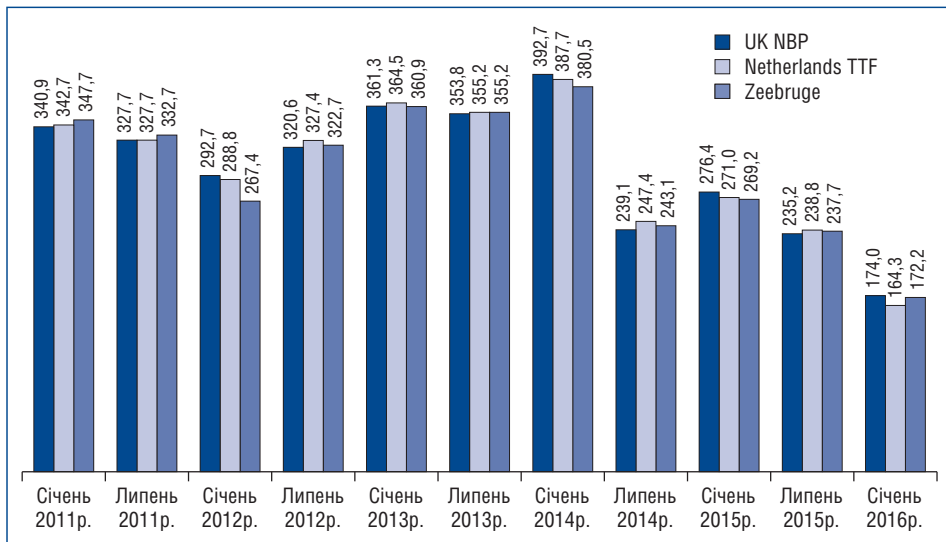
²⁹ Зокрема у 2012р. БАТ “Газпром” змушений був погодитися на ряд значних коригувань за чинними контрактами. У січні 2012р. газовий монополіст скоригував ціну на газ у контрактах з GDF Suez (Франція), Wingas (Німеччина), SPP (Словаччина), Sinergie Italiane (Італія) і Ecogas (Австрія) приблизно на 10%. У березні 2012р. – для Eni (Італія), у липні – для E.ON (Німеччина), Centrex (Австрія), у серпні – для GasTerra B.V. (Нідерланди).

³⁰ Джерело: Franza L. Long-term gas import contracts in Europe: the evolution in pricing mechanisms // Clingendael International Energy Programme, 2014, №8. – 40р.

³¹ Арбітражні угоди є різновидом строкових біржових угод, сторони яких мають у своєму розпорядженні відомості про умови торгів на інших біржах, що дозволяє їм використати різницю в ціні при встановленні ними вартості товару.

природний газ на провідних європейських біржах”³²). Крім того, вже тривалий час рівень спотових цін тримається значно нижче контрактних.

Спотові ціни на природний газ на провідних європейських біржах, \$/1 000 м³



Натомість у експертних колах вважають, що після зникнення надлишкової пропозиції спотові ціни на природний газ наблизяться до рівня цін за довгостроковими контрактами. Циклічність співвідношення довгострокової та спотової торгівлі на природний газ обумовлена певним чергуванням періодів перевиробництва ресурсу та домінування попиту на енергоресурс в умовах лібералізації відносин.

Сьогодні на європейському газовому ринку представлені дві протилежні ідеології ціноутворення – контрактна форма з прив’язкою до цін на нафту та нафтопродукти (*The German Border Price (GBP)*³³) та спотова форма (*The NBP Spot Market Price (NBP)*).

➤ **Дефіцит.** Якщо природний газ є у дефіциті, спотові ціни підвищуються і можуть перевищувати ціни за довгостроковими контрактами, оскільки попит перевищує пропозицію. Однак, як засвідчує

³² Складено за даними: *FirstEnergy Capital, Market&Commodity Prices*. – <http://www.firstenergy.com>.

³³ *GBP* (відображає імпорتنу ціну на природний газ для Німеччини за місяць, обсяг якого вимірюється в ВТУ) публікується щомісяця *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)*. *GBP* є середнім показником контрактної ціни з прив’язкою до цін на нафту та нафтопродукти, за якою здійснюється близько 90% поставок природного газу до Німеччини (2008р.) і спотових поставок, які стають дедалі доступнішими на голландсько-німецькому кордоні і норвезьких терміналах.

практика, реальний дефіцит може виникнути лише через обмеження системи, а не брак резервів. За умови, коли спотові ціни є вищими за контрактні, основні видобувники природного газу можуть спокійно продавати додатковий обсяг газу на ринок, не зашкоджуючи своїм основним оптовим покупцям таким, як *Eni*, *GDF Suez* і *Wingas*. А також активувати переукладання газових контрактів за вищими цінами.

➤ **“Золота середина”.** Європейському газовому ринку притаманна т.зв. “золота середина”, де баланс попиту та пропозиції на ресурс може підтримуватися діями великих видобувників та постачальників природного газу завдяки гнучкості вбудованої в їх довгострокові контракти купівлі-продажу природного газу, в поєднанні з іншими інструментами балансування попиту-пропозиції.

➤ **Надлишок.** Якщо надлишок природного газу стає настільки надмірним, то порушується “золота середина” і спотові ціни знижуються. Це зумовлює необхідність вживати виняткових заходів для відновлення ринкової рівноваги на оптовому газовому ринку.

Беззаперечним є те, що довгострокові контракти дають змогу гарантувати реалізацію своєї продукції та зменшують цінові ризики³⁴, проте не забезпечують достатньої гнучкості для узгодження попиту та пропозиції в разі швидких змін кон’юнктури на ринку. Перехід на спотову торгівлю природним газом вигідний насамперед споживачам, які завдяки створенню і подальшому об’єднанню ринкових зон отримують можливість вирівнювати ціни на газ від різних постачальників і гнучкіше регулювати обсяги закупівель відповідно до поточних потреб.

ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ УКРАЇНСЬКОГО РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Процес лібералізації ринку природного газу охоплює не лише країни ЄС, до нього долучаються сусідні країни, і Україна не є винятком. Упродовж останніх двох років на вітчизняному ринку природного газу стрімкими темпами почала відбуватися трансформація його інституційної структури, що було спричинено взяттям на себе зобов’язань відповідно до Угоди про асоціацію з ЄС і Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Основні зобов’язання України щодо реформування внутрішнього ринку природного газу полягають у поступовому запровадженні ринкових принципів ціноутворення шляхом введення категорії “кваліфікований споживач” (*“eligible customer”*) – вільне

³⁴ Незважаючи на розвиток спотової торгівлі на європейському континенті, контрактна форма купівлі природного газу для країни Європи залишається пріоритетною. Про це свідчать дані експорту природного газу ВАТ “Газпром”. Зокрема у 2015р. експорт до країн далекого зарубіжжя збільшився на 8,2% порівняно з 2014р. (зі 146,6 млрд. м³ до 158,6 млрд. м³). До країн Західної Європи та Туреччини експорт становив 130,05 млрд. м³, до країн Східної та Центральної Європи – 25,51 млрд. м³. Докл. див.: Статистика поставок. Динаміка реалізації газу в Європу. – Газпром Експорт, <http://www.gazpromexport.ru/statistics/>.

обрання постачальника і виведення газу з-під процедури держзакупівель (відповідно до вимог Першого та Другого енергетичних пакетів ЄС), **а також розділення нафтогазових компаній за видами діяльності** (відповідно до вимог Третього енергетичного пакета ЄС). Для забезпечення вільної конкуренції на ринку природного газу всі його постачальники мають отримати вільний і однаковий доступ до газотранспортних потужностей і газосховищ.

Ще торік ринок природного газу в Україні був монополізований, і тільки окремі гравці мали право продавати і купувати природний газ, що впливало на ціну, конкуренцію, розвиток ринку і подальше залучення інвестицій. **Новий закон, що був прийнятий на початку 2015р., має на меті демонополізувати газовий ринок та зробити його вільним, зумовити підвищення рівня конкуренції між постачальниками, що дасть змогу знизити вартість природного газу для кінцевих споживачів і підвищити ефективність діяльності компаній у цьому секторі** (врізка “Закон України “Про ринок природного газу...””³⁵)

ЗАКОН УКРАЇНИ “ПРО РИНОК ПРИРОДНОГО ГАЗУ” ВІД 9 КВІТНЯ 2015р.

Закон набув чинності 1 жовтня 2015р. Ініціатива запроваджує більш прозорі та конкурентні правила роботи у газовій галузі, що є вимогою Угоди про асоціацію з ЄС і Європейського енергетичного співтовариства. **Основні положення:**

- Розподіл між декількома компаніями функцій НАК “Нафтогаз України” зі зберігання, транспортування та постачання природного газу.
- Кожен учасник ринку (не важливо резидентом якої країни він є) отримує можливість зайти на ринок України і поставляти в Україну газ.
- Споживачі можуть обирати постачальника і гарантовано отримувати оплачений ресурс, попередньо уклавши договір на газопостачання.
- Оператори газорозподільних мереж (ГРМ) повинні бути виділені в окремі юридичні особи, які не входять до вертикально інтегрованої організації³⁶.
- Приватним операторам ГРМ забороняється використовувати державні ГРМ на основі договорів господарського відання без плати за експлуатацію. Такі повноваження залишилися закріпленими виключно за державними операторами. А приватні власники мають платити за транспортування газу по державних ГРМ. Для цього їм необхідно укладати договори на концесію або оренду мереж³⁷.

30 вересня 2015р. НКРЕКП затвердила кодекси газотранспортної системи, газорозподільчих систем, газосховищ, Правила постачання природного газу, а також типові договори розподілу природного газу та постачання природного газу побутовим споживачам.

Оскільки Закон гарантує принципи вільної конкуренції, після вступу його у дію, купівлею імпортного палива активно зайнялися українські приватні компанії. Так, НАК “Нафтогаз України” з жовтня-листопада 2015р.

³⁵ Докладно див.: Енергетична галузь України: підсумки 2015р. – Центр Разумкова, http://www.uceps.org/upload/2016_ENERGY.pdf.

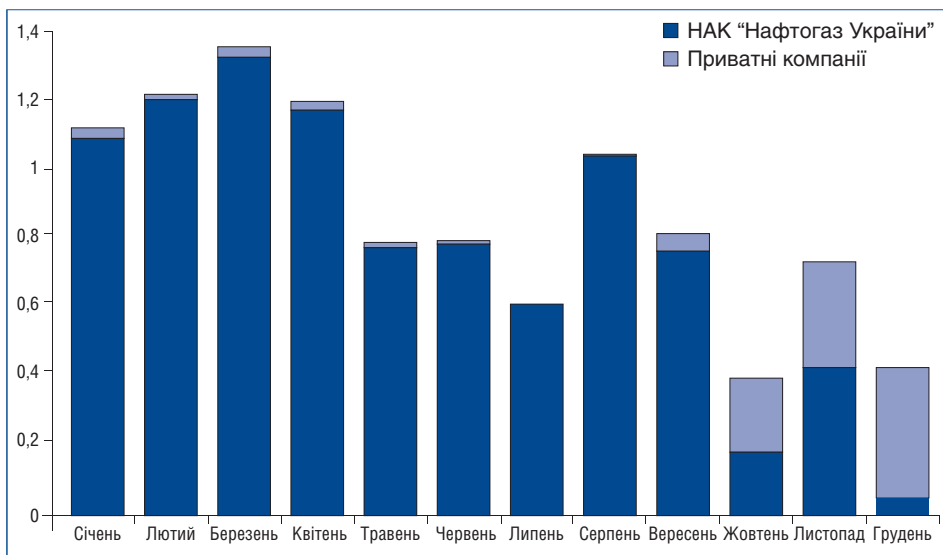
³⁶ Процес відокремлення функцій з розподілу та постачання природного газу стартував 1 липня 2015р.

³⁷ Плата за експлуатацію об'єктами державних ГРМ на умовах оренди чи концесії фінансово відзначається на кінцевих споживачах.

почав поступово втрачати монополію на імпорт природного газу (діаграма “Співвідношення імпорту природного газу з країн Європи приватними компаніями та НАК “Нафтогаз України” у 2015р.”³⁸).

Серед вітчизняних компаній, що закуповували природний газ, – НАК “Нафтогаз України”, металургійний комбінат України “АрселорМіттал Кривий Ріг”, ТОВ “Астроінвест-Україна”, ТОВ “ДК “Співдружність”, ТОВ “Енергія України”, ТД “Київенергогаз”, ТОВ ГК “Укргаз”, ПП “Еру Трейдинг”, ВАТ “Одеський припортовий завод”, ТОВ “Енерджі Трейд Груп”, ДТЕК, ТОВ “Газойлпетролеум”, ТОВ “Юг-Газ” та інші.

Співвідношення імпорту природного газу з країн Європи приватними компаніями та НАК “Нафтогаз України” у 2015р., млрд. м³



Законодавче закріплення основних принципів організації газового ринку, що містяться у Законі “Про ринок природного газу” та від яких значною мірою залежить процес лібералізації газового ринку України – вільний вибір споживачами постачальників газу; вільний і рівний доступ до газових мереж; відокремлення діяльності з транспортування газу від діяльності з його видобування і постачання, відокремлення діяльності з розподілу газу від діяльності з його видобування, постачання, зберігання і транспортування – є позитивним кроком. Подальша належна реалізація вимог Закону дозволить побудувати рівноправні та взаємовигідні відносини між суб’єктами ринку природного газу.

³⁸ Докладно див.: Цена газовой независимости. В 2015 реверсный газ был на \$1,1 дороже российского – Інформаційне агентство “Українські новини”, 24 лютого 2016р., <http://ukranews.com/ru/article/2016/02/24/861>.

ДИНАМІКА ТА СПІВВІДНОШЕННЯ ЦІН НА ВНУТРІШНЬОМУ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В КРАЇНАХ ЄС ТА УКРАЇНИ

Ціна і надійність постачання природного газу є одними з ключових елементів енергетичної стратегії поставок будь-якої з країн Європи. Ціни на природний газ мають особливе значення для міжнародної конкурентоспроможності, оскільки на цей вид ресурсу припадає суттєва частина загальних витрат на енергоносії для промислових і побутових споживачів.

У 2003р. були прийняті Директиви, що запровадили загальні правила для внутрішніх ринків природного газу: були встановлені граничні терміни для відкриття ринків, що дозволяє клієнтам обирати постачальника – до 1 липня 2004р. для корпоративних клієнтів і до 1 липня 2007р. для всіх інших споживачів (включаючи побутових)³⁹. У липні 2009р. Європейський парламент і Рада прийняли Третій пакет законодавчих ініціатив, що спрямований на забезпечення реального та ефективного вибору постачальників, джерел енергії з метою підвищення рівня прозорості ціноутворення. **Прозорість цін на енергоносії у межах ЄС гарантується зобов'язанням країн-членів Співтовариства надавати інформацію стосовно цін для промислових споживачів (ціни для побутових споживачів надаються на добровільній основі).**

Ціна на природний газ залежить від низки чинників: попиту і пропозиції, диверсифікації джерел постачань, геополітичної ситуації, рівня податків і зборів, мережевих витрат, витрат на охорону навколишнього середовища, погодних умов тощо.



Відповідно до статистичних даних Eurostat, **ціни на природний газ для побутових споживачів**⁴⁰ протягом першого півріччя 2015р. без урахування податків та зборів були найвищими у Португалії, Іспанії та Швеції⁴¹, найнижчими – у Румунії, Угорщині та Литві. Так, ціна на природний газ для побутових споживачів у Португалії (€0,074/кВт-год.) була вищою майже у 5 разів за ціну в Румунії (€0,015/кВт-год.). Середня ціна для країн ЄС⁴²

³⁹ Для деяких країн процес лібералізації проходив набагато повільніше через неспішливе вжиття необхідних заходів. Також у багатьох країнах значними залишаються бар'єри для виходу на газовий ринок, які досі функціонують в монопольних умовах.

⁴⁰ До "побутових споживачів" природного газу належать домогосподарства з річним споживанням природного газу в межах 5 600-56 000 кВт-год.

⁴¹ Найвищу ціну за газ сплачують мешканці Швеції, оскільки тільки 33 000 сімей купують природний газ у всій країні.

⁴² Під час розрахунку середньої ціни, через відсутність інформації, не враховувалися дані по Кіпру, Мальті та Фінляндії.

без урахування податків і зборів була на рівні €0,0463/кВт-год., що у перерахунку становила близько €501,6/1 000 м³. (таблиця “Ціни на природний газ для побутових та промислових споживачів...”⁴³, с.26).

Ціни на природний газ для промислових споживачів⁴⁴ серед країн ЄС протягом зазначеного періоду були найвищими у Португалії, Хорватії та Люксембурзі, найнижчими – у Румунії, Бельгії та Литві. Середня ціна без урахування податків та зборів у країнах ЄС⁴⁵ становила 0,033 €/кВт-год. (€357,5/1 000 м³).

Дані, вказані в таблиці “Ціни на природний газ для побутових та промислових споживачів...”, відображають структуру вартості природного газу з урахуванням податків і зборів. Серед країн ЄС для побутових споживачів відносна величина податків і зборів у вартості природного газу була найнижчою у Великій Британії (4,7%), де низькою є ставка ПДВ і відсутні будь-які інші податки. Найвищою є частка податків у Данії, де 56% кінцевої вартості природного газу складається з податків і зборів. Для промислових споживачів відносна величина податкового внеску серед країн ЄС найнижчою є в Литві (не накладаються жодні податки). Найвища частка податків у кінцевій вартості природного газу для промислових споживачів була зафіксована в Нідерландах (31,2%), Румунії (31%) та Данії (24,2%).

Зауважимо, що ціни на природний газ для побутових споживачів, включаючи усі податки і збори, з 2007р. зросли на 35%. Подібною є ситуація для промислового сектору, де рівень цін на природний газ за відповідний період підвищився на 25% (діаграма “Динаміка цін на природний газ для побутових та промислових споживачів по країнах ЄС-27 (усереднено)”⁴⁶, с.27).

Підходи до ціноутворення на внутрішньому ринку природного газу в ЄС та Україні суттєво відрізняються, незважаючи на те, що Україна зобов'язалася лібералізувати енергетичні ринки, а відтак і систему ціноутворення ще у 2011р.

⁴³ Ціни, що представлені, включають середньостатистичні показники вартості за шість місяців (семестр) з січня до червня (1 семестр або s1) і з липня до грудня (2 семестр або s2) кожного року. Ціни складаються з базової ціни на газ, передачі і розподілу ресурсу, інших послуг. Одиниця виміру цін на газ у країнах ЄС вимірюється у кВт-год. Для перерахунку вартості природного газу для побутових споживачів у 1 000 м³ використовується формула: 1 кВт-год. = 0,09231 м³, відповідно 1 000 м³ для Німеччини буде коштувати (1/0,09231) × 0,068 ціна з урахуванням усіх податків і зборів × 1 000 = 736,6 €/1 000 м³. Розрахунки здійснено К. Маркевич за використанням джерел: *Natural gas – share of taxes and levies paid by the industrial consumers, 2015 s1.* – [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Natural_gas_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_THE_industrial_consumers_IN_2015s1_\(in_%25\).png&oldid=264988](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Natural_gas_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_THE_industrial_consumers_IN_2015s1_(in_%25).png&oldid=264988); *Natural gas – share of taxes and levies paid by household consumers, 2015 s1.* – [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Natural_gas_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_the_household_consumers_in_2015s1_\(in_%25\).png&oldid=264979](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Natural_gas_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_the_household_consumers_in_2015s1_(in_%25).png&oldid=264979).

⁴⁴ До “промислових споживачів” природного газу належать середні промислові підприємства з річним рівнем споживання природного газу в межах 2 778-27 778 ГВт-год. Тарифи для великих промислових підприємств встановлюються на основі підписання контрактів.

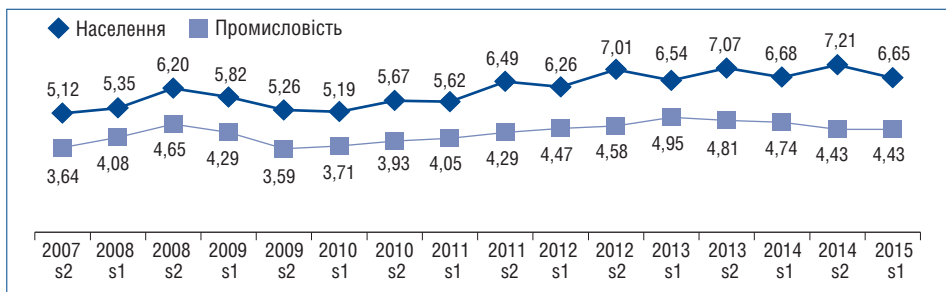
⁴⁵ Під час розрахунку середньої ціни, через відсутність інформації, не враховувалися дані по Кіпру, Мальті та Фінляндії.

⁴⁶ Складено за даними: *Eurostat, Natural gas price statistics.* – <http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/ten00118>.

Ціни на природний газ для побутових та промислових споживачів у країнах Європи з урахуванням податків та зборів, 2015р. s1

Країна	€/кВт-год.			Ціна за 1 000 м³, €	Усі податки та збори, %	€/кВт-год.		Ціна за 1 000 м³, €	Податки та збори, що не відшкодуються, %
	Базова ціна	Інші податки та збори	ПДВ			Базова ціна	Податки та збори, що не відшкодуються		
	Побутові споживачі					Промислові споживачі			
Австрія	0,054	0,007	0,012	790,8	26,2	0,031	0,009	433,3	22,7
Бельгія	0,048	0,001	0,010	639,1	18,2	0,028	0,002	325	6,1
Болгарія	0,040	0,000	0,008	520	16,6	0,031	0,001	346,6	3,1
Велика Британія	0,060	0,000	0,003	682,5	4,7	0,034	0,002	390	5,0
Греція	0,055	0,006	0,008	747,5	20,0	0,036	0,006	455	14,0
Данія	0,036	0,029	0,016	877,5	55,5	0,028	0,009	400,8	24,2
Естонія	0,036	0,002	0,008	498,3	21,5	0,034	0,002	390	5,3
Ірландія	0,056	0,004	0,008	736,6	17,5	0,036	0,004	433,3	8,9
Іспанія	0,058	0,002	0,013	790,8	20,5	0,037	0,001	411,6	1,4
Італія	0,050	0,015	0,011	823,3	34,2	0,033	0,003	390	7,3
Латвія	0,039	0,002	0,009	541,6	21,0	0,033	0,002	379,1	4,9
Литва	0,035	0,000	0,007	455	17,3	0,028	0,000	303,3	0,0
Люксембург	0,044	0,002	0,004	541,6	12,3	0,039	0,001	433,3	2,3
Нідерланди	0,043	0,020	0,013	725,8	43,8	0,027	0,012	422,5	31,2
Німеччина	0,051	0,006	0,011	736,6	24,7	0,036	0,004	433,3	10,1
Польща	0,041	0,000	0,009	541,6	18,8	0,035	0,001	390	1,7
Португалія	0,075	0,004	0,018	1 050,8	22,8	0,041	0,001	455	1,2
Румунія	0,015	0,010	0,006	335,8	51,8	0,021	0,009	325	31,0
Словаччина	0,041	0,000	0,008	530,8	16,7	0,033	0,001	368,3	3,7
Словенія	0,050	0,006	0,012	736,6	27,3	0,032	0,005	400,8	12,5
Угорщина	0,028	0,000	0,008	390	21,2	0,035	0,002	400,8	4,6
Франція	0,056	0,004	0,010	758,3	20,1	0,035	0,003	411,6	8,5
Хорватія	0,038	0,000	0,010	520	20,1	0,039	0,000	422,5	1,0
Чехія	0,047	0,000	0,010	617,5	17,4	0,029	0,001	325	4,0
Швеція	0,061	0,029	0,023	1 224,1	46,0	0,036	0,009	487,5	19,6

Динаміка цін на природний газ для побутових та промислових споживачів по країнах ЄС-27 (усереднено), €/100 кВт-год.



Початок реформ із лібералізації ринку природного газу в Україні (який припав на 2015р.) призвів до підвищення тарифів для різних категорій споживачів. Із 1 квітня 2015р. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) підвищила тарифи на газ для населення майже у шість разів⁴⁷. Підвищення тарифів було заплановано в оновленому Меморандумі про економічну і фінансову політику (МЕФП) від 27 лютого 2015р.⁴⁸ Загалом підвищення тарифів на газ для всіх категорій споживачів у середньому становило 285% (врізка “Зміна тарифів на газ станом на 1 квітня 2015р.”).

ЗМІНА ТАРИФІВ НА ГАЗ СТАНОМ НА 1 КВІТНЯ 2015р.

У період опалювального сезону 2015-2016рр. було визначено двоставкову систему цін на газ для населення.

- (1) в опалювальний сезон – з 1 жовтня до 30 квітня за наявності лічильників:
 - для споживачів, які споживали у місяць менше 200 м³ газу, вартість становила 3,6 грн./м³;
 - для тих, хто спожив понад 200 м³ газу на місяць – 7,18 грн./м³;
- (2) з 1 травня до 30 вересня для всіх споживачів незалежно від обсягу споживання – 7,18 грн./м³;
- (3) для тих, чиї будинки не обладнані лічильниками, незалежно від пори року – 7,18 грн./м³.

Підписаний минулого року Меморандум із МВФ передбачає, що до 1 квітня 2016р. Уряд мав встановити нові ціни на газ для населення, піднявши “соціальну ціну” до 75% від рівня імпортного паритету – до 5,5 грн./м³. Натомість з 1 травня 2016р. “соціальна ціна” як така була ліквідована і для населення, незалежно від пори року та рівня споживання, було встановлено єдину ціну на рівні 6,879 грн./м³. Відповідно двоставкова система цін на газ для населення була ліквідована, натомість була затверджена нова методологія формування роздрібних цін на газ із прив’язкою до ціни на імпортований ресурс.

⁴⁷ Особливо подорожчання відчули мешканці багатоквартирних будинків, чиї помешкання не були обладнані лічильниками.

⁴⁸ Згідно з Меморандумом Україна має отримати від МВФ кредит у розмірі \$17,5 млрд. протягом 4 років за умови виконання низки умов.

Зауважимо, що ціни на газ для населення в Україні формуються з огляду на використання природного газу різного походження. Відповідний обсяг газу вітчизняного видобутку покриває близько 70% потреб населення, решту – 30% – НАК “Нафтогаз України” вимушений імпортувати. З інформаційного повідомлення НАК “Нафтогаз України”, поставки у лютому 2016р. здійснювалися за ціною 6 943,48 грн./1 000 м³ без урахування ПДВ, тарифів на транспортування магістральними та розподільними трубопроводами. Відповідно, **за умови неприйняття нових тарифів на природний газ для побутових споживачів, ціна могла б становити близько 9,89 грн./м³**⁴⁹. Зауважимо, що **ціна на газ для населення повинна встановлюватися залежно від його якості**. Сьогодні контроль за якістю природного газу (зокрема визначення його компонентного складу і теплоти згоряння), який передається в газорозподільчі мережі проводиться лабораторіями ПАТ “Укртрансгаз”. Натомість населення цікавить газ не в магістральному газопроводі, а в оселі і тут якість газу має контролювати постачальник – облгаз⁵⁰.

Ще однією особливістю системи тарифоутворення в Україні є наявність нормативів споживання газу для побутових споживачів без лічильників. Нормативи споживання газу домогосподарствами без лічильників у 2015р. знизили в два рази, що спричинило хвилю масових відмов від планової установки приладів (таблиця “*Норми споживання газу домогосподарств за відсутності газових лічильників*”).

Незважаючи на зростання цін, співвідношення між вартістю природного газу, що сплачують громадяни ЄС та України, є доволі істотним (діаграма “*Порівняння цін на природний газ на внутрішньому ринку в країнах ЄС (усереднено) та України*”). Так, ціни на газ в Україні є нижчими за європейські у 1,5-5 разів (залежно від групи споживачів).

Що стосується **промислових споживачів**, то тут склалася інша ситуація: з введенням у дію 1 жовтня 2015р. ЗУ “Про ринок природного газу”, НКРЕКП **втратила повноваження щодо забезпечення проведення цінової політики на ринку природного газу** (в частині встановлення цін на природний газ для споживачів). Відповідно до положень ст.12 Закону постачання природного газу здійснюється за цінами, що вільно встановлюються між постачальником та споживачем, крім випадків, передбачених Законом. Так, за інформацією НАК “Нафтогаз України”, залежно від умов оплати, обсягів закупівлі та стану попередніх розрахунків з компанією, кінцева ціна на природний газ для цієї категорії споживачів у березні 2016р. з урахуванням тарифів на транспортування магістральними і розподільними трубопроводами та ПДВ становила

⁴⁹ Також із квітня 2016р. набули чинності нові правила розрахунку за газ. Щомісячний платіж складається з двох частин: перша частина – змінна, розмір якої залежить від обсягу спожитого газу; друга частина – фіксована, що охоплює абонентську плату з боку споживача “за доступ до потужності” газопроводу (для тих, у кого тільки газова плита, вона становитиме 17 грн., а для тих, у кого газовий котел, – 29 грн.). Плата за розподіл і постачання газу існувала і раніше, але була включена у ціну газу. Відділення абонентської плати полягає у тому, що ті домогосподарства, які споживають незначну кількість газу, будуть компенсувати постійні витрати на обслуговування системи, що є одним з кроків до конкуренції на ринку газопостачання.

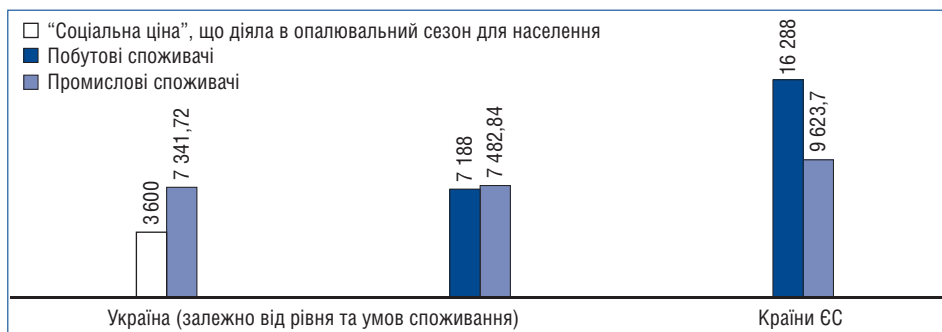
⁵⁰ Зауважимо, у Польщі є Інститут якості газу, у Великій Британії – Державна комісія, яка може не тільки проводити забір, контролювати тиск, перевіряти якість, але й накладати штрафи на постачальників.

від 7 341,72 до 7 482,84 грн. за 1 000 м³ ⁵¹. Відповідно, навіть найвища роздрібна ціна для населення в Україні (7 188 грн./1 000 м³) не досягала рівня найнижчої ціни для оптових промислових споживачів.

Норми споживання газу домогосподарствами за відсутності газових лічильників

	від 6 серпня 2014р.	від 29 квітня 2015р.	від 24 лютого 2016р. ⁵²
Для домогосподарств із газовою плитою і централізованим гарячим водопостачанням (на 1 особу)	6 м ³	3 м ³	4,4 м ³
Для домогосподарств із газовою плитою без централізованого гарячого водопостачання (на 1 особу)	9 м ³	6 м ³	7,1 м ³
Для домогосподарств із газовою плитою і газовою колонкою (на 1 особу)	18 м ³	9 м ³	14 м ³

Порівняння цін на природний газ на внутрішньому ринку в країнах ЄС (усереднено) та Україні⁵³



Проведений аналіз засвідчує, що ціни на газ для населення ще не досягли ринкового рівня і досі повністю не покривають його собівартість. Занижені ціни протягом багатьох років впливали на загальний рівень енергоємності ВВП України, який у 2,5-3 рази вищий, ніж у більшості європейських країн (рівень енергоємності ВВП за ПКС (тонн нафтового еквіваленту – 1 т н.е./\$1000): Німеччина – 0,11; Угорщина – 0,13; Польща – 0,14; Чехія – 0,16; Україна – 0,34⁵⁴.

⁵¹ НАК “Нафтогаз України” – <http://www.naftogaz.com/files/Information/Naftogaz-gas-prices-Mar-2016.pdf>.

⁵² 28 січня 2016р. Вищий адміністративний суд України (ВАСУ) визнав незаконною постанову КМ України №237 від 29 квітня 2015р., якою в односторонньому порядку було знижено вдвічі попередні норми споживання газу на особу. ВАСУ ухвалив, що всі споживачі зобов'язані доплатити обл- і міськгазам практично таку ж суму, яку вони вже заплатили за попередні дев'ять місяців. Проте 24 лютого 2016р. КМ України ухвалив рішення скасувати базову постанову №619 від 8 червня 1996р. про нормативи споживання газу, а також усі документи щодо внесення туди змін, і прийняти нову, куди будуть вписані нові нормативи, що відрізняються від усіх попередніх.

⁵³ Дані по країнах ЄС (за виключенням Фінляндії, Кіпру та Мальти) охоплюють ціни з урахуванням податків та зборів станом на 1 семестр 2015р. скореговані на середній курс НБУ, що діяв у першому півріччі 2015р., для України – ціни, що діяли на березень 2016р.

⁵⁴ Джерело: Key World Energy Statistics 2015. – International Energy Agency, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf.

ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ КРАЇН ЄС

Упродовж тривалого періоду свого розвитку ринок електричної енергії відносили до природних монополій, оскільки на ньому неможливою була будь-яка конкуренція. Натомість останніми двома десятиліттями формування конкурентних електроенергетичних ринків стало світовою тенденцією. Загальною для всіх країн стала поступова лібералізація ринків електроенергії – перехід від закритого, монопольного до відкритого, конкурентного ринку електроенергії, зміна інституційної структури, пошук нових і ефективних механізмів взаємозв'язку покупця та продавця електроенергії, можливість підвищення комерційної ефективності діяльності енергокомпаній та їх відповідальності за зниження витрат виробництва електроенергії й якості обслуговування споживачів, залучення широкого кола інвесторів для спорудження нових і переоснащення діючих енергетичних установок.

На ринку ЄС питання електроенергетики регулюються Директивою 2009/72/ЄС Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009р. щодо загальних правил для внутрішнього ринку електроенергії та Постановою № 714/2009 Європейського парламенту та Ради від 13 липня 2009р. про умови доступу до мережі транскордонного обміну електроенергією¹. Положення документів спрямовані на формування сталого розвитку внутрішнього електроенергетичного ринку, гармонізацію спільного функціонування вже існуючих національних електроенергетичних ринків. Були встановлені загальні правила виробництва, передачі, розподілу та збуту електроенергії з урахуванням захисту інтересів споживачів та з метою підвищення конкурентоспроможності та інтеграції електроенергетичних ринків країн ЄС.

Досвід країн Європи засвідчує, що забезпечити прозорість на ринку електроенергії стало можливим завдяки розвитку на ньому біржової торгівлі². Біржа є ефективним механізмом ціноутворення (виключаючи вияви цінової

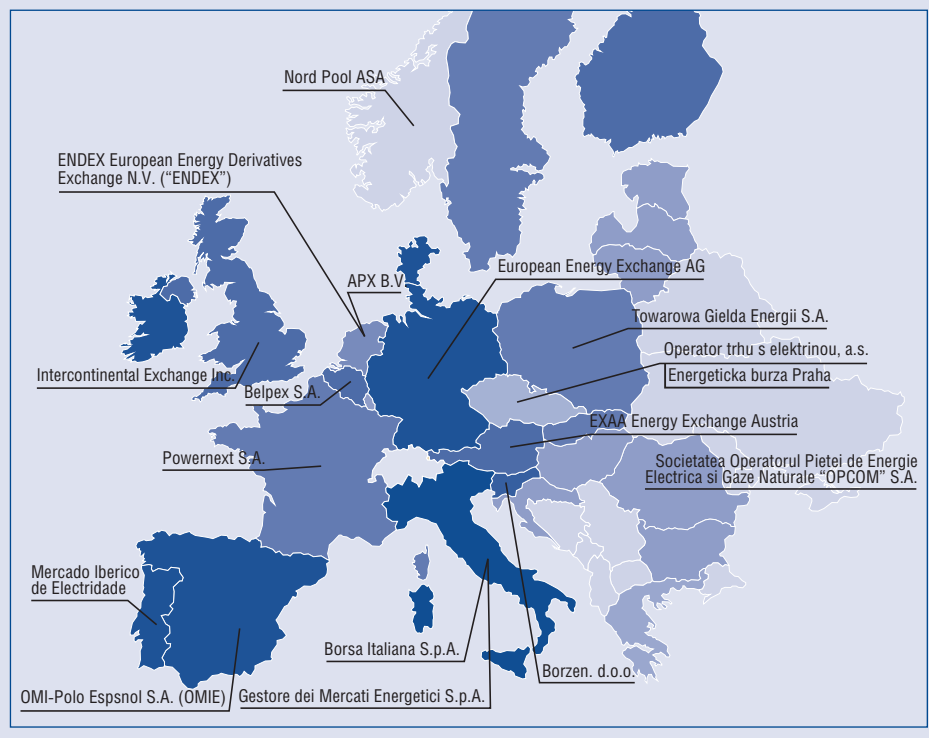
¹ Повноваженнями з поточного керування загальними процесами у ЄС у сфері електроенергетики наділена Європейська комісія. Також при Європейській комісії діють дорадчі органи з питань електроенергетики, зокрема Група європейських регулюючих органів з електроенергетики і газу (*The European Regulators Group for Electricity and Gas, ERGEG*), при якій діє підготовчий орган – Рада європейських енергетичних регуляторів (*Council of European Energy Regulators, CEER*).

² На думку вітчизняного науковця В. С. Ясенецького, біржа є об'єднанням економічних суб'єктів, що провадять виробничу чи комерційну діяльність, які розробляють та забезпечують дотримання єдиних, прийнятих для всіх учасників торгівлі правил. Докладно див.: Ясенецький В. С. Особливості функціонування бірж як складової ринкової інфраструктури / В. С. Ясенецький // Науковий журнал: "Бізнес Інформ". – 2014. – № 1. – С. 333–337.

дискримінації), усунення монопольного тиску, тіньових схем ринкових транзакцій, забезпечення захисту економічних інтересів, а також доступу на ринок електроенергії міжнародних учасників. Біржі залучають широке коло учасників: енергогенеруючі та енергопостачальні компанії, споживачів, трейдерів та фінансові установи. Сьогодні електроенергетичні біржі відіграють важливу роль у розвитку єдиного європейського ринку електроенергії, забезпечуючи прозорий і недискримінаційний доступ до торгівлі електроенергією (врізка “Енергетичні біржі Європи”).

ЕНЕРГЕТИЧНІ БІРЖІ ЄВРОПИ

Nord Pool Spot – торговельний майданчик Норвегії, Фінляндії, Швеції, Естонії та східної частини Данії³. Торгівля електроенергією провадиться на двох ринках: *Elspot* – ринок “на добу наперед” (найбільший ринок “на добу наперед” у Європі), на якому продаються і купуються фізичні кВт-год. – та *Elbas* – внутрішньодобовий ринок.



³ На початок 2016р. на біржі *Nord Pool* було зареєстровано 380 компаній з 20 країн, які займаються торгівлею електроенергії. У 2015р. загалом було продано 489 ТВт-год.: 374 ТВт-год. – на скандинавському та балтійському ринках “на добу наперед”; 5 ТВт-год. – на скандинавському, балтійському і німецькому внутрішньодобовому ринках і 110 ТВт-год. – на ринку “на добу наперед” у Великій Британії. Докладно див.: *Nord Pool*. – <http://www.nordpoolsport.com/About-us/>.

Учасники, які бажають купити кВт-год. через комерційний центр *Nord Pool – Elspot*, – повинні направити свої заявки до 12-ї години доби, що передує дню, коли вони б бажали отримати електроенергію. Натомість учасники, що бажують продати кВт-год. через *Elspot*, повинні направити свої пропозиції до 12-ї години доби, що передує дню, коли вони б бажали поставити електроенергію. Заявки та пропозиції надсилаються до штаб-квартири *Nord Pool* в Осло в електронному вигляді.

European Energy Exchange AG – європейська енергетична біржа, на якій представлений ринок похідних інструментів і спотовий ринок, де торгують електроенергією⁴, природним газом, сертифікатами на викиди CO₂, а також вугіллям та нафтою. Біржа створена у 2002р. в результаті злиття *Leipzig Power Exchange* і *Frankfurter European Energy Exchange* і розташовується у м. Лейпциг, нараховуючи понад 235 агентів з 26 країн.

Спотовий ринок. EPEX SPOT регулює спотову торгівлю електроенергією на трьох ринках: Німеччини/Австрії, Франції і Швейцарії. У 2011р. був введений біржовий індекс *ELIX*, який виводить середньозважену ціну для цих трьох ринків. *EPEX SPOT* також регулює торгівлю електроенергією на внутрішньодобовому німецькому і французькому ринках, які діють для задоволення короткострокових потреб в електроенергії.

Ринок похідних фінансових інструментів. Учасники *EEX* торгують енергетичними контрактами (тижневими, місячними, квартальними, річними). По ф'ючерсах на електроенергію здійснюються фізичне постачання товару до Німеччини, Франції, Австрії, Бельгії, Нідерландів та Італії.

Polish Power Exchange – енергетична біржа, яка діє у Південно-Східній Європі, була створена у 1999р. за ініціативи Державного казначейства Польщі. З лютого 2012р. є частиною Варшавської фондової біржі, яка володіє її 100%-вим пакетом акцій. Діяльність біржі знаходиться під постійним наглядом органу з фінансового контролю, який дає всім учасникам ринку впевненість у безпечності торгівлі, що провадиться на всіх ринках: ринку електроенергії, природного газу, сертифікатів на викиди CO₂.

На спотовому ринку “на добу наперед” діє 7 індексів, які відображають ціни на електроенергію залежно від часу поставки. Нині учасниками біржі є 67 компаній із Польщі, Чехії, Данії, Швейцарії, Франції, Великої Британії та інших країн⁵.

Формування енергетичних бірж і зі спотовою, і форвардною системами торгів стимулює торговельні обміни та сприяє конвергенції цін на національних електроенергетичних ринках у межах субрегіональних ринків електроенергії, а в перспективі – єдиного електроенергетичного ринку ЄС.

Починаючи з 2000-го року, прослідковується тенденція, коли окремі енергетичні біржі країн Європи об'єднуються з метою інтеграції невеликих регіональних ринків в єдиний загальний транс'європейський ринок електроенергії. Зокрема почала відбуватися поступова регіональна інтеграція спотових

⁴ У 2014р. торгівля електроенергією на спотовому ринку *EEX* досягла 387 ТВт-год., а на ринку деривативів (похідних фінансових інструментів) – 1 579 ТВт-год. Загальний обсяг продажів становив 1 952 ТВт-год. Докладно див.: *EEX Annual Report 2014. Growing together.* – <https://www.eex.com/blob/90102/e6367fe0b346385f1008aa944bc1d1d6/eex-gb-2014-en-data.pdf>.

⁵ У 2014р. обсяги торгів на біржі за категорією “електроенергія” становили 186,8 ТВт-год. Докладно див.: *Towarowa Giełda Energii. At the heart of Central European power and gas trading.* – https://www.tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/pop/MAT_FIRMOWE_TGE_broszura_stycze_20_01_1.pdf.

біржових ринків країн Європи типу “на добу наперед”, шляхом їх поєднання (“*taking coupling*”). Інтеграція призводить до вирівнювання спотових цін на регіональних електроенергетичних ринках, зниження операційних ризиків і витрат учасників ринків, зростання ліквідності електроенергетичного ринку, підвищення ефективності використання наявних енергогенеруючих і пропускних потужностей (таблиця “*Проекти поєднання ринків в Європі*”⁶).

Проекти поєднання ринків в Європі	
Опис проекту	Географія охоплення
Неявні аукціони “на добу наперед” із 1 квітня 2010р., торгівля протягом доби (жовтень 2011р.).	Естонія, Фінляндія, Данія, Норвегія, Швеція
“Цінове поєднання” для розподілення потужності міждержавних перерізів (січень 2011р.).	Кордон Італії та Словенії
Поєднання Іспанії та Португалії (2007р.). Поєднання електроенергетичного ринку типу “на добу наперед” Іспанії, Португалії і ЦЗЄ ⁷ через півтора року після “цінового поєднання” для розподілення потужності міждержавних перерізів.	MIBEL (Іспанія, Португалія), Південно-Західний регіон та ЦЗЄ
Триєдиний електроенергетичний ринок TLC (2006р.). “Цінове поєднання” ЦЗЄ з Північним електроенергетичним ринком та Балтійськими країнами. Поєднання електроенергетичного ринку Норвегії та Нідерландів.	TLC (Франція, Бельгія, Нідерланди), ЦЗЄ, кордони Норвегії і Данії, Великої Британії та Данії

Біржова торгівля є тим інструментом, що сприяє ефективному розвитку електроенергетичного ринку, зокрема завдяки створенню для його суб’єктів прозорих ринкових умов функціонування, а тому її доцільно розглядати як дієвий інструмент забезпечення конкуренції та ринкового ціноутворення на ринку електроенергії України. В умовах використання біржової торгівлі як інструменту забезпечення лібералізації ринку електроенергії України, формуватимуться обґрунтовані цінові сигнали стосовно вкладення інвестицій, зокрема, у будівництво нових генеруючих потужностей або заходи для усунення мережових обмежень. Натомість лібералізація призводить до зростання трансакційних витрат ринку, що зумовлює недосягнення однієї з головних цілей – зменшення цін шляхом конкурентного ціноутворення.

⁶ Джерело: Ринки реального сектору економіки України в інституційному середовищі COT: кон’юнктура та інтеграція/за ред. В. О. Точиліна: НАН України, Ін-т економіки та прогнозування. – К., 2012, 552 с.

⁷ До ЦЗЄ входить Бельгія, Франція, Німеччина, Люксембург та Нідерланди.

ЧИННИКИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ФОРМУВАННЯ ЦІНИ НА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

На відміну від цін на викопні види палива, якими зазвичай торгують на світових ринках на рівні відносно однакових цін, більш широкий діапазон цін у межах певного регіону характерний електроенергії, що залежить від низки чинників:

- *Первинні енергоресурси та ціна на них.* Стверджується, що зниження цін на первинні енергоресурси зумовлює автоматичне зниження цін на електроенергію. Однак, **незважаючи на зниження цін на природний газ у зв'язку з падінням цін на нафту з 2014р., а також перевиробництво електроенергії європейські споживачі нині сплачують за наданий їм ресурс більше.** Згідно з річним звітом Агентства по співпраці органів регулювання енергетики (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) середні рахунки для побутових споживачів ЄС на електроенергію збільшилися більше ніж на 2% у 2015р. порівняно з 2014р.⁸ Зворотній зв'язок є результатом розширення постійних витрат, зокрема податків, субсидування проектів розвитку ВДЕ, змін в природоохоронному законодавстві, наявності регульованих цін та відсутності конкуренції в окремих країнах.
- *Наявність власної генерації та її собівартість.* Одним із важливих факторів ціноутворення на ринку електроенергії є наявність власної генерації. Остання є найдорожчим елементом формування кінцевої ціни на електроенергію. Кожна країна володіє різними видами генерації, виробляючи різний обсяг електроенергії, що в результаті впливає на її вартість. Оскільки собівартість виробництва електроенергії відрізняється залежно і від електростанцій, що виробляють електроенергію, і від вартості позикових коштів на їх будівництво та експлуатацію, логічним є певний діапазон розходження значень. Зокрема собівартість генерації електроенергії у Німеччині з вугілля становить \$38 за МВт-год., з природного газу – \$89 за МВт-год., з вітру – \$77 за МВт-год., з сонця – \$92 за МВт-год.; у Франції з атомної енергії – \$50 за МВт-год.⁹; у Великій Британії з атомної енергії – \$64 за МВт-год., з вітру – \$94 за МВт-год.; у Португалії з сонця – \$74 за МВт-год., з вітру – \$61 за МВт-год.¹⁰

⁸ Джерело: Gilblom K. EU Households Missed Out on Biggest Gas Price Drop in Five Years / K. Gilblom // Bloomberg Business. – November 30, 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-11-30/eu-households-missed-out-on-biggest-gas-price-drop-in-five-years>.

⁹ Характерною особливістю Франції є домінуюча роль АЕС у виробленні електроенергії, які забезпечують її низьку собівартість, що дозволяє формувати відносно низькі тарифи на електроенергію для споживачів порівняно з іншими високорозвиненими європейськими країнами, а також виробляти електроенергію в профіциті, завдяки чому можливим стає її подальший експорт, зокрема до Великої Британії, Німеччини та інших країн ЄС.

¹⁰ Локтюшкин В. Всё, что вы хотели знать о себестоимости электроэнергии, но боялись спросить – Интернет-издание “На линии”, 17 февраля 2016г., <http://www.nalin.ru/vsyo-cto-vy-xoteli-znat-o-sebestoimosti-elektroenergii-no-boyalis-sprosit-1233>.

- *Розвиток ВДЕ.* На конфігурацію цін на електроенергію останніми роками впливає не тільки коливання цін на первинні енергоресурси, але й розвиток відновлюваної енергетики. Аналіз стратегічних і програмних документів ЄС засвідчує про будівництво дедалі більшої кількості станцій, що виробляють “чисту” енергію. Переважно будівництво ВЕС та СЕС здійснюється і за рахунок субсидій, що виділяються з бюджетів різних рівнів країн, і за рахунок підвищення тарифів для кінцевих споживачів. У результаті саме в країнах, що найбільш активно підтримують розвиток ВДЕ – Данія, Німеччина, Швеція, – найвищою є кінцева вартість електроенергії (докл. див.: “Динаміка та співвідношення цін на внутрішньому ринку електроенергії в країнах ЄС та Україні”, с.43).
- *Вартість сертифікатів на емісію CO₂.* Низка країн під час формування кінцевої ціни на електроенергію враховує податок на викиди CO₂. Питання ефективнішого використання енергії, зменшення залежності від викопних видів палива, використання ВДЕ та зменшення емісії CO₂ були порушені Європейською комісією у Звіті “Facing the Challenge of Higher Oil Prices” (COM (2008) 384)¹¹. Для країн ЄС важливою є екологічність виробничого процесу – перехід з палива з великим вмістом сірки на газ, а також встановлення очисного обладнання на енергоблоках (передусім на вугільних).
- *Мережеві витрати.* Мережеві витрати залежать від технічних характеристик, зокрема рівня підключення споживача до енергомережі. Дуже високий рівень зносу енергогенеруючих і передавальних потужностей потребує масштабної їхньої модернізації, що при запланованій лібералізації ціноутворення викликає стале зростання внутрішніх цін на електроенергію.

До вказаних **чинників**, що впливають на формування ціни на електроенергію, важливо додати **рівень загальноекономічної кон’юнктури** (світової, регіональної та національної), яка впливає на величину та структуру попиту та пропозиції на електроенергію на національних ринках, **наявність надлишкових потужностей, географічне розташування країни** (наявність внутрішніх і міждержавних електричних мереж), **витрати на охорону навколишнього середовища та погодні умови**.

Зауважимо, що **цінова кон’юнктура формується під впливом комплексу неринкових чинників – інструментів державного регулювання: податків, субсидій, умов кредитування, “зелених” тарифів, механізмів перерозподілу коштів між виробниками електроенергії тощо.**

¹¹ Джерело: Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Facing the Challenge of Higher Oil Prices. – Commission of the European Communities, <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2008/en/1-2008-384-en-f1-1.pdf>.

ОСОБЛИВОСТІ ЗДІЙСНЕННЯ ЕКСПОРТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З УКРАЇНИ

Міждержавна торгівля електроенергією пов'язана із різницею в цінах на неї на національних електроенергетичних ринках, дефіцитом або наявністю невикористаної енергогенеруючої потужності із взаємодоповненням графіків електричних навантажень енергосистем країн-контрагентів (наприклад, надлишок базової атомної енергогенеруючої потужності у Франції та Україні, надлишок пікової енергогенеруючої потужності ГЕС у країнах Північної Європи, когенераційної потужності ТЕЦ у країнах Східної Європи у весняно-літній період).

Серед основних можливих варіантів здійснення збутової діяльності енергопостачальними компаніями на електроенергетичні ринки є:

- експорт електроенергії за двосторонніми договорами з енергопостачальними компаніями з країн-партнерів¹²;
- експорт електроенергії за двосторонніми договорами з кінцевими споживачами з країн-партнерів;
- експорт електроенергії через спотові електроенергетичні ринки (типу “на добу наперед” та “протягом доби”)¹³;
- участь на роздрібному ринку електроенергії у формі представництв або дочірніх компаній.

Експорт електроенергії Україною здійснюється через електромережі “енергоострова Бурштинської ТЕС”, який із 1 липня 2002р. включено в паралельну роботу з *ENTSO-E* (Європейська мережа системних операторів із передачі електроенергії). Порядок експорту електроенергії в Україні регулюється Постановою НКРЕ від 8 листопада 2012 р. №1450 “Про порядок проведення аукціонів щодо доступу до пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж України для експорту електричної енергії”.

Експорт електроенергії можливий на підставі договору про доступ до пропускнуої спроможності міждержавних електричних мереж України, який укладається за результатами аукціону між його переможцем та системним

¹² Експорт електроенергії за двосторонніми договорами має, як правило, довгостроковий характер, що забезпечує ліпші можливості масштабного планування операційної діяльності енергопостачальних та енергогенеруючих компаній, фінансових потоків та зменшує відповідні ризики.

¹³ Торгівля електроенергією через спотові електроенергетичні ринки вимагає підвищення маневрових енергогенеруючих потужностей. Ціни на спотових ринках є важкопрогнозованими, оскільки залежать від кон'юнктури.

оператором і визначає технічні умови забезпечення експорту електроенергії. Лотом на аукціонах є доступна пропускна спроможність – величина максимально допустимої пропускної спроможності міждержавного перетину у відповідному напрямку за умови обов’язкового забезпечення запасу надійності передачі. Організатором аукціону є ДП “НЕК “Укренерго”, якому учасники повинні надати копію договору на купівлю-продаж електроенергії на оптовому ринку України для подальшого її експорту та копії укладених зовнішньоекономічних договорів на поставку електроенергії¹⁴. Плата за доступ і використання електричних мереж у країнах-членах *ENTSO-E* визначається незалежно від відстані передачі. Ця умова є важливою для енергопостачальних компаній у разі експорту електроенергії в країни, з якими Україна має спільні кордони і прямі електричні зв’язки, з використанням схем транзиту.

Передумовою, що впливає на можливість експорту електроенергії, є доступ енергопостачальних компаній до електроенергетичного ринку країн-партнерів. Якщо брати за приклад електроенергетичні ринки ЄС, то рівень їх відкритості є доволі високим. Однак певні ознаки монополії спостерігаються в Греції, Франції, Естонії, Латвії та Литві, що ускладнює можливості виходу енергопостачальних компаній безпосередньо на кінцевих споживачів електроенергії, передусім промислові підприємства, найперше через значні входні бар’єри неінституційного характеру (фінансові, маркетингові, інфраструктурні) (таблиця “Конкурентність на електроенергетичних ринках країн Європи”¹⁵, с.38).

Наявність міждержавних електричних зв’язків обумовлює значно вищий ступінь та прямий характер взаємовпливу кон’юктур на ринках електроенергії цих країн-партнерів. Україна має прямі електричні зв’язки з Росією, Білоруссю, Молдовою, Польщею, Словаччиною, Угорщиною та Румунією. Структурні зрушення України в експорті електроенергії з країнами-партнерами пов’язані насамперед із динамікою кон’юнктури на зовнішніх електроенергетичних ринках, зокрема попиту, пропозиції, цін та їхнім співвідношенням з кон’юктурою на національному ринку електроенергії. Нині пропускна спроможність міждержавних мереж України потенційно дає змогу суттєво збільшити обсяг експорту електроенергії в країни ЄС. Однак сьогодні ми можемо спостерігати скорочення експорту електроенергії по усіх напрямках (врізка “Експорт електроенергії з України”¹⁶, с.39), що невпинно позначилося на валютних надходженнях.

¹⁴ За нині діючими правилами енергопостачальні компанії для здійснення експорту електроенергії мають закуповувати необхідний їм обсяг електроенергії на ОРЕ України (Оптовий ринок електричної енергії) за поточною оптовою ринковою ціною за нерегульованим тарифом.

¹⁵ Складено за даними: *2010 Annual Report of the European Energy Regulators*. – http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/ANNUAL_REPORTS/2004/CEER_annual_report_2010%5Bweb%5D.pdf.

¹⁶ Енергетична галузь України: підсумки 2015р. – Центр Разумкова, http://www.uceps.org/upload/2016_ENERGY.pdf.

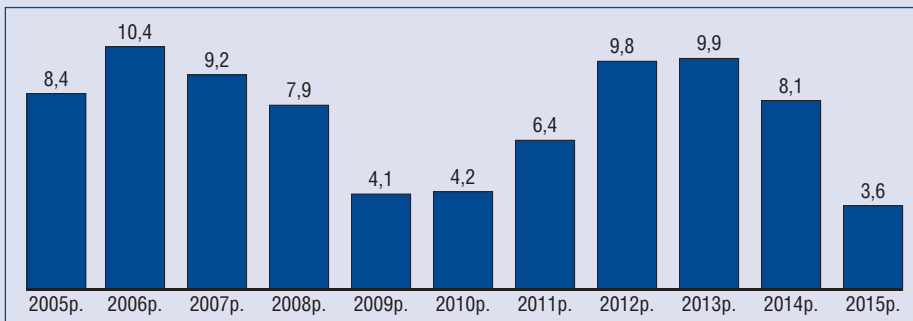
Конкуrentність на електроенергетичних ринках країн Європи

Країна	Частка конкурентного ринку, %	Споживання, ТВт-год.	Кількість роздрібних енергопостачальників із ринковою часткою понад 5%, од.	Річна частка споживачів (малих під-ств і домогосподарств), які змінюють постачальника, % загальної к-сті точок обліку споживання	Чисті перетоки (“-” експорт, “+” імпорт), ГВт-год.
Австрія	100	69,0	6	1,3	780
Бельгія	100	83,3	2	н/д	-1 837
Болгарія	100	32,3	3	0	-5 100
Велика Британія	100	373,9	н/д	18,4	2 860
Греція	н/д	52,4	1	0,03	4 368
Данія	100	34,8	7	6,1	300
Естонія	28	8,0	1	0	82
Ірландія	100	26,8	4	20,4	725
Іспанія	100	268,9	4	н/д	-8 090
Італія	100	320,3	2	12,2	44 960
Латвія	100	7,2	1	0	1 654
Литва	100	8,9	1	0	-3 222
Нідерланди	100	117,1	4	11,0	4 900
Німеччина	100	538,9	3	4,7	-14 800
Норвегія	100	123,8	5	8,1	-9 220
Північна Ірландія	100	8,3	4	10,0	943
Польща	100	148,6	6	н/д	-2 195
Португалія	100	49,9	3	2,2	4 777
Румунія	100	50,6	6	0,004	-2 478
Словаччина	100	25,4	3	0,88	1 312
Словенія	100	11,2	6	1,4	-3 126
Угорщина	100	35,3	4	н/д	5 513
Фінляндія	100	80,8	4	8,1	12 100
Франція	100	486,4	1	3,6	-26 000
Чехія	100	68,6	3	1,5	-13 644
Швеція	100	157,6	3	11,4	4 700

ЕКСПОРТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З УКРАЇНИ

Україна у 2015р., порівняно з 2014р., суттєво – на 54,8% (на 4 411 млн. кВт-год.) – скоротила експорт електроенергії – до 3 642 млн. кВт-год. (діаграма “Динаміка експорту електроенергії у 2015р.”). Постачання електроенергії в Польщу скоротилися у 10,3 разу (на 619,3 млн. кВт-год.) – до 66,5 млн. кВт-год. У 2015р. у Білорусь поставлено 0,8 млн. кВт-год., в Молдову – 17,6 млн. кВт-год. порівняно з 2 401 млн. кВт-год. і 730,7 млн. кВт-год. у 2014р. відповідно. Експорт української електроенергії до РФ становив 3,8 млн. кВт-год. (таблиця “Експорт електроенергії з України у 2015р. по країнах”).

Динаміка експорту електроенергії у 2015р., млрд. кВт-год.



Майже стовідсотковим монополістом в експорті електроенергії є ДТЕК. Незважаючи на те, що у 2015р. поставки електроенергії на зовнішні ринки скоротилися на близько 55% – до 3 600 млн. кВт-год.¹⁷, фактично весь обсяг експорту електроенергії з України здійснюється підприємствами групи ДТЕК, які мають завершений цикл із виробництва електроенергії та її розповсюдження: від постачання енергоресурсів для виробництва електроенергії до її реалізації на внутрішньому та зовнішньому ринках.

Експорт електроенергії з України у 2015р. по країнах

Країна	2015р.	2014р.	Зміна	
	млн. кВт-год.	млн. кВт-год.	млн. кВт-год.	%
Білорусь	0,8	2 400,9	-2 400,1	-99,9
Угорщина	3 531,0	4 145,1	-614,1	-14,8
Молдова	17,6	730,7	-713,1	-97,6
Польща	66,5	685,8	-619,3	-90,3
РФ	3,8	-	3,8	-
Румунія	-	-	-	-
Словаччина	21,9	90,3	-68,4	-75,7
Загалом	3 641,7	8 052,8	-4 411,3	-54,8

¹⁷ У 2015р. експорт електроенергії підприємствами ДТЕК становив 3 555,0 млн. кВт-год., тобто 97,6% усіх поставок на зовнішні ринки електроенергії.

За даними Державної фіскальної служби, Україна у 2015р., порівняно з 2014р., скоротила експорт електроенергії у грошовому еквіваленті на 69,2% (на \$337,129 млн.) до \$150,057 млн. Зокрема до Угорщини на суму \$144,907 млн., Польщі – на \$2,722 млн., Молдови – на \$1,173 млн., інших країн – на \$1,255 млн.¹⁸ (таблиця “Експорт за товарними позиціями за кодами УКТЗЕД”).

Експорт за товарними позиціями за кодами УКТЗЕД, \$ тис.¹⁹

Країна	2015р.
Електроенергія (2716)	
Угорщина	144 907
Молдова	1 173
Польща	2 722
Інші	1 255
Загалом	150 056

У 2015р. поряд із дефіцитом електроенергії на внутрішньому ринку, підвищенням цін на оптовому ринку електроенергії для постачальників за нерегульованим тарифом²⁰, **ціновий фактор на зовнішніх електроенергетичних ринках став однією з причин скорочення експорту** (діаграми “Динаміка базових цін на електроенергію на провідних енергетичних біржах Європи”²¹, “Ціни на електроенергію на OPE України за нерегульованим тарифом”²²). Огляд даних провідних європейських енергетичних бірж – EEX (Німеччина), EXAA (Австрія), TGE (Польща) – свідчить про поступове зниження цін на електроенергію. У 2015р. мінімальний рівень цін на електроенергію на енергетичних біржах коливалися у межах 0,017-0,025 €/кВт-год., тоді як у 2014р. – в межах 0,027-0,035 €/кВт-год., а у 2011р. ціни досягали 0,063 €/кВт-год.

¹⁸ У 2014р. Україна експортувала електроенергії на \$487,186 млн., зокрема до Угорщини – на \$229,673 млн., до Білорусі – на \$161,218 млн., до Молдови – на \$54,301 млн., до інших країн (Польщі, Словаччини та Румунії) – на \$41,994 млн.

¹⁹ Энергобизнес: Еженедельный информационно-аналитический журнал – №3, 19 января 2016г.

²⁰ Станом на кінець березня 2016р., ціна на електроенергію за нерегульованим тарифом на OPE становила 1 051,25 грн./МВт-год., що у перерахунку становить 0,036 €/кВт-год. Оптова ринкова ціна на електроенергію формується на погодинній основі, з огляду на платежі виробникам електроенергії, імпортерам електроенергії, підприємству, яке здійснює диспетчерське управління ОЕС України та передавання електроенергії магістральними і міждержавними електромережами (відповідно до Постанови НКРЕКП від 29 грудня 2015р. “Про встановлення тарифу та схвалення Інвестиційної програми ДП “НЕК “Укренерго” на 2016 рік”, для ДП “НЕК “Укренерго” на II квартал 2016р. було встановлено тариф на передачу електроенергії магістральними та міждержавними електричними мережами, включаючи плату за централізоване диспетчерське управління ОЕС України, на рівні 6,675 коп./кВт-год. (без ПДВ), що у перерахунку становить €0,23/кВт-год.), а також іншим суб’єктам ринку, які мають право на отримання коштів відповідно до законодавства. Докладно див.: Динаміка цін купівлі електроенергії постачальниками з Оптового ринку електроенергії. – ДП “Енергоринок”, <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3171>.

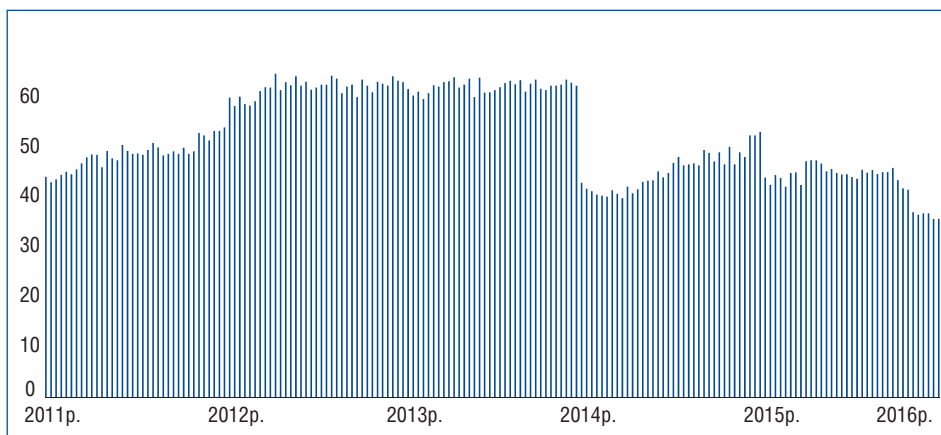
²¹ Складено за даними: Polish Power Exchange. – <http://wyniki.tge.pl/en/wyniki/euroindex/spot/>; Energy Exchange Austria. – <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten/>; European Power Exchange. – <https://www.eex.com/en>.

²² Складено за даними: Аналіз цін в OPE – ДП “Енергоринок”, <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=36>.

Динаміка базових цін на електроенергію на провідних енергетичних біржах Європи, €/МВт-год.



Ціни на електроенергію на ОРЕ України за нерегульованим тарифом, €/МВт-год.



Зазначимо, що електроенергія порівняно з природним газом за своєю суттю є непростим товаром і попит на неї може змінюватися щогодини, а умови її генерації – у дуже короткі терміни. **Цінам на електроенергію характерна певна мінливість, вони можуть коливатися у діапазоні від надвисоких значень, відображаючи напружений баланс між попитом і пропозицією, до низьких – відображаючи надмірність пропозиції**²³.

²³ Ціни, за якими споживачі можуть купувати електроенергію, є базовими та піковими. Пікові ціни, як правило, на 15-20% вищі за базові.

Зниження цін на електроенергію на енергетичних біржах Європи спричинено конкуренцією, що утворилася внаслідок обвалу цін на первинні енергоресурси, перевиробництва електроенергії, а також скорочення попиту. Подальше зниження цін на електроенергію може призвести до втрати конкурентоспроможності української електроенергії та поставити під сумнів її експорт до країн ЄС.

На експорт електроенергії також впливає скасування дотаційних сертифікатів²⁴. Через те, що продаж електроенергії, яка закуповувалася на оптовому ринку на підставі урядових рішень, без урахування дотаційних сертифікатів, підвищував й без того високі прибутки експортерів. Промислові ж підприємства України купували електроенергію за ціною, що враховувала дотаційні сертифікати. Тобто, українська промисловість своїми фінансовими засобами оплачувала й без того високі вигоди, які отримували експортери електроенергії. Натомість КМ України скасував низку розпоряджень за 2009-2012рр., зокрема скасовані розпорядження №574 від 27 травня 2009р., №673 від 17 червня 2009р., №1507 від 21 липня 2010р. і №163 від 28 березня 2012р., якими ДП “Енергоринок” було доручено забезпечити укладання договорів купівлі-продажу електроенергії на оптовому ринку країни для її подальшого експорту в Білорусь, Молдову, Словаччину, Угорщину, Румунію та Польщу без урахування дотаційних сертифікатів. Відповідне рішення закріплене розпорядженням КМ України №1280-р від 29 грудня 2014р.

Єдиним виходом із ситуації могла б стати можливість експорту електроенергії, що виробляється на АЕС. Лише атомна генерація України здатна запропонувати ціну на електроенергію, що буде конкурентоспроможною на європейському енергоринку – тариф на відпуск електроенергії для ДП “НАЕК “Енергоатом” становить 422 грн./МВт-год. (€14,26 за курсом НБУ станом на 30 березня 2016р.). Але Україна не може експортувати електроенергію окремої генерації, оскільки експортуватися має електроенергія всіх генерацій з ОРЕ²⁵.

²⁴ Дотаційні сертифікати – вид компенсації постачальникам електроенергії, які працюють за регульованим тарифом, збитків від постачання електроенергії окремим категоріям споживачів, переважно населенню. Кожен постачальник за регульованим тарифом захищає в НКРЕКП обсяг дотаційних сертифікатів, з огляду на структуру своїх споживачів.

²⁵ Робота на ОРЕ провадиться наступним чином: усі виробники електроенергії здійснюють її продаж за встановленою на певний період (10 днів) для окремої генерації ціною, потім постачальники електроенергії купують її на ОРЕ за встановленими цінами (за регульованим/нерегульованим тарифом). Різницю між ціною продажу та ціною купівлі електроенергії становить націнка, яка охоплює витрати на диспетчеризацію та передачу електроенергії магістральними та міждержавними мережами, акцизний податок, витрати на інфраструктуру ДП “Енергоринок” та ряд інших додаткових загальнодержавних витрат (збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на теплову та електричну енергію, компенсація пільгових тарифів для деяких категорій споживачів, насамперед населення).

ДИНАМІКА ТА СПІВВІДНОШЕННЯ ЦІН НА ВНУТРІШНЬОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В КРАЇНАХ ЄС ТА УКРАЇНІ

Із початком виникнення та становлення електроенергетики як галузі в різних країнах, залежно від методів формування внутрішніх цін на електроенергію, встановлювалися тарифи на послуги з енергопостачання. У 60-70-х рр. XX ст. в енергетичному секторі більшості промислово розвинених країн тарифи визначались за методом “витрати плюс”. Згодом, коли ціни на первинні енергоресурси почали підвищуватися, що здорожчувало вартість електроенергії, уряди країн почали запроваджувати заходи з енергозбереження та вдаватися до розвитку альтернативної енергетики, а відтак до створення нової системи тарифоутворення.

Широкого застосування набули три основні концепції формування тарифних ставок:

- Тариф, що розраховується з урахуванням отримання доходу, достатнього для покриття витрат протягом періоду експлуатації енергоджерела та отримання певного прибутку.
- Тариф, що розраховується з урахуванням короткострокових граничних витрат, диференційованих за часом (добові, сезонні), що відображають зміну навантаження і пов’язані з цим витрати енергокомпаній на маневрування.
- Тариф, що розраховується з урахуванням довгострокових граничних витрат: витрати на розвиток електрогенеруючих потужностей та інфраструктури енергосистеми.

Сьогодні немає єдиних правил формування тарифів (цін) на електроенергію на внутрішньому ринку, що пов’язано з вимогами раціонального використання енергії та принципами енергозбереження в кожній окремій країні. Водночас роздрібні тарифи на електроенергію у більшості країн формуються з урахуванням закупівельної (ринкової) оптової ціни на електроенергію, витрат на розподіл та постачання, технологічних витрат в електромережах під час транспортування електроенергії та надбавки для покриття витрат на утримання енергосистеми, диспетчеризацію, а також інвестиційної складової (врізка “*Тарифи та їх функції*”).

ТАРИФИ ТА ЇХ ФУНКЦІЇ

Серед основних завдань, які сьогодні мають вирішувати тарифи на електроенергію, є:

- покриття реальних витрат (короткострокових та довгострокових);
- стимулювання до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми;
- спонукання споживачів до проведення енергозберігаючих заходів;
- стимулювання до вирішення екологічних проблем тощо.

Особливістю системи тарифів більшості країн є їх диференціація:

(1) за періодами – добові, сезонні (встановлюються різні ставки на зимові та літні місяці);

(2) за рівнем навантаження – пікові, напівпікові та нічні;

(3) за категоріями споживачів – промислові, побутові та сільськогосподарські. Наприклад, тариф на електроенергію для промислових споживачів у Німеччині залежить від замовленої потужності та обсягу використаної електроенергії. Особливістю є спеціальні тарифи для великих промислових споживачів, для яких встановлюється велика плата за кількістю спожитої електроенергії і незначна – за потужністю, і навпаки – більша плата за потужністю і менша за рівнем споживання у пікові години навантаження.

(4) за надійністю електропостачання – для споживачів, що погоджуються на переривання електропостачання чи на значне його зниження в періоди максимальних навантажень. У Франції, наприклад, доволі жорстко контролюється максимальне навантаження і пропонується “пільгові” тарифи для тих, хто погоджується на переривання навантаження чи зменшення потужності у пікові години.

Лібералізація відіграє вирішальну роль у полегшенні доступу до енергетичних ринків нових учасників, що, своєю чергою, дає змогу “імпортувати” конкуренцію. Оцінити успішність проходження процесів лібералізації енергоринків було б доцільно, проаналізувавши ціни, за якими насправді платять і промислові, і побутові споживачі за отриману електроенергію. **Система внутрішніх цін на ринку електроенергії в країнах ЄС сьогодні є доволі розгалуженою та диференційованою** (таблиця “Ціни на електроенергію для побутових та промислових споживачів у країнах ЄС з урахуванням податків та зборів”²⁶, с.46).

Ціни на електроенергію для побутових споживачів²⁷ без урахування податків та зборів серед країн ЄС у період першого семестру 2015р. були найвищими у Великій Британії (€0,202/кВт-год.), Ірландії (€0,197/кВт-год.), Іспанії та Бельгії (€0,182/кВт-год.). Серед причин дороговизни ресурсу – велика собівартість виробництва електроенергії. Зауважимо, що **найбільша частка податків у вартості електроенергії серед країн ЄС – 58,4% – зафіксована у Данії**, країні, де немає гідроресурсів для виробництва електроенергії, діє заборона на розвиток атомної енергетики. Крім того, країна є лідером серед країн Європи з розвитку ВДЕ, що потребує чималих коштів. На другому місці – Німеччина (51,1%), яка також займає провідні позиції в Європі з запровадження альтернативної енергетики і разом з Данією лідирує

²⁶ Розраховано та побудовано за даними: *Electricity – share of taxes and levies paid by household consumers in 2015s1.* – Eurostat, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_household_consumers_in_2015s1_\(%25\).png&oldid=265038](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_household_consumers_in_2015s1_(%25).png&oldid=265038); *Electricity – share of taxes and levies paid by industrial consumers in 2015s1.* – Eurostat, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_industrial_consumers_in_2015s1_\(%25\).png&oldid=265044](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_-_share_of_taxes_and_levies_paid_by_industrial_consumers_in_2015s1_(%25).png&oldid=265044).

²⁷ До “побутових споживачів” електроенергії належать домогосподарства з річним споживанням електроенергії у межах 2 500-5 000 кВт-год.

за часткою податків у вартості електроенергії. **Найнижча відносна кількість податків у кінцевій вартості електроенергії – у Великій Британії (4,8%),** де до базової вартості електроенергії застосовується лише невисока ставка ПДВ.

Найнижча базова ціна на електроенергію для побутових споживачів була зафіксована в Болгарії (€0,079/кВт-год.), Литві (€0,087/кВт-год.) та Угорщині (€0,089/кВт-год.). Так, ціна на електроенергію для населення у Великій Британії була вищою більше ніж у 2,5 рази порівняно з ціною у Болгарії. **Середня ціна по країнах ЄС²⁸ без урахування податків і зборів для населення становила €0,125 за кВт-год.**

Ціни на електроенергію для промислових споживачів²⁹ протягом першого семестру 2015р. були найвищими у Великій Британії (€0,144/кВт-год.) та Ірландії (€0,129/кВт-год.), найнижчими – у Швеції (€0,062/кВт-год.) та Болгарії (€0,068/кВт-год.). Середня ціна по країнах ЄС³⁰ для промислових споживачів без урахування податків та зборів була на рівні 0,088 €/кВт-год. Що стосується податкової складової у вартості ціни на електроенергію для промислових споживачів, то найвищою вона була в Німеччині (46,4%), найнижчою – в Данії (0,6%) та Швеції (0,8%).

За даними *Pan European Networks*, в країнах ЄС середня ціна на електроенергію з 2005р. для побутових споживачів збільшилася більш ніж на 35%, а для промислових – на 25%. Податки і збори становили в середньому 32% від кінцевої вартості електроенергії (діаграма “Динаміка цін на електроенергію для побутових та промислових споживачів по країнах ЄС-27 (усереднено)”, с.47).

Підходи до ціноутворення в Україні та Європі відрізняються, оскільки український ринок електроенергії досі не пройшов процес лібералізації. Вартість електроенергії для кінцевого споживача залишається регульованою – Національна комісія з питань регулювання енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), поряд із середньозваженим тарифом, встановлює також тарифи відповідно до категорій споживачів.

26 лютого 2015р. НКРЕКП прийняла постанову, якою запровадила поетапне підвищення тарифів (п’ять етапів) на електроенергію, що відпускається населенню (таблиця “Структура підвищення тарифів на електроенергію у 2015-2017рр.”³¹, с.47).

²⁸ Під час розрахунку середньої ціни, через відсутність інформації, не враховувалися дані по Кіпру, Мальті та Фінляндії.

²⁹ До “промислових споживачів” електроенергії належать середні промислові підприємства з річним споживанням електроенергії у межах 500-2 000 МВт.

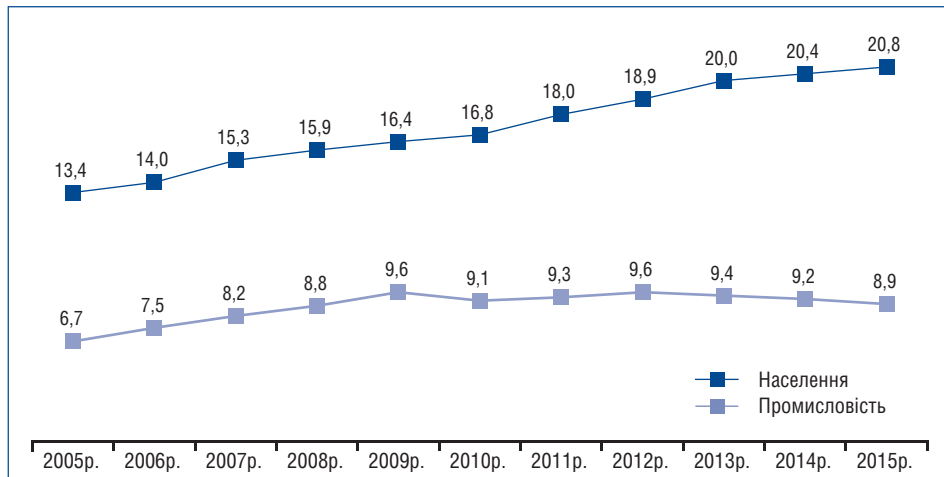
³⁰ Під час розрахунку середньої ціни, через відсутність інформації, не враховувалися дані по Кіпру, Мальті та Фінляндії.

³¹ Структура тарифів на електроенергію для населення – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, <http://www.nerc.gov.ua/?id=15338>.

Ціни на електроенергію для побутових та промислових споживачів у країнах Європи з урахуванням податків та зборів, 2015р. s1 ³²										
Країна	€/кВт-год.			Ціна за 1 кВт- год., €	Усі податки та збори, %	€/кВт-год.			Ціна за 1 кВт- год., €	Податки та збори, що не відшкодовуються, %
	Базова ціна	Інші податки та збори	ПДВ			Базова ціна	Податки та збори, щоне відшкодовуються			
Побутові споживачі						Промислові споживачі				
Австрія	0,126	0,041	0,034	0,201	37,2	0,073	0,031	0,104	29,6	
Бельгія	0,182	0,019	0,012	0,213	14,5	0,090	0,020	0,110	18,4	
Болгарія	0,079	0,000	0,016	0,095	16,7	0,068	0,001	0,069	1,4	
Велика Британія	0,202	0,000	0,010	0,212	4,8	0,144	0,005	0,149	3,6	
Греція	0,121	0,035	0,02	0,176	31,5	0,104	0,026	0,113	19,7	
Данія	0,128	0,118	0,061	0,307	58,4	0,089	0,001	0,090	0,6	
Естонія	0,095	0,013	0,022	0,130	27,0	0,076	0,013	0,089	15,1	
Ірландія	0,197	0,017	0,029	0,243	18,8	0,129	0,012	0,141	8,7	
Іспанія	0,182	0,009	0,040	0,231	21,4	0,112	0,005	0,118	4,9	
Італія	0,151	0,072	0,022	0,245	38,5	0,094	0,067	0,161	41,4	
Латвія	0,108	0,027	0,028	0,163	33,8	0,091	0,027	0,118	22,8	
Литва	0,087	0,016	0,022	0,125	30,4	0,082	0,017	0,099	17,3	
Люксембург	0,133	0,031	0,013	0,177	24,7	0,084	0,009	0,093	9,3	
Нідерланди	0,119	0,000	0,006	0,195	35,6	0,072	0,019	0,091	21,1	
Німеччина	0,143	0,105	0,047	0,295	51,5	0,081	0,070	0,151	46,4	
Польща	0,113	0,005	0,027	0,145	22,1	0,083	0,005	0,088	5,6	
Португалія	0,115	0,071	0,042	0,228	49,5	0,099	0,015	0,114	13,2	
Румунія	0,093	0,012	0,025	0,130	28,9	0,071	0,012	0,083	14,8	
Словаччина	0,122	0,003	0,025	0,150	18,8	0,108	0,005	0,113	4,0	
Словенія	0,112	0,018	0,029	0,159	29,3	0,071	0,011	0,082	13,7	
Угорщина	0,089	0,000	0,024	0,113	21,3	0,078	0,009	0,087	10,3	
Франція	0,107	0,032	0,024	0,163	34,3	0,076	0,025	0,101	25,0	
Хорватія	0,101	0,005	0,026	0,132	23,5	0,087	0,005	0,092	5,5	
Чехія	0,104	0,001	0,022	0,127	18,3	0,076	0,001	0,077	1,4	
Швеція	0,118	0,030	0,037	0,185	36,1	0,062	0,001	0,063	0,8	

³² Збір статистичних даних по цінах на електроенергію для промислових споживачів відбувається на підставі рішення Європейської комісії (2007/394/ЄС) від 7 червня 2007р. Ціни на електроенергію для населення збираються на добровільній основі. Тарифи на електроенергію по окремих країнах можуть варіюватися залежно від постачальника енергоресурсу і бути результатом договірних контрактів, особливо для великих промислових споживачів.

Динаміка цін на електроенергію для побутових та промислових споживачів по країнах ЄС-27 (усереднено), €/100 кВт-год.³³



Структура підвищення тарифів на електроенергію у 2015-2017рр., грн.

Споживання	до 1.04.2015	з 1.04.2015	з 1.09.2015	з 1.03.2016	з 1.09.2016	з 1.03.2017
Понад 600 кВт-год.	1,34	1,407	1,479	1,56	1,638	1,68
100-600 кВт-год.	0,419	0,63	0,789	0,99	1,29	1,68
До 100 кВт-год.	0,308	0,366	0,456	0,57	0,714	0,90

Із 1 квітня 2015р. в Україні значно збільшилася вартість електроенергії для населення. Норма пільгового споживання електроенергії була знижена до 100 кВт-год. для всіх громадян, включаючи жителів багатоквартирних будинків, у яких встановлені електричні плити. Одночасно ті, хто споживають електроенергію у нічний час, будуть сплачувати за тарифом, що на 50% нижчий за денний:

- у денний час (з 7:00 до 23:00) – тариф дорівнює коефіцієнту 1;
- у нічний час (з 23:00 до 7:00) – тариф є меншим на 50% (коефіцієнт 0,5)³⁴.

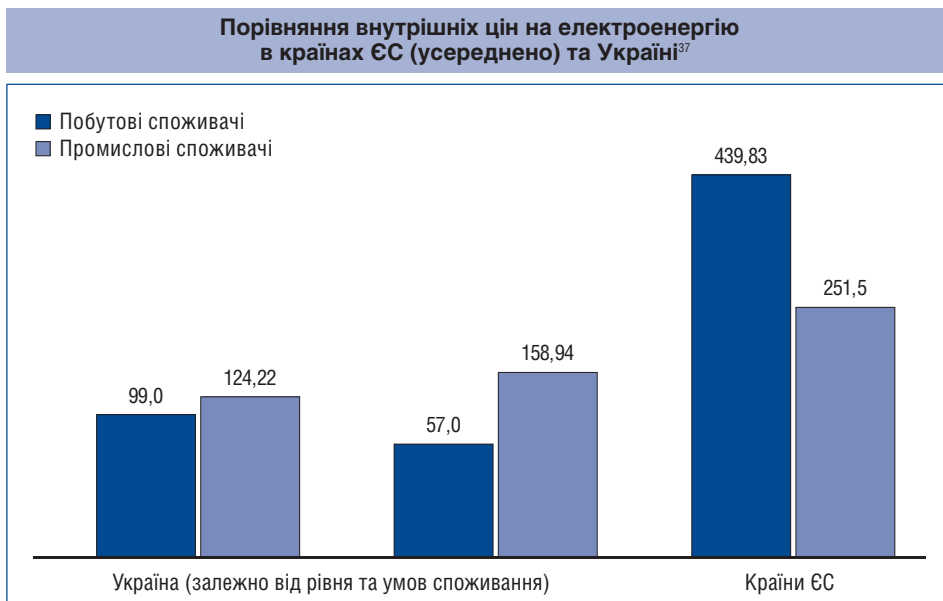
Перехід на нічний тариф має забезпечити зниження обсягів споживання електроенергії у пікові періоди і надати можливість вирівняти графік навантажень ОЕС України. Ухвалене рішення має стимулювати

³³ Побудовано за даними: *Electricity prices by type of user* – Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00117&plugin=1>.

³⁴ Структура тарифів на електроенергію для населення – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, <http://www.nerc.gov.ua/?id=15338>.

населення застосовувати облік споживання електроенергії за періодами і використовувати електроенергію за зниженим тарифом у нічний період, що, своєю чергою, зумовить економію коштів населення. Однак зекономити на використанні електроенергії у нічний час зможуть власники житла, обладнаного двотарифним лічильником.

Що стосується промисловості, то тут тариф формується відповідно до класу напруги. Тариф на електроенергію для споживачів першого класу напруги (35 кВ і вище) в березні 2016р. збільшився до 124,22 коп./кВт-год., для споживачів другого класу напруги (менше 35 кВ) – до 158,94 коп./кВт-год.³⁵ Порівняно з країнами ЄС в Україні тарифи для промислових споживачів є вищими за тарифи для населення, котрі повністю не покривають витрати на виробництво електроенергії. У країнах ЄС ситуація з точністю до навпаки – ціни на електроенергію для домогосподарств у середньому майже у два рази вищі, ніж для промисловості. Так, в Україні досі використовується перехресне субсидування, за якого населення платить за електроенергію значно менше, ніж промислові споживачі³⁶ (діаграма “Порівняння внутрішніх цін на електроенергію в країнах ЄС (усереднено) та України”).



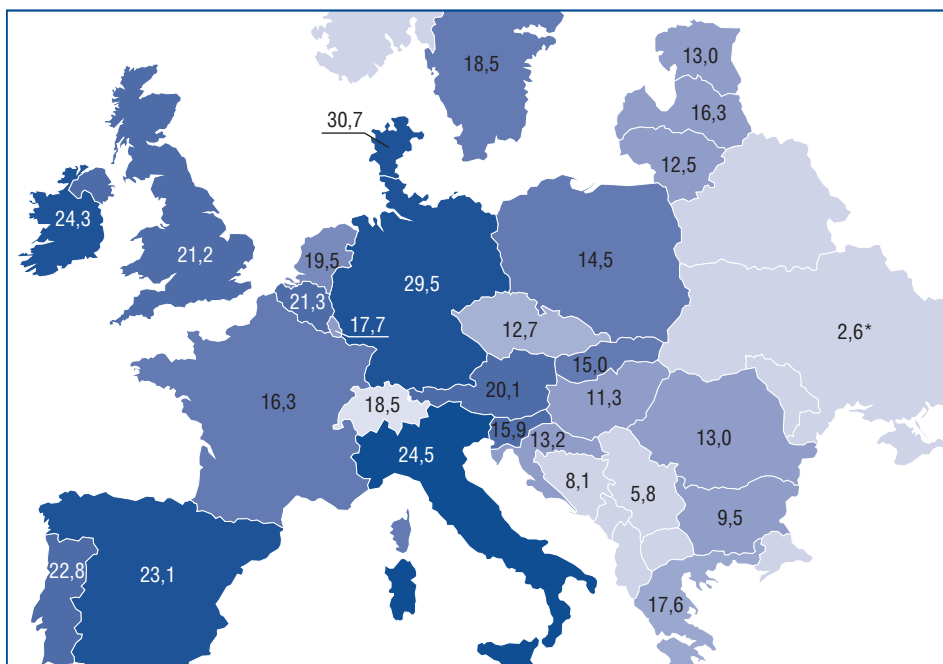
³⁵ Про встановлення на березень 2016 року єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України – НКРЕКП, <http://www.nerc.gov.ua/?id=19088>.

³⁶ **Перехресне субсидування в електроенергетиці** – зменшення тарифів на електроенергію для населення і об'єктів соціальної сфери за рахунок їх зростання для промисловості.

³⁷ Дані по країнах ЄС включають ціни з урахуванням податків та зборів станом на 1 семестр 2015р. скореговані на середній курс, що діяв у першому півріччі 2015р., для України – ціни, що діяли на березень 2016р.

Карти “Ціни на електроенергію для побутових споживачів у I півріччі 2015р. у країнах Європи та Україні” та “Ціни на електроенергію для промислових споживачів у I півріччі 2015р. у країнах Європи та України” (с.49) наочніше демонструють роздрібні ціни на електроенергію для побутових споживачів (з урахуванням усіх податків та зборів) та промислових споживачів (з урахуванням податків та зборів, що не підлягають відшкодування) у першій половині 2015р. у країнах Європи та Україні.

**Ціни на електроенергію для побутових споживачів
у I півріччі 2015р. у країнах Європи та Україні**

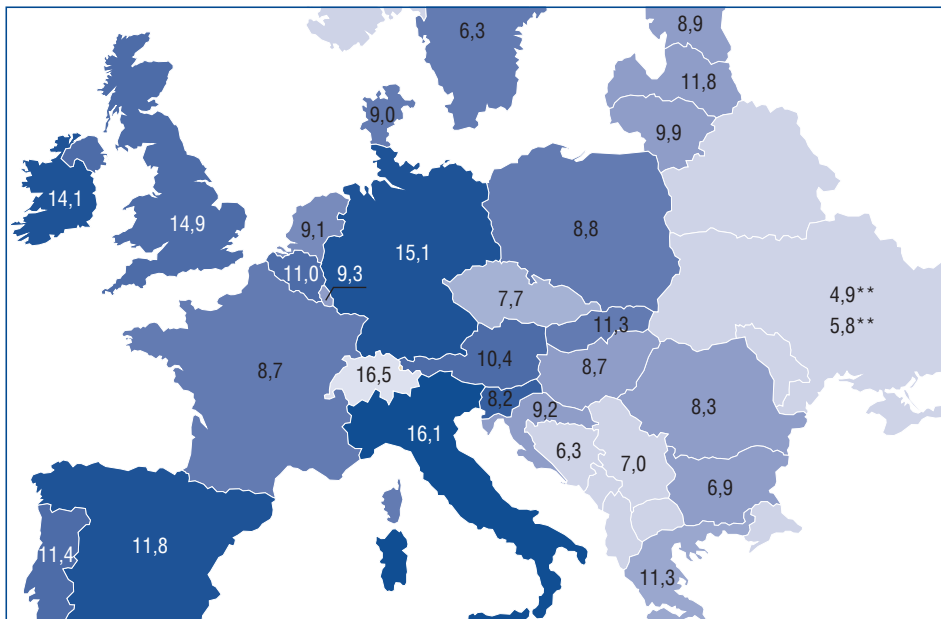


* За основу взято ціну на електроенергію станом на 1 квітня 2015р. за рівнем споживання у межах 100-600 кВт-год., що розраховувалася за тарифом 0,63 коп./кВт-год., скореговану на курс, що діяв у першому півріччі 2015р.

Аналіз дає змогу зробити висновок, що рівень цін на електроенергетичному ринку європейських країн є вищим, ніж в Україні. Значна диференціація цін спостерігається і між країнами ЄС: ціни в електропрофіцитних країнах здебільшого нижчі, ніж в електродефіцитних. **Натомість принциповою є різниця між країнами Європи й Україною³⁸. Вартість електроенергії для населення в Україні майже у 15 разів менша, ніж у лідера рейтингу – Данії, й у 3 рази менша для промислових споживачів порівняно з Італією.**

³⁸ В Європі від регулювання відмовилися – там ціна встановлюється ринком, залежно від попиту і пропозиції на ресурс.

**Ціни на електроенергію для промислових споживачів
у I півріччі 2015р. у країнах Європи та Україні**



** За основу взято ціну на електроенергію станом на 1 квітня 2015р., залежно від класу напруги: перший клас напруги (35 кВ і вище) – 119,48 коп./кВт-год., другий клас напруги (менше 35кВ) – 140,11 коп./кВт-год. та скореговано на курс, що діяв у першому півріччі 2015р.

Зростання цін – один зі способів реформування енергетичного сектора країни. Разом зі зростанням цін на комунальні послуги передбачається і зростання якості надання послуг та підвищення конкуренції на ринку. Натомість **ціни повинні встановлюватися в контексті здатності людей сплачувати за отриманий ресурс, оскільки “паливна” бідність є однією з серйозних проблем у низці і європейських країн, і України³⁹**. Ситуація, що нині склалася в Україні, здебільшого характерна для всіх пострадянських держав – **низький рівень доходів населення зумовлює дуже високу чутливість до зростання тарифів на житлово-комунальні послуги⁴⁰**.

³⁹ Відповідно до даних Світового Банку, у 2014р. Україна займала 106 позицію серед 187 країн світу за рівнем ВВП на душу населення по ПКС, де показник становив \$8 665 (тоді як у Німеччині показник становив \$45 802, Швеції – \$45 183, Франції – \$38 847, Італії – \$28 392). Докладно див.: The World Bank Data: GDP per capita PPP (current international \$) – World Bank, <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD>. Зауважимо, що в Стратегії сталого розвитку “Україна – 2020”, Україна повинна досягти показника ВВП на душу населення за ПКС \$16 000, проте досягнення рівня цього показника видається малоймовірним.

⁴⁰ Зокрема **заборгованість населення з оплати житлово-комунальних послуг на кінець березня 2016р. становила 4 329,0 млн. грн.** У березні 2016р. мали борг за 3 місяці і більше: за централізоване опалення та гаряче водопостачання – 27,1% власників особових рахунків, газопостачання – 19,3%, утримання будинків і споруд та прибудинкових територій – 19,2%, вивезення побутових відходів – 18,4%, централізоване водопостачання та водовідведення – 16,7%. Докладно див.: Про оплату населенням житлово-комунальних послуг у березні 2016 року – Державна служба статистики України, <http://www.ukrstat.gov.ua/>.

1. Домінуючим механізмом під час здійснення міжнародної торгівлі природним газом серед багатьох регіонів світу залишається підхід, за якого використовується індексація цін на нафту та нафтопродукти (*Oil Price Escalation, OPE*). Однак останніми роками, особливо на європейському ринку, швидкими темпами розвивається і поширюється механізм газової конкуренції (*Gas-On-Gas Competition, GOG*), який витісняє механізм *OPE* у спосіб розвитку спотової торгівлі природним газом. Відтак ми є свідками безпрецедентного зіткнення цих двох механізмів. Тут постає питання: чи збережеться у майбутньому під час формування ціни на природний газ традиційний зв'язок між нафтою і газом? Якщо ж механізм ціноутворення з прив'язкою до цін на нафту та нафтопродукти втратить своє домінуюче положення, то це невпинно відобразиться на експортних доходах від продажу природного газу низки країн.
2. Значна частина поставок природного газу досі забезпечується шляхом укладання довгострокових контрактів, оскільки останні дозволяють гарантувати реалізацію ресурсу. Однак завдяки політиці відкритого доступу та розподілу функцій газотранспортних компаній в умовах надлишку пропозиції природного газу, розвитку набула короткострокова торгівля цим видом палива. Так, з середини 90-х років XX ст. почали створюватися газові хаби (торговельні майданчики), що пришвидшило розвиток спотової торгівлі природним газом, збільшило кількість арбітражних операцій та стимулювало розвиток інструментів страхування ризиків. Своєю чергою спотова торгівля вигідна саме споживачам, які отримують можливість вирівнювати ціни на газ від різних постачальників.
3. Україна, зробивши чималі кроки у питанні диверсифікації постачань природного газу і послабивши завдяки цьому залежність енергетичної політики від політичних рішень Росії, започаткувала процес лібералізації на газовому ринку. Були ліквідовані бар'єри для здійснення міждержавної торгівлі газом у спосіб закупівлі реверсного газу з країн Європи, що дозволило суттєво знизити частку російського природного газу в імпорті у 2015р. Зокрема 4 лютого 2016р. ВР України було внесено правки до Митного кодексу (ЗУ “Про внесення змін до Митного кодексу України щодо створення передумов для нової моделі ринку природного газу”), що дає змогу легалізувати операції заміщення природного газу.
4. З 2011р. Україна зобов'язалася лібералізувати енергетичні ринки, а відтак і систему ціноутворення, однак нині підходи до ціноутворення на внутрішньому ринку природного газу в ЄС та Україні суттєво відрізняються. Досі одним із невирішених питань українського енергетичного ринку є

проблема перехресного субсидування промисловими споживачами вартості природного газу, який відпускається населенню за нижчими тарифами, що деформує процеси ціноутворення та запровадження ефективного енергоринку. Порівняльний аналіз цін на природний газ у країнах ЄС та Україні засвідчує, що ціни в Україні ще не досягли ринкового рівня і досі повністю не покривають його собівартість. Так, занижені ціни на ресурс протягом багатьох років впливали на рівень енергоємності ВВП України, який у 2,5-3 рази вищий, ніж у більшості європейських країн.

5. Наприкінці 90-х років XX ст. ЄС започаткував процеси лібералізації національних енергетичних ринків країн-членів. Одним із підсумків лібералізації європейського ринку електроенергії став розвиток електроенергетичних бірж (*EEX* (Німеччина), *Nord Pool* (Скандинавські країни), *Belpex* (Бельгія), *Endex* (країни Бенілюкс), *Omel* (Іспанія), *IPEX* (Італія), *Powernext* (Франція), *APX NL* (Нідерланди)), які залучають широке коло учасників і покликані задовольняти попит на електроенергію, полегшуючи її збут, залучаючи інвестиції у розвиток зв'язків між електросистемами, що дає змогу в результаті збільшити ступінь надійності поставок електроенергії, знизити тарифи та виключити монополію на ринку електроенергії. Лібералізація ринків електроенергії створює однорідне конкурентне середовище і дозволяє досягти необхідної узгодженості дій численних і різноманітних учасників ринку. З розвитком таких ринків стає очевидним, що централізований і вертикально-інтегрований підхід буде лише перешкоджати інноваціям, необхідним для забезпечення потреб у електроенергії в майбутньому.
6. Україна сьогодні має прямі електричні зв'язки з Росією, Білоруссю, Молдовою, Польщею, Словаччиною, Угорщиною та Румунією, наявність яких обумовлює прямий характер взаємовпливу цінової кон'юнктури на ринках електроенергії цих країн і України. Остання протягом більше 10 років здійснювала експорт електроенергії до зазначених країн. Однак у 2015р., порівняно з 2014р., експорт електроенергії у кількісному вимірі скоротився на 54,8%, а у грошовому еквіваленті на 69,2%. Головною причиною різкого скорочення експорту електроенергії стало, з одного боку, зростання цін на ОРЕ України, з іншого – зниження цін на європейських ринках. Зокрема, станом на початок квітня 2016р. ціна на електроенергію за нерегульованим тарифом на ОРЕ становила 35,85 €/МВт-год., а базова ціна на електроенергію на європейських біржах – 35,96 €/МВт-год. (*Polish Power Exchange, TGE*) та 27,9 €/МВт-год. (*Energy Exchange Austria, EXAA*).
7. Упродовж останніх 15 років у більшості країн ЄС реалізуються плани з реформування електроенергетичних ринків із метою зниження цін на електроенергію, а також підвищення рівня конкурентоспроможності європейської продукції на світових ринках. Найпростіший спосіб оцінки

реформ – моніторинг тарифів, встановлених для різних категорій споживачів. **У країнах, де лібералізація пройшла успішно, простежується чітка тенденція скорочення тарифів для промислових споживачів та підвищення для населення.** Існує практика, що деякі групи споживачів (населення) часто субсидуються іншими (зазвичай промисловістю). Відповідно, у короткостроковій перспективі перші можуть отримати негативні наслідки, зазнавши збитків від процесу лібералізації, оскільки перехресне субсидування припиняється.

8. **Порівняльний аналіз цін на електроенергію України та країн ЄС засвідчує, що тарифи на електроенергію в Україні сьогодні не є економічно обґрунтованими й значною мірою є збитковими для виробників.** У результаті промисловість, купуючи електроенергію за завищеними цінами, випускає енергоємну продукцію, що позначається на її конкурентоспроможності під час виходу на зовнішні ринки. **Значною мірою така ситуація склалася у зв'язку з доступом протягом останніх двадцяти років до великих запасів дешевих енергоносіїв (газу, вугілля) та відносно дешевої робочої сили при виробництві електроенергії, що в умовах неринкової економіки дозволяло занижувати вартість первинних енергоносіїв та вартість кінцевого продукту – електроенергії.** Це, своєю чергою, стимулювало розвиток матеріало- і енерговитратної промисловості та руйнувало базис для розробки і впровадження енергозберігаючих заходів.
9. **Повний перехід України на ринкову модель ціноутворення на енергоносії неминуче призведе до зростання цін на природний газ, електроенергію та теплову енергію для побутових споживачів.** Зважаючи на доволі великий розрив між чинними тарифами та цінами, які може запропонувати конкурентний ринок (порівнюючи з тарифами країн ЄС), та низький рівень доходів населення, зростання неминуче призведе до зниження добробуту громадян. **Проте у довгостроковій перспективі така реформа створить суттєві стимули для реальної економії споживання енергії побутовими споживачами, оскільки зробить окупними енергоощадні технології.**
10. Сьогодні Україна налаштована до формування нової моделі енергетичного ринку. Вступ України до Енергетичного Співтовариства у 2010р. надав певної спрямованості реформам у секторі енергетики. **Країна зобов'язалася внести зміни до національного законодавства стосовно правил ринкової конкуренції, системи ціноутворення, екологічних нормативів діяльності підприємств енергетики.** Реалізація задекларованих нововведень має зумовити трансформацію і внутрішнього енергетичного ринку, і умов зовнішньої торгівлі енергоресурсами. Подальші перспективи інтеграції енергетичної галузі України до європейських енергетичних ринків залежатимуть від швидкості та ефективності реалізації внутрішніх реформ.

1. Із метою удосконалення процесів тарифоутворення та підвищення рівня їхнього методичного забезпечення, у політиці ціноутворення доцільно відмовитися від принципу “витрати плюс” у спосіб упровадження прогресивних методів цінового регулювання природних монополій (концепції “Норми прибутку на інвестований капітал” (*Rate of Return*) та “Регуляторної бази активів” (*Regulatory Asset Base*)) та механізмів багаторічного стимулюючого регулювання (*Multiyear Incentive Regulation*). Одночасно зміни цінової політики повинні бути підкріплені реформами енергетичного ринку (і для ринку природного газу, і для ринку електроенергії) на засадах адаптації законодавства ЄС у рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.
2. Із метою подальшої лібералізації ціноутворення на ринку електричної енергії, необхідно якомога швидше прийняти Закон “Про ринок електричної енергії”, що передбачатиме застосування двосторонніх договорів, створення ринку “на добу наперед”, балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг. Під час прийняття закону важливо відмовитися від перехресного субсидування у будь-якій формі та створити механізм розвитку ліберального і прозорого ринку з недопущенням повернення до монополізму.
3. Задля забезпечення фінансової та політичної незалежності НКРЕКП та переходу на ринкове ціноутворення секторів електроенергії та природного газу, дуже важливим є прийняття Закону “Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг”. Закон має забезпечити незалежність НКРЕКП в ухваленні рішень у межах її повноважень, конкретизувати її повноваження щодо регулювання діяльності договірних відносин суб’єктів електроенергетики. Якісна зміна НКРЕКП має полягати у зростанні самостійності регулятора, тійог тісній кооперації з регуляторами країн-членів ЄС, а також наддержавним координуючим регуляторним органом – *ACER* (*Agency for the Cooperation of Energy Regulation*).
4. Із метою поліпшення функціонування оптового ринку електричної енергії України необхідно розробити та впровадити ефективні механізми інвестиційної діяльності в електроенергетичній галузі з урахуванням приватизації енергетичних об’єктів, специфіки встановлення цін та тарифів, особливостей функціонування ОРЕ України, а також орієнтації цілеспрямованого використання інвестиційної складової тарифу як джерела окупності інвестиційних проектів.

5. Із метою запобігання підвищення до критичного рівня соціальної напруги під час переходу на ринкові ціни, для споживачів електричної енергії та природного газу необхідно невідкладно вдосконалити систему надання субсидій малозабезпеченим громадянам відповідно до положень Меморандуму ЄС про взаєморозуміння із соціальних питань у контексті Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Нова система субсидування повинна базуватися на принципі відмови від дотацій шляхом встановлення низьких цін і виділення державних коштів суб'єктам господарювання. Замість цього, слід забезпечити адресне субсидувати грошима безпосередньо малозабезпеченим групам населення – виходячи з фактично спожитого ними газу й тепла.
6. У період до 2018р. забезпечити тотальний облік споживання усіх видів енергетичних ресурсів на усьому ланцюгу від “виробника до споживача” шляхом встановлення сучасних лічильників, у т.ч. через впровадження цільової державної програми пільгового кредитування.
7. Із метою використання електричних потужностей ТЕС і ТЕЦ, профіцит яких на середину квітня 2016р. становив близько 6 ГВт, доцільно запровадити цінові стимули щодо експорту електричної енергії. Це дозволить наростити обсяги експорту електроенергії за кордон, а відтак підвищити валютні надходження до країни, а також дасть змогу вирішити питання з консервацією енергоблоків ТЕС.
8. Задля підвищення рівня внутрішнього газовидобутку доцільно запровадити стимули для нафтогазовидобувних компаній шляхом застосування податкового режиму на базі розробки методології з урахуванням передового міжнародного досвіду. Це дозволить мінімізувати залежність країни від закупівель природного газу, що позначиться на зниженні роздрібних цін для кінцевих споживачів, і промислових, і побутових.
9. Згідно з положеннями Директиви 2009/73/ЄС, НАК “Нафтогаз України” разом з Урядом у 2016р. має завершитися впровадження програми корпоративного управління, що дасть змогу створити цілісну структуру управління незалежної від політичного впливу компанії, що належно забезпечить права власника. Своєю чергою, процес відокремлення ПАТ “Укртрансгаз” від НАК “Нафтогаз України” має відповідати вимогам положень Третього енергетичного пакета, і тут доцільно обрати варіант повного відокремлення, щоб усі учасники ринку мали рівноправний доступ до системи газопроводів.

Аналітична доповідь

МАРКЕВИЧ Катерина, ОМЕЛЬЧЕНКО Володимир

**Ціноутворення на енергетичних ринках:
досвід ЄС та України**

Редактор *Г.Пащикова*

Дизайнерський супровід *Т. Овсяник., О.Шаптала*

Видавництво “Заповіт”

01011, Київ, вул. Панаса Мирного, 7-а, офіс 9.
e-mail: zapovit@gmail.com