Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Німецька консультативна група

Серія консультативних робіт [PP/03/2014]

Удосконалення механізму регулювання газотранспортної системи України шляхом впровадження правил Енергетичного Співтовариства – спеціально розроблена пропозиція

Георг Захманн, Софія Рустер

Берлін/Київ, вересень 2014 року

Про Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій (ІЕД) – провідний український аналітичний центр, що спеціалізується на економічних дослідженнях та консультаціях з питань економічної політики. ІЕД був заснований у жовтні 1999 року провідними українськими політиками та Німецькою консультативною групою з питань економічних реформ.

Місія ІЕД - вироблення альтернативного погляду на ключові проблеми суспільного та економічного розвитку України. В рамках місії ІЕД націлює свою діяльність на надання висококваліфікованої експертної оцінки в галузі економіки й економічної політики, на формування громадської думки шляхом організації відкритого публічного діалогу, на сприяння розвитку економічних та суспільних наук і стимулювання розвитку дослідницької спільноти України.

Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Рейтарська 8/5-А,

01034 Київ, Україна

Тел: +38 044 / 278 63 42

Факс: +38 044 / 278 63 36

institute@ier.kiev.ua

http://www.ier.com.ua

Про Німецьку консультативну групу

Німецька консультативна група з питань економічних реформ працює в Україні з 1994 року, консультуючи український уряд та інші державні органи, такі як Національний банк України, по широкому колу питань економічної політики і розвитку фінансового сектору. Наші аналітичні роботи презентуються і обговорюються під час постійних зустрічей з посадовцями високого рангу. Група фінансується німецьким Федеральним міністерством економіки та енергетики у рамках програм TRANSFORM та наступних після неї програм технічної допомоги.

Німецька консультативна група

З питань економічних реформ

c/o Berlin Economics

Schillerstr. 59

D-10627 Берлін

Тел: +49 30 / 20 61 34 64 0

Факс: +49 30 / 20 61 34 64 9

info@beratergruppe-ukraine.de

www.beratergruppe-ukraine.de

© 2014 Німецька консультативна група

© 2014 Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Всі права захищені.

Удосконалення механізму регулювання газотранспортної системи України шляхом впровадження правил Енергетичного співтовариства – спеціально розроблена пропозиція

Резюме

Транзит газу через Україну та імпорт газу Україною скорочуються. Газотранспортна система зношується і чинна система регулювання не відповідає європейським стандартам. В цьому контексті нинішня організація української газотранспортної системи демонструє свої суттєві недоліки: високий ступінь державного втручання у визначення умов доступу та тарифів відлякує (потенційних) користувачів; брак достатніх та передбачуваних доходів перешкоджає здійсненню довгострокових інвестицій в інфраструктуру. Одним з ключових питань при обговоренні реформування нормативно-правової бази є те, яким чином визначаються та структуруються тарифи з транспортування газу. Тарифи визначають бізнес-модель компанії-оператора і надають стимули для ефективної роботи та модернізації.

З метою ефективного використання та здійснення інвестицій в інфраструктуру ми рекомендуємо Україні запровадити в себе систему «вхід-вихід», що є обов'язковою в ЄС. Вона зможе стати своєрідним наріжним каменем для створення надійної нормативно-правової бази, яка створить стимули для здійснення інвестицій та продовження використання газотранспортної системи. Вона відповідає зобов'язанням, які вимагаються від членів Енергетичного Співтовариства і дозволить Україні стати невід'ємною частиною європейського енергетичного ринку в довгостроковій перспективі. Більш того, за умови належної імплементації, система «вхід-вихід» буде являти собою значне покращення у порівнянні з нинішньою ситуацією в Україні в усіх аспектах транспортування газу (доступ третіх сторін, прозорість, стимули для інвестицій, тощо).

В усіх країнах-членах ЄС імплементація системи «вхід-вихід» відрізняється відповідно до національної специфіки. Реформування української газотранспортної системи також буде вимагати застосування досить специфічних положень для того, щоб врахувати, що (1) системи транзиту та транспортування газу досить тісно пов'язані між собою; (2) занадто низькі доходи від транзиту є політично неприйнятними, тоді як надвисокі тарифи на транзит чи ризик політичного втручання в систему транзиту газу може стимулювати будівництво обхідних газопроводів Газпромом; (3) газотранспортна система потребує інвестицій.

Відповідно, ми пропонуємо розділити газотранспортну систему України на два ринкові сегменти, які повинні бути приватизовані окремо. Перший сегмент має об'єднати точки входу з Росії і, по суті, буде інструментом для генерування передбачуваних доходів від транзиту. Таким чином, ця частина газотранспортної системи може бути продана фінансовому інвестору, якому має бути дозволено компенсувати витрати на її придбання через встановлення регульованих тарифів. Другий сегмент має стати «нормальним» ринковим сегментом та об'єднати всі інші частини газотранспортної системи. Незалежний оператор системи буде приймати рішення стосовно порядку експлуатації та інвестицій. Тарифи, інвестиції та умови доступу мають бути затверджені незалежним регулятором.

Автори

Георг Захманн zachmann@berlin-economics.com +49 30 / 20 61 34 64 0

Софія Рустер sophia.ruester@gmail.com

Подяка

Висловлюю свою вдячність Дмитру Науменку за підтримку при проведенні цього дослідження та цінні коментарі. Чудовий огляд, зроблений д-ром Рікардо Джуччі значно допоміг покращити цю роботу. Автори несуть повну відповідальність за будь-які помилки, які можуть бути знайдені.

Зміст

1. Мотивація 6

2. Підхід до регулювання в ЄС 8

2.1 Основа: Третій енергетичний пакет ЄС 8

2.2 Обов'язкові вимоги до нормативно-правової бази 9

2.2.1 Створення сильного та незалежного національного регулюючого органу 9

2.2.2 Функціонування системи: Розділення транспортування і діяльності з виробництва/постачання 10

2.2.3 Функціонування системи: Розділення операторів систем зі зберігання газу 10

2.2.4 Модель тарифів для мереж транспортування: модель «вхід-вихід» 11

2.2.5 Загальні принципи роботи мережі: прозорість, недискримінація, конкуренція 13

2.3 Доступні варіанти регулювання 13

2.3.1 Функціонування системи: три підходи до розділення 13

2.3.2 Визначення рівня допустимого доходу оператора ГТС 16

2.3.3 Розподіл витрат для користувачів мережі 18

2.4 Обговорення 20

3. Наслідки імплементації Третього енергетичного пакету ЄС для України 21

3.1 Довідкова інформація: статус-кво регулювання газотранспортної системи . 21

3.2 Дискусія та рекомендації 23

Джерела 27

Додатки 28

А-1: Розмір ринкових зон 28

А-2: Імплементовані моделі розділення в ЄС-30 29

А-3: Приклад Німеччини 30

1. Мотивація

Українська газотранспортна система є одним з найбільш цінних інфраструктурних активів країни. Трубопровідна система виконує три головні функції: (1) транзит газу від кордону з Росією до західних кордонів; (2) сполучення вітчизняних споживачів газу із його виробниками; та (3) забезпечення імпорту природного газу. В майбутньому може з'явитися четверта функція – експорт українського газу. Крім того, важливою опцією для України є великі потужності зі зберігання газу, що дозволяють згладжувати сезонні коливання попиту.

Оператор газотранспортної системи компанія «Укртрансгаз» працевлаштовує 28 тис. осіб, обсяг виручки у 2013 році склав 15,7 млрд грн. Це відповідає 1,1% від ВВП. Проте, якщо виходити лише з обсягу виручки, то можна недооцінити важливість газотранспортної системи, оскільки тарифи на послугу з транспортування природного газу є відносно низькими – в 2013 році вони становили 93,90 грн за тис. куб. м. (або 11,5 дол. США за тис. куб. м.) у порівнянні із 10 дол. США за тис. куб. м. для набагато меншої газотранспортної системи Словаччини (див. Вставку 1). Для транзиту газу тарифи були встановлені в угоді від 2009 року – разом з цінами імпорту – на десять років. На момент підписання угоди, після того як Росія зупинила постачання газу в середині зими, її умови (плата за транзит була встановлена на рівні біля 2 дол. США за тис. куб. м. на 100 км) виглядали досить непривабливими для України[1]. Відповідно, номінальні тарифи на транзит можуть не відповідати вартості послуги. Тарифи на транспортування газу для внутрішніх споживачів також, скоріш за все, не відповідають реальній вартості цих послуг – оскільки вони є нижчими за вартість відповідної послуги в інших європейських країнах.

Проте важливість газотранспортної системи зменшується. Транзит газу через Україну стабільно падає. Тоді як у 2004 році транзит газу через Україну складав 137,1 млрд кубічних метрів (куб. м.), у 2013 році лише 86,1 млрд куб. м. газу пройшло територією країни. І якщо Росія зможе у майбутньому спорудити Південний потік та/або четверту гілку Північного потоку, вона буде здатна повністю обійти Україну як транзитну країну. Результатом цього може стати значне зниження обсягів транзиту газу та тарифів на транзит. Більш того, також скорочуються і обсяги внутрішнього транспортування газу, оскільки попит на газ поступово знижувався з 76,3 млрд куб. м. у 2003 році до 50,4 млрд куб. м. у 2013 році. Це також означає зниження обсягів імпорту газу.

В цьому контексті, нинішня організація української газотранспортної системи демонструє свої суттєві недоліки: високий ступінь державного втручання у визначення умов доступу та тарифів відлякує (потенційних) користувачів, брак достатніх та передбачуваних доходів перешкоджає здійсненню довгострокових інвестицій в інфраструктуру, а також брак стимулів перешкоджає необхідній адаптації потенційних змін у способах використання системи (наприклад, від імпортера до експортера, від транзитної країни до постачальника балансуючих послуг).

Реформа газотранспортної системи вимагається не лише з точки зору економіки для подолання цих недоліків. Вона також вимагається в рамках зобов'язань України, взятих перед Енергетичним Співтовариством та Європейським Союзом. І Договір про заснування Енергетичного Співтовариства, і Угода про асоціацію України з ЄС[2]

[1] Павел Ф. та Науменко Д. (2009 р.).

[2] Наприклад, стаття 273 Угоди про асоціацію передбачає, що «по відношенню до транспортування електроенергії і газу, зокрема, що стосується доступу третьої сторони до об'єктів інфраструктури, Сторони повинні адаптувати своє законодавство, як визначено в Додатку XXVII цієї Угоди та Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства (від 2005 року), з метою гарантування того, що тарифи мають бути опубліковані до введення їх в дію, процедури з розподілу потужностей та всі інші умови є об'єктивними, прийнятними та прозорими, а також недискримінаційними на основі країни походження, прав власності чи пункту кінцевого призначення електроенергії та газу».

передбачає, що Україна має реформувати нормативно-правову базу для роботи своєї газотранспортної системи (див. Вставку 1).

Врешті-решт, реформа регуляторної системи також зумовлена необхідністю залучити інвестиції в старіючу інфраструктуру. За офіційними оцінками, вартість модернізації системи транзиту газу складає від 3 до 5,5 млрд дол. США.[3] Стан державних фінансів України не дозволить профінансувати таку модернізацію виключно за рахунок власних коштів. Відповідно, 14 серпня 2014 року Верховна Рада прийняла закон про реформування української газотранспортної системи, який дозволяє передавати міноритарний пакет прав власності оператора газотранспортної системи та оператора газових сховищ західним інвесторам.

Таким чином, існує безліч причин для проведення глибокої реформи нормативно-правової бази газотранспортної системи України. Одним із ключових питань, які виникають при обговоренні реформи є те, яким чином встановлюються та структуруються тарифи на транспортування газу. Тарифи визначають бізнес-модель компанії-оператора і надають стимули для ефективної роботи та модернізації. В цій роботі ми хочемо визначити, яким чином такі тарифи мають бути розроблені, виходячи з міжнародного досвіду, і приймаючи до уваги міжнародні зобов'язання України, а також специфіку газотранспортної системи України. В наступному розділі ми представимо, яким чином регулюються газотранспортні системи в ЄС. Також важливо визначити, які положення реформи будуть найкращими з огляду на імплементацію Україною законодавства ЄС в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та Угоди про асоціацію. У відповідному розділі ми презентуємо ряд регуляторних моделей, вибір між якими може робити Україна та обговоримо, які варіанти будуть найбільш вигідними для країни. Робота завершується рекомендаціями стосовно політики.

[3] Джерело: www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/3375A8575C8884D0C22571010035B9D2?OpenDocument&Expand=2&

Вставка 1: Енергетичне Співтовариство

Енергетичне Співтовариство, що засноване в 2005 році, створене на основі Угоди, що підписана між Європейським Союзом, з однієї сторони, та Сторонами Угоди з Південно-Східної Європи, з іншої сторони (Рада Європи, 2006 рік). Його метою є створення єдиного енергетичного ринку на основі сталої регуляторної та ринкової моделі, де може розвиватися конкуренція та покращитись безпека постачання. Сторони Угоди зобов'язуються гармонізувати своє законодавство з європейськими стандартами шляхом імплементації відповідних регулювань та директив ЄС. Таким чином, його метою на першому етапі є створення відкритих та прозорих енергетичних ринків, а далі повна інтеграція ринків Сторін Угоди із внутрішнім енергетичним ринком ЄС у довгостроковій перспективі. Україна отримала повноцінне членство в Енергетичному Співтоваристві з лютого 2011 року.

На відміну від існуючих регіональних ініціатив з кооперації, Енергетичне Співтовариство побудовано на основі міжнародної угоди, що, в свою чергу, створює інституційну основу для юридично обов'язкових правил. Сторони Угоди зобов'язалися імплементувати положення Другого та – нещодавно затвердженого – Третього Енергетичного Пакетів ЄС. Тим не менш, різні дослідження, що вивчали минулі досягнення Енергетичного Співтовариства, ідентифікували значний розрив між політичними зобов'язаннями та повною імплементацією відповідного законодавства, та виконання затверджених правил (див. ЄК, 2011 р.; Dixi Group, 2014 р.). Таким чином, відкриті, прозорі і конкурентні національні енергетичні ринки всіх Сторін Угоди досі не були досягнуті. При цьому необхідні другорядні правила, що доповнюють нове законодавство, а також механізми нагляду та забезпечення виконання законодавства часто відсутні.

2. Підхід до регулювання в ЄС

2.1 Основа: Третій енергетичний пакет ЄС

Третій енергетичний пакет (див. також Вставка 2), що був затверджений в ЄС в 2009 році, направлений на завершення створення внутрішнього енергетичного ринку.[4] Найголовніші реформи включають посилення повноважень та незалежності національних регуляторів, запровадження жорсткіших правил щодо розділення вертикально-інтегрованих мережевих операторів та операторів потужностей зі зберігання, а також покращення прозорості ринку. Більш того, було створено ACER – агенцію зі співробітництва енергетичних регуляторів, – яка є новим органом для координації питань регіонального та транскордонного співробітництва. А також всі оператори передавальних систем (т.зв. TSO) мають співробітничати з асоціацією ENTSO-G, що є європейською мережею операторів передавальних мереж на ринку газу.

[4] Для додаткової інформації див.: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/legislation/third_legislative_package_en.htm

Вставка 2: Третій енергетичний пакет ЄС та нормативно-правова база, пов'язана з ринком газу

Процес лібералізації енергетичних ринків Європейського Союзу (ЄС) розпочався із прийняттям перших директив, що стосувалися загальних правил функціонування внутрішнього ринку електроенергії (в 1996 році) та газу (в 1998 році) та продовжилися після створення більш амбіційного пакету законодавчих актів, затверджених в 2003 році. Реструктуризація промисловості та регуляторні механізми затверджені до цих пір, однак, не продемонстрували очікуваного розвитку конкуренції. Секторальне дослідження проведене на замовлення Європейської Комісії виявило, що недостатнє розділення видів діяльності з передавання енергії від її постачання та виробництва призвели до дискримінації нових учасників ринку. Національні регулятори не мають достатньої незалежності для належного виконання своїх обов'язків.

Із розробкою т.зв. Третього енергетичного пакету ЄС, прийнятого у 2009 році, було створено ряд нових директив та регулювань, направлених на подальше відкриття енергетичних ринків. Для газового сектору передбачено наступне:

Директива 2009/73/ЕС («Газова директива») «щодо загальних правил для внутрішнього ринку природного газу», спрямована на введення в дію загальних правил для транспортування, розподілу, постачання і зберігання природного газу. Вона встановлює правила, пов'язані з організацією та функціонуванням газового сектору, доступу до ринку, критерії та процедури, які застосовуються до надання дозволів на транспортування, розподіл, постачання і зберігання природного газу, а також експлуатації систем.

Регулювання 715/2009 «щодо умов доступу до мереж передавання природного газу» спрямоване на встановлення недискримінаційних правил для умов доступу до систем транспортування природного газу та потужностей зі зберігання. Також визначаються гармонізовані принципи встановлення тарифів (чи методології з їх розрахунку) на доступ до мережі, а також розподіл пропускної здатності та управління перевантаженнями та балансуванням.

Мережеві Кодекси, що стосуються розподілу пропускної здатності та управління перевантаженнями, балансування, правил роботи системи, сумісності та обміну даними, а також гармонізованих структур тарифів з транспортування, покликані перетворити регуляторні політики в операційні правила.*

** в даний час перебувають у стадії розробки*

2.2 Обов'язкові вимоги до нормативно-правової бази

З імплементацією Третього енергетичного пакету країни-члени ЄС повинні імплементувати та до певної міри гармонізувати свою нормативно-правову базу з регулювання сектору природного газу. Деякі положення дозволяють застосовувати різні варіанти імплементації (див. пункт 2.3), тоді які ключові елементи, що наведені нижче, є обов'язковими.

2.2.1 Створення сильного та незалежного національного регулюючого органу

Незалежність регуляторних органів у сфері енергетики посилюється. Кожна країна призначає єдиний національний регулюючий орган (NRA) і має гарантувати його *повну* незалежність. Це означає, що регулятор є окремою юридичною особою, що може приймати самостійні рішення, може розпоряджатися своїм власним бюджетом, і має достатні людські та фінансові ресурси для виконання своїх обов'язків. Регулятори повинні бути по-справжньому незалежними, не лише від інтересів галузі, але і з точки зору прийняття своїх щоденних операційних рішень, а також від уряду. Таким чином, персонал має діяти незалежно від будь-яких ринкових інтересів і ніхто

не має отримувати прямі вказівки від будь-якого політика. Керівництво національного регулятора має призначатися на строк від п'яти до семи років, не більше ніж з однією пролонгацією.

На додачу також зміцнюються *повноваження та обов'язки* регуляторів. Обов'язки включають в себе встановлення фіксованих чи таких, які потребують затвердження тарифів (або відповідних методологій, згідно з якими вони розраховуються), уникаючи будь-якого перехресного субсидування між сегментами транспортування газу та його постачання, та моніторингу прозорості і стану оптових/роздрібних цін, ступеню відкриття ринку, конкуренції, управління перенавантаженням та інвестиційних планів системних операторів. Регулятори зможуть виносити обов'язкові до виконання рішення стосовно компаній, вживати відповідних заходів у випадках неналежного функціонування ринку та накладання штрафів на компанії, що не відповідають за своїми зобов'язаннями або не виконують рішення регулятора, або які демонструють дискримінаційну поведінку на користь вертикально-інтегрованих монополій.

2.2.2 Функціонування системи: Розділення транспортування і діяльності з виробництва/постачання

Європейський процес лібералізації з самого початку визнав важливість розділення (тобто відділення мережевих операцій від діяльності з видобування та постачання) в якості головної передумови для забезпечення недискримінаційного доступу до базової інфраструктури і, таким чином, до ринків. Із прийняттям Третього енергетичного пакету були запроваджені жорсткіші правила з розділення з метою забезпечення ефективного розділення системних операцій та конкурентних видів діяльності. За спостереженнями антимонопольних агентств повне юридичне та функціональне розділення не було достатнім для гарантування того, що оператор мережі не буде перебувати під впливом інтересів дочірньої компанії, що займається постачанням. Таким чином, європейська політика виходить з філософії, що будь-який взаємозв'язок з точки зору відносин власності між оператором мережі і постачальними компаніями має бути припинений.

Доступ до системи транспортування газу має бути наданий на основі опублікованих тарифів і у недискримінаційний спосіб. Ці тарифи, чи методології, на основі яких вони розраховуються, повинні бути затверджені до їх вступу в силу, рішенням відповідного національного регулюючого органу.

2.2.3 Функціонування системи: Розділення операторів систем зі зберігання газу

Газова директива також полегшує доступ до сховищ зі зберігання газу за рахунок впровадження юридичного та функціонального розділення операторів систем зі зберігання від будь-яких інших видів діяльності, пов'язаних з транспортуванням, постачанням та зберіганням.[5]

Доступ до сховищ та трубопровідного зберігання[6] має бути гарантований. Відповідно, прийняття рішення щодо визначення того, який режим доступу має бути наданий – регульований чи визначений в результаті переговорів – віддається на розсуд країн-членів ЄС. У будь-якому випадку, обраний режим має бути об'єктивним (критерії доступу мають виходити з характеристик сховищ), прозорими (критерії доступу мають бути опублікованими перед їх запровадженням) та недискримінаційними

[5] Виключенням з цих положень є потужності зі зберігання, що резервуються виключно для операторів з транспортування газу при виконанні ними своїх функцій, а також ті, які використовуються для виробничих потреб.

[6] Зберігання газу в трубопроводах шляхом підвищення тиску.

(оператор сховищ надає однакову об'єктивну інформацію в однакових обсягах для всіх споживачів, як афілійованих з ним, так і для третіх осіб).

2.2.4 Модель тарифів для мереж транспортування: модель «вхід-вихід»

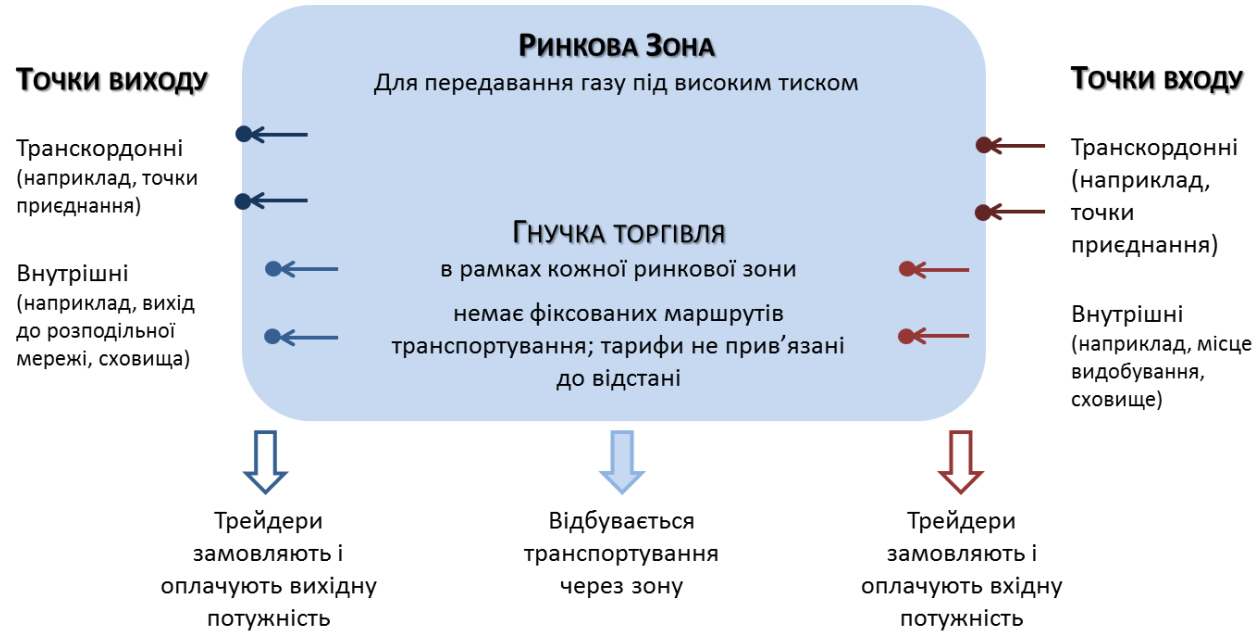
Із прийняттям Третього енергетичного пакету в масштабах ЄС була запроваджена обов'язкова дезагрегована модель «вхід-вихід» для доступу до передавальних мереж з метою покращення ефективності торгівлі газом. Розрахунок мережевих тарифів на основі існуючих контрактів (т.зв. модель «пункт-пункт») має бути заборонений. У порівнянні з більш ранніми схемами, що залежали від дистанції транспортування і маршрутів, мотивацією для прийняття нинішньої моделі «вхід-вихід» послужило покращення прозорості системи, гнучкості торгівлі для трейдерів та тарифів за використання системи, що відображають витрати.

Ядром моделі «вхід-вихід» є визначення ринкових зон (сегментів), які також називають «зонами входів-виходів», що можуть відповідати території цілої країни чи меншим регіонам. Природний газ надходить до мережі в будь-якій *точці входу* (наприклад, точок приєднання, до яких газ надходить з інших ринкових зон, площадок з видобування чи газових сховищ) та залишає мережу в будь-якій *точці виходу* (наприклад, точки приєднання до інших ринкових зон, точки, що межує з розподільною мережею, великими споживачами чи сховищами газу).

Трейдери можуть резервувати потужності на вході/виході незалежно одна від одної і сплачують окремі платежі для входу/виходу за використання мережі («роз'єднана система»). Тарифи в цих точках можуть відрізнятися і не залежать від відстані транспортування. Таким чином, транспортування газу відбувається через зони замість того, щоб транспортувати газ вздовж заздалегідь законтрактованих шляхів. Торгівля всередині однієї зони «входу-виходу» (наприклад, зона з єдиною ціною на товар) має бути абсолютно гнучкою[7].

Рисунок 1

Модель «вхід-вихід»



Джерело: Власна презентація

[7] Імплементація моделі «вхід-вихід» може бути досить гнучкою. В кожній країні-члені ЄС підхід до неї може істотно відрізнятись. Див. для більш детального обговорення: Kema & Cowi (2013 р.).

Вставка 3: Досвід Словаччини

Словаччина, володіючи трубопроводом Eustream, є транзитною країною, отримуючи газ з України, і доставляючи його до країн Центральної та Західної Європи через Чехію та Австрію.

Потужності розподіляються на одній точці входу та двох точках виходу на основі принципу «перший зайшов-перший отримав послугу». Тарифи стягуються виключно на основі замовлених потужностей, без будь-якого сировинно-товарного компоненту:

Точка входу/виходу	***Плата за замовлення гарантованої потужності*** *Якщо 1 євро = 1,3 дол. США і 1 МВт-год = 93 куб. м.*	
Вихід до Австрії (Баумгартен):	140,38 євро/(*МВт-год*/д.)/рік	1,96 дол. США/(*куб. м.*/д.)/рік
Вихід до Чехії (Ланцжот):	79,455 євро/(*МВт-год*/д.)/рік	1,11 дол. США/(*куб. м.*/д.)/рік
Вхід з України (Вельке Капушани):	124,12 євро/(*МВт-год*/д.)/рік	1,74 дол. США/(*куб. м.*/д.)/рік

Отже, транзит 1 тис. куб. м. з України до Австрії у вигляді потоку зі сталим навантаженням (1 тис. куб. м./365=2,74 куб. м. /д.) коштує:
[2,74 куб. м. /д.] x [1,96 дол. США/(куб. м. /д.)/рік + 1.74 дол. США/(куб. м. /д.)/рік] = 10,1 дол. США



Джерело для мапи та даних: http://www.gas-roads.eu

2.2.5 Загальні принципи роботи мережі: прозорість, недискримінація, конкуренція

Регулювання 715/2009 та пов'язані з ним Мережеві кодекси[8] направлені на створення недискримінаційних правил доступу до систем транспортування природного газу.

По-перше, визначені *гармонізовані принципи тарифів за користування передавальною мережею*. Вони мають бути прозорими, недискримінаційними та відображати затрати. Вони мають сприяти ефективній торгівлі газом та конкуренції, водночас уникаючи перехресного субсидування між користувачами мережі. Більш того, тарифи передавальної мережі мають встановлюватися окремо для точок входу та виходу (див. вище для більш докладної інформації щодо системи «вхід-вихід»).

По-друге, встановлені гармонізовані *принципи розподілу пропускної здатності та управління перенавантаженнями* в точках приєднання. Для користувачів має бути доступною максимальна пропускна здатність, приймаючи до уваги технічні обмеження та обмеження щодо безпеки.[9] Суміжні системні оператори, що керують мережами в сусідніх ринкових зонах мають спільно пропонувати взаємопов'язані продукти з розподілу пропускної здатності (наприклад, потужність на виході плюс відповідна потужність на вході) в точках приєднання. У випадку перенавантажень, що зумовлені контрактом, застосовуються довгострокові та «добу наперед» механізми по типу «використав-або-втратив». Системний оператор має пропонувати невикористану потужність на первинному ринку принаймні на основі негарантованої потужності «добу наперед»; для тих, хто хоче перепродати законтрактовану потужність мають бути доступні вторинні ринки.

По-третє, встановлені *гармонізовані принципи балансування*. Мають бути запроваджені ринкові режими та режими щоденного балансування, де зона балансування відповідає відповідній зоні «входу-виходу». Балансуючі аукціони системних операторів мають включати короткострокові балансуючі продукти, що продаються у той же день чи добу наперед, та використання балансуючих послуг (лише якщо перші продукти є неможливими або існує недостатня ліквідність на ринку).

2.3 Доступні варіанти регулювання

2.3.1 Функціонування системи: три підходи до розділення

З метою досягнення «ефективного розділення» діяльності з транспортування від діяльності з видобування та постачання, країни-члени ЄС можуть обрати один з трьох підходів.[10] Вони припускають різні ступені структурного поділу роботи мережі на основі конкуренції, проте кожна модель має унеможливити будь-які стимули для дискримінації користувачів мережі, що стосується їх доступу до та використання мережі. За будь-якого режиму компанія, що надає послуги з транспортування може бути як державною, так і приватною.

По-перше, у випадку **розділення прав власності** постачальник може утримувати пряму чи непряму частку прав власності мережевого оператора, якщо жодна з

[8] Детальніше див.:
http://www.acer.europa.eu/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Legal-basis.aspx

[9] На основі стандартизованих механізмів розподілу пропускної здатності (стандартна побудова аукціону для різних стандартизованих продуктів з розподілу потужності). Більш того, щоденні продукти мають пропонуватися в якості негарантованої пропускної здатності, якщо гарантована пропускна здатність розпродана в режимі «добу наперед».

[10] Для отримання юридичних подробиць див. Директиву 2009/73/ЕС, ст. 9, а також ЄК (2010 р.).

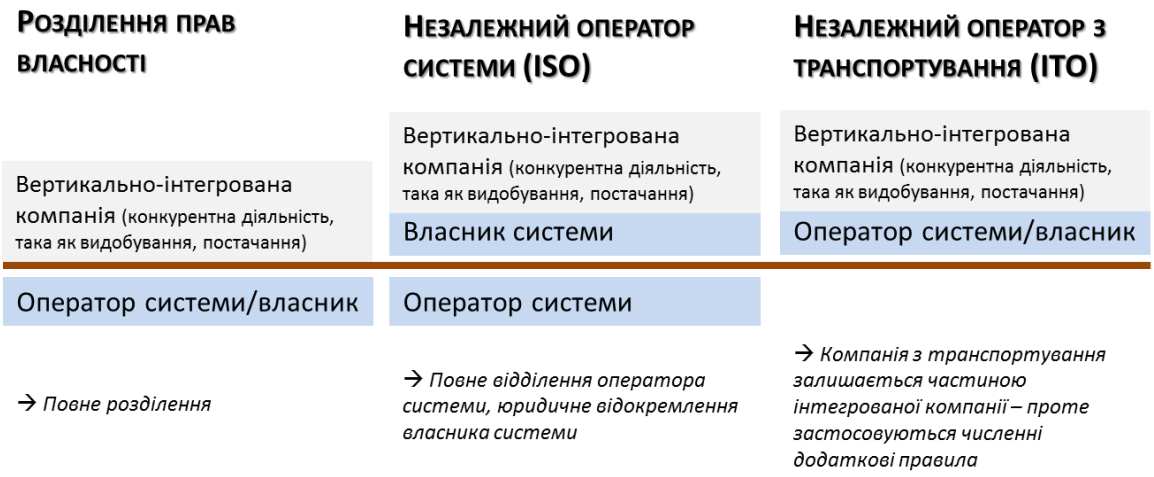
наступних умов не виконується: (i) ця часка складає контрольний пакет акцій; (ii) постачальник у прямий чи непрямий спосіб використовує право голосу, що відповідає його частці в акціонерному капіталі, чи має право призначати членів правління чи спостережної ради; та (iii) постачальник має будь-який тип контролю над оператором мережі. Теж саме, але навпаки, стосується і оператора мережі. Іншими словами, при розділенні прав власності заборонено володіти правами власності і здійснювати контроль над оператором передавальної системи і, в той же час, володіти і здійснювати контроль над компанією, що здійснює будь-яку діяльність з видобування чи постачання. Ці правила в рівній мірі застосовуються до державних та приватних компаній, щодо яких у державних органів існує переконання про необхідність їх повного розділення.

По-друге, модель **незалежного оператора системи (ISO)** передбачає відокремлення прав власності та функцій з експлуатації газотранспортної системи. Незалежний оператор (не будучи при цьому *власником* системи) є відповідальним за надання та управління доступом третіх осіб до мережі, а також за здійснення щоденного керування газотранспортною системою, підтримання її в належному стані та розвиток. В процесі попередньої сертифікації незалежний оператор повинен продемонструвати, що він має у своєму розпорядженні необхідні фінансові, технічні, фізичні та людські ресурси для виконання цих завдань. *Власник* газотранспортної системи є відповідальним за фінансування інвестицій, що перед їх здійсненням мають бути затверджені національним регулюючим органом. Проте навіть за моделі ISO *власник* газотранспортної системи має бути юридично та функціонально відокремлений від сегментів видобування та постачання.

По-третє, у випадку **незалежного оператора з транспортування (ITO)** компанія, що здійснює транспортування газу може залишитися у складі вертикально-інтегрованої компанії; однак у цьому випадку будуть застосовуватися численні детальні правила для забезпечення ефективного розділення. Серед інших, такий оператор має бути автономним (тобто володіти всіма фінансовими, технічними, людськими ресурсами для виконання своїх зобов'язань). Всі активи мають бути у власності оператора, він також повинен мати власний персонал. Лізинг персоналу чи підписання контрактів на постачання послуг від інших частин вертикально-інтегрованої монополії категорично забороняється. Також не дозволяється спільне використання IT-систем, або використання одних і тих же консультантів для IT-систем. Більш того, ITO та дочірня компанія з постачання не можуть бути прямими чи непрямим дочірніми компаніями одна одної. І оператор з транспортування не повинен, виходячи із власної корпоративної ідентичності, створювати жодних непорозумінь в процесі комунікації та брендінгу.

Рисунок 2

Три підходи до розділення



Джерело: власна презентація

Різні країни-члени ЄС застосовують різні моделі відокремлення (див. Рисунок 3).[11] Моделі повного розділення власності та незалежного оператора з транспортування (ITO) є найбільш популярними підходами у газовому секторі. Модель ISO не відіграє настільки важливої ролі. Перелік європейських операторів газотранспортних систем та їхні моделі розділення наведений в Додатку A-2. Для проведення більш глибокого аналізу стосовно імплементації різних варіантів розділення в секторах газу електроенергії в країнах Центральної та Східної Європи ми посилаємося на роботу Jankauskas (2014 р.)

Рисунок 3

Імплементація різних моделей розділення в ЄС



Джерело: Власна презентація на основі даних Європейської Комісії[12]

[11] В країнах-членах ЄС, що мають більше, ніж одну газотранспортну компанію, існують навіть різні TSO в рамках однієї країни.

[12] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/certification/2013_received_notifications.xlsx

Переваги та недоліки:

Якщо вищеперераховані три моделі правильно імплементовані, це може гарантувати, що оператор системи не має стимулів до надання преференцій пов'язаним компаніям. В реальному житті **модель ITO** має ризик утворення бюрократичних, складних правил, які буде важко контролювати і, таким чином, відокремлення не буде в повній мірі ефективним. **Розділення прав власності** є ефективною моделлю відокремлення, проте передбачає сильне втручання в права власності. Повністю розділені оператори передавальних мереж мають досить сильну інформаційну перевагу над регуляторами, що дозволяє їм виправдовувати отримання додаткових доходів, наприклад, шляхом виправдання необхідності побудови певного газопроводу. Вони також намагаються перекласти якомога більші витрати на інших учасників ринку, наприклад, зобов'язуючи їх визначати обсяги транспортування газу набагато раніше за необхідний строк.

З цих питань **модель ISO** має ряд деяких переваг, оскільки вона знижує рівень інформаційної асиметрії зі сторони TSO, роблячи операційні та інвестиційні рішення більш прозорими. Модель незалежного оператора системи є також досить ефективною моделлю розділення. На додачу, вона дозволяє організувати оптимальне функціонування мереж, якими володіють різні власники. Проте вона також передбачає досить сильне втручання в права власності. Також, відсутність прав володіння на передавальні мережі може призвести до «поділу стимулів», а це може вимагати складних домовленостей між власником(ми) та оператором для того, щоб уникнути перекладання необґрунтованих витрат один на одного.

2.3.2 Визначення рівня допустимого доходу оператора ГТС

Побудова тарифу за користування передавальною мережею передбачає наявність двох відповідних областей регуляторного втручання. По-перше, має бути визначено допустимий рівень доходу для TSO/ISO (див. цей розділ). І по-друге, повинно бути встановлено, яким чином відповідна сума розподіляється між різними користувачами системи (див. підпункт 2.3.3).

Регулювання допустимого доходу операторів ГТС в ЄС знаходиться в компетенції окремих країн-членів. Децентралізоване прийняття рішень та розвиток національних режимів регулювання (що залежать від специфічних особливостей сектору, історичної еволюції режиму регулювання, пріоритетів національної політики, здатності до розробки регулювання тощо) призвели до широкого різноманіття чинних регуляторних практик (див. Рустер та ін., 2012 р.)

a. Механізм контролю доходів:

По-перше, сьогодні співіснують *різні форми загального механізму контролю над доходами*, включаючи методи «витрати плюс» (наприклад, Данія, Румунія), доходності капіталу (наприклад, Австрія), встановлення граничного рівня цін (наприклад, Литва, Словаччина, Словенія) та доходу (наприклад, Німеччина, Франція, Естонія, Фінляндія, Ірландія, Люксембург, Польща чи Іспанія). Більш того, прийняті підходи зазвичай відрізняються від простих випадків, описаних в літературі. Наприклад, Бельгія та Чехія запровадили гібридні моделі, що включають в себе елементи регулювання цін та доходу. Модель «RIIO», що існує у Великобританії заснована на контролі прогнозних цін у поєднанні з інвестиційними стимулами, інноваційним пакетом стимулювання, сильною орієнтацією на видобувний сегмент, а також має довший період регулювання. Італія використовує підхід ставки доходності і визначає дозволений рівень доходу активів, граничні рівні операційних витрат та амортизації, а також окреме обмеження цін на сировинні товари.

Переваги та недоліки:

Маючи обмеження по доходам, користувачі будуть приймати на себе ризик коливань обсягів. Якщо мережа досить сильно завантажена – середня ціна знижується, оскільки оператору ГТС не дозволяється заробляти більше порогового значення. Значним недоліком обмеження доходів є те, що воно зменшує стимули для компанії знижувати витрати, оскільки будь-який приріст виручки буде в неї відібраний. Подібно до нього, підхід «витрати плюс» також не стимулює компанії до скорочення витрат. При встановленні обмеження цін оператор ГТС буде приймати на себе ризик коливань обсягів, оскільки за нижчого рівня використання потужностей його доходи будуть падати. Однак за всіх ситуацій він має мотивацію для підвищення своєї ефективності.

b. Правила обліку витрат:

Транспортування газу є досить капіталомістким. Відповідно, головним компонентом видатків є капітальні витрати. Серед країн-членів ЄС існує широке різноманіття стосовно методів калькуляції капітальних витрат. Регульована база для розрахунку активів відрізняється, виходячи з компонентів, що туди включаються (наприклад, туди завжди включаються основні засоби, тоді як робочий капітал може включатися до розрахунку на різних рівнях; можуть бути включені чи ні об'єкти незавершеного будівництва) та їх оцінки (використовуючи історичні витрати, вартість заміщення, індексовані історичні витрати чи стандартні витрати; облік повністю амортизованих активів; облік активів, що частково фінансуються третьою стороною чи за рахунок державних субсидій; тощо). Існують численні параметри, які при цьому застосовуються, такі як без ризикові відсоткові ставки, боргові та ринкові премії, припущення щодо співвідношення часток залученого і власного капіталу, фактор «бета», тощо. Податки також можуть бути включені чи ні; калькуляція дозволеної доходності капіталу може ґрунтуватися на номінальних чи реальних значеннях.

Переваги та недоліки:

Різноманітна інтерпретація інвестиційних витрат збільшує інвестиційні стимули для компаній (які у найгіршому випадку можуть призвести до «озолочення», тобто до появи непродуктивних надмірних інвестицій). І навпаки, досить вузька інтерпретація витрат може стимулювати ефективне використання капіталу. Проте виникає ризик недостатнього інвестування, що може завдати шкоди компанії в довгостроковій перспективі.

c. Період регулювання

Нарешті, також і *період регулювання* – один із головних факторів, що вказує на регуляторну стабільність – значно варіюється з-поміж країн-членів ЄС (наприклад, в Словенії це був період в один рік, сьогодні цей період складає від чотирьох до п'яти років у більшості країн-членів (наприклад, Бельгія, Німеччина, Італія), вісім років в британській моделі «RIIO»). Слід зазначити, що регуляторна стабільність має вирішальне значення для стимулювання капіталомістких довгострокових інвестицій, що, як правило, здійснюються схильними до ризику гравцями ринку. «Інвестори хочуть скоріше мати надійний шлях, ніж ідеальний або уніфікований» (ECF, 2012 р., с. 18). Зміни у регулюванні можуть мати істотні наслідки для прибутковості проекту; очікувана невизначеність щодо можливої адаптації у майбутньому може відігравати значну роль при прийнятті рішень приватними інвесторами. Довгострокові зобов'язання зі сплати компенсації у майбутньому є необхідними для залучення інвесторів і надання їм можливості отримати необхідне фінансування; таким чином, розширення періоду регулювання понад нинішніх загальноприйнятих 3-4 років (як було запропоновано у Великобританії) може допомогти поліпшити очікування інвесторів щодо отримання справедливої винагороди.

Переваги та недоліки:

Довгі регуляторні періоди можуть допомогти забезпечити впевненість для здійснення інвестицій і, таким чином, їх стимулювати, особливо інвестиції в активи, що вимагають здійснення великих авансових платежів та мають довгий строк експлуатації. І навпаки, короткі регуляторні періоди дозволяють краще адаптувати регулювання до нових умов.

2.3.3 Розподіл витрат для користувачів мережі

Ціна послуг за користування мережею залежить від розподілу витрат для користувачів мережі. Регульовані тарифи на транспортування, таким чином, повинні покривати регульовані витрати оператора ГТС; стягнення за користування точками входу/виходу мають бути розроблені таким чином, щоб їх загальна зібрана сума якомога точніше відповідала очікуваному дозволеному доходу. Для цього регулятор затверджує фіксовані тарифи для національних точок входу/виходу. Пропускна здатність на транскордонних точках розподіляється через механізм аукціону[13]. Щоб гарантувати певний дохід навіть за умови, що транскордонні точки не використовуються на повну потужність (і, таким чином, результатом аукціону стане нульова ціна), регулятором затверджується резервна ціна. До того ж, національні регулятори затверджують механізми для вирішення проблеми виникнення потенційного надлишку чи дефіциту дозволеного доходу.

Країни-члени ЄС розробили різні рішення в процесі імплементації моделі «вхід-вихід». Відповідні варіанти моделей ціноутворення на транспортування газу включають (а) розділення точок входу та виходу, (б) відокремлення потужностей від товарних потоків, а також (в) забезпечення поставок внутрішнім споживачам.

a. Розподіл на точки входу/виходу та географічна диференціація:

Розподіл на точки входу/виходу визначає частку доходів, що будуть зібрані на точках входу/виходу. Цей розподіл може базуватися на доволі складних методах розрахунку. Певна кількість країн встановили цей розподіл точно на рівні 50:50 (наприклад, Данія, Італія, Польща чи Великобританія). Німеччина також встановила загальний цільовий розподіл на рівні 50:50. Однак після об'єднання більш ніж десяти ринкових зон в дві великі зони багато точок входу та виходу, які можна було раніше замовити, зникли. Отже, оператори ГТС перенесли вищу частку дозволених доходів на точки виходу, що залишилися.

В Чехії 61,5% від загального дозволеного доходу припадає на точки виходу. В Португалії тарифи розраховуються на основі довгострокових середніх додаткових витрат, використовуючи спрощену модель газотранспортної системи з кінцевим розподілом на точки входу/виходу на 26:74. Австрія застосовує розподіл 20:80. Бельгія для точок входу використовує лише фіксовані витрати, що еквівалентні біля 15% від загального дозволеного доходу. Фінляндія має особливу ситуацію, оскільки її ГТС має лише одну точку входу і жодної транскордонної точки виходу; розподіл витрат між точками входу/виходу не має сенсу. Для ГТС Швеції 100% витрат припадає на точки виходу. Угорщина та Люксембург, навпаки, збирають більшість доходів на точках входу.

Докладний огляд тарифних умов для газотранспортної системи ЄС можна подивитися на ресурсі Європейської мережі операторів газотранспортних систем ENTSO-G Transparency Platform.[14] Там наведені дані для 897 точок входу/виходу, розмір тарифів, доступні потужності, правила балансування, минулі події, тощо.

---

[13] Див. Мережевий Кодекс з механізмів розподілу пропускної здатності в газотранспортних системах. Регулювання ЄС 984/2013.

[14] http://www.gas-roads.eu/point

Переваги та недоліки:

Маючи диференційовану, складнішу систему розподілу дозволеного доходу (тобто вартості транспортування газу) на точках входу/виходу, оператори ГТС здатні надавати сигнали користувачам мережі, виходячи з географічного розташування, що можуть підтримувати ефективне використання мережі та ефективні інвестиції і, таким чином, допомогти мінімізувати загальні витрати системи. Відсутність географічних стимулів, однак, означає, що тарифи на транспортування неадекватно відображають витрати, пов'язані із користувачами системи і, натомість, ці витрати соціалізуються. Це буде мати менші непрямі ефекти для невеликих цінових зон; однак, добре взаємопов'язана система із деякими альтернативними джерелами постачання і, можливо, навіть з деякою гнучкістю в напрямках транспортування може отримати явну вигоду від географічних сигналів.

b. Розділення пропускної здатності та товару, що транспортується:

Різна значимість також надається компонентам тарифу, що розраховуються на основі пропускної здатності (а саме, євро/зарезервовану денну потужність) та товару, що транспортується (а саме, євро/фактично транспортований енергоносій за день). Стягнення тарифу на основі зарезервованих потужностей стає все більш і більш популярним (наприклад, Австрія, Фінляндія, Німеччина, Франція, Люксембург, Нідерланди чи Словаччина). Розділення потужностей та товарних потоків в інших країнах складає 90:10 (наприклад, Ірландія, Румунія), 80:20 (наприклад, Греція, Польща) чи 70:30 (наприклад, Литва). В Данії точне значення цього співвідношення залежить від частки капіталу та операційних витрат в структурі собівартості і, таким чином, може змінюватись з плином часу.

В Третьому енергетичному пакеті, однак, тарифи мають попередньо розраховуватись, виходячи із замовленої пропускної здатності за винятком специфічних тарифів, прямо пов'язаних із обсягами прокачки газу. Це також може допомогти підвищити прозорість, оскільки у минулому не завжди було чітко зрозуміло, які компоненти витрат були включені в тариф, що розраховувався на основі товарного потоку. Наприклад, в Італії плата за використання пропускної здатності покриває капітальні витрати, тоді як плата за прокачку певного обсягу енергоносіїв включає лише операційні витрати; і технічний газ має оплачуватися трейдерами. Деякі оператори ГТС вимагають від користувачів мережі компенсувати відповідні обсяги технічного газу та/або обсяг втрат при транспортуванні (наприклад, Великобританія), тоді як інші застосовують окремі тарифи (наприклад, Ірландія).

Переваги та недоліки:

Надання більшої ваги товарним потокам дозволяє операторам ГТС отримувати вигоди від реального використання мережі. Але це створює стимули для неповного використання потенціалу та занадто низької мотивації для операторів ГТС забезпечувати пікову потужність. Відповідно, економісти стверджують, що більшість витрат мають розраховуватися на основі потужності, тоді як витрати, що безпосередньо стосуються безпосередньо транспортованих обсягів газу (наприклад, технічний газ) мають стягуватися на основі обсягів прокачки.

c. Знижка для внутрішнього транспортування на короткі відстані:

Системи «вхід-вихід» можуть страждати від систематичних відхилень у формі перехресного субсидування між передачею газу на короткі та транспортуванням на довгі (транскордонні) відстані (див. також Kronfuss, 2009 р.; CIEP, 2009 р.). Тарифи на певній точці входу є однаковими для всіх користувачів мережі, незалежно від того, чи транспортується газ на декілька кілометрів до наступного місцевого центру споживання, чи на кілька сотень кілометрів вздовж цілої зони «вхід-вихід». Отже, внутрішні споживачі, зазвичай, намагаються отримати вигоду від перехресної субсидії, тобто транзит і транспортування газу на декілька сотень кілометрів може

бути навіть дешевше за його транспортування на 50 км в залежності від цін в окремих точках виходу. Цей ефект стає більш вагомим, якщо цінова зона є більшою. Деякі країни (наприклад, Італія, Франція чи Великобританія) встановили, таким чином, т.зв. «коротко-магістральні» тарифи, щоб врегулювати тарифи на транспортування газу на короткі відстані.

В Польщі взагалі немає відмінностей між внутрішніми точками виходу, з однієї сторони, та точками виходу, що сполучають сусідні ринкові зони, з іншої. Однак транзитні потоки є відокремленими від послуг з транспортування, оскільки є чіткий розподіл між транзитною системою та внутрішньою системою газопостачання.

Переваги та недоліки:

Запровадження винятків до існуючих правил завжди додає складності тарифній системі. Однак в певних ситуаціях адаптація вихідних тарифів є необхідною для уникнення перехресного субсидування транзиту і транспортування газу на далекі відстані за рахунок поставок газу на короткі відстані, і зняття навантаження з внутрішніх споживачів.

2.4 Обговорення

Третій енергетичний пакет був направлений на подальше відкриття енергетичних ринків. Обов'язкова, загальноєвропейська та дезагрегована модель «вхід-вихід» для доступу до газотранспортних мереж була запроваджена з метою покращення ефективності торгівлі газом. Подальше реформування включає посилення повноважень національних регуляторів та їх незалежності, імплементація жорсткіших правил розділення, а також підвищення прозорості ринку. Як обговорювалося вище, існують певні обов'язкові вимоги для адаптації національної нормативно-правової бази, проте для інших питань (таких як модель розділення, визначення дозволеного доходу, розподіл витрат для користувачів мережі) існує ряд варіантів регуляторної політики. Країни-члени розробили дуже різні рішення, запроваджуючи в себе модель «вхід-вихід».

Незважаючи на досягнення багатьох покращень у розвитку дієвої конкуренції та інтеграції ринків, досі обговорюється ряд проблем:

Так зване *«змішування цін»*, що виникає в результаті підписання успішних контрактів може бути безпроблемним з точки зору економіки, допоки тарифи покривають витрати. В теорії, сума надходжень від всіх точок входу/виходу має бути еквівалентною сумарному надходженню коштів від транспортування, яке б сплачувалось, якщо б існувала єдина панєвропейська цінова зона. Однак це не в повній мірі відображається в реальному житті, оскільки встановлені тарифи на транспортування мають тенденцію перевищувати реальну вартість цієї послуги в цілях забезпечення відшкодування витрат. На додачу, тарифи можуть включати соціальні витрати, які не відображають реального використання мережі трейдером (див., наприклад, LECG, 2011 р.). Так зване *«контрактне змішування»* для транспортування газу на довгі відстані є стабільною проблемою. Трейдери зазвичай зацікавлені у бронюванні потужності із конкретного місця видобування до конкретного місця призначення, не будучи особливо зацікавленими в роботі з проміжними ланками.[15]

Крім того, існують різні потенційні *перешкоди для ефективної конкуренції*. Як вже було вказано, наприклад в Petrov (2014 р.), брак узгодженості і прозорості режимів ціноутворення може призвести до неефективності. Використання різних методик

[15] Це питання розглядається глибше в дискусії стосовно цільової моделі ринку газу (див. також Ascari, 2011 р.; Glachant, 2011 р.; LECG, 2011 р.).

розподілу витрат в різних країнах-членах ЄС, наприклад, може викривлювати транскордонне транспортування газу на довгі відстані, призводячи до неоптимальних результатів, наприклад, трейдери можуть вирішити обрати маршрут, що мінімізує їхні власні видатки, проте не обов'язково буде оптимальним з точки зору загальних витрат системи. Різниця в цінах на короткострокові потужності (для природного газу це означає тривалість менше, ніж один рік) може призвести викривлень короткострокових торгівельних моделей і також перешкодити ефективній торгівлі.[16] І також вимога до кожного користувача мережі мати строго збалансований портфель заявок може бути потенційним надмірним бар'єром для короткострокової торгівлі (див. Kema & Cowi, 2013 р.).

3. Наслідки імплементації Третього енергетичного пакету ЄС для України

Україна зобов'язалася імплементувати правила європейського енергетичного ринку до січня 2015 року[17]. Це буде слугувати не лише виконанню міжнародних зобов'язань України перед Енергетичним Співтовариством та в рамках Угоди про асоціацію, а і, найголовніше, очікується, що це допоможе Україні створити надійну нормативно-правову базу, що буде стимулювати здійснення приватних інвестицій в старіючу інфраструктуру. Також має відбутися значний відрив від чинної моделі організації ринку (викладеної в наступному пункті). В пункті 3.2 ми обговоримо підхід, що дозволяє одночасно (1) залучати приватні (вкл. іноземні) інвестиції, (2) отримувати доходи від транзиту газу, (3) пом'якшити витрати на транспортування газу для українських споживачів та (4) стимулювати зростання газовидобувної галузі в Україні.

3.1 Довідкова інформація: статус-кво регулювання газотранспортної системи

Фізичні активи газотранспортної системи Україні – трубопроводи та газові сховища – належать українській державі. Вони управляються Укртрансгазом – дочірньою компанією державної нафтогазової компанії НАК «Нафтогаз України». Остання також є найбільшим виробником газу в Україні (89% з 21 млрд кубометрів, які було видобуто у 2013 році) та найбільшим[18] імпортером газу в країні.

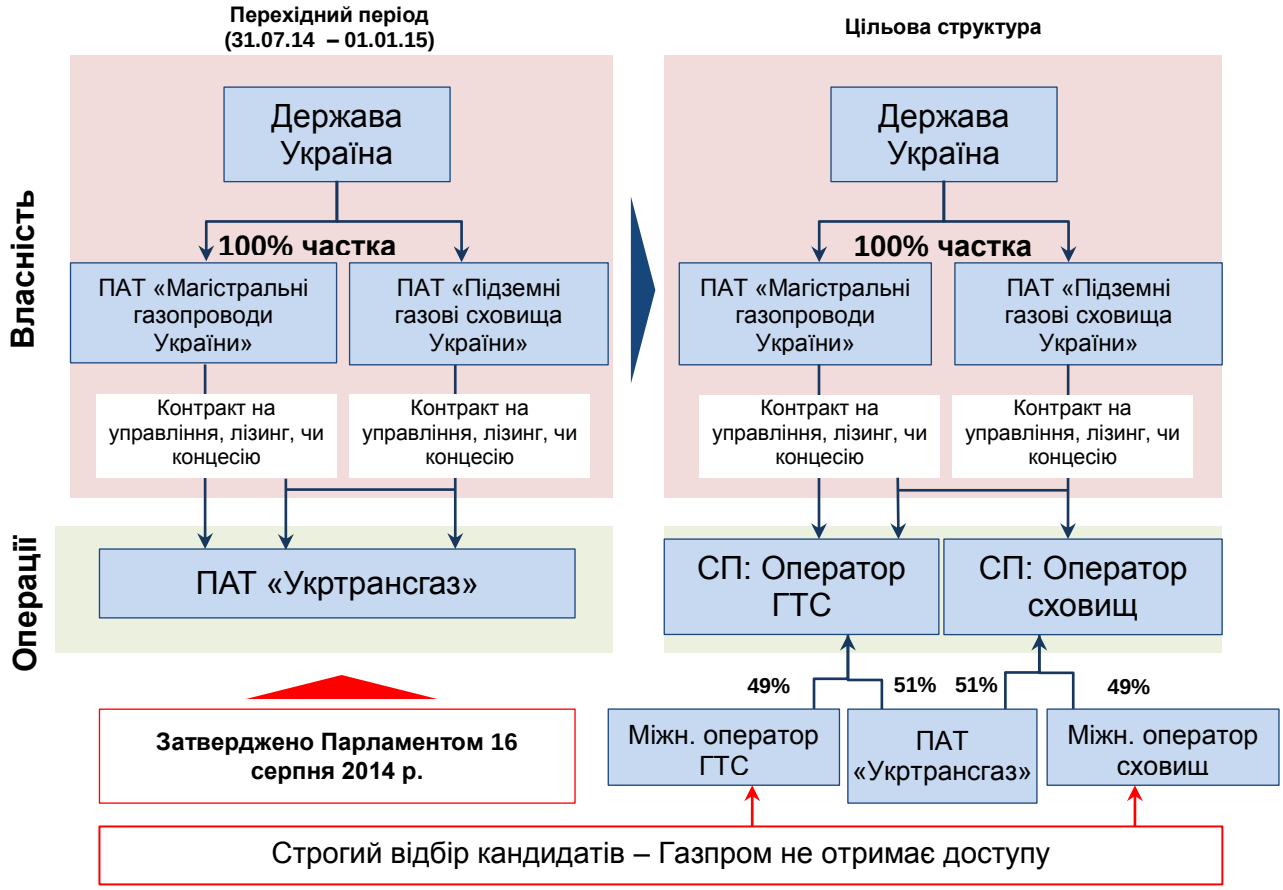
[16] Сьогодні тривають насущні дискусії про ефективне ціноутворення, як відповідь на нещодавні дебати щодо адекватності цін на аукціонах по резервним цінам для різних стандартних продуктів з розподілу потужності. Якщо ресурс є обмеженим, то достатньо визначити нижню межу ціни, тобто таку, за якою ринок буде вільним (тобто, ціна < граничні витрати). Проблема полягає в існуванні не-пікових періодів. Якщо резервна ціна є досить високою, вона буде перешкоджати трейдерам приймати участь у короткотерміновій торгівлі, може стати на заваді входженню на ринок та зміцнювати блокування доступу до потужностей та їх перенавантаження. І навпаки, якщо вона є занадто низькою, то відшкодування витрат не може бути гарантованим і потенційна нестача доходів має коригуватися вже по факту.

[17] Для деяких статей Директиви встановлені довші строки виконання: стаття 9(1): 1 червня 2016 р., стаття 9(4): 1 червня 2017 р. і стаття 11: 1 січня 2017 р.

[18] Компанія більше не володіє ексклюзивним правом на імпорт газу. Після того, як НКРЕ видала наказ (№305 від 29.03.2012) про визначення постачальників газу, великі промислові споживачі отримали право вільно обирати собі постачальника.

Рисунок 4

Нова юридична модель організації інфраструктури ринку газу в Україні



Джерело: Презентація Юрія Вітренка, Старшого радника в НАК «Нафтогаз України»

Закон про реформування, який було прийнято 16 серпня 2014 року передбачає, що Укртрансгаз має бути розділений на оператора газотранспортної системи (оператора ГТС) та оператора підземних газових сховищ. Передбачається, що міноритарна частка акцій в обох компаніях буде продана приватним власникам.

Відповідно до ст. 13 Закону України №2467 від 8 липня 2010 року «Про засади функціонування ринку природного газу» доступ до газотранспортної системи надається на недискримінаційні основі. Однак трейдери скаржаться, що в минулому ця норма не була повністю імплементована. Наприклад, деякі спроби зарезервувати потужність просто не були «отримані» Укртрансгазом.

Тарифи затверджуються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП)[19]. В червні 2014 року вони зросли з 93,90 грн/тис. куб. м. до 138,40 грн/тис. куб. м.[20] Таким чином, чинна тарифна система відповідає системі простої, «поштової» передачі одиниці товару, без врахування відстані транспортування газу.

На відміну від цього, ціна транзиту газу була визначена в результаті переговорів між Нафтогазом (Україна) та Газпромом (Росія). Відповідно до угоди 2009 року щодо транзиту російського газу, Україна отримала плату за транзит на рівні біля 2 дол.

[19] Минулий регулятор, Національна комісія з регулювання енергетики (НКРЕ), було розпущено згідно з Указом Президента України №693/2014 від 27.08.2014.

[20] www.nerc.gov.ua/?id=11069

США/тис. куб. м./100 км відстані. У 2013 році цей тариф складав біля 3,1 дол. США/тис. куб. м./100 км відстані відповідно до формули, зафіксованої в контракті. Технічний газ (біля 4 млрд куб. м. у 2013 році) має бути наданий Укртрансгазом. Газпром (Росія) може, по суті, на свій розсуд визначати обсяг транзитного газу і повинен сплачувати лише за прокачку цього обсягу (тобто для нього не діє положення контракту «постачай-або-плати»).

З 2015 року тарифи на транзит також мають встановлюватись на основі системи «вхід-вихід».[21] Розподіл витрат між різними точками входу та виходу має гарантувати, що транзит газу на довші відстані буде мати вищу вартість, ніж внутрішнє транспортування, хоч детальна інформація ще не опублікована[22].

3.2 Дискусія та рекомендації

В цьому розділі ми хочемо обговорити підхід, що дозволяє одночасно (1) залучати приватні (вкл. іноземні) інвестиції, (2) отримувати доходи від транзиту газу, (3) пом'якшити витрати на транспортування газу для українських споживачів та (4) стимулювати зростання газовидобувної галузі в Україні. Для досягнення цих цілей Україна, перш за все, має створити надійну та стабільну нормативно-правову базу.

Оскільки політична система України не встигла продемонструвати достатній рівень надійності, необхідно продемонструвати т.зв. «сигнал довіри»[23]. Міжнародні зобов'язання перед Енергетичним Співтовариством та ЄС (Угода про асоціацію) може стати джерелом такого сигналу. Але довгострокова надійність регуляторної системи також залежить від її економічної та політичної стійкості. Якщо інвестори сьогодні відчують, що занадто високі тарифи зроблять запропоноване регулювання політично нестійким у середньостроковій перспективі, то вони не будуть інвестувати навіть за наявності щедрої винагороди. Важливим стовпом надійної бази регулювання є по-справжньому незалежний регулятор, оскільки ця установа дозволяє одночасно створювати довгострокові інвестиційні стимули та здатна адаптувати систему до мінливих обставин. Те саме справедливо і для транзиту газу. Якщо Україна не здатна зобов'язатися надавати «чесний» та стабільний режим нагляду над транзитом газу, і російські експортери, і європейські імпортери будуть готові інвестувати свій економічний та політичний капітал в більш масштабні та дорогі обхідні газопроводи (наприклад, той же Південний Потік).

Відповідно, ми пропонуємо, що Україна має запровадити в себе систему «вхід-вихід», для того, щоб:

(1) Надати чіткі «сигнали довіри» гравцям ринку шляхом створення надійної регуляторної системи, що буде стимулювати інвестиції та подальше використання газотранспортної системи,

(2) Виконати зобов'язання, що випливають з її членства в Енергетичному Співтоваристві, та

(3) Стати інтегральною частиною європейського енергетичного ринку в довгостроковій перспективі.

---

[21] Однак для нас незрозуміло, з якої дати це буде впливати на юридичні контракти між Нафтогазом (Україна) та Газпромом (Росія).

[22] Ми не вважаємо, що запланована структура зможе значно зацікавити західних інвесторів, і що поточні плани щодо структури та механізму встановлення тарифів призведуть до створення стабільного нормативно-правового поля. Основною причиною занепокоєння для нас є домінуюча роль держави, яка збереже за собою інструменти для односторонньої зміни побудови системи.

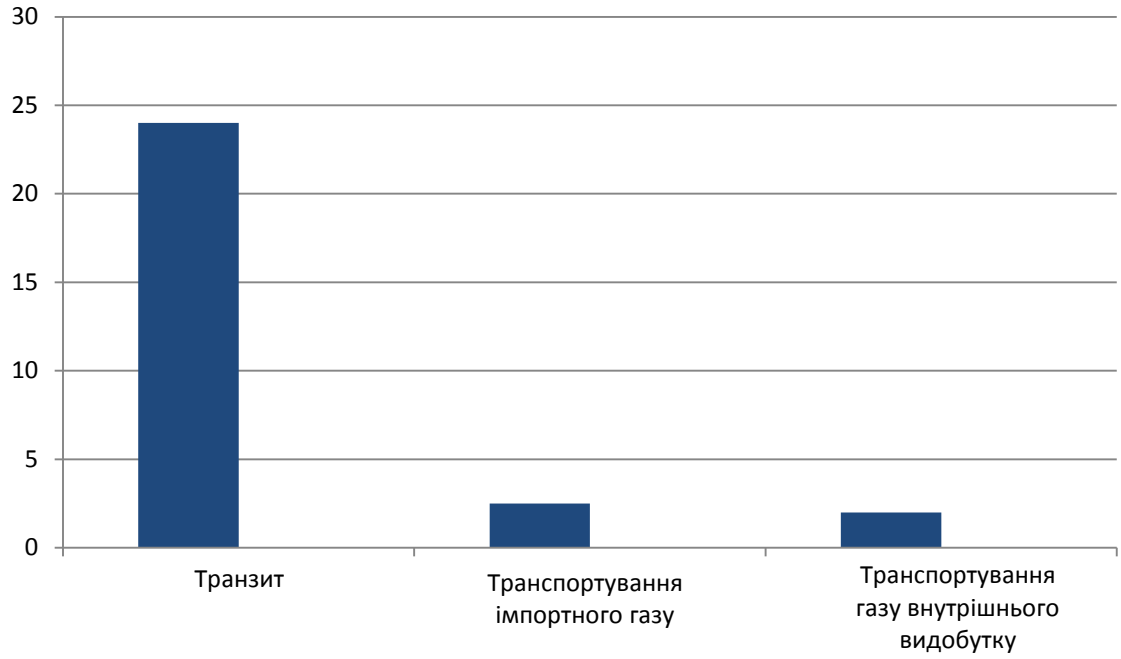
[23] Великою проблемою в процесі регулювання діяльності великих інфраструктурних компаній є «незмінність часу». Політики завжди будуть хотіти низькі тарифи та високі інвестиції одночасно. Отже, інвестори, які були приваблені високими тарифами, що були встановлені першим урядом, можуть понести збитки в майбутньому через зміни регулювання іншими урядами.

Більш того, за умови правильної імплементації, система «вхід-вихід» буде суттєвим покращанням, якщо порівнювати із нинішньою ситуацією у всіх аспектах транспортування газу (доступ третіх сторін, прозорість, інвестиційні стимули, тощо).

Вона також буде включати в себе важливі юридичні аспекти (наприклад, що робити з успадкованими контрактами), які ми тут не обговорюємо. Ми побачили, що в цілому існує значна гнучкість при розробці тарифів на транспортування. Україна може скористатися цією гнучкістю , оскільки її випадок досить специфічний, як великої транзитної країни. У 2013 році ГТС України отримала дохід у розмірі близько 24 млрд грн від транзиту газу[24], 2,5 млрд грн від транспортування імпортного газу[25] і 2 млрд грн від транспортування газу внутрішнього видобутку[26].

Рисунок 5

Розподіл доходів від транспортування газу, млрд грн



Джерело: Власні розрахунки на основі даних НАК «Нафтогаз»

Таким чином, обсяги транзиту не можуть контролюватися Україною і є досить невизначеними, тоді як внутрішнє споживання є досить передбачуваним. Отже, встановлення загального ліміту на доходи ГТС в цьому контексті є не досить надійним, оскільки якщо обсяги транзиту скоротяться, то велика частка доходу може бути стягнена з внутрішніх споживачів[27].

Отже, ми пропонуємо гібридний підхід до тарифікації послуги з користування ГТС в рамках правового поля для системи «вхід-вихід», виходячи з того, що в Україні інфраструктура з транзиту та транспортування газу досі є не розділеною, що

[24] Відповідно до консолідованої фінансової звітності Нафтогазу (Укртрансгаз звітував лише про 14,7 млрд грн).

[25] 94 грн/тис. куб. м. х 25 млрд куб. м.

[26] 94 грн/тис. куб. м. х 20 млрд куб. м.

[27] В нашій наступній аналітичній записці PB/12/2014 ми детально пояснимо, чому ми вважаємо, що визначення вартості на точках входу/виходу в рамках єдиної ринкової зони зробить неможливим генерування передбачуваних доходів від транзиту.

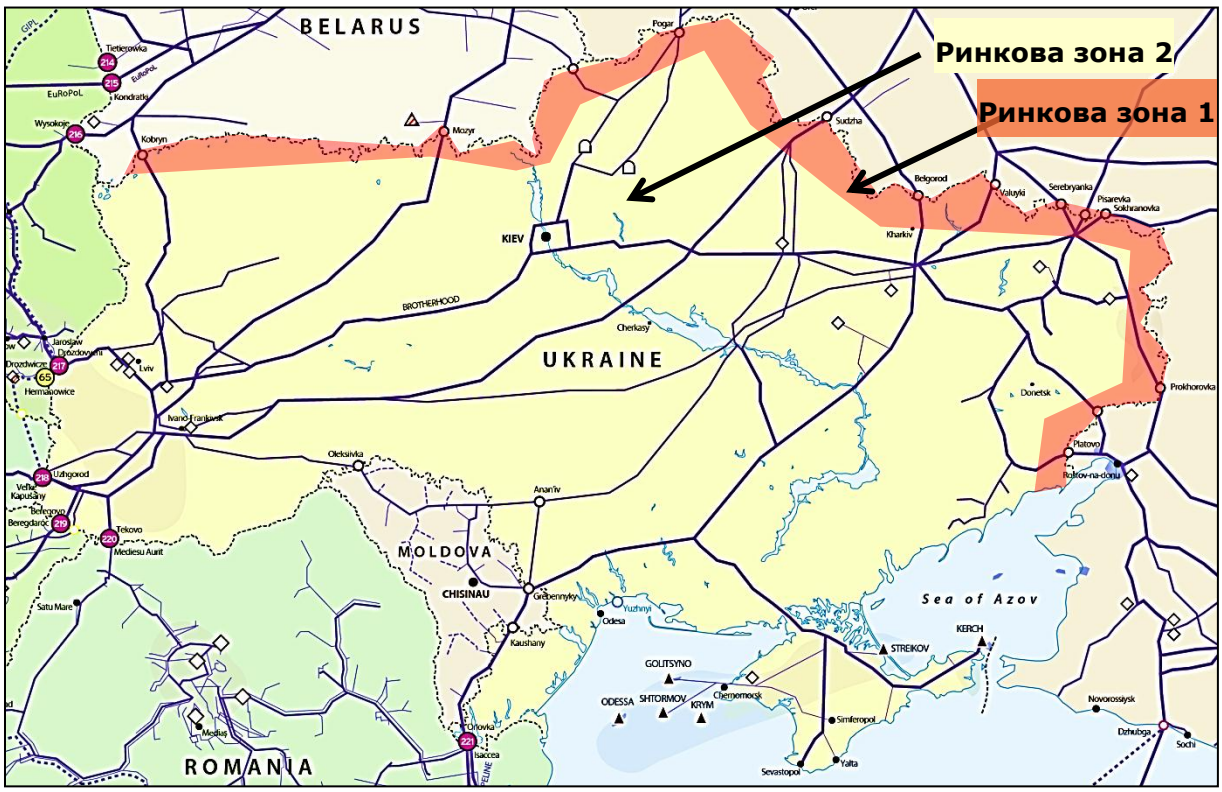
дозволить диференціювати тарифи для транзитного та внутрішнього транспортування газу.

1) Дві ринкові зони

Наявність декількох ринкових зон не є чимось незвичним в ЄС. Наприклад, територія Німеччини розділена на дві ринкові зони (див. Додаток А-3). Відповідно, ми пропонуємо розділити територію України на дві зони. Перша ринкова зона (МА1) має об'єднати всі точки входу з Росії та Білорусі в одну точку, в якій вони всі вперше розгалужуються (точка виходу з МА1). Інша ринкова зона (МА2) має включати в себе іншу частину території України[28]. Це дозволить легко відділити доходи від транзиту, отримані в першій ринковій (МА1) від доходів від транспортування в другій ринковій зоні (МА2).

Рисунок 6

Ілюстративна мапа запропонованих ринкових зон



Джерело: власна презентація на основі мапи ENTSO-G

З економічної точки зору було б краще, якщо газотранспортна інфраструктура в обох ринкових зонах була б приватизована. Доходи від приватизації мають бути зафіксовані як капітальні витрати в «регульованій базі для розрахунку активів». В ході відкритого тендеру компанії повинні бути готові платити за інфраструктуру в МА1, а саме за вартість майбутніх надходжень від транзиту. Враховуючи нинішні надходження від транзиту та припускаючи відсоткову ставку на рівні 10%, за МА1 можна було б виручити до 240 млрд грн[29]. Регулювання на основі витрат в зоні МА1 призведе до встановлення сталих, недискримінаційних і прозорих тарифів. Крім того,

[28] Таким чином, точки виходу з МА1 є точками входу до МА2.

[29] Ця оцінка базується на припущенні, що новий власник не буде мати експлуатаційних витрат на організацію транзитних потоків (виключаючи податки).

можна було б зобов'язати інвестора встановити вимірювальні станції в точках входу до МА1[30].

Оскільки повна приватизація трубопроводів є дуже чутливим питанням в Україні, це може бути політично неприйнятним. В цьому випадку, реальною альтернативою цьому міг би стати продаж на тендері довгострокових (більше 20 років) контрактів на лізинг відповідної інфраструктури в двох ринкових зонах, які б надавали орендарю повний комерційний контроль над активами. У цьому випадку, важливо віднайти правильні стимули для орендаря здійснювати проведення технічного обслуговування та інвестиції в останні роки дії контракту.

2) Незалежний оператор системи

Щоб управляти системою, що розподілена на дві ринкові зони, які потенційно можуть контролюватися різними суб'єктами (МА1 може бути продана фінансовому інвестору, тоді як МА2, скоріш за все, буде належати інфраструктурній компанії), було б доцільно створити незалежного оператора системи (ISO), який прийняв би на себе відповідальність за надання та управління доступом третіх осіб до мережі, а також за експлуатацію та технічне обслуговування ГТС. Доходи такого оператора (зазвичай незначні у порівнянні з вартістю фактично наявної інфраструктури) також будуть предметом регулювання зі сторони регулятора. Вони мають бути стягнені з користувачів мережі.

3) Регулювання верхнього ліміту цін

В кожній ринковій зоні регулятор встановлює окрему формулу для розрахунку тарифу, що застосовується для відповідної компанії. Тарифи, головним чином, мають розраховуватися на основі зарезервованої потужності. Лише змінні витрати (наприклад, технічний газ) мають сплачуватися шляхом включення у розрахунок формули товарного компоненту. Обмеження цін в обох ринкових зонах, як очікується, повинно створити стимули для здійснення продуктивних інвестицій і підвищення ефективності. Отже, на додачу до індексу інфляції, щорічний перегляд лімітів цін має виходити з того, що компанії знижують свої витрати на певну величину.

Очевидно, що імплементувати таку глибоку реформу в строк, встановлений Енергетичним Співтовариством (01.01.2015) буде неможливо. Таким чином, ми припускаємо, що нова структура, що буде відповідати правилам розділення (див. Рисунок 4), буде створена як і було заплановано, тоді як новий регулятор на енергетичному ринку (НКРЕКП) буде готувати до впровадження модель «вхід-вихід» на основі амбіційних, проте реальних строків, що будуть об'єктом моніторингу Секретаріату Енергетичного Співтовариства.

[30] Таке зобов'язання, очевидно, призведе до зниження ціни продажу МА1.

Джерела

Ascari, S. (2011): An American model for the EU gas market? EUI Working Paper, RSCAS 2011/39.

CIEP (2009): Crossing borders in European gas networks: The missing links. Clingendael International Energy Programme Working Paper.

CMS (2013). The International Comparative Legal Guide to: Oil & Gas Regulation 2014. www.cms-cmck.com/The-International-Comparative-Legal-Guide-to-Oil-Gas-Regulation-2014-10-10-2013

Dixi Group (2014): Ukraine and Energy Community: Still does not fit. Report.

DNV Kema & Cowi (2013): Entry-exit regimes in gas. Country Factsheets. Prepared for the European Commission under Contract ENER/B2/267-2012/ETU/SI2.628337.

EC (2010): Commission Staff Working Paper on the Unbundling Regime.

EC (2011): Report from the Commission to the European Parliament and the Council under Article 7 of Decision 2006/500/EC. COM(2011) 105.

European Climate Foundation (ECF, 2011): Roadmap 2050 – Financing for a zero-carbon power sector in Europe. A financial sector's view on the decarbonization of the European power sector.

European Council (2006): Council Decision on the conclusion by the European Community on the Energy Community Treaty (2006/500/EC).

Glachant, J.-M. (2011): A vision for the EU target model: The MECO-S model. EUI Working Paper, RSCAS 2011/38.

Jankauskas, V. (2014): Implementation of different unbundling options in electricity and gas sectors of the CEE EU member states. Energetika, 60(1): 44-53.

Kema & Cowi (2013): Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part A – Implementation of Entry-Exit Systems.
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/gas/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf

Kronfuss, B. (2009): What rules should govern network tariffs, grid access and market balancing and who should ensure compliance? Note for the European Energy Trading Symposium.

LECG (2011): Market design for natural gas: The Target Model for the internal market. Report prepared by B. Moselle and M. White, LECG.

Petrov, K. (2014): Gas transmission pricing models in the context of an entry-exit regime. Presentation at the Florence School of Regulation, 27 March 2014.

Pavel, F., Naumenko, D. (2009). The gas challenge - On securing natural gas transits and stabilising the domestic market in Ukraine. Policy Paper Series [PP/04/2009].

Ruester, S., C. Marcantonini, X. He, J. Egerer, C.v. Hirschhausen, and J.-M. Glachant (2012): EU involvement in electricity and natural gas transmission grid tarification. THINK report.

Додатки

А-1: Розмір ринкових зон

Розмір ринкових зон (чи зон «входу-виходу») в ЄС визначається скоріше на основі адміністративних кордонів, ніж з технічних чи економічних міркувань. Як правило, цінова зона збігається з «операційною зоною», що управляється певним оператором системи і відображає історично сформовану структуру ринку з національними (чи навіть наднаціональними) операторами мереж. Таким чином, не всі вони є «оптимального» розміру і процес злиття ринкових зон продовжує бути проблемою. Враховуючи мету політики, яка полягає у створенні єдиного європейського ринку газу, більші зони мають деякі явні переваги, такі як збільшення ліквідності ринку і можливостей для торгівлі, чи зменшення цінових викривлень внаслідок великої різноманітності контрактів та цін.

Єдина панєвропейська цінова зона теоретично може бути можливою, хоч і необов'язково бажаною, оскільки зростання розміру ринкової зони також тягне за собою різноманітні недоліки. Створення великих цінових зон призводить до їх низької економічної ефективності, а саме: (і) *внутрішньозональні обмеження більше не призводять до встановлення різних цін* і натомість вимагається, що передиспетчеризація та зустрічна торгівля мають управлятися оператором системи. Отже, ціни стають в меншій мірі відображати витрати; витрати, що виникають внаслідок перевантаження мережі розподіляються серед великої кількості користувачів мережі і, таким чином, зростає рівень перехресного субсидування. Див. LECG (2011 р.) для поглибленої дискусії стосовно цього феномену, а також наступних викривлень ринку, що виникають внаслідок сталих внутрішньозональних обмежень; (і) в рамках нової цінової зони *має підтримуватися вільний розподіл пропускної здатності* одночасно з забезпеченням безпеки постачання та стабільної роботи системи. Існує ряд технічних обмежень для пропонування роз'єднаних потужностей на вході і виході; зростання розміру ринкової зони означає, що до неї будуть включені і притаманні їй «вузькі місця» та можливі сценарії потоків газу, які, в свою чергу, зменшать наявність доступних для замовлення «твердих» потужностей. Минулі злиття, що мали місце, показали, що це призводить до скорочення потужностей з транспортування, які можна запропонувати на точках входу/виходу чи перевести минулу «тверду (гарантовану)» потужність в категорію потужності «яка може бути перервана».

А-2: Імплементовані моделі розділення в ЄС-30

Країна	Регулятор	Транспортна компанія	Модель
Австрія	e-Control	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft	ITO
Австрія	e-Control	Gas Connect	ITO
Австрія	e-Control	Gas Connect Austria	ITO
Австрія	e-Control	NABUCCO	Інша
Австрія	e-Control	TAG	ISO
Австрія	e-Control	TAG	ITO
Бельгія	CREG	FLUXYS	OU
Бельгія	CREG	I(UK)	OU
Бельгія	DKER	Bulgartransgas	ITO
Чехія	ERU	NET4GAS	ITO
Німеччина	BNetzA	Bayernets	ITO
Німеччина	BNetzA	Fluxys	OU
Німеччина	BNetzA	Fluxys DE	OU
Німеччина	BNetzA	GASCADE	ITO
Німеччина	BNetzA	Gasunie Ostsee	OU
Німеччина	BNetzA	Gasunie Transport	OU
Німеччина	BNetzA	GRTGaz	ITO
Німеччина	BNetzA	GTG Nord	ITO
Німеччина	BNetzA	jordgas	ITO
Німеччина	BNetzA	NEL	ITO
Німеччина	BNetzA	Nowega	ITO
Німеччина	BNetzA	OGE	ITO
Німеччина	BNetzA	Ontras	ITO
Німеччина	BNetzA	Terranets	ITO
Німеччина	BNetzA	Thyssengas	ITO
Данія	DERA	Energinet - gas	OU
Естонія	CNE	ENAGAS	ISO

Країна	Регулятор	Транспортна компанія	Модель
Естонія	CNE	ENAGAS	OU
Естонія	CNE	Reganosa	OU
Естонія	CNE	Reganosa	OU
Естонія	CNE	SAGGAS	ISO
Франція	CRE	GTRgaz	ITO
Франція	CRE	TIGF	OU
Франція	CRE	TIGF	ITO
Греція	RAE	DESFA	ITO
Угорщина	HEO	FGSZ	ITO
Ірландія	CER	BGE	ITO
Італія	AEEG	ITG	ITO
Італія	AEEG	SGI	OU
Італія	AEEG	SNAM RETE GAS	ITO
Італія	AEEG	SNAM RETE GAS II	OU
Нідерланди	NMa	BBL	Інша
Нідерланди	NMa	Gasunie Transport	OU
Польща	URE	Gaz-System	OU
Португалія	ERSE	REN Gasodutos	OU
Румунія	ANRE	Transgaz	ISO
Швеція	EI	Swedegas	OU
Словенія	AGEN	Plinovodi	ITO
Словаччина	URSO	Eustream	ITO
Велико-британія	Ofgem	BBL	Інша
Велико-британія	NIAUR	BGTL	OU
Велико-британія	Ofgem	Interconnector	OU
Велико-британія	NIAUR	PTL	OU
Велико-британія	Ofgem	PTL	OU

Примітки:

ITO – незалежний оператор з транспортування;

ISO – незалежний оператор системи;

OU – розділення прав власності;

А-3: Приклад Німеччини[31]

Газотранспортна система Німеччини пройшла органічний еволюційний шлях і характеризується гарним ступенем інтерконекції. Загальна довжина її трубопроводів становить 112 тис. км, нею володіють і управляють 17 операторів ГТС (станом на 2012 рік). Німеччина є чистим імпортером газу, що забезпечує біля 85% від свого загального споживання (більше 700 ТВт-год) за рахунок іноземних постачальників. ГТС Німеччини має загальну потужність з імпорту у розмірі 200 ГВт-год за годину та загальну експортну потужність в 160 ГВт-год за годину в прикордонних точках. ГТС включає в себе як трубопроводи для забезпечення внутрішніх поставок, так і великі об'ємні газопроводи (такі як MIDAL, MEGAL чи OPAL), що з'єднують важливі транскордонні точки входу/виходу, сховища та головні центри навантаження.

Німецькі оператори ГТС працюють в рамках роз'єднаних моделей входу/виходу. Таким чином, територія країни розподілена на дві ринкові зони: «Gaspool» в Північно-Східній Німеччині та «NetConnect Germany» в Південно-Західній Німеччині. Всі прямі потоки транспортування від одного кордону до іншого (тобто транзит) є повністю інтегрованими в модель «вхід-вихід». Національний регулятор затверджує прогнозні методології розрахунку тарифів і має бути проінформований про результуючий (фактичний) розмір тарифів.

Спільні елементи у побудові моделей «вхід-вихід»:

- *Продукти з розподілу потужностей, що пропонуються*: всі оператори ГТС пропонують продукти в точках входу/виходу на річній, квартальній, місячній та денній основі. Також, 20% від доступної потужності не може бути продана не більше, ніж за 2 роки наперед, інші 15% - не більше, ніж 4 роки наперед. З жовтня 2011 року більшість потужностей продається на аукціонах. Регульовані тарифи слугують у якості резервних цін, таким чином, результати аукціонів є лише премією, що сплачується понад резервну ціну.
- *Розділення потужностей та товарних потоків*: в структурі тарифів не існує сировинних компонентів. Тарифи на всіх точках входу/виходу мають бути сплачені в євро/кВт-год/год.
- *Розділення на входи/виходи*: використовується цільовий розподіл 50/50. Однак в результаті інтеграції більш ніж десяти ринкових зон в дві, багато точок входу/виходу, які були доступні для бронювання, зникли у багатьох операторів ГТС. Це призвело до підвищення частки дозволених доходів в точках виходу.

Однак також існують **деякі відмінності** в імплементації моделей «вхід-вихід», а саме:

- *Місцева диференціація тарифів*: Деякі оператори ГТС застосовують різні тарифні системи для різних географічних зон, тоді як інші використовують однакові тарифи для всіх точок входу/виходу, відповідно.
- *Пропонуються продукти на основі потужності*: Деякі оператори ГТС пропонують потужність, що може бути перервана у будь-якому випадку, тоді як інші використовують для продажу лише гарантовані потужності. На додачу, деякі оператори ГТС пропонують продукти, що включають в себе обмеження на вільний вибір розміщення (віртуальна точка чи інша фізична точка за межами заздалегідь визначеної прив'язки до певної місцевості не є доступною, або доступна лише на перервній основі, чи є суб'єктом певних (зазвичай температурних) умов).
- *Можливі знижки*: Деякі оператори ГТС пропонують точно розраховані тарифи на транспортування газу на короткі відстані зі знижкою, що може досягати 50%.

[31] Головне джерело: DNV Kema & Cowi (2013 р.)

- *Підтримка сховищ*: Деякі оператори ГТС пропонують потужності за нижчими цінами з метою відображення функції зберігання газу, що має на меті підтримку мережі. Інші повністю включають компонент зі зберігання газу в свої тарифні системи, не надаючи жодних знижок. Тоді як, зазвичай, сезонні тарифи не застосовуються в тарифних системах, такий компонент використовується деякими операторами ГТС в місцях зберігання газу.

Перелік останніх Консультативних робіт

- Сектор машинобудування в Україні: стратегічні альтернативи і короткострокові заходи з огляду на припинення торгівлі з Росією, Девід Саха, Рікардо Джуччі, Дмитро Науменко, Артур Ковальчук, консультативна робота 02, серпень 2014 року
- Оцінка варіантів диверсифікації постачання газу до України, Георг Захманн та Дмитро Науменко, консультативна робота 01, лютий 2014 року
- Фіскальна консолідація в Україні: чому вона необхідна і як її зробити, Олександра Бетлій та Роберт Кірхнер, консультативна робота 03, грудень 2013 року
- ПДВ в Україні: чи спрацює інший непрямий податок ліпше?, Олександра Бетлій, Рікардо Джуччі та Роберт Кірхнер, консультативна робота 02, березень 2013 року
- Вплив змін обмінного курсу на імпорт капітальних та високотехнологічних товарів: кількісна оцінка, Роберт Кірхнер, Йорг Радеке, Вероніка Мовчан, Віталій Кравчук, консультативна робота 01, березень 2013 року
- Сприяння співпраці між бюро кредитних історій в Україні, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, консультативна робота 06, грудень 2012 року
- До стійкої валютної політики, яка підтримує зростання в Україні, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, консультативна робота 05, листопад 2012 року
- Вдосконалення системи функціонування бюро кредитних історій: основні рекомендації, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук, консультативна робота 04, травень 2012 року

Перелік останніх Аналітичних записок

- Машинобудування в Україні: Резюме пропозицій, Девід Шаха, Рікардо Джуччі, Дмитро Науменко, Артур Ковальчук, аналітична записка 09, серпень 2014 року
- Податковий кодекс: Питання розвитку, впливу і додатків, Наталя Шевченко і Томас Оттен, аналітична записка 08, червень 2014 року
- Мошенничество с налогом на добавленную стоимость. Методы и способы борьбы, Томас Оттен та Даніела Хайтеле, аналітична записка 07, червень 2014 року
- Короткострокові варіанти постачання газу для України, Георг Захманн та Рікардо Джуччі, аналітична записка 06, червень 2014 року
- Україна між Сходом і Заходом. Перспективи для вільної торгівлі з обома сторонами, Рікардо Джуччі та Вероніка Мовчан, аналітична записка 05, квітень 2014 року
- Реструктуризація державного боргу: огляд ключових питань, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Віталій Кравчук та Олександра Бетлій, аналітична записка 04, травень 2014 року
- Сценарії попиту на газ в ЄС та наслідки для України як країни-транзитера газу, Георг Захманн та Рікардо Джуччі, аналітична записка 03, лютий 2014 року
- Торгівельні шоки та можлива протидія: досвід та уроки Грузії, Йорг Радеке та Рікардо Джуччі, аналітична записка 02, січень 2014 року
- Доступ до зовнішнього фінансування для промислових компаній: інтеграція у західному чи східному напрямі, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер та Віталій Кравчук, аналітична записка 01, січень 2014 року

Всі роботи є у відкритому доступі на сайті Німецької консультативної групи http://beratergruppe-ukraine.de/?content=publikationen/beraterpapiere (з питань отримання регулярної розсилки, контактуйте info@beratergruppe-ukraine.de) та на сайті Інституту економічних досліджень та політичних консультацій http://www.ier.com.ua/ua/arhives_papers.php (з питань, які виникають, звертайтесь до institute@ier.kiev.ua)