



УДК 339.9:338.4

Чукаєва І.К., д-р екон. наук, головний науковий співробітник**Лір В.Е.**, канд. екон. наук, провідний науковий співробітник**Рамазанов В.А.**, аспірант

Інститут економіки та прогнозування НАН України

МОЖЛИВОСТІ ТА РИЗИКИ РЕАЛІЗАЦІЇ ВАРІАНТІВ ДИВЕРСИФІКАЦІЇ ІМПОРТУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УКРАЇНУ

Розглянуто проблему диверсифікації імпорту природного газу в Україну в контексті європейської політики енергетичної безпеки. Проаналізовано потенціал ресурсної бази та тенденції зміни структурних пропорцій балансу природного газу держави. Здійснено порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик різних варіантів (проектів) диверсифікації поставок природного газу в Україну. Визначені основні можливості, проблеми, ризики та ефекти від реалізації альтернативних проектів. Зроблені висновки щодо пріоритетності та механізмів реалізації проектів диверсифікації поставок природного газу в Україну.

Ключові слова: енергетична безпека, диверсифікація, газотранспортна інфраструктура, інтеграція, інтерконнектор, скраплений природний газ, термінал, інвестиції, ризики.

JEL: F14; F15; F21; F51; F52; Q34; Q35; Q36; Q37

Сучасне загострення геополітичної та економічної ситуації в Україні створює для влади та бізнесу нові виклики стосовно формування нової парадигми взаємодії між учасниками глобального та регіональних ринків енергоресурсів, відповідної зміни концепції національної енергетичної безпеки. Наразі можна лише констатувати, що головним фактором інтеграції України у євразійський енергетичний простір є вигідне географічне розташування країни. Україна займає важливе місце у системі безпеки поставок енергоресурсів з Росії та Середньої Азії до країн ЄС. Отже, у стратегічному плані забезпечення національних інтересів перед Україною постає завдання перетворити цей факт на фактор конкурентних переваг вітчизняної економіки [1].

Проблема диверсифікації джерел та шляхів поставок імпортного природного газу так чи інакше була поставлена у всіх важливих стратегічних документах, що стосуються енергетичної політики держави. Однак на практиці головна увага була спрямована на економію (заміщення) обсягів споживання та переговорний процес щодо ціни на критичний імпорт російського газу. Економічна природа розбіжностей у цінах на російський газ для різних європейських країн свідчить про наявність додаткових факторів неекономічного характеру. Зважаючи на це, останні десять років у Європі активно розвивався спотовий ринок природного та скрапленого газу, зокрема, відбувалася розбудова відповідної інфраструктури.

Невиконання власної стратегії розвитку вітчизняної газотранспортної інфраструктури та ігнорування спільних проектів ЄС у рамках побудови розгалуженої мережі інтерконнекторів врешті-решт призводить до звуження кола можливостей і ситуації, коли Україна змушена застосовувати різноманітні стратегіми, зокрема і щодо диверсифікації імпорту природного газу. Отже, метою статті є з'ясування реальних техніко-економічних можливостей і ризиків реалізації варіантів диверсифікації поставок природного газу в Україну. Для цього розглянемо основні техніко-економічні характеристики декількох проектів, що обговорюються в експертному середовищі та на міждержавному рівні.



Проблеми диверсифікації постачання енергоресурсів піднімаються в багатьох роботах вітчизняних науковців. Зокрема, окремим аспектам диверсифікації джерел і шляхів постачання природного газу з погляду енергетичної безпеки присвячені публікації А.Шевцова, І.Карпа, Л.Уніговського, В.Земляного, В.Баранніка, Т.Ряузової, В.Вербинського, О.Перфілової [2, 3, 4] та інших. У більшості з таких публікацій йдеться передусім про геополітичні аспекти диверсифікації і автори переважно вважають, що проблему можна вирішити лише у політичній площині – на дво- чи тристоронній основі. Інші дослідження присвячені технологічним або організаційно-методологічним аспектам проблеми. Варіанти диверсифікації розглядаються при сценарних умовах кінця минулого століття, коли передбачалося суттєве збільшення споживання природного газу в Європі та збільшення збуту російського газу в західному напрямі. Крім того, майже в усіх потенційних проектах, так чи інакше, передбачається безпосередня участь Російської Федерації як стратегічного партнера, що не зовсім відповідає змісту терміна "диверсифікація". Натомість у нових умовах безпелляційного зростання цін на імпортований російський природний газ і зміну пріоритетів в енергетичній політиці усіх основних учасників газового ринку виникає потреба розглянути першочергові потенційні проектні можливості диверсифікації та порівняти їхні економічні характеристики, включаючи й комплексну оцінку ризиків реалізації, насамперед з точки зору національної енергетичної безпеки країни.

Серед можливих варіантів диверсифікації джерел і маршрутів імпорту природного газу в Україну, що наразі найчастіше обговорюються у колі експертів, є насамперед такі, як реверсні поставки природного газу з країн Європи через систему європейських LNG-терміналів; український LNG-термінал; розширення (будівництво) LNG-терміналу в Туреччині; Трансанатолійський газопровід. Однак спочатку розглядаються основні передумови реалізації політики диверсифікації: ресурсний потенціал, динаміка та структура балансу природного газу в Україні, а також техніко-економічний стан газотранспортної інфраструктури.

Ресурсний потенціал і баланс природного газу в Україні

На початку тисячоліття за рахунок власного видобутку і виробництва паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) забезпечувалося до 60% загального обсягу енергоспоживання країни [5]. З цієї частки обсягу споживання ПЕР в Україні власними ресурсами задовольнялося: на 21,8–25,6% – за рахунок видобутку вугілля, на 9,2–11,3% – природного газу, на 2,6–2,8% – нафти (виробництва нафтопродуктів), до 11,5–16,0% енергетичних ресурсів забезпечувалося у цей час шляхом виробництва електричної та теплової енергії АЕС, ГЕС і ГАЕС та обмеженого обсягу з інших джерел енергії (видів палива). Наразі паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) України забезпечує її потреби в первинних ПЕР приблизно на 47%, що на сучасному етапі зростання світових цін на енергоресурси не може вважатися відносно задовільним показником.

Отже, ступінь реалізації початкових видобувних ресурсів вуглеводнів України становить 40,9%, а в акваторіях лише 3,9%. Таким чином, країна має значний потенціал для збільшення видобутку власних паливно-енергетичних ресурсів. Попередні розрахунки показують, що Україна може забезпечити свої потреби за рахунок власного видобутку нафти на 25–35% та газу – на 50–60%. Однак реалізації цього потенціалу перешкоджають складні геологічні умови залягання покладів вуглеводнів.

Запаси природного газу розміщені в трьох нафтогазоносних регіонах: Східному (Сумська, Полтавська, Харківська, Дніпропетровська, Донецька, Луганська, Чернігівська області), Західному (Волинська, Львівська, Івано-Франківська, Чернівецька, Закарпатська області), Південному (Запорізька, Херсонська області та Автономна Республіка Крим). Запаси Східного регіону становлять 1227,0 млрд куб. м, або 83% усіх запасів категорії. Доведені запаси природного газу становлять близько 1,12 трлн куб. м. Слід зазначити, що запаси природного газу зосереджені на 219 родовищах суші; на сімох родовищах шельфу Чорного моря; на трьох родовищах Азовського моря. Видобуток природного газу на морських родовищах незначний – близько 1 млрд куб. м. Запаси діючих в Україні родовищ газу значною мірою відпрацьовані. Вони зосереджені в ос-



новному на середніх і дрібних родовищах (65% загальних запасів). Основна маса запасів Західного (86,8%) і Південного (89,3%) регіонів припадає на глибину до 3 км, тоді як запаси Східного регіону (64,3%) розміщені на глибині 3–5 км, а 14,3% – на глибині понад 5 км. Наразі велика частина родовищ виснажена до 80% і більше.

Однак, незважаючи на це, починаючи з 2000 р. (за виключенням кризових років) в Україні спостерігалася повільна, але стійка тенденція до збільшення власного видобутку природного газу (рис. 1). Останніми роками спостерігалось також зменшення імпорту та споживання природного газу.

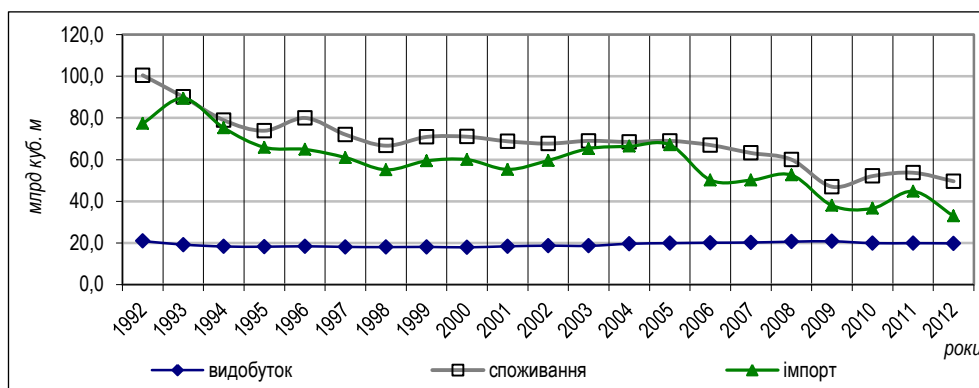


Рис. 1. Видобуток, імпорт і споживання природного газу в Україні, млрд куб. м

Врешті-решт, на 2013 р. склалися такі пропорції балансу природного газу, які наведені у табл. 1. Однак і дотепер 66% імпортного природного газу постачається від одного постачальника – від ВАТ "Газпром". Понад 90% нафти і газу в Україні видобувається підприємствами компанії НАК "Нафтогаз України". За останнє десятиріччя нафтогазовий комплекс загалом відзначався стабільністю у видобутку нафти та газу, проте можливості нарощування обсягів видобутку обмежені через те, що основні родовища в Україні вичерпуються, а потенційні джерела збільшення видобутку нафти для внутрішнього ринку (розвідані запаси) не освоюються через відсутність достатніх інвестиційних ресурсів.

Таблиця 1

Основні показники балансу природного газу в Україні у 2013 р., млн куб. м

Ресурси			Розподіл		
	млн куб. м	%		млн куб. м	%
Усього, у тому числі	60060	100	Усього, у тому числі	60060	100
1. Газ, видобутий в Україні, всього	22049	36,71	1. По Україні – всього	51603	85,92
ПАТ "Укргазвидобування"	15300	25,47	На виробничо-технологічні потреби – всього	3567	5,94
ПАТ "Укрнафта"	2500	4,16	Споживачам України – всього	47879	79,72
ДАТ "Чорноморнафтогаз"	1649	2,75	населенню, всього	16500	27,47
іншими газодобувними підприємствами	2600	4,33	у тому числі газу від ПАТ "Укргазвидобування"	13953	23,23
2. Надходження імпортованого газу – всього	27300	45,45	теплогенеруючим підприємствам і ТЕЦ	6300	10,49
від ВАТ "Газпром"	18000	29,97	промисловим споживачам, усього	24120	40,16
від компанії RWE Supply & Trading GmbH	1300	2,16			
від компанії Ostchem	8000	13,32			
3. Відбір з підземних сховищ природного газу – всього	10711	17,84	2. Закачування до підземних сховищ газу – всього	8457	14,08
газу власного видобутку для населення	5462	9,10	газу власного видобутку	5502	9,16
імпортованого газу	5249	8,74	імпортованого газу	2955	4,92

Джерело: Додаток до розпорядження Кабінету Міністрів України від 29 квітня 2013 р. № 327-р [Електронний ресурс]. – Доступний з : <<http://zakon4.rada.gov.ua/laws>>.



Газотранспортна інфраструктура

Газотранспортна система (ГТС) України складається з магістральних газопроводів, розподільних мереж, газосховищ, компресійних і газовимірювальних станцій. Газотранспортна система України є другою в Європі і однією з найбільших у світі. ГТС, що перебуває в управлінні "Укртрансгаз", складається з магістральних газопроводів протяжністю 37,6 тис. км в односторонньому обчисленні, 71 компресорної станції загальною потужністю 5405 МВт [5]. Пропускна спроможність на кордоні РФ з Україною становить 288 млрд куб. м, на кордоні України з Польщею, Румунією, Білоруссю, Молдовою – 178,5 млрд куб. м, у тому числі з країнами ЄС – 142,5 млрд куб. м. У 2012 р. через ГТС України в ЄС транспортовано 81,2 млрд куб. м російського газу. У 2013 р. очікувався транзит 83 млрд куб. м. При цьому незадіяний транзитний потенціал України залишається на рівні близько 60 млрд куб. м (на виході з ГТС).

12 українських підземних сховищ газу (ПСГ) (не враховуючи ПСГ "Чорноморнафтогазу" в Криму) загальною продуктивною потужністю близько 31 млрд куб. м – це практично третина європейських потужностей для сезонного зберігання газу, найбільш потужних і близьких до європейських покупців російського газу. Не менше 15–20 млрд куб. м можна зберігати в ПСГ безпосередньо поблизу від кордонів ЄС. Це хороша технічна основа для співпраці з прикордонними країнами – транзитерами і споживачами російського газу

За оцінками експертів, на модернізацію ГТС необхідно близько 3 млрд дол. США. За підсумками інвестиційних конференцій з питань модернізації ГТС (Брюссель-2009 та Київ-2011), Україна мала отримати відповідні кредитні ресурси від європейських банків. Також заплановані до будівництва кілька газовимірювальних станцій на території України поблизу кордону з Росією. Вони вимірюватимуть газ, що надходить в Україну, для запобігання звинувачень у несанкціонованому відборі транзитних потоків. Натомість Кабінет Міністрів України брав на себе зобов'язання гарантувати незалежність "Укртрансгазу" і забезпечити для нього надходження коштів від передачі газу газопроводами високого тиску та від його зберігання. Уряд зобов'язується також відкрити українську ГТС для доступу сторонніх компаній, що зацікавлені прокачувати газ газопроводами високого тиску і "надати третім сторонам доступ до підземних сховищ газу на прозорих, комерційних умовах". Тарифи на прокачування і зберігання газу повинні бути встановлені з використанням відкритої методології, бути економічно обґрунтованими і "недискримінаційними".

Разом із тим в Україні було ухвалено відповідний закон "Про основи функціонування ринку природного газу", який відповідає вимогам Третього енергетичного пакета ЄС, відповідно до якого здійснюватиметься розмежування діяльності з транзиту, постачання та збуту на ринках електроенергії та природного газу. Згідно з цим уряд України також прийняв рішення про реорганізацію дочірніх компаній НАК "Нафтогаз України" в окремі компанії. Розглядалася можливість реалізації ідеї створення спільного з компаніями ЄС та Росії газотранспортного консорціуму. Однак наразі участь у консорціумі російської сторони навряд чи може вважатися реалістичною.

Проект "Північ-Південь" (європейський спотовий ринок природного газу та імпорتنі поставки у реверсному напрямку).

Скраплений природний газ (СПГ) відіграє зростаючу роль як на світовому, так і на європейському ринку. На світовому ринку його частка становить уже близько 10%. На європейському ринку дві третини обсягів торгівлі займають операції з прив'язкою до цін на нафту і одна третина припадає на спотовий ринок газу (детальніше про особливості ціноутворення на світовому ринку природного газу див., наприклад, [6]). Основним стримуючим фактором розвитку ринку СПГ є дефіцит відповідної інфраструктури (терміналів та інтерконнекторів).

Планами створення інтерконнекторів передбачено забезпечити перетікання газу між ринками Польщі, Німеччини, Чехії, Словаччини. Насамперед за рахунок реалізації проекту Європейського Союзу "Північ – Південь", за яким обсяги природного газу з терміналу в Свіноустьє (Świnoujście) можуть транспортуватися до Чехії та Словаччини,



що створює можливості для постачання газу і в Україну. Слід зазначити, що, незважаючи на очевидну відповідність національним інтересам цього напрямку розвитку європейської газотранспортної інфраструктури, українська сторона в процесі практично не бере участі. Лише в квітні 2014 р. міністр енергетики та вугільної промисловості проголосив стосовно варіанта будівництва інтерконнектора завдовжки до 250 км від газопроводу Іванцевичі – Долина в систему магістральних газопроводів Польщі, який, на думку міністра, не містить жодних технічних, логістичних та політичних ризиків.

Один із варіантів – це постачання природного газу з терміналу в Свіноустьє газопроводом "Північ – Південь" до Словаччини і потім реверсом до України, через Вельке Капушани (Velké Karušany). За оцінкою словацьких експертів, можливості реверсного постачання природного газу в Україну з цього напрямку можуть досягати до 20 млрд куб. м на рік.

Загалом європейські LNG-термінали мають відіграти важливу роль в енергетичній безпеці ЄС. У стадії будівництва перебувають термінал у румунській Констанці, термінал Омішаль в Хорватії і термінал Свиноустьє в Польщі. Сумарна потужність терміналів – 30 млрд куб. м (по 10 млрд куб. м газу кожен) – із надлишком перевищує існуючу потребу національних ринків. У разі, коли власники терміналів отримають газ, дешевший ніж російський, це означатиме, що прийнятий терміналами газ вийде на своп-ринки і дасть підстави Східній Європі для проведення реверсу існуючої газопровідної мережі. Фінансовим стимулом для реалізації цих проектів послужило надання їм у 2010 р. статусу офіційних міждержавних проектів ЄС (European Interstate Gas Interconnector Projects). Цей статус виключив проблему з фінансуванням, яка гостро постала в період фінансово-економічної кризи.

Польський оператор газотранспортної системи – компанія Gaz-System з 2012 р. транспортує в Україну газ із Німеччини. За підтримки ЄС Польща активно розвиває свою газотранспортну інфраструктуру, яка може бути ще сильніше інтегрована з українською ГТС. Найбільш цікавим для України є польський LNG-проект. Відомо, що на першому етапі цей термінал планується ввести в експлуатацію вже у 2014 р. із потужністю 5 млрд куб. м на рік. Але надалі передбачається збільшення його пропускної спроможності до 10,0 млрд куб. м на рік. Цим проектом Польща планує забезпечити диверсифікацію поставок надто дорогого норвезького та російського газу. На сьогодні з 15 млрд куб. м газу, які Польща споживає щорічно, 10 млрд куб. м припадає на частку імпорту.

Європейський банк реконструкції та розвитку надає на будівництво LNG-терміналу в Польщі кредит у 75 млн євро строком на 12 років. Одержувач – польський національний газовий оператор Gaz System SA. Кошти ЄБРР покривають 11% вартості проекту, серед інших інвесторів – Євросоюз, Європейський інвестиційний банк і сама компанія Gaz System. Це буде перший термінал з перевалки скрапленого газу в Польщі й узагалі в Центральній і Східній Європі. Для його будівництва створена компанія Polskie LNG, а місцем розміщення обрано порт Свиноустьє.

Поставки скрапленого газу плануються з Катару. Польський нафтогазовий концерн PGNiG в 2009 р. підписав з Qatargas Operating Company 20-річну угоду про постачання, починаючи з 2014 р., до 2,5 млрд куб. м газу. Це становить близько 1/4 річного польського обсягу споживання. Висока ціна на скраплений газ з Катару, який відповідно до контракту надходитиме на польський термінал, також не створюватиме особливого обмеження на попит у балтійському регіоні. Проте ціна скрапленого газу може бути врівноважена поставками більш дешевого газу з інших джерел.

Взагалі останнім часом чітко спостерігається тенденція зростання катарського вуглеводневого експорту до Європи [7]. За статистикою, понад чверті обсягів природного газу, що споживається у країнах ЄС, доставляється з Катару. Тривають переговори про постачання катарського СПГ до країн Балтії, Білорусі й на Україну. Галузеві аналітики припускають, що в найближчі роки Катар додатково постачатиме до Європи ще 50 млрд куб. м газу на рік, що становить 5% газового ринку ЄС. Однак слід зауважити, що нинішнє значення катарського газу в Європі вельми перебільшене. Обсяги його



Ринок: прогноз і кон'юнктура

поставок хоча й знижують конкурентоспроможність російської сировини, але поки ще незначною мірою. Згідно з доповіддю фахівців Qatar National Bank, до 2014 р. емірат знизить спотові поставки ЗПГ на 40%, насамперед за рахунок зниження експортних обсягів на європейському напрямку. Це відбудеться через те, що Катар уклав довгострокові договори на поставки природного газу з державами Азії та Південної Америки, для реалізації яких знадобляться великі обсяги сировини. У цьому контексті нагадаємо також і те, що ніхто не знімав з порядку денного стратегічні плани Росії відносно створення газового картелю з основними постачальниками, у тому числі й з Катаром.

З іншого боку, і поставки газу з США повністю не вирішать енергетичних проблем Євросоюзу, про що офіційно заявив глава ЄК за підсумками останнього саміту G7 у Брюсселі. У березні 2014 р. президент США заявив, що американська влада готова дати дозвіл на експорт природного газу в обсягах, необхідних для потреб Європи. Однак для реалізації таких амбітних планів потрібен достатньо тривалий час для розбудови відповідної інфраструктури. Навіть якщо США і ЄС зважаться витратити десятки мільярдів доларів, ціна американського газу буде як мінімум порівнянна з вартістю російської сировини, а швидше за все – і вищою. Відповідно до аналітичного огляду інвестбанку Bank of America Merrill Lynch, Євросоюз у коротко- та середньостроковій перспективі навряд чи зможе відмовитися від російського газу.

Проте в довгостроковій перспективі енергозалежність ЄС від Росії може бути знижена. Тому саміт Євросоюзу, що відбувся 21 березня 2014 р., вдруге за 10 років доручив Єврокомісії розробити план дій для зниження енергозалежності від Росії. Так, країни Східної Європи сподіваються знизити вартість нових довгострокових контрактів з Газпромом, використовуючи на переговорах перспективи імпорту природного газу з США.

За 2013 р. Україна суттєво просунулася в сфері реалізації проектів реверсних поставок природного газу. Загалом реверсні поставки газу в 2013 р. мали становити 1,3 млрд куб. м, або близько 4% від загального імпорту газу в Україну. Кількість країн ЄС – партнерів НАК "Нафтогаз України" за реверсними поставками газу в найближчій перспективі може збільшитися. Крім Словаччини, Польщі та Угорщини, розглядається варіант імпорту з території Румунії.

Робоча група з розроблення концепції створення на території України Східноєвропейського газового вузла (хабу) і співпраці з країнами ЄС у сфері транзиту природного газу була створена 1 липня 2013 р. відповідно до доручення Кабінету Міністрів України № 26209/1/1-13. 27 листопада 2013 р. уряд України презентував проект концепції в рамках заходів Вільнюського саміту ЄС. У концепції, зокрема, передбачено:

1) розгляд питання реверсних поставок природного газу до України з європейських країн;

2) три варіанти транзиту природного газу територією України відповідно до положень оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року:

– за песимістичним сценарієм основним пріоритетом подальшої роботи ГТС має бути забезпечення надійних поставок газу на внутрішній ринок за мінімального рівня інвестицій і витрат; при цьому необхідно здійснювати консервацію або виведення з експлуатації не завантажених сегментів ГТС;

– за базовим сценарієм необхідно здійснювати модернізацію всієї ГТС, яка повинна бути спрямована не тільки на відновлення зношеного устаткування, але й на загальне підвищення операційної ефективності транспортування. При цьому незадіяні при транзиті та транспортуванні об'єкти ГТС можуть бути виведені з експлуатації з можливістю подальшого використання їхніх основних фондів для працюючих ділянок ГТС;

– за оптимістичним сценарієм істотної модернізації може підлягати весь комплекс об'єктів ГТС для забезпечення транзиту значних обсягів газу з урахуванням зростаючих вимог контрагентів до ефективності та якості послуг із транспортування;

3) питання приєднання до європейських регіональних ринків природного газу.

Подальшим кроком у цьому напрямі могло би стати створення Східноєвропейського газового хабу на базі українських підземних сховищ, розміщених на західному кордоні. В цьому могли б взяти участь компанії – оператори газотранспортних систем



Польщі, Угорщини, Словаччини і, до речі, також і російський "Газпром", зберігаючи в цих сховищах газ понад контракти для спотової торгівлі на європейських ринках.

Компанія-оператор угорської ГТС – FGSZ через інтерконнектор з Хорватією може надати Україні доступ до газу, який надходитиме на СПГ-термінал "Адрія". Через ГТС угорської FGSZ Україна може також отримати додаткові маршрути доступу на ринки Австрії, Чехії та Німеччини – як транзитні, так і ресурсні. Україна та Угорщина спільно мають доступ до газовимірювальної станції Берегово, що забезпечує максимальну точність вимірювань газопостачань в обох напрямках і допоможе уникнути суперечок через неточності вимірювальних даних. Операторам ГТС обох країн – компаніям "Укртрансгаз" і FGSZ – доступний прямий зв'язок із диспетчерськими центрами компаній, що сприяє їхній оперативності та гнучкості й у підсумку приносить додатковий дохід. Крім того, саме FGSZ у 2013 р. забезпечувала реверсні поставки газу в Україну (понад 1 млрд куб. м).

28 квітня 2014 р. Україна та Словаччина підписали Меморандум про реверсні поставки природного газу в обсягах 8 млрд куб. м на рік. Однак практична реалізація реверсних поставок періодично відкладається. Словацька компанія-оператор Eustream має з Газпромом довгостроковий контракт на поставку російського природного газу виключно для потреб внутрішнього ринку і на транзит до країн ЄС [8]. Отже, в цих умовах може йтися про так званий віртуальний реверс газу, за яким Україна відбиратиме газ, що поставляється на територію Словаччини з Росії, а словацькій стороні ці обсяги компенсуватиме німецька RWE. Україна і Словаччина є членами Європейського енергетичного співтовариства. Внесення змін про облік зустрічних поставок саме відповідає нормам Третього енергопакета, що обов'язковий для членів цієї організації.

LNG-термінал в Україні. В рамках проведення економічних реформ урядом прийнято рішення щодо реалізації національного проекту з постачання в Україну скрапленого природного газу та будівництва регазифікаційного терміналу з метою забезпечення диверсифікації імпорту цього виду палива та зміцнення енергонеалежності країни. Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.12.2010 № 2360-р затверджено план першочергових заходів щодо підготовки і реалізації національного проекту "LNG-термінал – морський термінал з прийому скрапленого природного газу".

Техніко-економічне обґрунтування нацпроекту "LNG-термінал" розробляла іспанська компанія Gas Natural Fenosa Engineering (раніше SOCOIN), що розпочала свою діяльність у 1989 р. як дочірня інжинірингова компанія Gas Natural Group, що спеціалізується на енергетичному секторі. Її основним активом є багатий досвід у сфері проектування, будівництва та експлуатації всіх видів споруд із виробництва, передачі та розподілу електроенергії та газу на внутрішніх і міжнародних ринках. Вартість будівництва оцінюється в 969 млн євро, в тому числі: технологічна частина – 734,3 млн євро; морська частина – 121,3 млн євро; газотранспортна частина – 113,4 млн євро. Цей проект передбачає будівництво терміналу для регазифікації зрідженого природного газу на Чорноморському узбережжі України поряд із нафтовим терміналом ВАТ "Укртранснафта" і морським торговим портом "Південний" поблизу міста Южне. Уряд України планував отримати перший газ через LNG-термінал вже у 2015 р. Орієнтовна потужність терміналу становить 10 млрд куб. м на рік.

Термінал будуватиметься в дві черги по 5 млрд куб. м на рік. Передбачається будівництво плавучої установки зі зберігання та регазифікації СПГ (уведення в експлуатацію – 2016 р.). На першій стадії планується регазифікація на судні. Другий етап – це будівництво наземного терміналу (введення в експлуатацію – 2018 р.). За оцінкою экс-голови координаційної ради Національного проекту "LNG-термінал", вартість першого етапу проекту потужністю 4,5 млрд куб. м на рік становитиме 100–115 млн дол. США, а строки реалізації – 15–17 місяців [9].

Потенційними постачальниками LNG до України визначено країни Північної та Західної Африки (Єгипет, Алжир, Нігерія), Перської затоки (Катар), Каспійського регіону (Азербайджан, Туркменістан). Закупівля LNG також може відбуватися на спотовому ринку (табл. 2).



Таблиця 2

Характеристики потенційних джерел постачання СПГ в Україні

Показник	Азербайджан	Туркменістан	Алжир	Лівія	Єгипет	Катар	ОАЕ
Прогноз видобутку природного газу, млрд куб. м	40 – у 2020 р., 45 – у 2030 р.	100 – у 2020 р., 150 – у 2030 р.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Наявна потужність заводів зі скраплення, млрд куб. м	Наразі не володіють інфраструктурою зі скраплення газу		32,96	1,22	16,59	94,00	7,34
Проектна потужність заводів зі скраплення, млрд куб. м	Наразі не володіють проектами із розвитку інфраструктури скраплення газу		6,12	–	7,48	–	–
Відстань до України, км	2 300	2 600	4 200	3 600	2 200	7 800	7 900

Джерело: Аналітична доповідь Центру Разумкова // Національна безпека і оборона. – 2011. – № 9. – С. 18.

У вересні 2012 р. українські ЗМІ повідомили про згоду Туреччини пропускати щомісяця до восьми танкерів зі скрапленням газом через протоки до Чорного моря [10]. Цього буде достатньо для повного завантаження потужностей терміналу. Проте виявилось, що ця проблема може дійсно виникнути у ході виконання проекту. В лютому 2013 р. Надзвичайний і Повноважний Посол України в Туреччині заявив, що "Туреччина не блокувала транзит скрапленого газу для України, а лише висловлювала побоювання, що танкери з ним можуть становити потенційну небезпеку для судноплавства". Переговори про можливість проходу танкерів зі скрапленням природним газом через протоку Босфор не припинялися [11].

Трансанатолійський газопровід. Планується, що він матиме продовження в Східну Європу (газопровід Набукко – Захід) або на південь Європи (Трансандріатичний газопровід між Грецією та Італією – ТАР). На сьогодні консорціум Шах-Деніз, до складу якого входять BP та Statoil, для подальшого збуту 10 млрд куб. м газу з другої стадії розробки родовища Шах-Деніз в Європу обрали саме ці два газопроводи. Альтернативний варіант передбачає подачу 10 млрд куб. м газу з газопроводу TANAP у реверсному режимі в газопроводи Болгарії та Румунії і далі в ГТС України, потім в Європу. В майбутньому передбачається зупинитися на одному з названих варіантів.

На сьогодні транспортування природного газу з України до країн Балканського регіону та Туреччини здійснюється через газовимірвальну станцію Орлівка (на українсько-румунському кордоні) і далі по ГТС Румунії та Болгарії. Транзит природного газу через територію Румунії здійснюється трьома газопроводами: діаметром DN 1020 мм (для споживачів Болгарії) і протяжністю 184 км та діаметрами DN 1020 мм та DN 1220 мм (у Туреччину, Македонію, Грецію) протяжністю кожного по 190 км.

Експертна оцінка можливості переведення існуючого розподільного газопроводу від Лозинця до Орлівки в реверсний режим на заявлену середньодобову продуктивність у 30 млн куб. м на добу показала, що виникає необхідність додаткового нарощування потужностей газотранспортного коридору на території Болгарії, а саме:

- будова лупінгу з труб DN 1020 мм на робочий тиск 5,4 МПа на ділянці від турецько-болгарського кордону до КС Лозинець протяжністю 20 км;
- будівництво другої нитки газопроводу з труб DN 820 мм на робочий тиск 5,4 МПа на ділянці Лозинець – Волчи Дол загальною протяжністю 129 км;
- встановлення на проміжних компресорних станціях Лозинець, Волчи Дол та Кардам додаткових компримуючих потужностей (по два газоперекачувальних агрегати типу ГПА-Ц-6,3 потужністю 6,3 МВт). Таке розширення перелічених компресорних станцій розраховане на початковий тиск газу на турецько-болгарському кордоні не менше 5,4 МПа. За умови розширення останньої болгарської компресорної станції Кардам потужностей існуючого на території Румунії газопроводу DN 1020 мм буде достатньо.

Наведені обсяги додаткового будівництва на території Болгарії, безумовно, є орієнтовними і потребують коригування після більш детального вивчення проблеми. Однак уже попередні оцінки показують, що цей альтернативний варіант потребує значно менше капіталовкладень, ніж варіанти Набукко – Захід та ТАР: близько 300 млн дол. США порівняно з 1,5 млрд дол. США для проекту ТАР (табл. 3).



Таблиця 3

Орієнтовні параметри проектів Південного газового коридору

Газопровід	Акціонери	Вартість	Довжина, км	Потужність, млрд куб. м/рік
TANAP	Botas (10%), ТРАО (10%), SOCAR (80%)	5–7 млрд дол. США	>2000	≥16...
SEEP	BP (не остаточно)	3 млрд дол. США	1000	≥10–16
"Набукко-Вест"	OMV Gas GmbH (Австрія), BOTAS (Туреччина), Булгаргаз (Болгарія), S.N.T.G.N. Transgaz S.A. (Румунія), MOL (Угорщина), RWE AG (Німеччина) – всі по 16,6%	4 млрд євро	1300	16
TAP	Швейцарська EGL (42,5%), норвезька Statoil (42,5%), E.ONRuhrgas(15%)	1,5 млрд дол. США	800	10–20

Джерело: за даними ТОВ "Нафтогазбудінформатика".

Реалізація цього проекту вимагає переговорів з основними гравцями в консорціумі Шах-Деніз – компаніями BP та Statoil. На відміну від газопроводу TAP – саме альтернативний варіант подати газ у саме серце Європи, а звідки направляти майже до всіх європейських країн. На використанні цього маршруту базується пропозиція Туреччини стосовно участі України в розширенні існуючого терміналу або в будівництві нового у Мармуровому морі. Для цього варіанту в Туреччині необхідно побудувати нову нитку газопроводу ДУ 720 мм довжиною 220 км, а також розширити на її території дві компресорні станції (на кожній встановити два агрегати потужністю у 6,3 МВт). Загальна вартість цих робіт становитиме приблизно 393 млн дол. США без вартості реконструкції терміналу.

Розглянуті можливі варіанти диверсифікації джерел і маршрутів імпорту природного газу в Україну зведені у табл. 4. Як можна побачити, всі можливі варіанти диверсифікації імпорту природного газу в Україну пов'язані з економічними та політичними ризиками. Головним фактором успішності диверсифікації імпорту природного газу на європейському рівні є навіть не наявність відповідної інфраструктури, а впевненість у перспективній наявності достатніх обсягів поставок ресурсів СПГ від основних країн-експортерів, включаючи й США. Конкуруючи ринки Азії та Південної Америки можуть створити серйозну загрозу переорієнтації експортних потоків. Але навіть у тому випадку, коли європейські країни матимуть гарантії та довгострокові контракти на постачання СПГ, ціна на газ у Європі навряд чи буде нижчою, ніж на альтернативне російське блакитне паливо, а швидше за все і вищою – через необхідність повернення інвестицій у розвиток інфраструктури. Отже, ефекти диверсифікації можуть стати відчутними лише у довгостроковій перспективі, що варто враховувати в енергетичній дипломатії. Як це, до речі, роблять країни ЄС у переговорах з РФ – польська ініціатива щодо створення Європейського енергетичного союзу з метою проведення незалежної від Росії енергетичної політики отримала доволі стриману реакцію в Брюсселі.

Серед політичних ризиків для України найважливішим є позиція Туреччини, яка під виглядом стурбованості техногенними та екологічними наслідками може блокувати проходження танкерів у Чорне море, запропонувавши регазифікацію на власному терміналі поблизу протоки Дарданелли. Від Туреччини також залежить і напрямок ресурсних потоків через Трансанатолійський газопровід. Якщо навіть Брюссель і виявить бажання допомогти Україні в переговорному процесі, турецькі політики можуть нагадати про надто тривалий час своїх очікувань на членство в ЄС. Для країн ЄС аналогічна проблема може виникнути через позицію Великої Британії, яка контролює Гібралтар і яка, як відомо, завжди вирізнялася незалежною поведінкою по відношенню до материкової Європи.

Висновки. Зважаючи на викладене, можна передбачити, що ЄС ретельно розглядатиме можливість інтеграції України до європейської енергосистеми через низку факторів. По-перше, Україна є важливим елементом європейської енергетичної безпеки і саме стабільність транзиту стає головним фокусом інтересів ЄС. По-друге, Україна сама є великим центром споживання енергоресурсів, причому в навіть



Таблиця 4

Можливі варіанти диверсифікації джерел і маршрутів імпорту природного газу в Україну

Проект	Розташування інфраструктури	Джерела поставок	Обсяги поставок	Вартість проекту	Термін введення в експлуатацію	Ризики
Реверс природного газу з країн Європи	Мережа існуючих газопроводів (територіями країн ЄС та України)	1) Спотовий ринок Європи (з Німеччини територіями Польщі та Угорщини) 2) Словаччина (виртуальний реверс)	1) 5 млрд куб. м/рік 2) 10 млрд куб. м/рік		2014 р. 2014 р.	Відсутність відповідних інтерконекторів. Договірні стосунки словацького оператора з російським Газпромом. Непевненість у надходженні додаткових обсягів СПГ на спотовий ринок Європи
Польський LNG-проект	LNG-термінал м. Свіноустьє (Польща)	Азербайджан, Катар та інші країни	5–10 млрд куб. м/рік	750 млн євро	2014 р.	Навність довгострокового контракту на постачання СПГ з третіх країн
LNG-термінал в Україні	МТП Південний Одеська область (Україна)	Країни: Північної та Західної та Африки (Стипет, Алжир, Нігерія), Перської затоки (Катар), Каспійського регіону (Азербайджан, Туркменістан)	5–10 млрд куб. м/рік	969 млн євро	2015 р.	Безперешкодний дозвіл Туреччини на прохід СПГ танкерів через протоки. Дефіцит власних інвестиційних ресурсів та відсутність стратегічного іноземного інвестора
Розширення (будівництво) LNG-терміналу в Туреччині	Інфраструктура на узбережжі Егейського моря (Туреччина)	Катар	5 млрд куб. м/рік	н.д.	н.д.	Альтернативність LNG-терміналу в Україні
Трансанаголійський газопровід	Газопровід Азербайджан – Туреччина – країни ЄС (матиме продовження в Східну Європу (газопровід Набукко – Захід) або на південь Європи (газопровід ТАР))	Азербайджан	10 млрд куб. м/рік	15 млрд дол. США	2017 р.	Економічні – більш високі ціни на природний газ у країнах південної Європи, порівняно зі східними. Політичне небажання консорціуму Шах-Деніз конкурувати з російським Газпромом у Східній Європі

Джерело: складено авторами.



у довгостроковій перспективі структура та індустріальна спрямованість матеріального виробництва суттєво не зміниться. По-третє, енергосистема України інтегрована та відповідає проектній документації, технічним умовам і стандартам енергетичної інфраструктури Росії. Перехід на нові технічні регламенти і стандарти ЄС потребуватиме певного часу та фінансово-технічної допомоги. По-четверте, ані Україна, ані ЄС не матимуть у достатніх обсягах вільних інвестиційних ресурсів для радикальної зміни структури, технологічного рівня та ресурсної бази України. На наш погляд, не слід сподіватися на припинення стратегічних планів реалізації проектів обхідних газопроводів (про що солідарно оголошують деякі європейські політики) та переорієнтацію фінансових потоків на інвестиції у ГТС України.

На жаль, ані Енергетична хартія, ані членство у Європейському енергетичному співтоваристві не надали Україні ефектів симетричного характеру і не стали гарантією національної енергетичної безпеки в умовах диктату в регіоні російського газового монополіста. Залишаються питанням і наслідки для вітчизняного ринку природного газу в умовах підписання економічної частини Угоди про асоціацію між Україною та ЄС. Не існує також рамкового документу щодо недискримінаційних взаємовідносин та єдиних правил гри на євразійському енергетичному ринку між країнами-споживачами, транзитерами та постачальниками. Незважаючи на декларативні заяви офіційних європейських чиновників щодо підтримки України у складних питаннях газозабезпечення, європейські країни відмовляються радикально змінити систему укладання контрактів, яку запропонувала Україна, а саме встановити принцип формування єдиної ціни для європейських операторів на українсько-російському кордоні та створення розгалуженої мережі газовимірювальних станцій на території України.

Незважаючи на особливості енергетичних балансів країн ЄС, можна стверджувати, що визначальними факторами для подальшої адаптації енергетичної політики до ключових детермінант ЄС стануть такі вимоги: безпека енергопостачання (безпека поставок енергоресурсів та безпека об'єктів енергетики, зокрема безпека транзиту енергоресурсів); екологізація енергетики; лібералізація ринків енергоресурсів. Хоча країни ЄС об'єднані спільними критеріями та принципами енергетичної політики, методи і шляхи досягнення їх у кожній країні різняться внаслідок різної структури національних енергетичних балансів і можливостей доступу до джерел енергії. Відомим критерієм безпеки ЄС щодо рівня диверсифікації імпорту енергоресурсів є вимога не перевищувати третини поставок з одного джерела з кожного виду енергоносіїв.

Однак на практиці виконати цю вимогу кожній країні надто складно. Оскільки жодна країна ЄС не має в достатніх обсягах власних запасів енергоресурсів, сучасні тенденції глобалізації та демонополізації ринків в умовах взаємозалежності дозволяють перейти до принципу колективної енергетичної безпеки в питаннях енергетичної безпеки замість домінуючої у минулому ідеї національної енергетичної незалежності. Політична єдність і солідарність серед країн ЄС не завжди знаходить віддзеркалення в економічних стосунках навіть серед країн – членів ЄС, не кажучи вже про основних партнерів. На євразійському ринку природного газу, поки що переважно контрактному, домінують двосторонні політичні та економічні домовленості, що створюють нерівні шанси решти країн щодо конкурентоспроможності їхніх економік.

Усі розглянуті у статті можливі варіанти диверсифікації імпорту природного газу в Україну пов'язані зі значними економічними та політичними ризиками. Головним фактором успішності диверсифікації імпорту природного газу на європейському рівні є навіть не наявність відповідної інфраструктури, а впевненість у перспективній наявності достатніх обсягів поставок ресурсів СПГ від основних країн-експортерів, включаючи й США. В цьому контексті слід лише сподіватися, що, наприклад, LNG-термінал в Україні не спіткає "суха" доля нафтопроводу Одеса-Броди. Більше впевненості у результативності очікуваної альтернативи Україна матиме лише після підписання навіть не меморандумів, а довгострокових договорів на поставки СПГ з Катаром (або іншою країною) та на транзит законтракованих обсягів з Туреччиною.



Список використаних джерел

1. Забезпечення енергетичної безпеки України / Рада національної безпеки і оборони України ; Національний інститут проблем міжнародної безпеки. – К. : НІПМБ, 2003. – 264 с.
2. *Перфілова О.Є.* Проблеми диверсифікації видів і ринків енергоносіїв у контексті забезпечення енергетичної безпеки України / О.Є. Перфілова // Актуальні проблеми економіки. – 2010. – № 29 (104). – С. 40–47.
3. *Шевцов А.І.* Диверсифікація постачання газу в Україну. Бажання та реалії: аналітична записка [Електронний ресурс] / [Шевцов А.І., Земляний М.Г., Вербинський В.В., Рязова Т.В.] ; Національний інститут стратегічних досліджень. – Доступний з : <<http://www.db.niss.gov.ua>>.
4. *Уніговський Л.* Як нам реорганізувати транзит газу / Леонід Уніговський // Дзеркало тижня. – 2013. – 11 жовтня. – № 37.
5. Енергетичні ресурси та потоки / за ред. Шидловського А.К. – К. : УЕЗ, 2003. – С. 410.
6. *Подолець Р.З.* Особливості ціноутворення в міжнародній торгівлі природним газом / Подолець Р.З., Дячук О.А., Юхимець Р.С. // Економіка і прогнозування. – 2014. – № 1. – С. 53–65.
7. *Касаев Э.* Катарский газ в Европе [Електронний ресурс] / Эльдар Касаев // Независимая газета. – Доступний з : <http://www.ng.ru/ng_energy/2013-06-11/12_qatar.html>.
8. *Еременко А.* Був би хаб, якби не путінський "ухаб" / Алла Еременко // Дзеркало тижня. – 2013. – 29 листопада. – № 45.
9. *Демьянюк В.* Зачем Украине LNG-терминал [Електронний ресурс] / Виталий Демьянюк. – Доступний з : <<http://forbes.ua/opinions/1366016-zachem-ukraine-lng-terminal>>.
10. Туреччина погодилася пропускати через свої проливи танкери зі скрапленним газом для України // Дзеркало тижня. – 2012. – 14 вересня. – № 32.
11. Українсько-турецькі переговори про пропуск LNG-танкерів проходять конструктивно [Електронний ресурс] / Укрінформ. – Доступний з : <<http://1tv.com.ua/ru/specialnews/2013/02/14/5994>>.

Надійшла до редакції 21.01.2014 р.

Чукаєва И.К., д-р екон. наук, головний научний сотрудник

Лир В.Э., канд. экон. наук, ведущий научный сотрудник

Рамазанов В.А., аспирант

Институт экономики и прогнозирования НАН Украины

**ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ВАРИАНТОВ ДИВЕРСИФИКАЦИИ
ИМПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА В УКРАИНУ**

Рассмотрена проблема диверсификации импорта природного газа в Украину в контексте европейской политики энергетической безопасности. Проанализирован потенциал ресурсной базы и тенденции изменения структурных пропорций баланса природного газа государства. Осуществлен сравнительный анализ технико-экономических характеристик разных вариантов (проектов) диверсификации поставок природного газа в Украину. Определены основные возможности, проблемы, риски и эффекты от реализации альтернативных проектов. Сделаны выводы относительно приоритетности и механизмов реализации проектов диверсификации поставок природного газа в Украину.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, диверсификация, газотранспортная инфраструктура, интеграция, интерконнектор, сжиженный природный газ, терминал, инвестиции, риски.



I.Chukaeva, Doctor of Economics, Principal Researcher
V.Lier, PhD in Economics, Leading Researcher,
V.Ramazanov, Post-Graduate Student,
Institute for Economics and Forecasting, Ukrainian NAS

POSSIBILITIES AND RISKS OF THE VARIANTS OF DIVERSIFICATION OF THE IMPORT OF NATURAL GAS TO UKRAINE

The authors consider the problem of the diversification of the imports of natural gas to Ukraine in the context of the European policy energy security. The problem of the diversification of sources and ways of the supplies of imported natural gas was, in one or other form, posed in all important strategic documents related to the national energy policy. However, in practice, main attention was given to the economy (replacement) of the consumed volumes and the negotiations about the price for the critical imports of Russian natural gas. The economic nature of the differences in the prices for Russian gas for different European countries suggests about the presence of additional non-economic factors. Unfortunately, neither the Energy Charter Treaty nor the membership in European Energy Community gave Ukraine any symmetric effects and did not become a guarantee of the national energy security under the dictate of the Russian gas monopolist in the region. The authors analyze the main factors, which will affect the solution of the problem the diversification in the context of the further progress of Ukraine's European integration.

The authors analyze the potential of Ukraine's natural gas deposits and the tendencies of the change in the shares of natural gas in the national energy structure. During the recent decade, Ukraine's oil and gas industries have been characterized by general stability of the extraction. However, the possibilities of the expansion of oil and gas extraction are limited because the main deposits are greatly exhausted, and the explored reserves are not mastered because of the lack of sufficient investment resources. Since 2006, due to the sharp increase in the contract price, there has been a clear tendency towards decrease in the consumption and imports of natural gas in Ukraine. However, even now 66% of the imported natural gas comes from a single supplier, which is Gazprom. Ukraine's gas transmission system is the second in biggest in Europe and one of the biggest in the world. But its technological level is in a constant decline. By expert estimates, the modernization of the gas transmission system would cost about 3 bln USD. However, due to the political uncertainty, despite the declared intentions, no investments have ever come to the modernization of the gas transmission infrastructure.

The authors have carried out a comparative analysis of technological and economic characteristics of different variants (projects) of the diversification of supplies of natural gas to Ukraine. Among the possible variants of the diversification of sources and routes of natural gas import to Ukraine, which are now most often discussed in the expert circles are the following: reversible supplies from Europe through the system of LNG-terminals; Ukrainian LNG-terminal; expansion (construction) of a LNG-terminal in Turkey; the Trans Anatolian Pipeline. The authors define the main possibilities, problems, risks and effects from the realization of the alternative projects. It has been established that all possible variants of the diversification of natural gas import to Ukraine involve certain economic and political risks. The main factor of success of the diversification of natural gas import at the European level is not even the availability of proper infrastructure, but a certainty of prospective availability of sufficient volumes of liquid natural gas supplies from the main exporters, including USA. Unfortunately, the absence of a contract platform (in the form of a framework agreement) between all main participants of the regional natural gas market prevents the investors from being sure in the profitability of diversification projects on the European market as a whole and in Ukraine in particular. That is why Ukraine should conduct a more active policy as to the realization of potential strategies of the diversification of natural gas supplies and avoiding the above mentioned risks.

Key words: *energy security, natural gas market, diversification, strategy, strategema, integration, inter-connector, gas hub, investments.*