

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 2(57): 4–12
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.02.004>

УДК 620.9

І.Ч. ЛЕЩЕНКО канд. техн. наук, ст. наук. співр.,
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172,
м. Київ, 03150, Україна, ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-3382-4762>

АНАЛІЗ ІНДИКАТОРІВ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Наведено результати розрахунку значень індикаторів енергетичної безпеки нафтогазової галузі України відповідно до Методичних рекомендацій Міністерства економічного розвитку і торгівлі України. Проаналізовано зміни цих індикаторів за останні п'ять років та оцінено стан енергетичної безпеки нафтогазової галузі України. З урахуванням змін в економіці та політичному житті нашої країни, які відбулися в останні роки і суттєво впливають на енергетичну безпеку, надано рекомендації щодо розширення переліку індикаторів енергетичної безпеки.

К л ю ч о в і с л о в а: енергетична безпека, індикатор, природний газ, нафта, нафтопродукти, газотранспортна система.

Закон України «Про національну безпеку» [1] дає визначення національної безпеки України як «захищеність державного суверенітету, територіальної цілісності, демократичного конституційного ладу та інших національних інтересів України від реальних та потенційних загроз». Закон визначає фундаментальні національні інтереси України:

«– державний суверенітет і територіальна цілісність, демократичний конституційний лад, недопущення втручання у внутрішні справи України;

– сталий розвиток національної економіки, громадянського суспільства і держави для забезпечення зростання рівня та якості життя населення;

– інтеграція України в європейський політичний, економічний, безпековий, правовий простір, набуття членства в Європейському Союзі та в Організації Північноатлантичного договору, розвиток рівноправних взаємовигідних відносин з іншими державами».

І хоча в законі не виокремлено енергетичну безпеку, вона є складовою зовнішньополітичної, державної, економічної та екологічної безпеки України, які відзначені у документі, адже енергобезпека є поняттям комплексним. На стан енергетичної безпеки впливають фактори, пов'язані з політикою держави в галузі енергозабезпечення та енергоспо-

живання, загрози втрат доступу до енергоресурсів, недостатнє фінансування енергетичних потреб, монополізація енергетичних ринків, негативні соціальні наслідки енергетичної політики (високі темпи зростання цін на енергію та ін.).

Міжнародне енергетичне агентство визначає енергетичну безпеку як «безперервну доступність джерел енергії за доступною ціною» [2]. У довгостроковому вимірі енергетична безпека розглядається, в основному, як своєчасність інвестицій у постачання енергії відповідно до економічного розвитку та екологічних вимог. У короткостроковій перспективі енергетична безпека визначається здатністю енергетичної системи оперативно реагувати на зміни в межах балансу постачання-попиту енергоресурсів.

У більшості методичних підходів, які використовуються для оцінки стану енергетичної безпеки, ключовим елементом є індикатор (показник) енергетичної безпеки, нормування цих показників виконують з використанням їх граничних значень. Такий підхід використано у «Методичних рекомендаціях щодо розрахунку рівня економічної безпеки України», затверджених наказом Міністерством економічного розвитку і торгівлі України наказом від 29.10.2013 № 1277 (далі – Методичні рекомендації) [3]. Згідно саме цього документа було виконано аналіз показників енергетичної безпеки для нафтогазової галузі країни.

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, 2019

Індикатори «Рівень імпорتنної залежності за природним газом у загальному постачанні первинної енергії», «Частка власних джерел у балансі природного газу держави», «Частка втрат при транспортуванні та розподіленні природного газу» та «Запаси природного газу». У табл. 1 наведено баланси природного газу за 2013–2017 рр. згідно даних Держкомстату України та розраховані значення відповідних індикаторів.

Починаючи з 2014 р. споживання газу в Україні скорочувалось швидкими темпами, що пов'язано із втратою частини території, загальною економічною кризою та різким подорожчанням цього енергоресурсу. За таких умов значення індикаторів, наведених у табл. 1, зрозуміло, покращується порівняно з 2013 р. Зокрема, значення індикатора «Рівень імпорتنної залежності за природним газом у загальному постачанні первинної енергії» у 2014–2017 рр. становив 15% і нижче, отже, був на оптимальному рівні. Хоча необхідно зауважити, що природний газ в останні роки не є домінуючим ресурсом у загальному постачанні первинної енергії України, а цей індикатор рекомендовано визначати для домінуючого в балансі енергоресурсу.

Наведений у табл. 1 індикатор «Рівень імпорتنної залежності за природним газом у загальному його постачанні» фактично не є індикатором за Методичними рекомендаціями, але його значення ілюструє залежність країни від імпорту цього енергоресурсу, як і значення індикатора «Частка власних джерел у балансі природного газу держави». Після 2014 р. значення першого з них не перевищує 51%,

але це значення не можна визначити як задовільне. Значення індикатора «Частка власних джерел у балансі природного газу держави» також знаходиться на незадовільному рівні – 49–66%. І це при тому, що рівень споживання газу в країні у 2014–2017 рр. був низьким, а подальший розвиток промисловості та зростання добробуту населення приведуть до збільшення споживання цього енергоресурсу. Зокрема, вже у 2018 р. за даними НАК «Нафтогаз» споживання природного газу в Україні порівняно з 2017 р. збільшилось на 0,4 млрд м³ [5]. Отже, на перспективу, для забезпечення задовільних значень означених індикаторів необхідно спрямовувати зусилля країни на збільшення власного видобутку природного газу.

Значення індикатора «Частка втрат при транспортуванні та розподіленні природного газу» згідно Методичних рекомендацій визначається як співвідношення втрат при транспортуванні і розподіленні первинної енергії до загального постачання первинної енергії. Але для цього дослідження було визначено цей індикатор лише для природного газу. Розраховане значення цього індикатора у 2015–2016 рр. (1,8) є небезпечним, а у 2017 р. (2,0) – критичним. І якщо технічний стан і рівень втрат для газотранспортної системи (ГТС) знаходиться під суворим контролем, то у газорозподільних мережах (ГРМ) має місце значний рівень витоків з огляду на поганий технічний стан та вичерпаність термінів амортизації обладнання цих мереж. За оцінками, наведеними у [6], якщо в Східній Європі загальноприйнятий обсяг втрат у ГРМ не більше 2,5%,

Таблиця 1. Баланси природного газу України та значення індикаторів енергетичної безпеки [4]

Постачання та споживання	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.
Виробництво, млрд м ³	20,15	17,81	18,69	19,14	19,52
Імпорт, млрд м ³	28,41	18,63	16,76	11,11	14,21
Зміна запасів, млрд м ³	1,05	3,17	-2,58	2,04	-2,75
Загальне постачання, млрд м ³	49,60	39,60	32,87	32,30	30,97
Статистичні розбіжності, млрд м ³	0,03	-1,00	-0,05	-0,23	-0,25
Загальне споживання, млрд м ³	49,63	38,60	32,82	32,07	30,73
Втрати при транспортуванні та розподіленні, млрд м ³	0,63	0,61	0,62	0,62	0,67
Запаси у підземних сховищах газу на кінець року, млрд м ³	18,35	21,92	19,18	21,32	18,43
Загальне постачання первинної енергії, тис. т н.е.	115940	105683	90090	94383	89625
Фактичне значення індикаторів енергетичної безпеки, %					
Рівень імпорتنної залежності за природним газом у загальному постачанні первинної енергії (оптимальне значення ≤30%, задовільне – ≤40%)	19	15	15	9	13
Рівень імпорتنної залежності за природним газом у його загальному постачанні	57	47	51	34	46
Частка власних джерел у балансі природного газу держави (задовільне значення ≥70%)	43	53	49	66	54
Частка втрат при транспортуванні та розподіленні природного газу (оптимальне значення 1,1%, задовільне – 1,4%)	1,2	1,4	1,8	1,8	2,0
Запаси природного газу, місяців	4,5	6,8	7,1	8,0	7,3

то в Україні фактично вони вже досягли 4,5%, а на 2020 р. їх значення прогнозується на рівні 6%.

Значення індикатора «Запаси природного газу», яке визначається як співвідношення запасів природного газу до його споживання, віднесене до 1 місяця року, починаючи з 2014 р. відповідає оптимальному значенню, яке дорівнює 6, і, навіть, було надмірним у 2016 р. Але, на нашу думку, індикатор «Запаси природного газу» є не зовсім коректним, оскільки він не враховує можливості покриття пікової потреби у природному газі в особливо холодні дні наприкінці зими, коли запаси газу у підземних сховищах газу (ПСГ) вже зменшилися з початку опалювального сезону, що не дозволить отримати максимальний відбір газу. Це підтвердили події зими 2017–2018 рр. При різкому зниженні температури у березні 2018 р., коли запаси у ПСГ були нижчими за номінальні, швидкості відбору газу не вистачило, щоб покрити піковий попит, і природний газ довелося терміново купувати на спотовому ринку Європи за цінами до 500 дол. США за тис. м³, адже ВАТ «Газпром» відмовився продати необхідні Україні обсяги газу.

Індикатор «Частка імпорту природного газу з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту». З 2016 р. Україна перестала закупати газ у ВАТ «Газпром». Досвід останніх років показав, що у НАК «Нафтогаз України» не вистачає коштів для здійснення закупівлі газу для внутрішніх споживачів, тому, починаючи з 2015 р. закупівлі проводились за кредитні кошти Європейського Банку Реконструкції та Розвитку (ЄБРР). Згідно умов надання кредиту за ці кошти НАК «Нафтогаз України» мав право здійснювати закупівлі газу тільки на європейському ринку і тільки у тих трейдерів, які пройшли процедуру кваліфікаційного відбору та були затверджені як

постачальники. У січні 2018 р. НАК «Нафтогаз» здійснив остаточне погашення заборгованості в сумі 300 млн дол. США за кредитною угодою з ЄБРР. Всього в рамках кредитної угоди на західному кордоні України було придбано 5,3 млрд м³ газу за процедурами закупівель ЄБРР [7].

Також у 2016 р. НАК «Нафтогаз України» Світовим банком було надано кредитні гарантії у розмірі 500 млн дол. США на придбання природного газу, які, в свою чергу, забезпечуються державною гарантією в рамках формування енергетичного фонду згідно постанови № 876 Кабінету міністрів України від 30.11.2016 р. Дія кредитної лінії становить чотири роки: два на закупівлю газу, два на погашення кредиту. У табл. 2 наведено обсяги імпорту природного газу до України з різних країн за реєстрацією компанії-імпортера та їх частки у загальному імпорті в 2014–2018 рр.

Задовільним значенням цього індикатора є 30%, незадовільним – 40%. Як видно з табл. 2, значення індикатора «Частка імпорту природного газу з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» після 2016 р., коли Україна перестала закуповувати російський газ, для більшості країн реєстрації компаній-імпортерів є оптимальним або задовільним. Виключення становить значення індикатора для Швейцарії у 2017–2018 рр., яке знаходиться на рівні 37–40,5%. У той же час, якщо проаналізувати список країн, де зареєстровані компанії, що постачають природний газ, то з них власний газ видобуває лише Норвегія, а найбільшим постачальником з 2016 р. є Швейцарія, яка не є газовидобувною країною. Польські трейдери, скоріш за все, постачають в Україну катарський газ, який з червня 2016 р. надходить на термінал з приймання зрідженого природного газу в Свиноуйсьце. Що стосується інших постачальни-

Таблиця 2. Імпорт природного газу до України та частка країн за реєстрацією компаній-імпортерів в загальному імпорті у 2014–2018 рр. [8]

Країна реєстрації компанії-імпортера	2014		2015		2016		2017		2018	
	Кількість, млрд м ³	Частка, %	Кількість, млрд м ³	Частка, %	Кількість, млрд м ³	Частка, %	Кількість, млрд м ³	Частка, %	Кількість, млрд м ³	Частка, %
Велика Британія	–	–	0,40	2,4	0,79	7,2	0,54	3,9	0,69	6,6
Німеччина	2,78	14,3	3,46	21,0	2,55	23,4	3,71	26,6	3,18	30,6
Норвегія	0,89	4,6	2,07	12,6	0,01	0,1	–	–	–	–
Польща	–	–	0,04	0,2	0,75	6,9	1,49	10,7	0,73	7,0
Угорщина	1,26	6,5	3,24	19,7	0,17	1,6	0,77	5,5	0,60	5,8
Франція	–	–	0,02	0,1	1,99	18,3	1,02	7,3	0,18	1,7
Швейцарія	0,07	0,4	0,75	4,6	3,22	29,5	5,64	40,5	3,87	37,3
Інші країни Європи	0,01	0,1	0,34	2,1	1,43	13,1	0,77	5,5	1,14	11,0
Російська Федерація	14,45	74,2	6,14	37,3	–	–	–	–	–	–
Всього	19,47	100	16,46	100	10,90	100	13,94	100	10,39	100

ків, то у відкритих джерелах немає інформації про те, газом якого походження вони торгують.

На сьогодні газ купується на європейських хабах, але фізично Україна отримує його за схемою заміщення, повертаючи російський газ, який був транспортований до Словаччини. Адже після перетину українського кордону газ стає власністю європейських трейдерів, які продають його Україні. Водночас, Словаччина, маючи великі транзитні потужності, не має джерел надходження додаткового природного газу. Газ для України із західного напрямку до Словаччини може надходити через Чехію або Австрію, а ці країни не є країнами-транзитерами, їх газові мережі не розраховані на транспортування газу для інших країн. За даними словацького оператора газових мереж Eustream у точках входу до Словаччини з боку Чехії та Австрії станом на січень 2020 р. сумарні вільні потужності на даний час складають 7,2 млрд м³, станом на січень 2021 р. – 13,5 млрд м³ [9]. Додатковий імпорт з Польщі в обсязі до 8 млрд м³ (проти нинішніх 1,5 млрд) можливий тільки за умови побудови інтерконектора Україна–Польща, будівництво якого було анонсовано ще у 2014 р., але на сьогодні не розпочато. Водночас у вересні 2018 р. Словаччина і Польща почали будувати інтерконектор, який з'єднає газотранспортні системи цих країн. Його річна потужність у бік Польщі становитиме 5,7 млрд м³, у бік Словаччини – 4,7 млрд м³, а будівництво має завершитись у 2021 р. [10]. Отже, за умови припинення транзиту до Європи російського газу можливостей для суттєвого нарощування імпорту газу з європейських хабів до України немає.

Індикатори «Рівень імпортової залежності за сировою нафтою у загальному її постачанні» та «Частка власних джерел у балансі сирової нафти держави». У табл. 3 наведено баланси сирової нафти за даними Енергетичних балансів України за 2013–2017 рр., аналіз яких показує, що йде по-

стійний спад власного видобутку нафти, а її загальне споживання впало у 2015–2016 рр. майже на 20%, що пов'язано з економічною кризою та втратою частини території, але у 2017 р. споживання сирової нафти знову збільшилось.

Індикатор «Частка власних джерел у балансі сирової нафти держави» у 2014–2015 рр. був більше 90%, а у 2017 р. впав до 60%, що є незадовільним значенням, а індикатор «Рівень імпортової залежності за сировою нафтою у загальному її постачанні» у 2016 р. був 19%, що є оптимальним значенням. Але ці індикатори не відображають критичну ситуацію, яка склалась в країні з власним видобутком сирової нафти та її постачанням, внаслідок чого утворилась критична залежність від імпорту нафтопродуктів.

Індикатор «Частка імпорту сирової нафти з однієї країни (компанії) у загальному обсязі її імпорту». Дані щодо імпорту в Україну нафти або нафтопродуктів сирих, одержаних з бітумінозних порід, та країн реєстрації компаній-імпортерів за 2014–2018 рр. наведено у табл. 4.

З табл. 4 видно, що індикатор «Частка імпорту сирової нафти та газового конденсату з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» має у 2014–2018 рр. критичні значення. І якщо у 2014 р. критичним був імпорт сирової нафти з Російської Федерації, то у 2015–2016 рр. критичний імпорт припадає на Казахстан, а у 2016–2018 рр. – на Азербайджан.

Важливим фактором енергетичної безпеки країни є її забезпеченість власними нафтопродуктами (табл. 5).

З табл. 5 видно, що частка російських нафтопродуктів в імпорті скоротилась до 16,3% у 2016 р., але надалі почала зростати, досягнувши у 2018 р. 39,2%. Частка імпорту нафтопродуктів з Білорусі у 2016 р. становила 59%, а у 2018 р. – 39,1% при незадовільному значенні індикатора «Частка імпорту нафтопродуктів з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» у 40%.

Таблиця 3. Баланси сирової нафти України [4], млн т

Постачання та споживання	2013 р.	2014 р.	2015 р.	2016 р.	2017 р.
Виробництво	3,167	2,817	2,618	2,304	2,208
Імпорт	0,849	0,193	0,238	0,527	1,331
Експорт	-0,036	-0,07	-0,022	-0,025	-0,139
Зміна запасів	-0,001	0,102	0,017	0	-0,049
Загальне постачання	3,979	3,042	2,851	2,806	3,351
Міжпродуктові передачі	-0,1	0,222	0,23	0,293	0,334
Статистичні розбіжності	0,06	-0,125	0	0	0
Загальне споживання	3,939	3,389	3,081	3,099	3,685
Фактичне значення індикатора енергетичної безпеки, %					
Частка власних джерел у балансі сирової нафти держави (задовільне значення $\geq 70\%$)	79	94	92	81	60
Рівень імпортової залежності за сировою нафтою у загальному її постачанні (задовільне значення $\leq 40\%$)	21	6	8	19	40

Таблиця 4. Імпорт в Україну нафти або нафтопродуктів сирих, одержаних з бітумінозних порід, та частка країн реєстрації компаній-імпортерів у загальному імпорті у 2014–2018 рр. [8]

Країна реєстрації компанії-імпортера	2014		2015		2016		2017		2018	
	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %
Азербайджан	0	0	0	0	0	0	864	85,2	723	94,2
Казахстан	19	10,6	227	99,9	502	97,4	41	4,0	0	0,0
Російська Федерація	160	89,4	0	0,0	0,4	0,1	14	1,3	1,1	0,1
Латвія	0	0	0	0	0	0	0	0	0,16	0
Литва	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12	0
Румунія	0	0	0,3	0,1	13	2,6	7,3	0,7	0,43	0,1
Угорщина	0	0	0	0	0	0	0,1	0	2,68	0,3
Іран	0	0	0	0	0	0	88	8,7	23	3,0
Алжир	0	0	0	0	0	0	0	0	17	2,2
Всього	179	100	228	100	516	100	1013	100	767	100

Отже, частка Білорусі та Російської Федерації в імпорті нафтопродуктів два останні роки становить 78%, що може бути критичним. У зв'язку з цим необхідно зазначити, що постановою Уряду Російської Федерації № 460-25 від 18.04.2019 з 1 червня заборонено вивіз на територію України нафти, бітумних нафтопродуктів та асфальтових сумішей. До переліку товарів, вивіз яких буде здійснюватись на основі дозволів Міністерства економічного розвитку Російської Федерації, включено, у тому числі, бензини, дизельне паливо та зріджені гази. Однак ці дії Росії навряд чи створять критичну ситуацію на українському ринку нафтопродуктів, адже українські трейдери мають можливість переорієнтуватися на постачання нафтопродуктів з країн ЄС, Азербайджану та деяких інших країн, що вже мало місце у 2014 р. Значно складнішими можуть бути наслідки у разі виникнення проблем з постачанням нафтопродуктів ще й з Білорусі, а вірогідність цих подій достатньо висока з огляду на кризу, яка намітилась у стосунках цієї країни з Російською Федерацією.

Необхідно зазначити, що індикатора, який визначає стан запасів нафти та нафтопродуктів в країні, на відміну від запасів природного газу, взагалі немає. Хоча згідно Протоколу про приєднання до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства Україна зобов'язується поступово наблизити своє законодавство до законодавства ЄС. Зокрема, відповідно до Директиви 2009/119/ЄС Ради від 14.09.2009 [11] Україна зобов'язалась підтримувати мінімальні запаси сирової нафти та/або нафтопродуктів на випадок надзвичайних ситуацій. Головним виконавцем у формуванні стратегічних запасів нафти та нафтопродуктів є Державне агентство резерву України. Відповідно до взятих зобов'язань до кінця 2020 року необхідно накопичити мінімальні запаси нафти (30% запасів) та нафтопродуктів (70% запасів) в обсязі понад 2 млн тонн еквівалента сирової нафти. Для управління цими запасами буде створено незалежне Агентство, 70% власності якого буде у держави, 30% – в операторів ринку [12].

Індикатор «Знос основних виробничих фондів підприємств галузі». На сьогодні ГТС Укра-

Таблиця 5. Надходження нафтопродуктів в Україну, тис. т [8]

Країна реєстрації компанії-імпортера	2014 р.		2015 р.		2016 р.		2017 р.		2018 р.	
	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %	Кількість, тис. т	Частка, %
Білорусь	4 178	42,3	6 215	46,0	8 755	59,0	7 233	46,2	6 305	39,1
Російська Федерація	1 418	14,4	2 967	21,9	2 415	16,3	4 926	31,5	6 319	39,2
Литва	1 505	15,2	1 511	11,2	1 518	10,2	1 699	10,9	1 631	10,1
Польща	603	6,1	1 016	7,5	348	2,3	115	0,7	47	0,3
Румунія	799	8,1	140	1,0	105	0,7	37	0,2	26	0,2
Інші країни	1 374	13,9	1 672	12,4	1 688	11,4	1 645	10,5	1 796	11,1
Всього	9 877	100	13 521	100	14 829	100	15 655	100	16 124	100

їни працює надійно, але вона є досить старою системою за термінами експлуатації. Більшість магістральних газопроводів були спроектовані в 60-70-х роках минулого сторіччя, змонтовані та введені в експлуатацію в 70-80-х рр. Великі транзитні газопроводи, які вводилися у роботу пізніше і технічному стану яких приділяється більше уваги, знаходяться у дещо кращому стані, але проблема капітального ремонту та реконструкції є актуальною і для цієї групи газопроводів. За даними [13] у структурі магістральних газопроводів та газопроводів-відводів менше 2% складають газопроводи з терміном експлуатації 10 років і менше, 38% – це газопроводи, які експлуатуються від 11 до 33 років і 60% складають газопроводи з терміном експлуатації понад 33 роки.

У 2007 р. було прийнято «Програму модернізації та реконструкції газотранспортної системи України на 2007–2010 роки» НАК «Нафтогаз України», загальною вартістю 4,6 млрд дол. США, у 2009 р. – «Концепцію розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009–2015 роки», затверджену розпорядженням Кабінету Міністрів України, загальною вартістю 2,571 млрд дол. США. Але обидві програми не були виконані. У 2011 р. почалась реалізація проекту «Модернізація і реконструкція магістрального газопроводу Уренгой–Помари–Ужгород», який розраховано на 9 років із залученням до 60% коштів інвесторів. У 2012 та 2014 рр. між Україною та ЄБРР укладались Кредитні угоди на реконструкцію, капітальний ремонт та технічне переоснащення окремих ділянок цього магістрального газопроводу та компресорної станції Ромни.

У 2018 р. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, своєю постановою затвердила «План розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи АТ «Укртрансгаз» на 2018–2027 роки» із загальним фінансуванням близько 60 млрд грн без ПДВ [13]. Цей документ передбачає реконструкцію 4 компресорних станцій (КС) – «Яготин», «Диканька», «Ромни» та цех ПСГ «Більче-Волиця» з визначеним об'ємом інвестицій більше 7 млрд грн. Ці об'єкти визначено пріоритетними з урахуванням загрози припинення транзиту російського газу територією України. У 2018 р. АТ «Укртрансгаз» розпочало реалізацію інвестиційних проектів модернізації ГТС України з проектною вартістю близько 80 млн євро, з яких 53,6 млн євро – кредит, наданий німецьким Deutsche Bank AG, решта – власні кошти товариства. Одним з проектів є заміна компресорного обладнання на КС «Бар» газопроводу «Союз» на нове з ККД 36% (замість 25%), що дозволить скоротити споживання паливного газу та зменшити обсяги викидів вихлопних газів відповідно до європейських

вимог. Необхідно зазначити, що КС «Бар» є ключовим вузлом української ГТС, на ній побудовано реверсну перемичку, яка дасть можливість транспортувати газ із заходу на схід України без залучення інших газопроводів. Також розпочато роботи на КС «Яготин», де планується побудувати новий цех. Ця станція також відіграє важливу роль при транспортуванні газу з підприємств «Шебелинкагазвидобування» і «Полтавагазовидобування», бере участь у закачуванні газу до ПСГ, виконую важливі функції у постачанні газу до Києва, отже, вона буде працювати навіть за умови припинення транзиту російського газу. Але, звичайно, реконструкція 5–6 КС не вирішить проблеми оновлення української ГТС.

Водночас, на сьогодні в галузі склалася ситуація, коли термін експлуатації об'єктів ГТС не є визначальною підставою для їх реконструкції, адже у АТ «Укртрансгаз» приділяється багато уваги технічному діагностуванню обладнання магістральних газопроводів. У березні 2003 р., коли напрацьовано основної кількості газоперекачувальних агрегатів МГ «Союз» і «Уренгой–Помари–Ужгород» досягло свого паспортного ресурсу – 100 тис. мотогодин, було створено комісію ДК «Укртрансгаз» та фірми «Нуово Піньон» (Nuovo Pignone, Італія), яка свого часу постачала компресорне обладнання для цих газопроводів. Комісія обстежила стан агрегатів у комплексі з системами автоматичного управління й енергопостачання та розробила рекомендації, реалізація яких дозволила продовжити термін експлуатації обладнання компресорних станцій ще на 100 тис. мотогодин [14]. Нинішнє неповне завантаження ГТС також сприяє подовженню ресурсу обладнання через скорочення термінів його експлуатації. Зокрема, за даними АТ «Укртрансгаз» в останні роки у технологічному режимі транспортування газу не було задіяно 18 компресорних цехів, у складі яких встановлено 134 газоперекачувальних агрегати [13].

Важливою складовою загальнодержавної системи газопостачання є газорозподільні мережі, якими здійснюється транспортування природного газу до споживачів. Порівнянню з кількістю досліджень, які виконуються на об'єктах магістрального транспорту газу, газорозподільним мережам не приділяється достатньо уваги. Хоча на сьогодні в Україні близько 3,2 тис. км з 350 тис. км розподільних газопроводів ГРМ знаходяться в аварійному стані [6]. Більше 5,5 тис. газорегуляторних пунктів, що становить 8% їх загальної кількості, знаходяться в аварійному стані, а через 5 років цей показник зросте вже до 10 тисяч. Крім того, близько 7% газопроводів ГРМ вичерпали свій термін амортизації, а через 5 років їх буде вже більше 10%. Водночас, за українськими нормами цей показник не повинен перевищувати 3%, а за європейськими стандартами не більше 1,5%. Майже на 15% газорегулятор-

них пунктів вичерпано термін амортизації, а через 5 років таких буде вже понад 20%. Хоча за стандартами Європи це показник не повинен перевищувати 3% [6]. За оцінкою експертів [15] тільки на критичні інвестиції для збереження працездатності ГРМ протягом найближчих п'яти років необхідно близько 20 млрд грн. Водночас, залишкова балансова вартість державної частини ГРМ становить близько 4 млрд грн, чого не вистачить на отримання кредиту під заставу державного активу навіть лише для критичних інвестицій.

Що стосується нафтотранспортної системи (НТС) України, то згідно даних АТ «Укртранснафта» 21% нафтопроводів експлуатується понад 50 років, 57% – від 31 до 50 років, решта 22% – від 10 до 30 років [16]. За час експлуатації до 80% магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпали свій ресурс, фізично і морально застаріли і потребують модернізації. Звичайно, у компанії вживають заходи для забезпечення надійності магістральних нафтопроводів, а з огляду на невисоке завантаження впродовж останнього десятиріччя нафтотранспортна система має достатній ресурс для її безпечної експлуатації. Але подальша підтримка нафтопроводів у справному технічному стані, а тим більше доведення їх до стану, який відповідає міжнародним стандартам, вимагатиме значного обсягу інвестицій.

Таким чином, на сьогодні з урахуванням суттєвого недозавантаження українських газо- та нафтотранспортної систем і газорозподільних мереж оцінити значення зносу основних виробничих фондів підприємств галузі дуже складно. Відповідно до Методичних рекомендацій цей показник визначається за даними статистичного бюлетеня Державної служби статистики України «Основні засоби України» для видів економічної діяльності. У виданні за 2017 р. наведено такі показники ступеню зносу основних засобів:

- добування сирої нафти та природного газу 18,0%;
- виробництво коксу та продуктів нафтоперероблення 54,2%;
- постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря 57,0%;
- наземний і трубопровідний транспорт 39,0%.

Така деталізація статистичної інформації не дозволяє оцінити ступені зносу основних виробничих фондів підприємств не тільки нафтогазової галузі, але й паливно-енергетичного комплексу в цілому. Хоча ступінь зносу на рівні 50% є вже незадовільним, а 60% – небезпечним.

Індикатор «Відношення інвестицій у підприємства ПЕК до ВВП». У Методиці цей показник визначається за даними експрес-випуску «Капітальні інвестиції в Україні» Державної служби статистики України як співвідношення капіталь-

них інвестицій за видом економічної діяльності «Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря» до ВВП. З такого визначення випливає, що діяльність з видобування природного газу та нафти і діяльність з їх трубопровідного транспортування взагалі не враховується при визначенні цього індикатора. У табл. 6 наведено капітальні інвестиції за окремими видами економічної діяльності згідно експрес-випусків «Капітальні інвестиції в Україні» у 2017 та 2018 рр.

Якщо взяти до уваги, що у 2017 р. згідно даних Держстату ВВП України становив 2 983,882 млрд грн, а у 2018 р. – 3 558,706 млрд грн, то значення індикатор «Відношення інвестицій у підприємства ПЕК до ВВП» становило у ці роки, відповідно, 1 та 1,2%, що згідно Методичних рекомендацій є небезпечним значенням. У ці роки об'єми капітальних інвестицій у нафтогазову галузь, зокрема, у добування сирої нафти і природного газу та трубопровідний транспорт, більша частина якого припадає на газо- та нафтопроводи (хоча є і два продуктопроводи – аміакопровід Тольятті – Горлівка – Одеса та етиленопровід Калуш – Тісауйварош, Угорщина), виробництво газу та розподілення газоподібного палива через ГРМ становили, відповідно, 19,566 та 30,617 млрд грн, що відповідає лише 4 та 5% від загального обсягу капітальних інвестицій в економіку країни.

Таким чином, аналіз індикаторів енергетичної безпеки нафтогазової галузі показав, що у 2018 р. критичне значення мав індикатор «Частка імпорту сирої нафти та газового конденсату з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» – 94,2% з Азербайджану.

Значення індикатора «Відношення інвестицій у підприємства ПЕК до ВВП» становило у 2017–2018 рр. 1 та 1,2%, що є небезпечним значенням.

Незадовільними були значення індикаторів у 2017–2018 рр.:

- «Частка власних джерел у балансі природного газу держави» – 54%;
- «Частка власних джерел у балансі сирої нафти держави» – 60%;
- «Рівень імпортової залежності за природним газом у його загальному постачанні» – 46%;
- «Частка втрат при транспортуванні та розподіленні природного газу» – 2%;
- «Частка імпорту природного газу з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» – 37,3% (при чому найбільшим постачальником газу була Швейцарія).

Близьким до незадовільного було значення індикатора «Частка імпорту нафтопродуктів з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» – 39,2% з Російської Федерації та 39,1% з Білорусі. Задовільним було значення індикатора «Рівень імпортової залежності за сировою нафтою у

Таблиця 6. Капітальні інвестиції за окремими видами економічної діяльності [17]

Види економічної діяльності	2017 р.		2018 р.	
	Освоєно капітальних інвестицій, млн грн	Частка від загального обсягу капітальних інвестицій, %	Освоєно капітальних інвестицій, млн грн	Частка від загального обсягу капітальних інвестицій, %
Економіка країни, усього	448 462	100%	578 726	100%
Постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря, у т.ч.	31 021	6,9	41 784	7,2
виробництво газу; розподілення газоподібного палива через ГРМ	1 172	0,3	1 483	0,3
Добування сирової нафти	1 119	0,2	1 558	0,3
Добування природного газу	14 843	3,3	25 352	4,4
Трубопровідний транспорт	2 432	0,5	2 224	0,4

загальному її постачанні» – 40%. Оптимальними були значення лише 2 індикаторів: «Рівень імпортової залежності за природним газом у загальному постачанні первинної енергії» – 13%, хоча природний газ не є домінуючим ресурсом у загальному постачанні первинної енергії України, та «Запаси природного газу» – 7,3 місяців. Такі значення індикаторів показують, що стан енергетичною безпеки у нафтогазовій галузі знаходиться, в цілому, на незадовільному рівні.

Водночас, необхідно зазначити, що на сьогоднішні Методичні рекомендації 2013 р. не враховують тих змін, які відбулися останніми роками в економіці та політичному житті України і суттєво впливають на її енергетичну безпеку. Зокрема, при визначенні стану енергетичної безпеки держави необхідно враховувати та оцінювати нові загрози, які виникли в результаті анексії Російською Федерацією Криму та розв'язання бойових дій на Донбасі, що спричинило часткову руйнацію взаємозв'язків паливно-енергетичного комплексу України, фізичне знищення окремих його об'єктів та елементів енергетичної інфраструктури. У Методичних рекомендаціях не оцінюються рівні завантаження газо- та нафтотранспортної системи, хоча повне припинення транзиту природного газу та нафти з Російської Федерації через територію України є критичним, оскільки вимагає кардинальної зміни структури, у першу чергу, газотранспортної системи України [18]. Іншим негативним аспектом повного припинення транзиту російського газу через українську ГТС є можливі проблеми з реверсом, а, отже, і з отриманням імпортного газу з Європи. Для нафтотранспортної системи також матиме критичні наслідки повне припинення транзиту російської нафти через територію України, оскільки для власних споживачів нафта трубопроводами майже не транспортується. Крім того, приєднавшись до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та під-

писавши Угоду про асоціацію з Європейським Союзом Україна зобов'язалась реформувати правила функціонування енергетичного сектору відповідно до положень законодавства ЄС, у тому числі, стосовно гарантування енергетичної безпеки.

Також важливими складовими енергетичної безпеки, які на сьогодні не розглядаються у Методичних рекомендаціях, є оцінки захисту критичної енергетичної інфраструктури, забезпечення стабільності енергозабезпечення, рівня інтеграції ринку газу України та ЄС. Крім того дуже важливими є показники впливу енергетики країни на викиди парникових газів та шкідливих речовин, зниження яких також характеризує менший ризик для енергетичної безпеки. Зокрема, у «Методиці визначення міжнародного індексу ризиків енергетичної безпеки» («International Index of Energy Security Risk») Інституту Світової енергетики (Global Energy Institute) Американської торгової палати [19] оцінюються такі екологічні показники, як річна тенденція викидів CO₂, пов'язаних з енергетичним сектором; викиди CO₂ від енергетики на душу населення; вуглецевоємність ВВП, яка визначається як кількість викидів CO₂, пов'язаних з використанням енергії, на 1 тис. дол. США ВВП.

Введення до складу індикаторів перелічених вище показників може погіршити оцінку стану енергетичної безпеки як у нафтогазовій галузі, так і в енергетичному секторі загалом. До речі, згідно оцінок Global Energy Institute за «Методикою визначення міжнародного індексу ризиків енергетичної безпеки» Україна, входячи до групи з 25 країн – великих споживачів енергії, мала у 1992–2016 рр. найгірші показники ризиків енергетичної безпеки. Хоча загальні показники ризику для енергетичної безпеки в Україні мають тенденцію до зниження з найгіршого значення у 1995 р. – 2689 пунктів до 1842 пунктів у 2016 р., а це показує, що хоча Україна і вирішує свої великі проблеми з енергетичною безпекою, але попереду ще багато роботи [19].

ВИСНОВКИ

1. Аналіз індикаторів енергетичної безпеки нафтогазової галузі, визначених згідно «Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України» Міністерства економічного розвитку і торгівлі України 2013 р. показав, що у 2017–2018 рр. більшість індикаторів мали незадовільне значення, індикатор «Частка імпорту сирової нафти та газового конденсату з однієї країни (компанії) у загальному обсязі його імпорту» мав критичне значення, а індикатор «Відношення інвестицій у підприємства ПЕК до ВВП» – небезпечне значення. Задовільним було значення одного індикатора «Рівень імпортової залежності за сировою нафтою у загальному її постачанні», а оптимальними – двох індикаторів: «Рівень імпортової залежності за природним газом у загальному постачанні первинної енергії», хоча природний газ не є домінуючим ресурсом у загальному постачанні первинної енергії України, та «Запаси природного газу». Такі значення індикаторів показують, що стан енергетичної безпеки у нафтогазовій галузі знаходиться, в цілому, на незадовільному рівні.

2. Методичні рекомендації 2013 р. не враховують змін, що відбулися в останні роки в економічному та політичному житті України і мають суттєвий вплив на енергетичну безпеку. Існує потреба доповнення цього документу індикаторами, які б оцінювали захист критичної енергетичної інфраструктури, стабільність енергозабезпечення, диверсифікацію джерел і маршрутів постачання та транзиту природного газу, нафти та нафтопродуктів, запаси нафти та нафтопродуктів, рівень інтеграції енергетичних ринків України та ЄС, викиди парникових газів та забруднюючих речовин від енергетичного комплексу.

Робота виконана за рахунок коштів бюджетної програми «Підтримка розвитку пріоритетних напрямів наукових досліджень» (КПКВ 6541230).

1. Про національну безпеку України: Закон України від 21.06.2018 № 2469-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2469-19> (дата звернення: 03.04.2019).
2. What is energy security? *OECD/IEA*. URL: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/> (дата звернення: 08.04.2019).
3. Методичні рекомендації щодо розрахунку рівня економічної безпеки України: Наказ Мінекономрозвитку України № 1277 від 29.10.2013. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1277731-13> (дата звернення: 08.04.2019).
4. Енергетичні баланси України за 2013–2017 роки. Державна служба статистики України. URL: https://ukrstat.org/uk/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm (дата звернення: 03.04.2019).
5. НАК «Нафтогаз України». URL: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/00B62B682AA8CA37C22583900050DAF0> (дата звернення: 10.04.2019).
6. Казда С. Чому українські газорозподільні мережі вимагають мужності і грошей. *VoxUkraine*. URL: [https://voxukraine.org/uk/funds-and-firm-actions-to-](https://voxukraine.org/uk/funds-and-firm-actions-to-reanimate-ukraines-gas-distribution-system-ua/)

[reanimate-ukraines-gas-distribution-system-ua/](https://voxukraine.org/uk/funds-and-firm-actions-to-reanimate-ukraines-gas-distribution-system-ua/) (дата звернення: 11.04.2019).

7. Нафтогаз та ЄБРР завершили співпрацю в рамках кредитної угоди 2015 року. НАК «Нафтогаз України». URL: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/6F774B299CB1E375C225822000445FF7?> (дата звернення: 10.04.2019).
8. Зовнішня торгівля окремими видами товарів за країнами світу за 2013–2018 роки. Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2018/zd/e_iovt/arh_iovt2018.htm (дата звернення: 08.04.2019).
9. Сайт *Eustream*. URL: <https://tis.eustream.sk/TisWeb/#/?nav=bd.cap> (дата звернення: 11.04.2019).
10. Польща та Словаччина розпочали будівництво газового інтерконектора між країнами. *Інтерфакс-Україна* від 19.09.2018. URL: <https://ua.interfax.com.ua/news/economic/532225.html/> (дата звернення: 10.12.2018).
11. Директива Ради 2009/119/ЄС від 14 вересня 2009 року щодо зобов'язання держав-членів підтримувати мінімальний рівень резервів сирової нафти та/або нафтопродуктів. *Офіційний вісник Європейського Союзу* 9.10.2009 L 265. С. 9–23. URL: old.minjust.gov.ua/file/32530 (дата звернення: 11.04.2019).
12. Концепція створення в Україні мінімальних запасів нафти і нафтопродуктів на період до 2020 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8 грудня 2009 р. № 1498-р.
13. Про затвердження Плану розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи АТ «Укртрансгаз» на 2018–2027 роки: Постанова Національної комісії України, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 04.09.2018 № 956.
14. Павлык В.В., Концур З.И., Вовк И.М., Дыхнилкин В.В. Модернизация ГТС. Сделано в Украине. *Мир Автоматизации*. 2012. № 3. С. 50–54.
15. Казда С. Газорозподільні мережі: труби чи актив? *Дзеркало тижня*. 2017. № 1152.
16. Надійність і безпека транспортування нафти територією України. Матеріали Міжнародної конференції «Нафтогазовий комплекс України на шляху реформування, модернізації, розвитку». Київ. 26.10.2016 URL: <http://www.oilgas-expo.com/ru/uploads/2016/Укртрансгаз%20Надійність-безпека%20транспортування%20нафти.pdf> (дата звернення: 10.04.2019).
17. Капітальні інвестиції в Україні 2017 р., 2018 р. Державна служба статистики України. URL: https://ukrstat.org/uk/operativ/operativ2018/ibd/kin/arh_kin_r_u.htm (дата звернення: 08.04.2019).
18. Лещенко І.Ч. Аналіз критичних сценаріїв, пов'язаних із припиненням дії окремих міжнародних договорів у газовій галузі України. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 30–39. <https://doi.org/10.15407/pge2016.04.030>
19. International Index of Energy Security Risk 2018 Edition. *Global Energy Institute*. URL: https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/themes/bricktheme/pdfs/energyrisk_intl_2018.pdf (дата звернення: 10.04.2019).

Надійшла до редколегії: 07.05.2019