
УПРАВЛІННЯ ЕКОНОМІКОЮ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА

УДК 621.6:620.91-0.49.34

А. В. СКРИПНИК,
*професор, доктор економічних наук,
завкафедрою економічної кібернетики,*

Ю. О. НАМ'ЯСЕНКО,
аспірант

*Національний університет біоресурсів і природокористування,
вул. Героїв Оборони, 15, 03041, Київ, Україна*

ОПТИМІЗАЦІЯ ГАЗОПОСТАЧАННЯ В УМОВАХ СВІТОВОЇ ЕКСПАНСІЇ СКРАПЛЕНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Розглянуто оптимізаційні моделі газопостачання в Україні з урахуванням процесу диверсифікації, тобто заміни монопольного газопостачальника "Газпрому" на інші джерела Східної та Центральної Європи. Показано, що диверсифікація газопостачання приведе до істотного зменшення витрат на транспортування. В оптимізаційну модель також включено наявність газосховищ, які з урахуванням сезонності цін ведуть до значного зменшення витрат.

Ключові слова: газопостачання; оптимізація; диверсифікація; економетричний аналіз; еластичність попиту; газосховища; сезонність цін.

Бібл. 11; табл. 9; рис. 5; формул 9.

UDC 621.6:620.91-0.49.34

ANDRII SKRYPNYK,
*Professor, Doctor of Econ. Sci.,
Head of the Department of Economic Cybernetics,*

YURI NAMIASENKO,
Postgraduate Student

*National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,
15, Heroiv Oborony St., Kyiv, 03041, Ukraine*

OPTIMIZATION OF GAS SUPPLY UNDER CONDITIONS OF THE GLOBAL EXPANSION OF LIQUEFIED NATURAL GAS

The optimization models of gas supply in Ukraine are considered taking into account the diversification process, that is, the replacement of Gazprom monopoly gas supplier with other sources in Eastern and Central Europe. It is shown that diversification of gas supply will lead to a significant reduction of transportation costs. The optimization model also includes the availability of gas storage facilities, which, taking into account the seasonality of prices, lead to a significant reduction in costs.

Keywords: gas supply; optimization; diversification; econometric analysis; elasticity of demand; gas storage facilities; seasonality of prices.

References 11; Tables 9; Figures 5; Formulas 9.

© Скрипник Андрій Васильович (Skrypnyk Andrii), 2019; e-mail: avskripnik@ukr.net;

© Нам'ясенко Юрій Олександрович (Namiashenko Yurii), 2019; e-mail: yuraupalexandrov@gmail.com.

Наприкінці 2018 р. стало зрозумілим, що надмірно оптимістичні прогнози щодо досягнення до 2020 р. 20-процентної частки відновлюваної енергетики в загальному енергоспоживанні України не реалізуються. Отже, скоріше за все, Україна ще тривалий час використовуватиме традиційні енергетичні джерела: природний газ, ядерне паливо, вугілля. Проте стан традиційної енергетики є критичним [1]. Ядерна енергетика, що постачає сьогодні більш як 50% електроенергії, працює на реакторах, для більшості яких час завершення стандартного експлуатаційного періоду (30 років) з двома можливими продовженнями (по 5 років) добігає кінця [2, с. 179] *. Не кращою є ситуація з теплоенергетикою: з діючих 15 ТЕС 14 мають строк експлуатації, що перевищує 40 років, а подекуди – навіть 50 років, тоді як плановий строк експлуатації основного елемента ТЕС – котлів – не повинен перевищувати 40 років **.

Виходом з наявної ситуації є не тільки розвиток відновлюваної енергетики, але й перехід традиційної енергетики на сучасний (відносно ефективності та екологічного забруднення) рівень функціонування. Підкреслимо, що Україна в даній ситуації може розраховувати тільки на інвестиції в теплову енергетику. Найефективнішим видом палива для неї є природний газ – як за рівнем енергетичної ефективності, так і за меншими обсягами викидів забруднюючих речовин на одиницю генерації. З огляду на це, надзвичайно актуальним залишається питання про газопостачання в Україну. Нині вітчизняний виробник задовольняє приблизно 64% (20,5 млрд. м³) від загального споживання в 31,9 млрд. м³ природного газу на 2017 р.; імпортується 8,3 млрд. м³, ще 3,1 млрд. м³ було взято з наявних газосховищ. За 2017 р. весь імпортований природний газ був отриманий з країн ЄС, найбільшим постачальником виступала Німеччина (3,7 млрд. м³). Водночас до ЄС починають надходити дедалі більші обсяги скрапленого природного газу. Це істотно підриває позиції “Газпрому” на ринку природного газу ЄС і відкриває нові перспективи для подальшої диверсифікації газопостачання в Україну.

Отже, **мета статті** – оптимізувати стратегію газопостачання в Україну з урахуванням тенденцій на регіональних ринках, зростання частки експорту скрапленого газу до ЄС, наявності розвинутої системи газопостачання та потужних газосховищ, які можна використати не тільки для внутрішнього споживання.

Питання диверсифікації та оптимізації газопостачання в Україну після початку російської агресії 2014 р. вже нами розглядалося [3]. Показано, що диверсифікація газопостачання приводить до зменшення загальних витрат у розмірі 5–10%, проте не було враховано наявних в Україні підземних газосховищ обсягом 30 млрд. м³ ***. Значні сезонні флуктуації, які існують на регіональних ринках газу [4], дозволяють стверджувати, що більш повне використання газосховищ може привести до значних економічних ефектів. Крім того, незважаючи на закритість чорноморських проток для газозовів, має сенс оцінити можливі економічні переваги газопостачання до українських чорноморських портів (якщо ситуація зміниться у майбутньому), з Катару як одного з найбільших світових постачаль-

* Обсяги інвестування ядерної енергетики України Євросоюзом [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://ukraine-eu.mfa.gov.ua/en/ukraine-eu/eu-policy/assistance>; Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk. A report of commission ed by Greenpeace. – 2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.greenpeace.ch/wp-content/uploads/2017/01/Lifetime-extension-of-ageing-nuclear-power-plants-Entering-a-new-era-of-risk.pdf>.

** Неоднорідність генерації [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.boell.org/uk/2017/10/24/perehid-ukrayini-na-vidnovlyuvanu-energetiku-do-2050-r>.

*** Gas Balances in Ukrainian Underground Storages [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://naftogaz-europe.com/article/en/englstorage>.

ників скрапленого природного газу *. Значний інтерес становить питання виникнення світового ринку газу. Нині існує декілька регіональних ринків природного газу: два європейських, два американських і один азіатський, які істотно відрізняються за ціновими показниками [3].

Проте деякі дослідники підтримують гіпотезу про розширення глобалізації ринків природного газу до рівня міжконтинентальної торгівлі та значного інтегрування цін на різних регіональних ринках [5]. Відбувається інтеграція міжнародних ринків природного газу шляхом збільшення обсягів торгівлі скрапленим природним газом через басейн Атлантичного океану, а також його поширення як одного з основних факторів впливу на ціну різних регіональних ринків [6].

Наявна відокремленість діючих регіональних ринків природного газу має тенденцію до поступової інтеграції у світовий ринок природного газу [7]. Сьогодні вже існує оптимізаційна модель експорту природного газу до Європи, його подальший розподіл подано у вигляді моделі двоетапної гри [8]. Модель було розроблено за допомогою нелінійної оптимізації. Крім того, вже є базова модель глобального ринку природного газу, яка здійснює оптимізації майбутніх виробничих, транспортних і газозберігаючих потужностей [9].

Європейський ринок природного газу характеризується олігополістичною структурою поставок, у структурі яких переважають зовнішні постачальники. При цьому потужність транспортної інфраструктури, а саме газопроводи та об'єкти прийому природного газу (газосховища), має ключове значення при визначенні торговельних потоків [10].

Попит на трубопровідний і скраплений природний газ аналізувався з використанням рівняння центрів тяжіння [11]. Розроблено дві моделі центрів тяжіння: перша – для трубопровідного ринку природного газу, друга – для ринку скрапленого природного газу. Природний газ завжди був одним з головних джерел споживання первинної енергії в Україні. Нині він посідає почесне друге місце після джерел функціонування ядерної енергетики. Незважаючи на те, що процес зростання енергоефективності відбувається надзвичайно повільно, деякі позитивні зрушення все ж є, і це впливає на зменшення енергоспоживання, зокрема, через існування непідконтрольних територій. Ефект посилюється локальною економічною кризою останніх років. На жаль, надзвичайно складно виокремити ефект зростання енергоефективності та вплив інших факторів (рис. 1). У динаміці газоспоживання, яке складається з двох компонент (споживання газу населенням і промисловістю), під час світової кризи 2008–2009 рр. відбулася зміна рангів: споживання населенням стало стабільно перевищувати споживання промисловістю.

На даний час важко спрогнозувати, чи продовжиться тенденція до зменшення споживання природного газу. На наш погляд, існують ознаки стабілізації споживання природного газу на рівні 30–32 млрд. м³. Проте заявлене урядом 70% підвищення цін на газ для населення може призвести до істотного зменшення споживання. Відомо, що Україна має у власному розпорядженні газосховища значних обсягів, які практично дорівнюють обсягам сучасного споживання. Тому особливий інтерес становить запитання, як впливає на рішення включення до оптимізаційної задачі газосховищ, у які протягом літа відбувається закачування природного газу, а в опалювальний сезон – його відкачування та споживання. Використання газосховищ зумовлене наявною різницею спотових і ф'ючерських цін у зимовий і літній періоди. Розглянемо даний аспект детальніше.

* BP Energy Outlook 2017 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>.

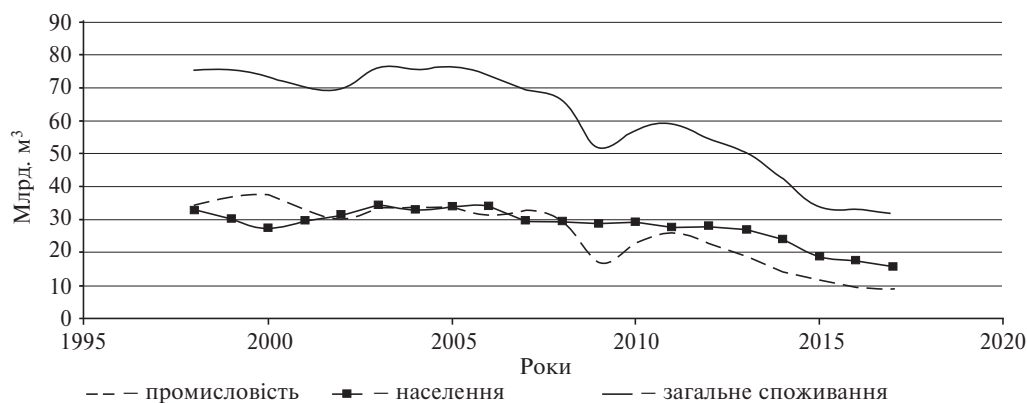


Рис. 1. Динаміка споживання природного газу промисловістю та населенням України у 1998–2017 рр.

Побудовано авторами за: Обсяги використання природного газу в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/8B3289E9F4B2CF50C2257F7F0054EA23?OpenDocument&Expand=7&>.

Існує дослідження наявності сезонності в цінах на природний газ на базі щотижневих спостережень за цінами ф'ючерсних контрактів природного газу [4]. Основною моделлю дослідження виступала двофакторна модель, яка найкраще підходить для моделювання ринку природного газу, що містить коротко- і довгострокову динаміку руху цін. У наявному вигляді натуральний логарифм сезонної складової мінливості ціни 1 млн. Btu (1MMBtu), який дорівнює 27,7 м³ природного газу, подано на рисунку 2.

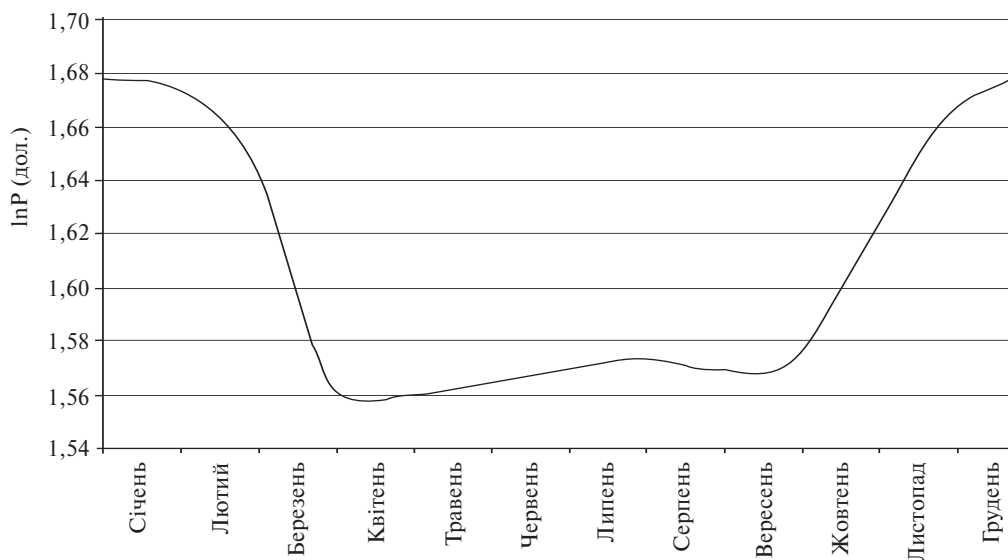


Рис. 2. Натуральний логарифм сезонності ціни за 1MMBtu природного газу (за даними ринку Henry Hub за період 1990–2013 рр.)

Побудовано авторами за [4].

З використанням наявної інформації щодо сезонної мінливості цін на ринку Henry Hub знайдемо варіативність цін в абсолютному вираженні приведеної до стандартної у країнах Східної Європи одиниці виміру – 1 тис. м³. Вважаємо, що натуральний логарифм від ціни 1 MMBtu літнього періоду дорівнює 1,57, а зимнього –

1,68. Це означає, що літня ціна 1 ММВtu становить 4,81 дол. на ринку Henry Hub, а зимня – 5,4 дол. Отже, у перерахунку на 1 тис. м³ – відповідно, 174 дол. і 194 дол. Іншими словами, середня сезонна різниця цін на дослідженому інтервалі для ринку Henry Hub сягає 20 дол. А це, у свою чергу, означає, що до кінця опалювального сезону ціна зменшується на 10%, а в осінній період зростає на 11,5%. Робимо припущення, що приблизно ця різниця цін існує також на європейських ринках природного газу та впливає на вибір енергетичної стратегії України.

Розглянемо географічне положення газосховищ на території України. Для простоти розрахунків було проведено групування всіх наявних газосховищ обсягом 31 млрд. м³ за територіальною ознакою: західна – обсяг 25,4 млрд. м³, південно-західна – 4,5 млрд. м³, північна – 3,1 млрд. м³ і східна – 2,5 млрд. м³ частини України. Надалі сумарні обсяги газосховищ кожної частини України віднесемо до регіону – споживача природного газу: відповідно, Західне (Львів – 25,4 млрд. м³), Північне (Київ – 3,1 млрд. м³) і Східне (Харків – 2,5 млрд. м³) газосховища.

Для побудови оптимізаційної моделі необхідно мати інформацію щодо вартості зберігання природного газу в газосховищах. Ця вартість, за даними 2018 р., складається з трьох компонентів: закачування природного газу в газосховища (64 грн. за 1000 м³), відбір природного газу (67,1 грн. за 1000 м³) і зберігання природного газу (0,172 грн. за 1000 м³ на добу *). Сумарна вартість зберігання 1000 м³ природного газу протягом півроку становить 162,5 грн., або 5,75 дол. за курсом 28,25 грн./1 дол. станом на вересень 2018 р.

Перейдемо до побудови оптимізаційної моделі газопостачання, яка враховує наявність газосховищ і різницю цін на газ у теплий і холодний сезони. Позначимо: j – індекс джерела природного газу, який змінюється від 1 до m (кількість джерел з урахуванням як зовнішніх, так і внутрішніх); i – індекс регіону – споживача природного газу, який змінюється від 1 до n ; D_i – обсяг природного газу, що споживається в i -му регіоні ($D = \sum_{i=1}^n D_i$ – загальний обсяг споживання); d_{ij} – відстань від j -го постачальника до i -го споживача в 100 км; ρ_{ji} ; μ_{ji} – матриці обсягів поставок природного газу від j -го постачальника до i -го споживача в сезон закачування та опалювальний сезон у 1000 м³; ρ_0 – ціна транспортування природного газу у дол. за 1000 м³ на 100 км; Pr_j – ціна j -го джерела у дол. за 1000 м³ у теплий сезон; fPr_j – ціна в опалювальний сезон ($f > 1$); S_l – місткість l газосховища ($l = 1, 2, \dots, k$); Δ – вартість закачування відбору і піврічного зберігання 1000 м³ (у подальшому – вартість зберігання); V_j – максимальний обсяг газу, який можна отримати з j -го джерела.

Газосховища влітку додаються до регіонів споживачів, в опалювальний сезон вони вважаються джерелами і додаються до інших джерел. Постачання газу влітку та в опалювальний сезон задається окремо. Цільова функція, що мінімізується, складається з витрат на придбання, зберігання і транспортування:

$$W(\rho, \mu) = C_d(\rho, \mu) + C_T(\rho, \mu) \Rightarrow \min. \quad (1)$$

Вартість придбання та зберігання визначається за формулою

$$C_d(\rho, \mu) = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Pr_j \cdot r_{ji} + \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n f \cdot Pr_j \cdot \mu_{ji} + \sum_{j=m+1}^{m+k} \sum_{i=1}^n (Pr_j + \Delta) \mu_{ji}. \quad (2)$$

Вона визначається вартістю газу, що постачається безпосередньо споживачам улітку та в опалювальний сезон (два перших доданки), та вартістю газу, що півроку зберігається в газосховищах (ціна як влітку, але з урахуванням вартості зберігання).

* Тарифи на транспортування, розподіл і зберігання газу [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/FB0901436A096C8E8C2257FA9003C41D5?OpenDocument>.

Вартість транспортування дорівнює

$$C_T(\rho, \mu) = p_0 \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n+k} \rho_{ji} \cdot d_{ji} + p_0 \sum_{j=1}^{m+k} \sum_{i=1}^n \mu_{ji} \cdot d_{ji} \quad (3)$$

Перший доданок визначає вартість транспортування влітку споживачам з газосховищами включно, другий – вартість транспортування взимку з джерел і газосховищ.

Додаються обмеження на необхідні регіональні обсяги споживання та максимальні обсяги зберігання в газосховищах:

$$\sum_{j=1}^m (\rho_{ji} + \mu_{ji}) + \sum_{j=m+1}^{m+k} \mu_{ji} \geq D_i; \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^m \rho_{j, m+l} \leq S_l; \quad l = 1, 2, \dots, k, \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^n \mu_{ji} \leq \sum_{j=1}^m \rho_{ji}; \quad l = 1, 2, \dots, k, \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^{n+k} \rho_{ji} + \sum_{i=1}^n \mu_{ji} \leq V_j; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (7)$$

Перше обмеження (4) означає, що постачання з первинних джерел і газосховищ повинно бути в обсягу, не меншому від обсягу споживання кожного регіону, обмеження (5) – що в газосховищах не можна зберігати природний газ в обсягу, більшому за їх місткість, обмеження (6) – що газопостачання з газосховищ не має перевищувати обсяг закачаного природного газу, обмеження (7) – що має бути встановлено межу на максимальний обсяг газу з кожного з джерел. Крім того, потрібно ввести співвідношення споживання газу влітку та взимку. На першому етапі ми вважали, що влітку споживається 40%, а взимку – відповідно, 60%.

Перший варіант оптимізації газопостачання в цінах 2016 р. з урахуванням газосховищ подано в таблиці 1.

Таблиця 1

Матриця газопостачань з використанням газосховищ (у цінах 2016 р.) * (млрд. м³)

Міста	Райони						Газосховища		
	Донецький	Київський	Львівський	Чернівецький	Харківський	Черкаський	Західне	Північне	Східне
Дроздовичі		2,932	2,216						
Ужгород									
Берегове				1,324		1,3	5,258		
Чернівці							4		
Полтава	0,6				0,63	1,14		4,11	1,52
Харків					3,07				
Дроздовичі									
Ужгород									
Берегове									
Чернівці									
Полтава									
Харків					4,93				
Західне ГС		3,948	3,324	1,986					
Північне ГС		0,45				3,66			
Східне ГС	0,9				0,62				

* Складено авторами.

Примітка: тут і в табл. 2, 8 і 9 верхня частина таблиці відповідає газопостачанню влітку, нижня – в опалювальний сезон.

Цільова функція становить 8,71 млрд. дол.; вартість придбання – 6,01 млрд. дол.; вартість транспортування – 2,70 млрд. дол. За оптимізаційною моделлю, до газо-

сховищ повинно бути закачано 14,90 млрд. м³ природного газу. У Західне газосховище було закачано 9,26 млрд. м³; у Північне – 4,11 млрд. м³; у Східне – 1,52 млрд. м³. Слід підкреслити, що в опалювальний сезон газопостачання проводилося тільки з газосховищ, за винятком Харківського району, де газопостачання здійснювалося з місцевого родовища.

Порівняємо обчислений оптимізаційний варіант з використанням газосховищ і без них (у цінах 2016 р.). Літні ціни варіанта з газосховищами дорівнюють цінам варіанта без газосховищ (табл. 2).

Таблиця 2

Матриця газопостачань без використання газосховищ (у цінах 2016 р.) *(млрд. м³)

Міста	Райони					
	Донецький	Київський	Львівський	Чернівецький	Харківський	Черкаський
Дроздовичі		2,932	2,216			
Ужгород						
Берегове				1,324		
Чернівці						
Полтава	0,6				1,25	2,44
Харків					2,45	
Дроздовичі			3,324			
Ужгород						
Берегове		4,398				0,16
Чернівці				1,986		0,69
Полтава	0,9					2,81
Харків					5,55	

* Складено авторами.

Цільова функція у випадку відсутності газосховищ дорівнює 11,71 млрд. дол., вартість придбання – 9,54 млрд. дол., вартість транспортування – 2,17 млрд. дол. У цьому варіанті різниця цін дорівнює 14% ($f = 1,14$). Порівняння значень цільової функції цих двох варіантів переконливо свідчить про перевагу варіанта з газосховищами.

Аналогічне порівняння було зроблено для газопостачання у 2017 р. Оскільки середньозважена ціна 2017 р. була істотно меншою за ціну 2016 р. ($\bar{P}_{2016} = 269$ дол./1000 м³; $\bar{P}_{2017} = 196$ дол./1000 м³), то подібні цільові функції в обох випадках є меншими, ніж у 2016 р. (табл. 3).

Таблиця 3

Обсяги і ціни імпорту природного газу з різних джерел *

Країни	Обсяг імпорту (млрд. м ³)	Вартість імпорту (млн. дол.)	Ціна (дол./1 тис. м ³)
Німеччина	3,7	847,8	229,1
Польща	1,5	343,2	228,8
Франція	1,02	237,9	233,2
Велика Британія	0,542	127,3	234,9
Угорщина	0,7682	178,9	232,9
Чехія	0,252	55,6	220,6
Словаччина	0,222	55,3	249,1
Люксембург	0,179	40,7	227,4
Італія	0,067	15,9	237,3
Австрія	0,048	11,2	233,3
Вітчизняний виробник	20,5	–	179,6

* Складено авторами за: Energy System Over view [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.iea.org/statistics/monthly/#gas>.

Як і в попередньому випадку, варіант з використанням газосховищ має значні переваги. Так, значення цільової функції при наявності газосховища є істотно меншими, ніж за його відсутності, – відповідно, 7,6 і 9,2 млрд. дол. Головним фактором, що визначає різницю, є плата за газ, яка за наявності газосховищ є меншою на 1,5 млрд. дол., тоді як у разі їх відсутності витрати на транспортування є меншими на 0,5 млрд. дол. Як і у 2016 р., у газосховища закачується 14,9 млрд. м³, проте обсяги закачування відрізняються за окремими газосховищами. Виникає запитання: “Наскільки реальні обсяги закачування газу до газосховищ відрізняються від оптимізаційних рішень?”.

Обсяги наявного газу в газосховищах на початок і кінець опалювального сезону дозволяють оцінити відбір газу з газосховищ України (рис. 3). Що стосується витрат в опалювальний сезон, то їх середні значення дорівнюють 12,7 млрд. м³, максимальне значення на інтервалі 2006–2016 рр. – 16,9 млрд. м³, мінімальне значення – 8,5 млрд. м³. Улітку залишається в середньому 9,7 млрд. м³, проте в останні роки ця величина зменшилася до 6 млрд. м³, що для сучасних вимог до споживання становить приблизно двомісячний запас. Наявність значних залишків газу в газосховищах погіршує ефективність їх використання, але у випадку нестачі газу в опалювальний сезон втрати будуть істотно більшими. Можливість такого розвитку подій показав опалювальний сезон 2017/18 року, коли стрімке зменшення запасів спонукало до вжиття заходів з обмеження споживання. У будь-якому випадку практично дворазове зменшення наповненості газосховищ, яке відбулося в останні роки, свідчить про неповне використання можливостей отримання дивідендів від їх наявності.

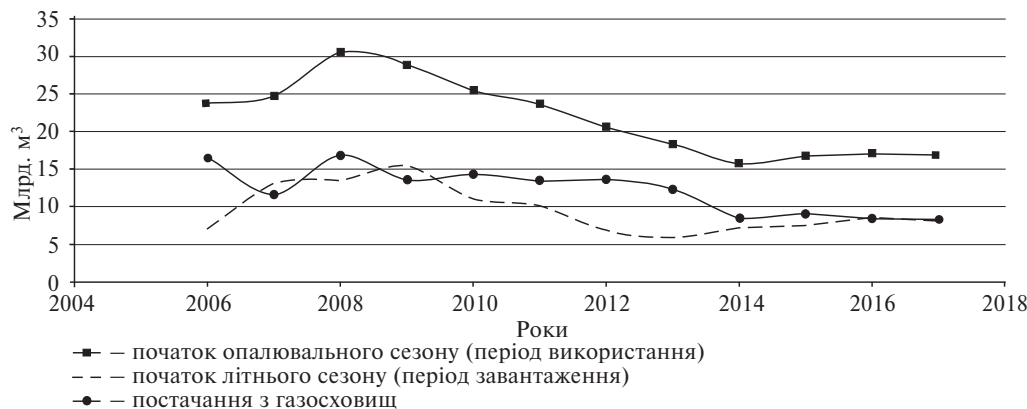


Рис. 3. Динаміка наповненості газосховищ у 2006–2017 рр. *

* Побудовано авторами за: Natural Gas Volumes in Ukrainian Underground Gas Storages [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://naftogaz-europe.com/article/en/gasvolumesinundergroundgasstorageseng>.

Слід підкреслити, що витрати газу з газосховищ в обсягу 14,9 млрд. м³, отримані з оптимізаційної моделі, наближаються до усередненого на часовому інтервалі 2006–2016 рр. показника постачання з газосховищ в опалювальний сезон – 12,7 млрд. м³. Модельні оптимальні обсяги споживання газу отримано за припущень, що витрати газу в опалювальний сезон становлять 60% від річних витрат, а зростання цін – 14%. Звичайно, можуть зустрічатися й інші співвідношення витрат газу в опалювальний сезон і цін, які призведуть до інших оцінок оптимальних обсягів газу в газосховищах (табл. 4).

Наявність газосховищ істотно впливає на зменшення значення цільової функції (витрат на газопостачання). Вона нівелює вплив зростання цін в опалювальний сезон. Проте слід підкреслити, що навіть при зростанні цін на 20% і 75-процентному споживанні в опалювальний період, максимальне завантаження газосховищ

(18,2 млрд. м³) не перевищує 60% їх повної потужності. Наявність газосховищ є, по суті, демпфером для надмірної мінливості основних фінансових показників: вартості транспортування та придбання природного газу. Для підтвердження цього нами зроблено оцінки дисперсії та коефіцієнтів варіації вартості газопостачання, придбання природного газу та обсягів споживання з газосховищ для різних варіантів підвищення цін і витрачання газу в опалювальний сезон (табл. 5).

Таблиця 4
Різні варіанти оптимальних рішень з урахуванням газосховищ * (%)

Проценти	5	10	15	20
0	1) 7,60 2) 5,03 3) 12,66	1) 7,63 2) 5,06 3) 12,66	1) 7,67 2) 5,10 3) 12,66	1) 7,70 2) 5,13 3) 12,66
5	1) 7,57 2) 4,98 3) 13,77	1) 7,61 2) 5,02 3) 13,77	1) 7,65 2) 5,06 3) 13,77	1) 7,69 2) 5,10 3) 13,77
0	1) 7,54 2) 4,94 3) 14,89	1) 7,59 2) 4,99 3) 14,89	1) 7,63 2) 5,03 3) 14,89	1) 7,68 2) 5,07 3) 14,89
5	1) 7,52 2) 4,90 3) 16,00	1) 7,57 2) 4,95 3) 16,00	1) 7,62 2) 5,00 3) 16,00	1) 7,67 2) 5,04 3) 16,00
5	1) 7,48 2) 4,89 3) 18,23	1) 7,54 2) 4,95 3) 18,23	1) 7,60 2) 5,01 3) 18,23	1) 7,66 2) 5,07 3) 18,23

* Складено авторами.

Примітка: по горизонталі відображається підвищення цін в опалювальний період; по вертикалі – частка споживання природного газу протягом опалювального періоду.

Основні елементи таблиці:

- 1) величина цільової функції (млрд. дол.);
- 2) вартість придбання природного газу (млрд. дол.);
- 3) обсяг використаного газу в газосховищах (млрд. м³).

Таблиця 5
Статистика різних варіантів оптимальних рішень з урахуванням газосховищ *

Показники	Цільова функція	Вартість закупівлі природного газу	Обсяг закачування природного газу до газосховищ
Середнє значення	7,61 млрд. дол.	5,02 млрд. дол.	15,11 млрд. м ³
Дисперсія	0,004	0,004	3,866
Середньоквадратичне відхилення	0,06 млрд. дол.	0,07 млрд. дол.	1,97 млрд. м ³
Коефіцієнт варіації (%)	0,8	1,3	13,0

* Складено авторами.

Слід підкреслити, що найбільша мінливість спостерігається для оптимальних обсягів закачування природного газу. Інші характеристики практично не змінюються – для цільової функції та вартості закупівлі максимальне значення коефіцієнта варіації становить 1,3%, тоді як для оптимального обсягу газу в газосховищах коефіцієнт варіації дорівнює 13%.

В останні роки в Україні спостерігалось значне зменшення споживання природного газу. Це пов'язано з рядом політичних і макроекономічних факторів. Оскільки у кінці 2018 р. в Україні, за рекомендацією МВФ, відбулося підвищення цін на природний газ для населення і планується підвищення у 2019 р., то для

оцінки оптимального рівня завантаження газосховищ потрібно оцінити рівень споживання після підвищення цін. Для цього нами використовуються часові ряди цін природного газу та його споживання населенням у 1998–2017 рр.

Оцінка цінової еластичності споживання виконувалася на основі регресійного аналізу: перша модель – лінійна регресія з одним входом (річна ціна), друга модель сталої еластичності (як вхід розглядається логарифм ціни, як вихід – логарифм спожитого населенням обсягу). У цьому випадку коефіцієнт ціни дорівнює коефіцієнту еластичності. Для лінійної регресії варіація цін пояснювала 74% від дисперсії споживання газу населенням, для логарифмічної – 61%. Отже, для оцінки еластичності використаємо лінійну залежність споживання газу населенням від ціни:

$$D_p(t) = \beta_0 + \beta_1 \cdot Pr(t) + \varepsilon. \quad (8)$$

Після отримання оцінок регресійних коефіцієнтів еластичність за ціною визначається, як

$$E_{pr} = \hat{\beta}_1 \frac{\bar{Pr}}{\bar{D}_p}. \quad (9)$$

Параметри регресійних залежностей використовуються для оцінки еластичності попиту населення за ціною (табл. 6).

Таблиця 6

Оцінка параметрів залежності попиту на газ від ціни *

Показники	Регресійні коефіцієнти		Довірчі інтервали		Параметри		
	β_0	β_1	β_0	β_1	Pr	D_p	$-E_{pr}$
Лінійна	34,8	-0,049	[32,5; 37,1]	[-0,063; -0,035]	133,6	28,2	[0,17; 0,3]
Логарифмічна	4,47	-0,25	[4; 4,9]	[-0,34; 0,15]			[0,15; 0,34]

* Складено авторами.

Наведена лінійна залежність дозволяє зробити деякі інтересні висновки: максимальне споживання газу населенням України при мінімальних цінах дорівнює 35 млрд. м³ за рік. Зростання ціни на газ на 100 дол. за 1000 м³ зменшує споживання на 4,9 млрд. м³. Коефіцієнт еластичності споживання газу населенням за ціною згідно з лінійною моделлю дорівнює (-0,24), логарифмічною – (-0,25). Це означає, що зростання ціни на 23,2% (кінець 2018 р.) приведе до зменшення споживання на 5–6%. Оскільки у 2017 р. населенням спожито 15,8 млрд. м³, а промисловістю – 16,1 млрд. м³ (враховуючи технічні витрати на обслуговування газопроводів), то після підвищення цін для населення споживання зменшиться до 31 млрд. м³.

Для формування на найближче майбутнє стратегії газопостачання для України розглянемо динаміку цін на регіональних ринках газу. Після періоду дивергенції цін регіональних ринків (2008–2014 рр.) почався період конвергенції, пов'язаний з покращенням технологій транспортування. При цьому регіональні ринки зберігають рангові позиції відносно співвідношення цін. Найбільші ціни спостерігаються на азійському ринку, найменші – на американських ринках. Різниця цін на цих ринках у період дивергенції сягала 500 дол./1000 м³. Нами пропонується поняття умовної ціни світового ринку, яка розраховується як середньозважена щодо обсягів реалізації цін окремих регіональних ринків (рис. 4). Вона наближається і останнім часом практично збігається з цінами середньонімецького та британського ринків.

Процес дивергенції та конвергенції регіональних ринків газу можна представити за допомогою часового ряду дисперсії окремих ринків (рис. 5).

Розгляд цінових показників природного газу на різних регіональних ринках показав, що до початку періоду газової експансії РФ рівні цін на регіональних

ринках були надзвичайно близькими, що підтверджують розрахунки дисперсії відносно середньозваженої ціни до 2008 р. [3]. Після початку газової експансії дисперсія цін регіональних ринків зросла на порядок. Спад цін на американських регіональних ринках природного газу у 2008–2016 рр. пояснюється розширенням видобування сланцевого природного газу. Водночас на ринку скрапленого природного газу спостерігається стрибок ціни через відсутність достатнього розвитку технологій транспортування і підвищення попиту на нього в Китаї та Японії. Але на кінець 2017 р. ціна скрапленого газу повернулася до рівня 2009 р. завдяки зменшенню вартості транспортування природного газу морським сполученням.



Рис. 4. Динаміка цін на регіональних ринках природного газу

Тут і на рис. 5 побудовано авторами за власними розрахунками, а також за: BP Energy Outlook 2017 [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>.

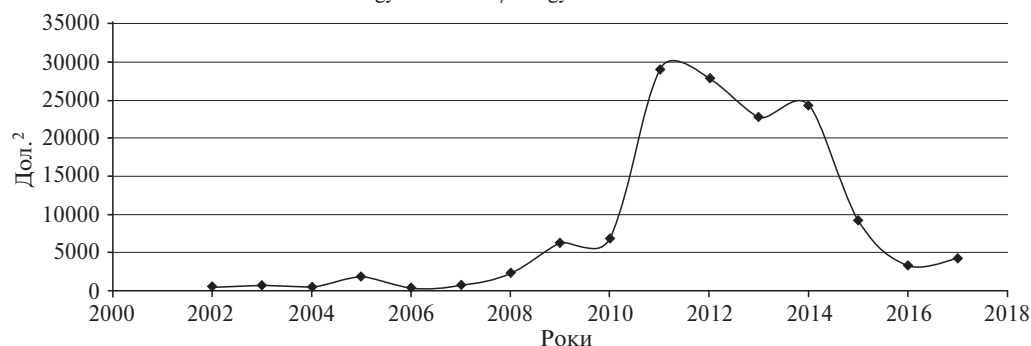


Рис. 5. Дисперсія цін регіональних ринків природного газу

Розглянемо ситуацію щодо газопостачання, яка склалась у країнах Східної Європи. Крім Румунії, яка на 88% забезпечена власним газом, усі інші країни від 60 до 99% споживаного газу отримують з РФ (табл. 7). Причому лише Польща робить спроби відмовитися від монопольної залежності від РФ, для чого використовує імпорт скрапленого природного газу, який постачається до Польщі морським шляхом з Катару.

Цей шлях міг би стати значно коротшим за використання маршруту через Босфор. Незадіяні ж потужності українських газосховищ могли б використовуватись як транзитні резервуари для країн Східної Європи. Тому зусилля української дипломатії потрібно сконцентрувати на вирішенні питання транзиту газозовіз через Босфор.

Таблиця 7

Джерела забезпечення споживання природного газу
в країнах Східної Європи у 2016 р. *(млрд. м³)

Країни	Обсяг власного виробництва	Обсяг імпорту з РФ	Обсяг імпорту з інших країн
Чехія	0,2	8,1	0
Польща	6,1	14,7	2,6 (Катар)
Словаччина	0,1	7,8	0
Угорщина	1,7	8,6	0
Румунія	11,2	1,5	0
Болгарія	0,1	3,18	0
Словенія	0,004	0,6	0,2 (Польща)

* Складено авторами за [1].

Наведемо останній варіант газопостачання за умови доступу до катарського експорту скрапленого природного газу. Припустимо, що він надходить до України через Одеський порт за середньою ціною катарського скрапленого природного газу. Ціна газопостачання з усіх джерел береться на рівні 2017 р. У таблицях 8 і 9 подано варіанти газопостачання катарського газу (з урахуванням Одеси і без неї). Ціна 1000 м³ природного газу, що постачається з Катару, дорівнює 220 дол. (саме за цією ціною у 2017 р. Велика Британія купувала катарський газ).

Таблиця 8

Матриця газопостачань у цінах 2017 р.
з використанням газосховищ і можливістю постачання до Одеси *

Міста	Райони						Газосховища		
	Донецький	Київський	Львівський	Чернівецький	Харківський	Черкаський	Західне	Північне	Східне
Дроздовичі			2,216						
Ужгород				0,814					
Берегове									
Одеса							5,89	4,11	
Чернівці				0,51			3,49		
Полтава	0,6	2,932			0,508	2,44			1,52
Харків					3,192				
Дроздовичі									
Ужгород									
Берегове									
Одеса									
Чернівці									
Полтава									
Харків					4,808				
Західне ГС		4,07	3,324	1,986					
Північне ГС		0,328			0,122	3,66			
Східне ГС	0,9				0,62				

* Складено авторами.

У випадку постачання скрапленого природного газу до Одеси значення цільової функції дорівнює 5,8 млрд. дол., тоді як без Одеси – 7,6 млрд. дол. Зменшення значення цільової функції на 1,8 млрд. дол. (24%) здійснюється за рахунок зниження витрат на транспортування в результаті зручного розташування джерела.

Спочатку в літній сезон заповнюються Західне і Північне газосховища, а потім в опалювальний сезон вже відбувається постачання газу до регіонів. Що стосується обсягів зберігання, то у випадку відсутності постачання з Одеси вони дорівнюватимуть 14,9 млрд. м³, а у випадку постачання з Одеси – 15,1 млрд. м³.

Таблиця 9

Матриця газопостачань у цінах 2017 р. з використанням газосховищ *

Міста	Райони						Газосховища		
	Донецький	Київський	Львівський	Чернівецький	Харківський	Черкаський	Західне	Північне	Східне
Дроздовичі		2,932	2,216			0,85			
Ужгород				1,324					
Берегове							5,708		
Одеса									
Чернівці							4,0		
Полтава	0,6				0,63	1,59		3,66	1,52
Харків					3,07				
Дроздовичі									
Ужгород									
Берегове									
Одеса									
Чернівці									
Полтава									
Харків					4,93				
Західне ГС		4,398	3,324	1,986					
Північне ГС						3,66			
Східне ГС	0,9				0,62				

* Складено авторами.

Слід підкреслити, що оптимальний обсяг закачування газу в газосховища є істотно меншим за їх потужності, що дає додаткові можливості для використання газосховищ для газопостачання до країн Східної Європи.

Висновки

В останні роки спостерігається тенденція до зменшення різниці цін на природний газ на різних регіональних ринках. Якщо вважати дисперсію цін на газ щодо середньозваженого за обсягами реалізації світового показника головним критерієм наближення до світового ринку, то він значно зменшився, що покращує можливості диверсифікації газопостачання для кожного імпортера природного газу.

Кількісні експерименти вирішення завдання оптимізації газопостачання для України в цілому розкрили істотний вплив наявності газосховищ на мінімізацію загальних витрат. Виявилось, що за рахунок зростання обсягів закачування до газосховищ можна (навіть за умови зростання обсягів споживання та цін в опалювальний період) зберегти практично стабільний загальний рівень витрат на газопостачання.

За допомогою економетричних методів аналізу часових рядів зроблено оцінку еластичності споживання природного газу населенням за ціною (попит від ціни виявився нееластичним з показником еластичності $E = -0,24$). На підставі цього

отримано оцінку загального споживання (у випадку підвищення цін для населення на 70%), яке становитиме 29,2 млрд. м³.

Включення Одеси до джерел газопостачання (скраплений природний газ з Катару) істотно зменшує величину цільової функції. Більше 50% потужностей українських газосховищ залишаються незадіяними і можуть бути використані для диверсифікації газопостачання до країн Східної Європи.

Список використаної літератури

1. Скрипник А.В., Нам'ясенко Ю.О., Сабіщенко О.В. Енергетичний сектор України: крах чи виживання // Проблеми економіки. – 2018. – № 1. – С. 122–135.
2. Скрипник А.В. Енергетичний сектор економіки України з позиції суспільного добробуту. – К. : ЦП Компринт. – 2017. – 427 с.
3. Скрипник А.В., Нам'ясенко Ю.О. Оптимізація газопостачання як складова енергетичної стратегії України // Проблеми економіки. – 2017. – № 3. – С. 87–94.
4. Fladmark B., Grimstad G.B. Seasonality in Natural Gas Prices [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/195539/Masterthesis.PDF?sequence=1>.
5. Aune F.R., Rosendahl K.E., Sagen E.L. Globalisation of natural gas markets – effects on prices and trade patterns [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://web.stanford.edu/group/emf-research/docs/emf23/EJEMF23.pdf>.
6. Neumann A. Linking natural gas markets – is LNG doing its job? [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://web.stanford.edu/group/emf-research/docs/emf23/EJEMF23.pdf>.
7. Waterlander O., Schlaak T., Donohue T., Sarraf G. A Journey from Regional Gas Market to a Global Gas Market [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.strategyand.pwc.com/media/file/AJOURNEYFROMREGIONALGAS-MARKETSTOAGLOBALGASMARKETFINAL.pdf>.
8. Holz F., Kemfert C. A Strategic Model of European Natural Gas Supply (GASMOD) How Dominant is Russia? [Електронний ресурс]. – Режим доступу : https://www.researchgate.net/publication/252869423_A_Strategic_Model_of_European_Natural_Gas_Supply_GASMOD_-_How_Dominant_is_Russia.
9. Hecking H., Panke T. COLUMBUS – A global gas market model [Електронний ресурс]. – Режим доступу : https://ideas.repec.org/p/ris/ewikln/2012_006.html.
10. Holz F. Modeling the European Natural Gas Market – Static and Dynamic Perspectives of an Oligopolistic Market [Електронний ресурс]. – Режим доступу : https://www.researchgate.net/publication/267682631_Modeling_the_European_Natural_Gas_Market_-_Static_and_Dynamic_Perspectives_of_an_Oligopolistic_Market.
11. Catalan S. Determinants of demand for natural gas and liquefied natural gas [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/161030/TFG_2015_SerranoCatal%3%A1nV.pdf?sequence=1.

References

1. Skrypnyk A.V., Namiasenko Yu.O., Sabishchenko O.V. *Energetychnyi sektor Ukrainy: krakh chy vyzhyvannya* [The power sector of Ukraine: collapse or survival]. *Problemy ekonomiky – The Problems of the Economy*, 2018, No. 1, pp. 122–135 [in Ukrainian].
2. Skrypnyk A.V. *Energetychnyi Sektor Ekonomiky Ukrainy z Pozytsii Suspil'noho Dobrobutu* [The Energy Sector of Ukraine's Economy from the Standpoint of Public Welfare]. Kyiv, CP Komprint, 2017 [in Ukrainian].

3. Skrypyk A.V., Namiassenko Yu.O. *Optymizatsiya hazopostachannya yak skladova energetychnoi stratehii Ukrainy* [Optimization of gas supply as a component of the energy strategy of Ukraine]. *Problemy ekonomiky – The Problems of the Economy*, 2017, No. 3, pp. 87–94 [in Ukrainian].
4. Fladmark B., Grimstad G.B. Seasonality in natural gas prices, available at: <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/195539/Masterthesis.PDF?sequence=1>.
5. Aune F.R., Rosendahl K.E., Sagen E.L. Globalisation of natural gas markets – effects on prices and trade patterns, available at: <https://web.stanford.edu/group/emf-research/docs/emf23/EJEMF23.pdf>.
6. Neumann A. Linking natural gas markets – is LNG doing its job?, available at: <https://web.stanford.edu/group/emf-research/docs/emf23/EJEMF23.pdf>.
7. Waterlander O., Schlaak T., Donohue T., Sarraf G. A journey from regional gas markets to a global gas market, available at: <https://www.strategyand.pwc.com/media/file/AJOURNEYFROMREGIONALGASMARKETSTOAGLOBALGAS-MARKETFINAL.pdf>.
8. Holz F., Kemfert C. A strategic model of European natural gas supply (GASMOD) – how dominant is Russia?, available at: https://www.researchgate.net/publication/252869423_A_Strategic_Model_of_European_Natural_Gas_Supply_GASMOD_-_How_Dominant_is_Russia.
9. Hecking H., Panke T. COLUMBUS – a global gas market model, available at: https://ideas.repec.org/p/ris/ewikln/2012_006.html.
10. Holz F. Modeling the European natural gas market – static and dynamic perspectives of an oligopolistic market, available at: https://www.researchgate.net/publication/267682631_Modeling_the_European_Natural_Gas_Market_-_Static_and_Dynamic_Perspectives_of_an_Oligopolistic_Market.
11. Catalan S. Determinants of demand for natural gas and liquefied natural gas, available at: http://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/161030/TFG_2015_SerranoCatal%C3%A1nV.pdf?sequence=1.

*Стаття надійшла до редакції 2 листопада 2018 р.
The article was received by the Editorial staff on November 2, 2018.*
