



DOI: <https://doi.org/10.15407/eip2017.01.128>

УДК 338.26.01, 338.242.4, 339.972

JEL: R4

Юхимець Р.С.

науковий співробітник Інституту економіки та прогнозування НАН України

ОСОБЛИВОСТІ ЗАПРОВАДЖЕННЯ ТАРИФНОЇ МОДЕЛІ "ВХІД-ВИХІД" НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ

Досліджено обумовленість формування та умови функціонування ринку послуг з транспортування природного газу в європейських країнах. Виділено основні функціональні особливості моделі "вхід-вихід", що визначають можливість її впровадження в Україні. Розглянуто особливості вітчизняного ринку природного газу, що створюють бар'єри для результативного впровадження моделі "вхід-вихід" та подальшої ефективної інтеграції в єдиний європейський ринок.

К л ю ч о в і с л о в а : ринок природного газу, транспортний оператор, модель "вхід-вихід", довгострокові транзитні договори.

Незважаючи на активізацію роботи над формуванням інституційного забезпечення нової ринкової моделі та прискіпливу увагу експертного середовища до цього процесу, вітчизняний ринок природного газу України продовжує залишатися монополізованим великими енергокомпаніями з неефективними методами регулювання та контролю державою їхньої діяльності. Існуюча до останнього часу система тарифоутворення не сприяла раціональній поведінці споживачів, що посилювало тиск на державний бюджет, а цінова різниця між газом імпортованим і видобутим в Україні створювала передумови для порушення порядку забезпечення споживачів природним газом. Певна річ, що така ситуація призводила до постійної відсутності стабільних доходів від профільної операційної діяльності, що, у свою чергу, не сприяло здійсненню довгострокових інвестицій в оновлення інфраструктури. Нещодавнє підвищення цін для кінцевих споживачів до економічно обґрунтованого рівня відновило принцип певної рівності доходів, що само по собі є передумовою, а не наслідком концептуальної зміни системи тарифоутворення, котре супроводжуватиме запровадження нової моделі внутрішнього ринку та появу нових форм контрактних відносин між його учасниками.

Необхідність реформування газового ринку обумовлена не лише накопиченням внутрішньоекономічних кризових явищ, але й міжнародними зобов'язаннями України. Приєднавшись до Енергетичного Співтовариства (ЕС), а згодом підписавши Угоду про асоціацію з ЄС, Україна актуалізувала свої зобов'язання в напрямі реформування нормативно-правової бази згідно з європейськими правилами та стандартами¹. Прийняті зобов'язання, зокрема,

¹ Стаття 273 Угоди про асоціацію з ЄС визначає, що "по відношенню до транспортування електроенергії і газу, зокрема, що стосується доступу третьої сторони до об'єктів інфраструктури,



передбачають необхідність імплементації у національне законодавство Другого та Третього енергетичних пакетів, що визначають напрями та етапність трансформації моделей ринку електроенергії та природного газу.

Важливе місце серед завдань щодо реформування ринку газу України займає проблема опрацювання підходу до встановлення економічно обґрунтованих **тарифів на послуги транспортування**, оскільки їх рівень та структура великою мірою визначають не лише ціну газу для кінцевих споживачів, а й ефективність господарчого процесу загалом, поведінку учасників ринку та формування стимулів до ефективної конкуренції. В цій частині Третій енергетичний пакет (ТЕП) [1] передбачає запровадження в європейських країнах тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід", що зумовлюватиме перехід від комбінованого "поштового-дистанційного" принципу розрахунку тарифу залежно від відстані транспортованого палива до запровадження окремої плати за вхід та вихід із системи.

Перша спроба запровадження тарифоутворюючої системи "вхід-вихід" на внутрішньому ринку природного газу виявилася невдалою. У вересні 2014 р. Постановою № 510 [2] уряд передбачив перехід на встановлення тарифів на транспортування природного газу магістральними трубопроводами території України на основі тарифної системи "вхід-вихід" з урахуванням параметрів тарифоутворення, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання та забезпечення дотримання регуляторної норми доходу у сфері транспортування природного газу магістральними трубопроводами за системою регульованої бази інвестиційного капіталу. Однак уже у квітні 2015 р. Кабінет Міністрів вніс до цієї Постанови зміни, якими фактично визнав неієздатність тимчасового порядку запровадження тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід", що було обумовлено фрагментарністю впровадження моделі (запроваджувалися лише положення, що переважно стосувалися міжнародної торгівлі та транзиту газу) та значної залежності транзитних угод від попередніх довгострокових контрактів.

Збереження де-факто існуючих правил господарювання на ринку природного газу за відсутності (неієздатності) вторинного законодавства, яке повинно було безпосередньо забезпечувати реалізацію норм базового Закону України "Про ринок природного газу", а також невирішення проблеми інтеграції діючих довгострокових транзитних контрактів з моделлю "вхід-вихід", стали основними причинами відтермінування впровадження моделі "вхід-вихід".

Тарифоутворення на послуги з транспортування природного газу в країнах ЄС

Упровадження моделі "вхід-вихід" для більшості газотранспортних мереж у Європі відображає переконання, що такий принцип ціноутворення на послуги з транспортування найкраще відповідає умовам формування конкурент-

Сторони повинні адаптувати своє законодавство, як визначено в Додатку XXVII цієї Угоди та Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства 2005 року з метою гарантування, що тарифи, опубліковані до набрання ними чинності, процедура з розподілу потужностей та всі інші умови є об'єктивними, обґрунтованими і прозорими та не дискримінують за походженням, власністю або призначенням електроенергії та газу".



ного ринку газу. Обговорення умов доступу до газових мереж проводилося головним чином у рамках Мадридського форуму² протягом 2002–2004 рр., де учасники врешті дійшли висновку, що саме модель "вхід-вихід" якнайкраще дозволяє досягати недискримінаційності доступу до мережі, як того вимагає Директива 2003/55/ЄС [3]. Зокрема, ця Директива визначала, що:

- доступ до пропускної здатності мережі має бути відкритим і безперешкодним для забезпечення максимально можливої технічної гнучкості мережі;

- тарифи на потужність повинні бути справедливими, об'єктивними і прозорими для користувачів мережі, тобто відображати реальні витрати.

Європейські правові документи Другого енергетичного пакету, зокрема Директива 2003/55/ЄС і Регламент ЄС 1775/2005 "Про умови доступу до мереж передачі природного газу" [4], були досить загальними в цій частині і залишали відкритим питанням конструкції доступу до мережі. Головна мета цих норм полягала у формулюванні критеріїв адекватності умов доступу, а не у визначенні його стандартів. Третій енергетичний пакет закріпив за допомогою створення відповідної нормативної бази нові напрацювання, що відтепер стали обов'язковими для впровадження в усіх країнах ЄС та членах ЄС. У Регламенті 715/2009 ЄС чітко вказувалося, що всі системні оператори повинні запровадити модель "вхід-вихід" на національних ринках газу відповідно до таких принципів.

1. Газ може продаватися незалежно від його місця розташування у газо-транспортній системі, тобто мережевим користувачам повинно бути надано право вільно та незалежно бронювати потужності входу та виходу;

2. Тарифи на кожен окрему точку входу та виходу формуються локально для забезпечення можливості врахування наявних фізичних потужностей та операційних витрат на експлуатацію системи;

3. Тарифи повинні формуватися на принципах недискримінаційності по відношенню до всіх суб'єктів ринку та ефективно реагувати на ринкові сигнали;

4. Незалежність потужностей входу і виходу забезпечується запровадженням принципу віртуальної торгової точки (VP), де користувачі мережі, які замовили потужності з входу або виходу, можуть продати або купити газ.

У результаті запровадження ТЕП попередній підхід до розрахунку тарифів на послуги з транспортування газу, що до цього базувався на відстані транспортованого природного газу, було змінено на тарифну модель "вхід-вихід" із встановленням відповідної плати за потужності. Витрати, що повинні були тепер братися за основу нового тарифоутворення, мали бути прозорими та дозволяти мережевим операторам ефективно реагувати на запити ринку, а також враховувати інвестиційну складову на оновлення та розвиток мереж.

² Мадридський форум створено під егідою Європейського Союзу як майданчик для вироблення політико-економічних рішень між керівниками європейських країн, національних регуляторів, організацій-транспортерів, торговельних фірм, виробників та інших суб'єктів ринку природного газу. На Мадридському форумі, що відбувся 2002 р., було вироблено основні рішення з приводу необхідності створення єдиної тарифної системи для європейських газових ринків, вирішено запроваджувати тарифоутворюючу транспортну модель "вхід-вихід" як таку, що найкраще сприяє розвитку конкурентного ринку.



Хоча Регламент 715/2009 ЄС і визначив загальні характеристики моделі "вхід-вихід", як продемонструвала пізніше практика, її впровадження серед країн ЄС відбувалося в різний спосіб, що було обумовлено цілком природною необхідністю адаптувати модель "вхід-вихід" до особливостей внутрішнього ринку з притаманними йому економічними, інституційними та технічними умовами та обмеженнями. Самі ці обмеження врешті й визначили кінцевий вигляд запровадженої моделі "вхід-вихід" у кожній конкретній країні за обов'язкової умови дотримання загальних принципів, визначених відповідними європейськими директивами та регламентами.

Аналіз досвіду країн Європи дозволяє виділити декілька чинників, які прямо або опосередковано впливали на свободу розподілу потоків газу всередині держави і, відповідно, були визначальними при виборі форми і методів запровадження нової ринкової моделі [6]:

- Фізичне або комерційне розділення газотранспортної системи, наприклад, з виділенням транзитних трубопроводів;
- існування кількох ринкових зон (ринкових областей) з окремими системами входу-виходу;
- наявність довгострокових транзитних контрактів.

Розділення ринкових зон

У більшості європейських країн локалізація системи "вхід-вихід" співпадає з державними кордонами. Розподіл на декілька ринкових зон у межах однієї країни інколи є об'єктивною необхідністю, зумовленою технічними особливостями газотранспортної системи (ГТС) – наявністю великих локальних мереж або ймовірністю фізичного перевантаження системи. Проте будь-яке надмірне розділення великих мережевих зон, тобто наявність окремих магістральних потужностей або окремої інфраструктури розподілення природного газу в рамках однієї системи "вхід-вихід" обмежують гнучкість діяльності шіпперів³ та можливість їх вільного доступу до точок потужностей, у тому числі до віртуальної точки торгівлі (virtual point, VP), навіть якщо функціонування системи вибудовується на засадах прозорості та недискримінаційності у доступі до точок приєднання. У свою чергу це обмежує вплив та можливості шіпперів до балансування системи, що апріорі не сприяє розвитку національного ринку загалом.

У випадку вітчизняної ГТС навряд чи можливо говорити про існування в ній великих локальних систем, де б гостро відчувався дефіцит потужностей. Значна розгалуженість ГТС України та великі наявні транспортні потужності можуть слугувати підґрунтям створення в Україні єдиної національної ринкової зони системи "вхід-вихід". Нормативні документи ЄС дозволяють використовувати довготермінове бронювання, що б у нашому випадку зберегло можливість отримання стабільних доходів від транзиту, хоча об'єктом про-

³ Шіппери (Shippers) – суб'єкти ринку природного газу, що забезпечують організацію процесу транспортування та постачання природного газу. Шіпперів також називають мережевими користувачами, оскільки по суті вони лише купують право на використання газотранспортної мережі, доступу до вхідних або вихідних потужностей, доступу до віртуальної точки тощо. Шіпперами на ринку природного газу є будь-який постачальник.

дажу стали б уже не газові потоки, а потужності системи. За умови розподілу потужностей через аукціон, дотримання узгодженої мінімальної норми доходності та чіткого контролю незалежним державним регулятором фактичних витрат, контроль за потужностями можна було б передати приватній структурі (досвідченому європейському оператору для максимального залучення вітчизняної ГТС до розподілу міжрегіональних газових потоків).

Водночас Україна є великим транзитером природного газу, а доходи від транзитної діяльності не лише значною мірою формують фінансову базу функціонування ГТС, але є й політичним аргументом при встановленні тарифів на послуги з транспортування (рис.).

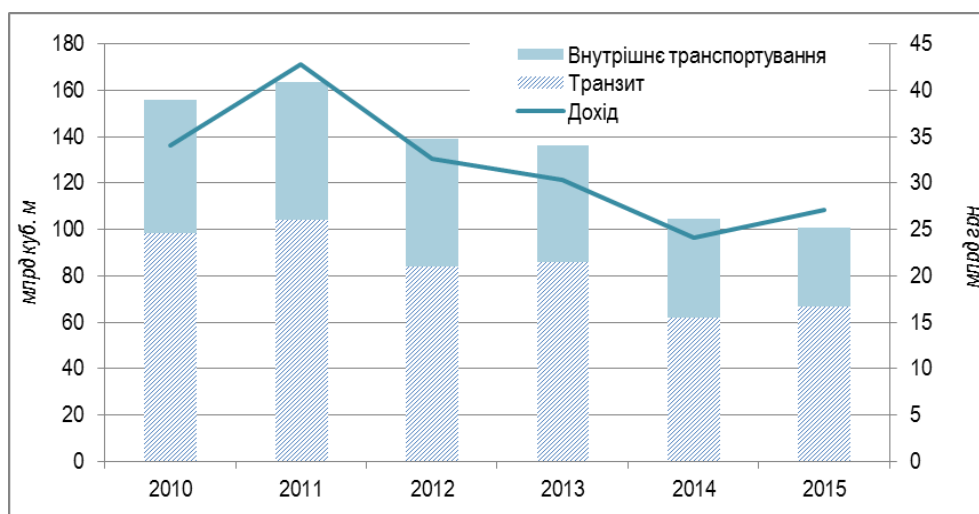


Рис. Обсяги транзиту (ліва шкала) та доходу від транспортування природного газу (права шкала)

Джерело: за даними НАК "Нафтогаз України".

Унаслідок політичних, економічних та організаційних причин обсяги транзиту газу територією України з 2004 р. постійно зменшувалися, а рівень невизначеності щодо можливостей їхнього нарощування (або збереження поточних обсягів) у середньостроковій перспективі залишається високим. Натомість внутрішнє споживання палива є відносно сталим і прогнозованим. Таким чином, за несприятливих зовнішніх ринкових умов встановлення гарантованого доходу для транспортного оператора може виявитися ненадійним рішенням, оскільки скорочення обсягів транзиту призводитиме до дефіциту дохідної частини та необхідності її компенсації за рахунок внутрішніх споживачів [7].

Тому, базуючись на основних правилах та принципах функціонування системи "вхід-вихід", враховуючи гнучкість цієї системи, а також зважаючи на те, що інфраструктура з транзиту та транспортування газу для внутрішніх споживачів не є розділеною, розділення ГТС України на дві ринкові зони виглядає більш економічно виправданим. Перша ринкова зона могла б об'єднати всі точки входу з Білорусії та Росії в одну точку, в якій потоки газу розгалужуються з єдиної віртуальної точки виходу з першої зони. Друга ринкова



зона по суті включала б тоді безпосередньо внутрішній ринок України. Такий підхід дозволить відділити доходи від транзиту, що будуть отримуватися в першій зоні, від транспортних доходів у іншій ринковій зоні. Для керування газотранспортною системою, що буде розподілена на дві ринкові зони, які можуть контролюватися різними господарюючими суб'єктами, важливо забезпечити незалежність єдиного оператора системи. Саме за таких умов оператор зможе надавати на недискримінаційній основі доступ третім сторін до мережі, а також нести відповідальність за експлуатацію та технічне обслуговування ГТС.

Доходи оператора системи, отримані від оплати його послуг користувачами мережі, також повинні бути предметом регулювання державного регулятора. Для кожної ринкової зони державний регулятор повинен встановити окрему методику розрахунку тарифів. Вартість транспортування газу головним чином повинна ґрунтуватися на обсягах зарезервованих потужностей, водночас змінні витрати (обсяги природного газу для забезпечення витрат на технологічні витрати та нормативні втрати) мають сплачуватися шляхом включення у розрахунок формули тарифу на точці виходу товарного компонента (табл.).

Таблиця

Альтернативні варіанти запровадження системи "вхід-вихід" в Україні

	Довгострокові транзитні контракти	Проста система "вхід-вихід"	Довгострокове бронювання на зовнішніх кордонах	Дві ринкові зони
Відповідність вимогам ЄС	Відповідає вимогам старого контракту, не відповідає вимогам ЄС	Повністю відповідає вимогам ЄС		Повністю відповідає вимогам ЄС
Особливості регулювання	Укладання окремого договору на транзит, що встановлює особливий режим регулювання	Немає розділення режимів транзиту та постачання газу на внутрішній ринок	У випадках транзиту певна частка пропускової здатності бронюється виключно під транзит	Можливе збільшення кількості суб'єктів (операторів та учасників ринкових зон), що ускладнюватиме ринкову модель
Особливості транзиту	Невизначеність щодо майбутнього для Газпрому, що призводить до пошуку нових, обхідних маршрутів	Нестабільні доходи від транзиту та нестабільні внутрішні тарифи на транспортування	Забезпечення стабільних доходів від транзиту в межах виділеної потужності під бронювання	Для транзиту не створюються особливі режими сприяння і він здійснюється на загальних умовах транспортування природного газу згідно з кодексом мереж

Джерело: складено автором на базі [6].

Однак вибір оптимального варіанту впровадження тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід" повинен перш за все базуватися на оцінці впливу на тарифи із транспортування для транзитних операцій та на формування кінцевого тарифу для внутрішнього споживача, похідного впливу на фінансовий стан газотранспортних компаній та їхньої спроможності оновлювати інфраструктуру.

Інтеграція довгострокових транзитних договорів

У межах ЄС країни, що не змогли інтегрувати транзитні контракти попередніх періодів до нової моделі ринку газу, були змушені виділити з неї транзитні потоки в особливий режим регулювання. Так, у Чехії правило "входу-виходу" не поширюється на транзитні контракти, що були укладені до 1 січня 2011 р., якщо оператор системи вирішив не розділяти потенціал потужностей входу і виходу. Шіппери, які працюють за транзитними контрактами "вхід-вихід", що не передбачають постачання природного газу на внутрішній ринок і його продажу на віртуальній точці торгівлі, повинні проводити балансування окремо від інших суб'єктів ринку задля уникнення реєстрації на VP.

Згідно з нормами ТЕП та рішеннями Європейського суду [8] транзитні операції не можуть наділятися привілейованим положенням, оскільки це б суперечило базовим умовам ефективної конкуренції та створювало би бар'єри доступу третіх сторін до газотранспортних мереж. Довгострокові транзитні контракти повинні бути узгоджені з внутрішнім транспортуванням, не перешкоджати конкуренції та іншим положенням Директиви 2009/73/ЄС і Регламенту (ЄС) 715/2009, у тому числі в питаннях встановлення тарифів, управління перевантаженнями і розподілу потужностей. Як демонструє європейська практика, у країнах, де продовжують діяти укладені раніше довгострокові транзитні контракти, інформація про реальну доступну потужність часто не є публічною, що створює бар'єри для третіх сторін та спотворює принципи відкритості та прозорості ринку. Це, у свою чергу, призводить до того, що у разі відмови від надання доступу до потужностей причина такої відмови залишається невідомою – чи то з причин виконання транзитних контрактів, або з інших наявних у системі транспортування економіко-технічних обмежень. Загалом же існування різних режимів тарифоутворення та окреме регулювання транзитних контрактів і контрактів на внутрішнє транспортування не сприяє відкритості, прозорості, прогнозованості та стає бар'єром для розвитку конкуренції на ринках газу.

Водночас Європейський суд у своїх рішеннях визнає необхідність дотримання країнами, що на момент укладання довгострокових транзитних контрактів не набули членства у ЄС, виконання своїх зобов'язань за діючими транзитними контрактами, навіть усупереч тому, що умови цих договорів порушують норми європейського права. При цьому до перегляду попередніх довгострокових транзитних контрактів такі країни не можуть розраховувати на норми ЄС у захисті своїх прав згідно з європейським законодавством. Після закінчення терміну діючих транзитних контрактів або їхнього дострокового перегляду всі країни ЄС та держави – члени ЄС повинні адаптувати свою модель ринку транспортних послуг до вимог ТЕП.



Транзит природного газу територією України досі здійснюється відповідно до контракту між НАК "Нафтогаз України" та ВАТ "Газпром", термін дії якого спливає в кінці 2018 р. Враховуючи необхідність проведення процедури розділення (unbundling) НАК "Нафтогазу України" відповідно до норм Третього енергетичного пакета та створення незалежного від інших суб'єктів ринку транспортного оператора, вже сьогодні виникає проблема переоформлення існуючих домовленостей щодо транзиту природного газу на нову юридичну особу. Крім того, зміна умов транзиту повинна бути узгоджена ще й на державному рівні, беручи до уваги існування відповідної чинної Угоди⁴ між урядами. Підставою для перегляду існуючих комерційної та міжурядової угод можна було б вважати зміну правил функціонування внутрішнього ринку природного газу, що здійснюється відповідно до міжнародних зобов'язань України і може розглядатися як істотна зміна умов ведення господарської діяльності. Проте додатковим бар'єром до інтеграції транзитних потоків до системи "вхід-вихід", а отже, і перенесення точки продажу природного газу ВАТ "Газпром" на східний кордон України, що мала б при цьому відбутися, є продовження дії аналогічних контрактних домовленостей між ВАТ "Газпром" та країнами ЄС про купівлю природного газу на своїх східних кордонах.

За таких обставин як компромісний варіант можна розглянути запровадження довгострокового бронювання на зовнішніх кордонах для транзиту російського природного газу, виділивши певний законтракований на довгостроковий період (5–10 років) обсяг потужностей у точках входу та виходу виключно під потреби ВАТ "Газпром" або Російської Федерації загалом. Надання вхідних та вихідних потужностей на такий довгостроковий період дозволить застосовувати стимулюючі тарифи оплати, оскільки цей підхід сприяє здійсненню газотранспортним оператором прогнозуючої функції на значний період своєї діяльності. Реалізоване у такий спосіб довгострокове бронювання на зовнішніх кордонах не порушує принципів конкуренції, не створює особливого режиму регулювання для транзиту та відповідає вимогам європейських директив.

Європейська практика демонструє, що внаслідок активізації торгівлі при переході на модель "вхід-вихід" наявні вільні потужності ГТС часто скорочувалися. Тож з огляду на економічні міркування для Росії отримання можливості продавати природний газ на східному кордоні України за умови виділення сталого обсягу транспортних потужностей під бронювання, що не підпадатимуть при цьому під режим переривання, також було б вигідним, оскільки дозволило б уникнути ризиків невиконання зобов'язань із постачан-

⁴ Угода між Кабінетом Міністрів України і Урядом Російської Федерації про гарантії транзиту російського природного газу територією України від 22.12.2000, ратифікована Законом України від 15.11.2001 № 2796-III, Угода між Кабінетом Міністрів України і Урядом Російської Федерації про додаткові заходи щодо забезпечення транзиту російського природного газу по території України від 04.10.2001, ратифікована Законом України від 15.11.2001 № 2797-III та Протокол між Урядом Російської Федерації та Кабінетом Міністрів України на 2005 рік від 02.07.2004 до Міжнародного договору про додаткові заходи щодо забезпечення транзиту російського природного газу по території України від 04.10.2001, ратифікована Законом України від 15.11.2001 № 2797-III.

ня природного газу європейським споживачам через відсутність необхідних потужностей на точках входу та виходу газових мереж країн-транзитерів.

Дохідність оператора та розподіл витрат

Не менш важливим етапом запровадження системи "вхід-вихід" є формування тарифоутворюючої методології, що фактично визначатиме правила користування мережею. При розробці такої системи для України необхідно визначити її базові положення: *допустимий рівень дохідності оператора системи та спосіб розподілу витрат за користування системою між користувачами.*

Межі доходу операторів чітко не визначаються європейськими директивами та регламентами. Натомість регулюючими органами ЄС та ЕС розроблені рекомендації щодо підходів та принципів, які доцільно застосовувати в національних умовах. Кожна держава в особі державного регулятора або профільного міністерства розробляє власний національний режим регулювання, зважаючи на історичні особливості функціонування сектора, технічні особливості мережі, пріоритети національної політики тощо.

У країнах ЄС існує різноманіття практик регулювання доходу оператора, найбільш поширеним серед яких є безпосереднє встановлення *граничного рівня доходу* (Франція, Польща, Німеччина). За встановлення обмеження щодо доходів головний ризик коливань обсягів використання ГТС лягає на користувачів. За таких умов, якщо мережа достатньо завантажена, середня ціна знижуватиметься, оскільки оператор ГТС не може заробляти більше за порогове значення. Однак цей метод не встановлює стимулів для зменшення витрат оператора, оскільки будь-який приріст виручки буде вилучений.

У Словенії, Литві та Словаччині регулювання дохідності оператора здійснюється через встановлення *граничного рівня цін*. При встановленні обмеження цін (тарифів) оператор ГТС приймає на себе ризики коливань обсягів транспортування, оскільки за нижчого рівня використання потужностей доходи знижуватимуться. Проте за будь-яких варіантів завантаженості ГТС оператор має мотивацію до підвищення ефективності своєї роботи для збільшення прибутку.

Досить поширеним способом регулювання залишається традиційний *метод "витрати плюс"* [9] (Румунія, Данія), який, попри легкість адміністрування, має низку недоліків, що пов'язані з відсутністю стимулів скорочення витрат та призводить до збереження високого рівня енерго- та матеріаломісткості послуг, не стимулює до підвищення ефективності діяльності та покращення якості пропонованих послуг. Цей метод був основним у здійсненні тарифного регулювання монополій в Україні, коли розмір тарифу визначався через встановлення граничної рентабельності до заявленого рівня витрат. База, на основі якої розраховували норму доходу, становила не вартість активів або обсяги інвестованого капіталу, а сукупність витрат у виробництві відповідних послуг. За наявної нормативної бази та недостатньої обґрунтованості розміру окремих видів витрат, транспортні оператори намагалися включити до розрахунку якомога більшу кількість витрат, що не сприяло ефективності розвитку мережі та встановленню економічно обґрунтованих тарифів.



Фактично запроваджені підходи часто відрізняються від теоретичних, класичних випадків, описаних у літературі, зважаючи на необхідність адаптації до конкретних ринкових умов. Наприклад, зустрічається багато випадків комбінованих або "гібридних" моделей. Так, Чехія та Бельгія запровадили у себе моделі, що поєднують елементи регулювання як доходу, так і цін. Заслужує на увагу модель "РІО" у Великій Британії [10], що ґрунтується на контролі прогнозних цін з урахуванням інноваційних та інвестиційних стимулів та очікуваних обсягів внутрішнього видобутку природного газу. Італія у своєму регулюванні базується на визначенні дозволеного рівня доходу активів, граничному рівні операційних витрат та амортизації, а також встановлює окреме обмеження цін на сировинні товари.

Україна з 1 січня 2016 року запровадила для транспортного оператора магістральних мереж один з варіантів такого підходу – методологію стимулюючого регулювання (РАВ-регулювання), встановивши нарахування норми доходу на регуляторну базу в розмірі 15,13% від здійснених оператором інвестицій. Сам по собі цей метод регулювання є прогресивним, основною перевагою якого є створення стимулів до підвищення ефективності та залучення коштів для оновлення інфраструктури. На відміну від попередньої методології "витрати плюс" такий підхід характеризується довгостроковим регулюванням (3–5 років), що створює стабільне економічне середовище та сприяє здійсненню прогнозованого розвитку ГТС. Однак успішне запровадження РАВ-регулювання залежить від ефективної переоцінки активів оператора, доведення балансової вартості виробничих основних засобів до їх справедливої вартості. Вагомою загрозою успішності впровадження стимулюючого регулювання в Україні є вартість кредитних коштів, що можуть залучатися для розвитку ГТС. Очевидно, якщо вартість інвестицій вища за гарантовану прибутковість, залучення додаткових коштів на оновлення основних фондів є обмеженим.

Як демонструє європейська практика, запровадження РАВ-регулювання в короткостроковій перспективі може спричинити підвищення тарифів на експлуатацію мереж. Подібний розвиток подій в Україні також є доволі ймовірний: висока вартість кредитів на внутрішньому ринку, непевність щодо перспективних обсягів транзиту природного газу, який до 2016 р. невинно знижувався, а також зменшення фактичних обсягів споживання природного газу можуть призвести до потреби перерозподілу витрат між користувачами. За таких умов може бути доцільним додатково запровадити регулюючу модель на базі обмежень щодо цін, принаймні на певний період. У такому випадку оператор частково прийматиме на себе ризики коливань обсягів транспортування, оскільки за зниження рівня використання потужностей системи доходи зменшуватимуться. Це дозволить захистити споживачів від перерозподілу витрат унаслідок зменшення транзитних операцій за рахунок внутрішнього споживання.

Важливим компонентом дохідності транспортного оператора є правила обліку витрат. Транспортування природного газу є капіталомісткою діяльністю, а тому капітальні витрати становлять значну частку у загальних видатках на утримання системи. Не існує єдиного усталеного підходу до методу каль-

куляції витрат на функціонування ГТС. Наприклад, якщо основні засоби завжди враховуються, то робочий капітал⁵ може враховуватися до розрахунку на різних рівнях; не всі країни практикують врахування об'єктів незавершеного будівництва тощо. Не менш неоднорідними у країнах ЄС є підходи до оцінки активів – використовують витрати попередніх періодів, індексовані витрати попередніх періодів, вартість заміщення чи стандартні витрати⁶; облік повністю амортизованих активів, облік активів, що фінансуються за рахунок державних субсидій або частково третьою стороною. Важлива й інтерпретація інвестиційних витрат – надто "широке" трактування може призвести до зловживання і, наприклад, до надмірного включення непродуктивних інвестицій. І навпаки, "вужька" інтерпретація витрат може спричинити недофінансування, що в довгостроковій перспективі матиме негативні наслідки для всієї галузі. Визнаючи об'єктивну необхідність оновлення ГТС, будівництва нових міждержавних інтерконекторів, розширення внутрішньої мережі та збільшення видобутку природного газу, розширене тлумачення інвестиційних витрат для України може бути виправданим [11].

Регуляторна стабільність багато в чому визначається періодом регулювання. Тривала незмінність базових регуляторних умов має вирішальне значення для стимулювання довгострокових інвестицій. Як правило, інвестори більше зацікавлені в незмінності правил, ніж у постійному пошуку їх більш ідеальних або уніфікованих форм. Постійні зміни в регулюванні можуть мати негативні наслідки для проекту, очікувана невизначеність у майбутній адаптації проекту до нових правил відіграє важливу роль у прийнятті рішень стосовно довгострокових інвестицій. Тривалість регуляторного періоду переважно становить 5 років (наприклад, у Бельгії, Італії, Німеччині, Словенії – 5 років, у британській моделі "РПО" – 8 років), тож встановлення тривалості першого регуляторного періоду в Україні у 3 роки слід сприймати як адаптаційний термін, після якого тривалість наступних регуляторних періодів повинна бути збільшена.

Регульовані тарифи на транспортування повинні покривати регульовані витрати транспортного оператора. Плата за використання точок входу та виходу має бути розроблена таким чином, щоб загальна сума надходжень була тотожна очікуваному дозволеному доходу, встановленому національним регулятором. Тому для досягнення такої цілі національний регулятор встановлює фіксовані тарифи за користування точками входу/виходу. Відповідно до Закону України "Про ринок природного газу" [12] визначено, що пропускна здатність на міждержавних точках розподіляється через механізм аукціону [13]. Щоб гарантувати певний дохід навіть на тих точках, які не будуть використовуватися на повну потужність, регулятор має затвердити резервну ціну. Механізм запровадження резервної ціни в українському кодексі відсутній,

⁵ Робочий капітал – різниця між оборотними активами підприємства та його короткостроковими зобов'язаннями, тобто він складається з частини оборотних активів, які фінансуються за рахунок власного капіталу і довгострокових зобов'язань. Наявність у підприємства робочого капіталу означає не лише його здатність сплатити власні поточні борги, а й наявність можливостей для розширення діяльності та інвестування.

⁶ Середні витрати по галузі.



однак це положення визначається Регламентом ЄС 984/2013. Також національний регулятор має вирішити проблему надлишку або дефіциту дозволеного доходу. У разі надлишку отриманого доходу його потрібно вилучити, однак має бути прийнята нормативна база щодо процедури та подальшого розподілу цих коштів. У разі дефіциту дозволеного доходу повинна бути встановлена процедура щорічного перегляду національним регулятором умов, на підставі яких здійснюється регулювання норми доходу.

Особливості розрахунку тарифів при запровадженні моделі "вхід-вихід"

Європейськими нормами не визначено, якими засобами та в якій формі має бути імплементована модель "вхід-вихід", однак загалом механізм впровадження базується на таких принципах:

- 1) розділення точок входу та виходу;
- 2) відокремлення потужностей від товарних потоків;
- 3) недопустимість дискримінації постачання внутрішнім споживачам.

Розділення точок входу та виходу, географічна диференціація. Встановлення диференційованої системи розподілу доходу (згідно із затвердженою допустимою нормою) залежно від локалізації точок входу та виходу дозволяє транспортним операторам формувати цінові сигнали користувачам мережі, що має зумовити більш ефективне функціонування мережі, обґрунтований розподіл інвестицій та мінімізацію нормативних витрат. Надзвичайно важливо, щоб транспортна система ефективно реагувала на сигнали ринку, оскільки в іншому випадку доходи від транспортних операцій адекватно не покривають витрати.

Розділення точок передбачає визначення частки доходів, які будуть збиратися на виході та вході у транспортну систему. Розподіл може ґрунтуватися на різних методах і принципах. Деякі держави встановили розподіл доходів у пропорції 50/50 (Велика Британія, Італія, Польща, Німеччина). В інших країнах ЄС розподіл непропорційний, наприклад, у Чехії на точки виходу припадає 61,5% доходу, в Австрії – 80%. Бельгія при розрахунку тарифів на точках входу враховує лише фіксовані витрати, що тотожні близько 15% від дозволеного загального доходу. В основу тарифів Португалії закладено базу на основі довгострокових середніх витрат, використовуючи спрощену модель газотранспортної системи із розподілом джерел доходу 26/74. Деякі країни ЄС, навпаки, збирають більше доходів на точках входу (Угорщина, Люксембург) [14].

Різниця у підходах до диференціації доходів на точках входу і виходу обумовлена в першу чергу різним станом і відповідними завданнями щодо розвитку мереж, а також міркуваннями безпеки і надійності поставок на внутрішньому ринку. Встановлення вищої ціни (внаслідок перерозподілу частки доходу) на точках входу вмотивовано політикою захисту національного ринку від надмірних обсягів імпорту при неспроможності внутрішнього виробництва конкурувати за міжнародними цінами з зовнішніми постачальниками. Встановлення вищої ціни на точках виходу навпаки обумовлене прагненням залучити до національного ринку нових постачальників природного газу, хоча надмірно високі тарифи можуть нести й ризики зниження привабливості ГТС для транзитних поставок.

Відповідно до постанови Національної комісії регулювання електроенергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП) №3158 [15] з 1 січня 2016 р. було введено нові тарифи на послуги з транспортування природного газу для точок входу та виходу з газотранспортної системи, розташованих на державному кордоні України, а також визначено норми забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормативних витрат природного газу для точок виходу. Розподіл між точками входу та виходу становив приблизно 30/70. Однак надалі, після певного господарського опрацювання тарифної системи, необхідно буде зробити поправки у тарифоутворенні, зважаючи на цінові сигнали, що виникнуть на ринку.

Такий розподіл джерел отримання доходу до завищення тарифів на точках виходу з ГТС України пов'язаний як із бажанням стимулювати розширення імпорту газу з європейських країн, так і максимально скористатися умовами чинного до 2019 р. договору про транзит з Росією. Оскільки, згідно із заявами представників Газпрому, після 2018 р. вони планують обмежити використання ГТС України для транзиту російського газу, українською стороною була реалізована прискорена амортизація активів ГТС, що дозволить через три роки знизити тарифи на транспортування (у т.ч. на транзит) у рази.

Розділення пропускнуої здатності та товарного потоку. В країнах ЄС у структурі тарифу надається різна вага компонентам, котрі розраховуються на основі пропускнуої здатності (грошова одиниця на зарезервовану потужність), і товару, який транспортується (грошова одиниця на фактично здійснену транспортну операцію за день). Так, співвідношення між цими компонентами тарифу в Ірландії, Румунії становить 90/10, у Польщі – 80/20, у Литві – 70/30. Інколи це співвідношення залежить від змінних витрат – інвестиційної складової та операційних витрат у структурі собівартості.

Україні, з огляду на потреби імплементації норм Третього енергетичного пакета, доцільно дотримуватися загальних європейських правил та рекомендацій при визначенні структури тарифу. Це передбачає, що тарифи повинні бути попередньо розраховані, ґрунтуючись на замовленій пропускнуій здатності (за виключенням специфічних тарифів, що безпосередньо пов'язані з обсягами транспортованого газу), що дозволить підвищити прозорість та мати змогу відділити витрати, включені в тариф, який розраховується на базі товарного потоку. Таким чином, плата за використання пропускнуої потужності покриватиме капітальні витрати, а плата за транспортування товарного обсягу відображатиме лише операційні витрати. Однак поки що залишається відкритим питання методу розподілу витрат на технічний газ – значна частина країн ЄС поклали зобов'язання за його оплату на оптових постачальників (трейдерів).

Тарифи для внутрішнього транспортування на короткі відстані. Очевидним недоліком системи "вхід-вихід" є ризик перехресного субсидування між транспортуванням природного газу на незначні відстані, як правило, внутрішнім споживачам, та транспортуванням транзитних потоків. Оскільки для всіх користувачів тариф у певній точці входу до мережі є однаковим, незалежно від точки виходу та отримувача газу, це може призводити до того, що, залежно від комбінації тарифів, у точках входу і виходу витрати (як питомі,



так і загальні) на транзит або передача газу на більш значну відстань можуть бути меншими за витрати на транспортування на коротшу відстань. Цей ефект тим помітніший, чим більшою є ринкова зона системи. В деяких країнах ЄС, щоб уникнути подібних проявів перехресного субсидіювання та викривлення ринку, вводяться спеціальні короткі магістральні тарифи. Тож хоча впровадження додаткових правил регулювання завжди ускладнює тарифну систему, інколи, особливо якщо цінові зони великі, а країна є великим транзитером, подібна адаптація тарифів є доцільною з метою зменшення цінового навантаження на внутрішніх споживачів.

Інфраструктурні та інституційні обмеження запровадження моделі "вхід-вихід"

Реформа ринку природного газу України неможлива без змін правил надання транспортних послуг на умовах, які сприятимуть розвитку конкуренції та відкритості ринку. Повноцінне впровадження моделі "вхід-вихід" є необхідною умовою лібералізації ринку та обумовить появу на ньому нових форм контрактних відносин. Існуючі ж на сьогодні перешкоди обумовлені як інфраструктурною неготовністю сектора, так і інституційною неузгодженістю та нерегульованістю фінансових відносин між суб'єктами ринку. Зокрема, серед таких бар'єрів можна виділити:

- технічну неготовність транспортних операторів до переходу на добове балансування, відсутність відповідної методики та ІТ-платформи;
- методологічну нерегульованість обрахунку вартості послуг з розподілу та транспортування як плати за потужність. Необхідно, щоб Міністерство юстиції України затвердило нову "Методику розрахунку плати за потужність", що повинна розділити нарахування плати за споживання природного газу як товару та окремо плати за надання послуг з транспортування для кінцевих споживачів;
- проблему визначення договірної потужності для прямих споживачів. НКРЕКП розробило відповідні зміни до Типового договору на транспортування природного газу, в якому визначаються нові принципи стягнення плати за транспортування на основі плати за потужність. Згідно з новими правилами плата має стягуватися на основі максимальної добової потужності за минулий рік, але не більше за технічну потужність газових мереж та/або комерційного вузла обліку прямого споживача. Для нових точок входу та виходу розмір договірної потужності прямого споживача визначається згідно з даними технічних параметрів об'єкта газоспоживання. Відповідні зміни мають бути затвердженні відповідно до законодавства України.

Висновки

Перелік мотиваційних факторів реформування вітчизняного ринку природного газу не обмежується міжнародними зобов'язаннями України в рамках Енергетичного Співтовариства та Угоди про асоціацію з Європейським Союзом або потребою залучення інвестицій для оновлення та розбудови газотранспортної інфраструктури. Загальноекономічний, соціальний і навіть геополітичний контекст цих реформ природно привертає до себе увагу суспільства, тож очікуваним завданням експертного середовища є комплексна



оцінка наслідків запровадження європейських інституціональних норм, визначення умов та ризиків їх успішної імплементації на всіх сегментах українського ринку газу.

Однією з таких складових реформ є зміна умов надання транспортних послуг та запровадження тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід", що фактично повинна спричинити кардинальні зміни контрактних відносин між усіма суб'єктами ринку та й власне самих принципів функціонування ринку. Як засвідчив проведений аналіз, нормативно-правовими нормами ЄС не визначено єдиного підходу до впровадження моделі "вхід-вихід". Натомість будь-яка трансформація існуючої моделі здійснюється з урахуванням умов, що безпосередньо визначають можливості реалізації таких змін на ринку: технічних можливостей транспортної системи та наявних потужностей на точках входу та виходу як на міжкордонному перетині, так і на приєднанні до розподільчих мереж; інституційного забезпечення ринку, що був сформований у попередні періоди функціонування ГТС; існуючих міжнародних зобов'язань як власне України, так і суміжних держав з іншими контрагентами у межах чинних договорів.

Повноцінне впровадження тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід" як для транзитних операцій, так і для внутрішнього транспортування зумовлює потребу у формуванні ринку послуг балансування. Це, у свою чергу, зумовить можливість переходу з місячної системи балансування газу на щоденну, а подальша інтеграція та інтенсифікація обсягів торгівлі в межах єдиного газового ринку зобов'яже транспортних операторів перейти на енергетичну систему обліку газу. Такі технічні зміни, у свою чергу, стануть передумовою для формування повноцінної біржової та позабіржової торгівлі між зростаючою кількістю господарюючих суб'єктів на ринку, що зобов'язанні щоденно врегульовувати баланс наявного природного газу в газотранспортній системі. Поява біржової торгівлі має посилити конкуренцію на внутрішньому ринку та забезпечити формування прозорої ринкової ціни на природній газ.

Проте вибірковість або несвоєчасність реформ на ринку послуг з транспортування несуть низку загроз або можуть просто нівелювати доцільність подібних змін і жодним чином не вплинути на ринок чи на значну частину його суб'єктів. Так, без адекватної оцінки регуляторної бази транспортних операторів (у тому числі й розподільчих операторів) не вдасться сформувати базу, на основі якої можливо ефективно забезпечити оновлення наявних та розвиток нових газотранспортних мереж. Для цього необхідно провести ревізію газотранспортних мереж, визначитися з правами власності на мережі та встановити адекватні правила плати за експлуатацію мереж для всіх груп споживачів (для постачальників та для кінцевих споживачів у формі абонплати). Не менші ризики виникають і перед запровадженням RAB-регулювання, оскільки співвідношення діючих ставок нарахування норми доходу та кредитних ставок не сприяють залученню позикового капіталу для інвестування в модернізацію інфраструктури.

Позитивний ефект від запровадження тарифоутворюючої моделі "вхід-вихід" для зовнішньоторгових операцій без поширення її на внутрішній ринок буде обмеженим та неповноцінним. Успішність розповсюдження нових



норм на внутрішній ринок значною мірою залежатиме від встановлення обґрунтованих правил і тарифів на внутрішні вхідні та вихідні точки продажу потужностей. Існує значний ризик виникнення перехресного субсидювання між транзитом та внутрішнім транспортуванням на незначні відстані. Це потребуватиме додаткових регуляторних рішень та перегляду тарифної політики.

Список використаних джерел

1. Третій Енергетичний Пакет. *Official Journal of the European Union*. URL: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Europe/Third-energy-package/>
2. Постанова Кабінету Міністрів України № 510 "Про вдосконалення державної політики у сфері регулювання діяльності з транспортування природного газу магістральними трубопроводами територією України". *Офіційний вісник України*. 2014. № 82. С. 28.
3. Директива 2003/55/ЄС "Про спільні правила для внутрішнього ринку природного газу". *Інформаційний бюлетень НКРЕ*. 2005. № 3. С. 45.
4. Регламент 1775/2005 "Про умови доступу до систем транспортування природного газу". *Official Journal of the European Union*. URL: <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/36280.PDF>
5. DNV Kema&Cowi: Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part B: Entry-Exit Market Area Integration. URL: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-partb.pdf>
6. Захманн Г., Рустер С. Удосконалення регулювання газотранспортної системи України шляхом впровадження правил Енергетичного Співтовариства – спеціально розроблена пропозиція. Презентація. Берлін/Київ: Інститут економічних досліджень та політичних консультацій, 2014. С. 21.
7. Чепелев М.Г. Моделювання та оцінка економічних наслідків зміни політики субсидювання на ринку природного газу України. *Економіка промисловості*. 2014. № 3. С. 25–42.
8. Судове рішення Європейського Суду European Commission v Slovak Republic (Case C-264/09). URL: <http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?language=en&num=C-264/09>
9. Левицька І.О. Енергоефективність тарифоутворення енергопостачальних компаній. *Економічні науки. Серія "Облік і фінанси"*. 2012. Вип. 9 (33). Ч. 4. С. 222–232.
10. Методологія застосування моделі РІО. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model>
11. Подолець Р.З. Газовий ринок у контексті геополітичних балансів. *Віче*. 2009. № 4. С. 8–12.
12. Закон України "Про ринок природного газу". *Офіційний вісник України*. 2015. № 37. С. 67.
13. Мережевий Кодекс механізмів розподілу пропускної здатності в газотранспортних системах ЄС 984/2013. *Official Journal of the European Union*. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:273:0005:0017:en:PDF>
14. Європейська мережа операторів газотранспортних систем ENTSO-G Transparency Platform. URL: <http://www.gas-roads.eu/point>
15. Постанова НКРЕКП № 3158 "Про встановлення тарифів для ПАТ "Укртрансгаз" на послуги транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу і точок виходу". URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=18635>

Надійшла до редакції 07.02.2017 р.



Юхимець Р.С.

научный сотрудник Института экономики и прогнозирования НАН Украины

ОСОБЕННОСТИ ВВЕДЕНИЯ ТАРИФНОЙ МОДЕЛИ "ВХОД-ВЫХОД" НА РЫНКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА УКРАИНЫ

Исследованы обусловленность формирования и условия функционирования рынка услуг по транспортировке природного газа в европейских государствах. Выделены основные функциональные особенности модели "вход-выход", определяющие эффективность ее внедрения в Украине. Рассмотрены особенности отечественного рынка природного газа, которые создают барьеры для результативного внедрения модели "вход-выход" и дальнейшей эффективной интеграции в единый европейский рынок.

Ключевые слова: рынок природного газа, транспортный оператор, модель "вход-выход", долгосрочные транзитные договоры.

R. Yukhymets,

Researcher,

Institute for Economics and Forecasting, NAS of Ukraine

ON SOME PECULIAR FEATURES IN THE INTRODUCTION OF THE "ENTRY-EXIT" TARIFF MODEL ON UKRAINIAN NATURAL GAS MARKET

The article considers the prerequisites of transformation of the national natural gas market and describes the main motivating factors determining the direction of reforms in its sectors. The topicality of implementing the model "entry-exit" on the gas market is examined both in the context of Ukraine's international commitments, and in the context of a series of crisis phenomena that have emerged in the sector of servicing and transportation of natural gas.

The change of the market model in the sphere of gas transportation predetermines the principles of tariff formation for the services provided by the GTS operator. This determines the necessity of justification of the components in the system of tariff formation, such as: regulation of projected costs, amortization, regulatory base, regulatory phase of the standard income of transportation operator. The article analyses the experience of adjusting these components in other European countries and provides relevant recommendations for the national market. It is shown that such changes fundamentally transform the national market of natural gas.

Transition from "investment plus" to the regulation of standard income means that operator's income on inserted investments, considering the level of expected investment risks, is sufficient for providing updating and development. The change of regulatory phase allows improving the predictability and creating prerequisites for involving new investments for long-term projects. The review of the methodology determining the regulatory base allows establishing a market price for the transport operators' main assets and making fully-fledged amortization deductions. It will give an opportunity to involve additional funds for renewal of the infrastructure and, based on the new price, establish objectively determined level of profitability of the transport operator in accordance with the new rates of spending, which are correctly accounted for and covered by the tariff rate. Determination of a compulsory rate of increasing annual performance creates prerequisites for reducing the costs and final tariff for the consumers.



Analyzing the barriers to the implementation of "entry-exit" tariff model in Ukraine, author gives some recommendations for the adaption of transit agreements to the new conditions of the national market, determining trade zones, and removal of the current infrastructural and institutional restrictions, which hinder the model's implementation.

Keywords: *natural gas market, transport operator, "entry-exit" model, long-term transit contracts.*

References

1. Third Energy Package (2009). Retrieved from <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Europe/Third-energy-package/>
2. Cabinet of Ministers of Ukraine (2014). Resolution N 510 "On improving state policy in the sphere of regulation of natural gas transportation by main pipelines on the territory of Ukraine". *Ofitsiynny visnyk Ukrainy – The official bulletin of Ukraine*, 82, 28 [in Ukrainian].
3. Directive 2003/55/ EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC (2003). *Informatsiynny byuleten' NKRE –Newsletter of the National Commission for energy regulation*, 3, 45 [in Ukrainian].
4. Regulation (EC) No 1775/2005 of the European Parliament and of the Council of 28 September 2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks (2005). Retrieved from <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/36280.PDF>
5. DNV Kema&Cowi: Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part B: Entry-Exit Market Area Integration (2013). Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-partb.pdf>
6. Zakhmann, H., Ruster, S. (2014). Improving the regulation of gas transportation system of Ukraine by implementing the rules of the Energy Community – specially designed offer. Kyiv: Institute of economic research and the political consultations [in Ukrainian].
7. Chepelyev, M.H. (2014) Modelling and estimation of economic impact of policy changes on subsidizing natural gas market Ukraine. *Ekonomika promyslovosti – Industrial economics*, 3, 25-42 [in Ukrainian].
8. Judgment of the European Court European Commission v Republic of Slovakia (Case C-264/09). (2009). Retrieved from <http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?language=en&num=C-264/09>
9. Levyts'ka, I. (2012). Energy efficiency tariff energy supply companies. *Ekonomichni nauky. Seriya "Oblik i finansy" – Economic science. Series "Accounting and Finance"*, 9 (33), 222-232 [in Ukrainian].
10. Methodology application model RIIO. Retrieved from <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model>
11. Podolets', R.Z. (2009). The gas market in the context of geopolitical balances. *Viche – The chamber*, 4, 8-12[in Ukrainian].
12. Verkhovna Rada of Ukraine (2015). Law of Ukraine "The natural gas market". *Ofitsiynny visnyk Ukrainy – The official bulletin of Ukraine*, 37, 67 [in Ukrainian].
13. Commission regulation (EU) No 984/2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council. (2013). Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:273:0005:0017:en:PDF>
14. European network operators of gas transmission systems ENTSO-G Transparency Platform. Retrieved from <http://www.gas-roads.eu/point>
15. The National Commission, Carrying out State Regulation in Energy and Utilities (2015). Resolution N 3158 "Setting tariffs for JSC "Ukrtransgaz" for services of natural gas transportation pipelines for cross-border entry points and exit points". Retrieved from <http://www.nerc.gov.ua/?id=18635> [in Ukrainian].