Німецька консультативна група
Інститут економічних досліджень та політичних консультацій

Серія консультативних робіт [PP/04/2009]

«Газовий» виклик

Щодо забезпечення транзиту природного газу і стабілізації внутрішнього ринку в Україні

Фердінанд Павел, Дмитро Науменко

Берлін/Київ, Липень 2009 р.

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, бути реальним чинником формування громадської думки шляхом організації відкритого публічного діалогу та сприяти розвитку економічних та суспільних наук, і стимулювати розвиток 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.kiev.ua

Про Німецьку консультативну групу

Німецька консультативна група з питань економічних реформ працює в Україні з 1994 року, консультуючи український уряд й 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 і технологій 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

© 2008 Інститут економічних досліджень та політичних консультацій
© 2008 Німецька консультативна група
Всі права захищені.

«Газовий» виклик

Резюме

Нещодавній українсько-російський газовий конфлікт у січні 2009 року продемонстрував термінову необхідність у підвищенні надійності транзиту газу через Україну. Хоч обидві сторони, в результаті, підписали угоди, що регулюють імпорт газу до України, а також транзит російського газу через Україну, головний конфлікт ще далекий від вирішення. Більш важливим є складний технічний стан газотранзитної системи (ГТС) України та невідкладна потреба у інвестиціях, що є джерелом серйозних ризиків, які загрожують надійності системи і, таким чином, транзиту газу через Україну.

ЄС та міжнародні фінансові організації запропонували технічну і фінансову допомогу для покращення технічного стану ГТС. Однак, економічна дієздатність запропонованих інвестиційних проектів досі залишається непевною. Ця робота передбачає здійснення першої оцінки. Ми демонструємо, що транзитні тарифи, визначені угодою, що була підписана в січні 2009 року, не є достатньо високими для фінансування запропонованого будівництва нових транзитних потужностей, і вони можуть покрити лише вартість модернізації існуючих газопроводів за умови (майже) повного їх завантаження. Проте, враховуючи сильну невизначеність щодо майбутніх обсягів транзиту, ми робимо висновок, що ні будівництво нового газопроводу, ні модернізація існуючих транзитних ліній не зможуть бути профінансовані, виходячи з визначених на сьогодні умов транзиту.

Головною умовою технічної та фінансової підтримки з боку ЄС та міжнародних фінансових організацій є розробка Україною Програми реформування газового сектору у 2010-2011 роках з метою залучення інвестицій. Виходячи з теперішніх фінансових проблем у секторі, розробка етапів відповідної реформи повинна мати найвищий пріоритет. Ми стверджуємо, що сильне зростання імпортних цін поряд із повільною зміною регульованих цін для привілейованих споживачів призведе до очікуваних збитків у розмірі більше, ніж 1% від ВВП, які, головним чином, будуть накопичуватись НАК «Нафтогаз», теперішньою газовою компанією. З найбільшим оператором у секторі, який перебуває під систематичною загрозою банкрутства, внутрішня система ціноутворення потребує реформування, як і газовий сектор, який має бути реорганізований з метою залучення інвестицій.

З метою залучення інвестицій в ГТС ми рекомендуємо вищим посадовим особам в Україні притримуватися наступного курсу:

По-перше, чинна угода по транзиту газу має бути переглянута. Переговори мають фокусуватися на забезпеченні більш прийнятних транзитних тарифів, а також подальших гарантій інвестицій, таких як зобов'язання «постачай-або-плати», відповідно до якого постачальник мусить платити за зарезервовану транзитну потужність незалежно від наявних обсягів транзиту.

По-друге, реформування внутрішнього сектору повинні розпочатися з виділення збиткових зобов'язань щодо постачання газу привілейованим споживачам (домогосподарствам і теплогенеруючим компаніям) в окрему державну організацію, яка буде нести повний економічний ризик по цим операціям, тоді як держава як власник буде гарантувати її економічну життєздатність. За такої схеми, НАК «Нафтогаз» як оператор більшої частини відповідної інфраструктури в секторі буде позбавлений системного ризику регулювання ціноутворення на внутрішньому ринку.

Нарешті, подальші реформи мають фокусуватися на покращенні стимулів для привілейованих споживачів щодо зниження поточних обсягів споживання і приведення у відповідність структури газового сектору України принципам ЄС, таким як регульований доступ третьої сторони до ГТС або юридичне відокремлення і незалежність оператора ГТС.

Автори

Фердінанд Павел	fpavel@diw-econ.de	+49/30/ 89789-497
Дмитро Науменко	naumenko@ier.kiev.ua	+38/044/ 235-63-42

Подяка

Автори бажають висловити свою вдячність д-ру Ларсу Хандріху за рецензування цієї роботи.

Застосовується звичайне застереження щодо захисту прав.

Зміст

1. Вступ

2. Модернізація газотранзитної системи (ГТС)

   2.1 Інвестиційна конференція у форматі ЄС-Україна
   2.2 Мастер-план для ГТС

3. Реформа газового сектору

   3.1 Режим імпорту
   3.2 Регулювання внутрішніх цін

4. Рекомендації

Додаток 1: Оцінка транзитних тарифів, що покривають витрати

Додаток 2: Моделювання ціноутворення на газ на внутрішньому ринку в Україні

1. Вступ

Нещодавній українсько-російський газовий конфлікт в січні 2009 року продемонстрував термінову необхідність у підвищенні надійності транзиту газу через Україну. Хоч обидві сторони в результаті підписали угоди, що регулюють імпорт газу до України, а також транзит російського газу через Україну, головний конфлікт ще далекий від вирішення. В короткостроковій перспективі неодноразово виникало питання щодо здатності України оплачувати більшу вартість імпорту газу через вплив глобального економічного спаду на її економіку. Також, попит на газ в Україні, а також обсяги транзиту до сих пір були значно нижчими за передбачені в угодах, що навіть може призвести до виникнення додаткових платежів для України згідно зобов'язань типу «бери-або-плати». Нарешті, забезпечення надійного транзиту газу в зимові місяці зазвичай потребує заповнення підземних газових сховищ Україною протягом літа. Однак, виходячи з складної фінансової ситуації в економіці Україні, незрозуміло, наскільки це було виконано до цього часу. В середньостроковій перспективі, складний технічний стан газотранзитної системи (ГТС) України та невідкладна потреба у інвестиціях є джерелом більш серйозних ризиків, які можуть становити загрозу надійності системи і, таким чином, транзиту газу через Україну.

ЄС та міжнародні фінансові організації до теперішнього моменту відмовились надавати підтримку Україні у вирішенні короткострокових проблем. Проте вони запропонували технічну та фінансову допомогу для покращення технічного стану ГТС з метою посилення її потенціалу в середньо- та довгостроковій перспективі. В той час як на початку року в Брюсселі була підписана перша спільна декларація, конкретні кроки з приводу того, як діяти далі, досі залишаються в стадії розробки. Саме це і буде темою даної роботи. В наступному розділі ми, в першу чергу, оцінимо запропоновані плани по модернізації і розширенню ГТС. Особливий наголос буде зроблено щодо межі, до якої такі інвестиції можуть бути профінансовані за умови дії чинних транзитних угод та, відповідно, як вони можуть бути покращені. Третій розділ звертає увагу на вплив чинних імпортних цін на внутрішній газовий сектор в Україні, і на те як сектор має бути реформований для того, щоб стимулювати інвестиції. В четвертому розділі ми представимо наші рекомендації.

2. Модернізація газотранзитної системи (ГТС)

2.1. Конференція інвесторів у форматі ЄС-Україна

В березні 2009 року політики та представники бізнесу і міжнародних фінансових організацій провели конференцію по забезпеченню транзиту природного газу з Росії через Україну. В спільній декларації сторони підкреслили важливу роль транзиту газу через Україну, вітаючи плани по модернізації та розширенню української ГТС і виражаючи готовність співробітничати по технічним і фінансовим питанням[1]. Уряд України взяв на себе зобов'язання щодо:

- гарантій, що робота ГТС буде відповідати принципам внутрішнього ринку газу в ЄС,[2] зокрема що стосується:
  - юридичного відокремлення оператора ГТС від інших видів діяльності в газовому секторі,
  - правил забезпечення недискримінаційного доступу третьої сторони до ГТС і потужностей по зберіганню, і
  - встановлення тарифів у відповідності до принципів ЄС (мають відображати витрати, бути недискримінаційними, прозорими і зрозумілими);
- розробки Програми реформування газового сектору у 2010-2011 роках з метою спільного залучення інвестицій.

---

[1] Див. http://ec.europa.eu/external_relations/energy/eu_ukraine_en.htm.

[2] Як встановлено у відповідній Директиві ЄС 2003/55/ЄС
(див. http://europa.eu/legislation_summaries/energy/index_en.htm).

Питання відповідності принципам функціонування внутрішнього енергетичного ринку в ЄС було висвітлено в попередній консультаційній роботі (Німецька консультативна група, 2006 рік). Тоді був зроблений загальний висновок, що поточна модель організації газового сектору в Україні вже базується на більшості відповідних принципів ЄС. Зокрема, транзитні операції та операції з передачі газу здійснюються окремою юридичною особою, компанією *«Укртрансгаз»*.[3] Забезпечення повної сумісності з умовою юридичного розділення потребує подальшого вдосконалення у кадровому плануванні та розділення рахунків, щоб гарантувати повну юридичну незалежність оператора ГТС. Стосовно прав третіх сторін щодо доступу до ГТС і потужностей по зберіганню, вони потребують додаткових відповідних правил. Врешті-решт, обов'язки та незалежність НКРЕ, регуляторного органу, мають бути надалі посилені. Однак, в цілому може бути зроблений висновок, що газовий сектор в Україні вже у великій мірі сумісний із відповідними принципами і правилами ЄС. Отже, Уряд України буде здатний виконати перше з вищенаведених зобов'язань без виникнення значних політичних проблем.

Однак друге зобов'язання – розробка програми реформ для залучення інвестицій – є більш комплексним і складним для досягнення. Надалі в цій роботі ми оцінимо наскільки поточні базові умови в газовому секторі України підтримують чи не підтримують значні інвестиції і розробимо пропозиції відносно того, як у подальшому мають бути покращені умови транзиту природного газу і розвиток внутрішнього ринку. Особливий наголос буде зроблено на оцінці умов експорту російського газу до України і транзиту газу через Україну, на які сторони погодились в січні 2009 року.[4] В цій роботі вони будуть позначатися як «чинна транзитна угода» і «чинна імпортна угода».

2.2. Мастер-план для ГТС

Під час інвестиційної конференції, представники бізнесу з України презентували Мастер-план по модернізації і реконструкції ГТС. Він передбачає повну модернізацію трьох трубопроводів у західному транзитному коридорі (*Союз; Уренгой-Помари-Ужгород; Прогресс*) і трьох трубопроводів у південному транзитному коридорі (*Кременчук-Кривий Ріг; Ананьїв-Богородчани; Ананьїв-Тирасполь-Ізмаїл*). План також передбачає модернізацію потужностей по зберіганню газу та вимірювальних станцій в ряді точок входу і виходу. В цілому, план передбачає модернізацію транзитних потужностей в 106 млрд. кубометрів газу на рік, що лише дещо нижче мінімального рівня у 110 млрд. кубометрів на рік, який передбачено в чинній транзитній угоді між компаніями «Нафтогаз» і «Газпром». У плані також пропонується спорудження додаткового транзитного газопроводу зі сходу на захід потужністю 59 млрд. кубометрів на рік. Вартість обох пропозицій оцінюється в 3 та 5,5 млрд. дол. США, відповідно (Таблиця 1).

Таблиця 1

Мастер-план модернізації і збільшення потужності ГТС України

	Модернізація	Новий газопровід
Потужність (млрд. куб.м/рік)	106	59
Відстань (середня, км)	1198	1013
Інвестиції (млн. дол. США)		
▪ Газопроводи	2 052	5 500
▪ Газові сховища	455	
▪ Газовимірювальні станції	512	
Всього (млн. дол. США)	**3 019**	**5 500**

Джерело: http://ec.europa.eu/external_relations/energy/eu_ukraine_en.htm.

Важливі деталі транзиту російського газу через Україну, включаючи обсяги і тарифи на транзит, регулюються чинною транзитною угодою. Очевидно, що перше питання, яке

[3] «Укртрансгаз» є окремою юридичною особою, якою володіє холдинг НАК «Нафтогаз». Це, наприклад, узгоджується із відповідною структурою в Німеччині і в загальному відповідає умові юридичного розділення, визначеної в Директиві 2003/55/ЄС.

[4] Обговорення угод по транзиту та імпорту підписаних компаніями «Нафтогаз» та «Газпром» 19 січня 2009 року базується на відповідних текстах, опублікованих на веб-сайті видання «Українська Правда».

необхідно проаналізувати, стосується того, чи дозволяють ці умови генерувати достатній дохід для фінансування інвестиційних планів, як це показано в Таблиці 1. Для того, щоб це оцінити, необхідно відповісти на такі два питання:

- Чи зможуть бути виконані інвестиційні проекти, передбачені у мастер-плані, при діючій транзитній угоді?
- Як ця оцінка зміниться, якщо взяти до уваги найбільші ризики, наприклад, ризик зміни обсягів транзиту?

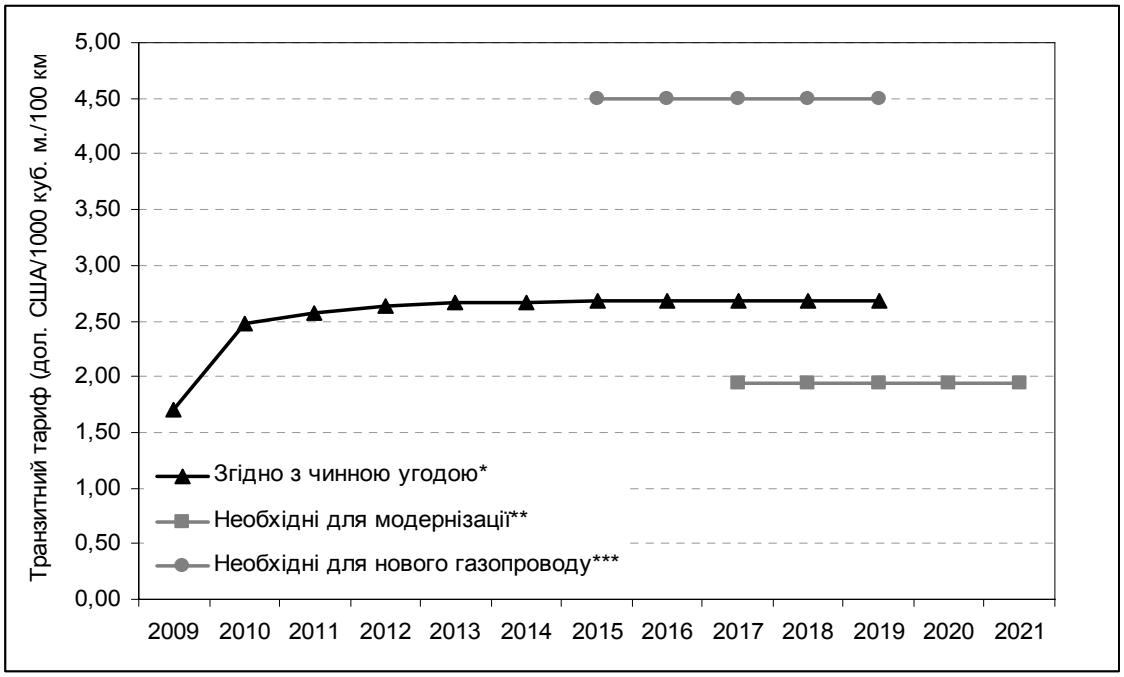
Розпочнемо із порівняння ставки транзиту, яка визначена чинною транзитною угодою, з мінімальною ставкою тарифу, необхідною для покриття всіх витрат по фінансуванню і здійсненню операційної діяльності, як це запропоновано у мастер-плані.

Згідно з чинною транзитною угодою, ставка транзиту на 2009 рік встановлена на рівні 1,7 дол. США/1000 куб. метрів/100 км. З 2010 року ця ціна значно збільшиться, виходячи з формули, що передбачає збільшення рівня покриття витрат, які не пов'язані з паливом, до 2,04 дол. США/1000 куб. метрів/100 км, тоді як вартість палива (технічного газу) зміниться разом з ціною імпортного газу (припускаючи, що необхідний *технічний газ* займає 3% від обсягу транзиту).

Рисунок 1 показує оцінку мінімальних ставок транзитних тарифів для двох альтернатив інвестування, зазначених в Таблиці 1 (більш детально див. Додаток 1) і порівнює їх з очікуваними ставками транзиту у відповідному році згідно з чинною угодою. Через різні строки будівництва очікується, що модернізовані газопроводи почнуть працювати з 2017 року, тоді як ми очікуємо, що нова лінія стане до дії у 2015 році (а чому?). Оскільки вартість основних засобів з часом зменшується, ставки тарифів на транзит для проектів модернізації і будівництва нового газопроводу, показані на Рисунку 1, визначені як середні протягом п'яти років операційної діяльності. Відмітимо, що ці тарифи є достатніми для покриття всіх операційних видатків, а також капітальних видатків (із середньою вартістю капіталу у 20%), але вони не передбачають врахування жодної рентної плати за транзит для України. Врешті-решт, розрахунки базуються на припущенні, що модернізовані або новозбудовані потужності будуть повністю завантажені (для потужностей, які вказані в Таблиці 1). Таким чином, результати розрахунків мають розглядатися як абсолютний мінімум з того, що може бути необхідно для виконання мастер-плану з економічної точки зору.

Рисунок 1

Необхідні транзитні тарифи для ГТС



Примітки: Тарифи включають всі витрати, враховуючи технічний газ. Ціна імпортного газу закладена на рівні 250 дол. США/1000 кубометрів, середньозважена вартість капіталу - 20%

* Припускаючи середню інфляцію в ЄС на рівні 2% на рік; строк дії угоди добігає кінця у 2020 році
** П'ятирічний строк будівництва (2010-2014 рр.)
*** Семирічний строк будівництва (2010-2016 рр.)

Джерело: власні розрахунки

Рисунок показує, що при 100% завантаження потужностей інвестиційні проекти, запропоновані в мастер-плані, потребують мінімальної транзитної ставки на рівні 1,95 дол. США/1000 куб. м./100 км для модернізації існуючих ліній та 4,5 дол. США/1000 куб. м./100 км для будівництва додаткових транзитних потужностей. Відповідно до чинної угоди очікується, що транзитні тарифи зростуть лише до 2,7 дол. США/1000 куб. м./100 км до 2017 року. В той час як ці тарифи будуть достатніми для акумуляції доходів для запланованої модернізації 106 млрд. кубометрів транзитних потужностей, їх буде недостатньо, щоб покрити повні видатки будівництва нового газопроводу.[5] Таким чином, поточні умови транзиту російського газу через Україну не дозволяють у повному обсязі виконати проекти, запропоновані у мастер-плані.

До цього моменту, в розрахунках було передбачено, що всі доступні потужності будуть завантажені на 100%. Однак, це твердження не є певним. В 2015 – 2030 роках очікується зростання попиту на природний газ в ЄС з 606 до 681 млрд. кубометрів (IEA, 2008 рік). Оскільки залежність від імпорту є високою, це призведе до зростання імпорту природного газу з Росії з 230 до 270 млрд. кубометрів (трохи менше 40% від загального попиту в ЄС).[6] Враховуючи те, що Газпром вже побудував 49 млрд. кубометрів транзитних потужностей в обхід України (*Ямал* та *Блакитний потік*) та конкретні плани по будівництву додаткових 118 млрд. кубометрів через Чорне (*Південний потік*) і Балтійське море (*Північний потік*), обсяги транзиту через Україну можуть навіть скоротитись до приблизно 63 млрд.

[5] Всі оціночні транзитні тарифи змінюються зі зміною ціни імпортного газу. Однак, оскільки відповідна ціна буде завжди однаковою для всіх трьох тарифів, її відносна величина залишається незмінною.

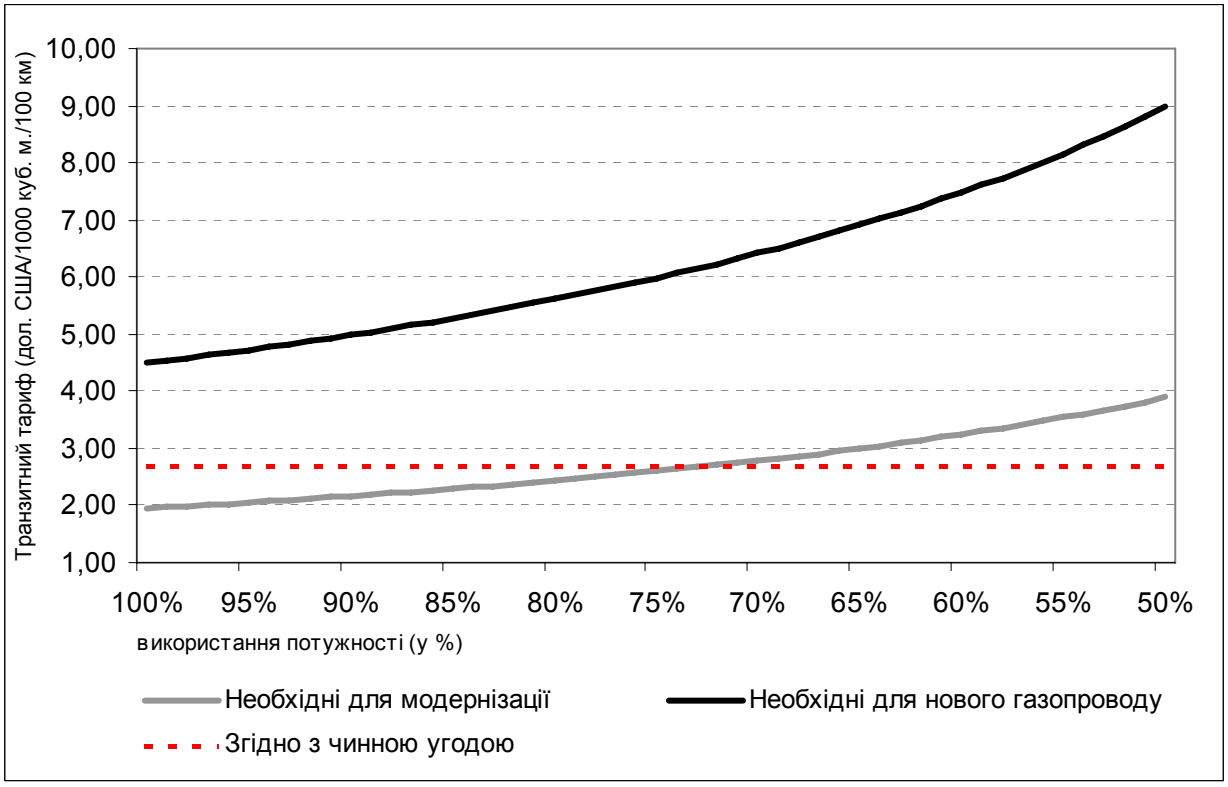
[6] За той же період загальний імпорт зросте з 435 млрд. кубометрів до 582 млрд. кубометрів у 2030 році (IEA, 2008 рік)

кубометрів у 2015 році і відновитись лише до 103 млрд. кубометрів у 2030 році.[7] Тоді як ці розрахунки, звичайно, є лише індикативними, вони все ж таки демонструють, що завантаження потужностей ГТС України залишається непевним питанням.

Вплив нижчого рівня використання потужностей на величину транзитного тарифу показаний на наступному рисунку. Для обох інвестиційних проектів необхідна ставка транзитного тарифу зростає при нижчий нормі завантаження потужностей. Наприклад, припускаючи використання потужностей на рівні 70%, тарифи зростають до 2,78 і 6,4 дол. США/1000 куб. м./100 км, що є вищим за тарифи, передбачені чинною угодою (пунктирна лінія).

Рисунок 2

Вплив рівня завантаження потужності на транзитні тарифи



Джерело: власні розрахунки

В цілому, аналіз показує, що чинна транзитна угода між компаніями «Нафтогаз» і «Газпром» не створює достатніх стимулів для здійснення інвестицій в ГТС України і схоже, що інвестиції для модернізації ГТС будуть потребувати вищих транзитних тарифів. В той же час, важливо відмітити, що і обсяги інвестицій, що визначені мастер-планом, і оціночні рівні тарифу на транзит є обґрунтованими. Фактично, порівняння тарифів на передавання газу під високим тиском Ради Європейських Енергетичних Регуляторів (ERGEG) показує, що середні ставки транзитного тарифу в ЄС є навіть набагато більшими. Для шести вибраних систем передавання ERGEG оцінило середній тариф на рівні 5,35 дол. США/1000 куб. м./100 км (найнижчий тариф – 3,55 дол. США/1000 куб. м./100 км, найвищий – 7,82 дол. США/1000 куб. м./100 км, див. Таблицю 2). Таким чином, необхідні достатні передумови для внесення змін у чинну угоду. На додачу до транзитного тарифу як такого, мають бути також переглянуті і вимоги до обсягів транзиту. Тоді як чинна угода визначає загальний обсяг транзиту у 110 млрд. кубометрів, штрафні санкції за зниження транзитних обсягів не передбачені. Таким чином, це значний ризик для інвесторів, який вони навряд

[7] Російський експорт газу до ЄС оцінюється у 230 млрд. кубометрів в 2015 році, мінус 118 млрд. кубометрів обхідних потужностей, дорівнює 63 млрд. кубометрів. В 2030 році експорт оцінюється у 270 млрд. кубометрів, мінус 118 млрд. кубометрів обхідних потужностей, дорівнює 103 млрд. кубометрів.

чи зможуть контролювати. Щоб запобігти цій проблемі, оновлена транзитна угода повинна передбачати зобов'язання постачальника (зокрема, компанії «Газпром») платити за замовлену потужність, незалежно від того чи буде він її використовувати, чи ні. Таке зобов'язання типу «постачай-або-плати» подібне до відомих зобов'язань у газових контрактах типу «бери-або-плати», застосування яких дозволяє оператору покривати постійні витрати, такі як обслуговування боргу. На практиці, такі заходи широко використовуються для гарантування інвестицій у транзитну інфраструктуру в Європі і Сполучених Штатах (Секретаріат Енергетичної Хартії, 2007 рік).

Таблиця 2

Транзитні тарифи у вибраних країнах ЄС

Країна	Компанія	Тариф (у дол. США/1000 куб. м./100 км)
Франція	GRTgaz	4,58
Франція	TIGF	3,55
Данія	Energinet.dk	7,82
Угорщина	MOL	6,66
Нідерланди	GTS (1)	5,54
Нідерланди	GTS (2)	3,98
В середньому		**5,35**

Всі тарифи розраховані для поставки 5 млрд. кубометрів газу при коефіцієнті завантаження потужності 0,88 на відстань 350 км. Оригінальні тарифи на точках входу/виходу були перераховані у сировинний еквівалент (у дол. США/1000 куб. м./100 км)

Джерело: ERGEG (2007 рік).

На додачу до мастер-плану, дискусія щодо гарантій забезпечення транзиту газу через Україну також торкається питання дозволу трейдерам з ЄС купувати природний газ на російсько-українському кордоні та постачати його по ГТС на територію ЄС. Очевидно, що це забезпечить деяку диверсифікацію у сфері транзиту і, таким чином – до певної межі – також і ризиків, які присутні сьогодні при існуванні односторонньої структури (зокрема, ризику, що комерційна суперечка між компаніями «Нафтогаз» і «Газпром» переросте у політичний конфлікт між Україною і Росією). Також, оскільки Україна більше не має вигоди від низьких цін імпортного газу в обмін на низькі транзитні тарифи, це не суперечить її національним інтересам. На практиці, українські високопосадовці навіть намагаються сприяти такому варіанту. Однак, трейдери з ЄС не можуть бути змушені замінити «Газпром» у якості постачальника і мотивація для них чинити саме так є невизначеною. Зазвичай, існуючі довгострокові контракти передбачають наявність місць доставки (delivery points) на кордоні ЄС. Всі найбільші трейдери в ЄС нещодавно оновили свої контракти, часто передбачаючи конкретні кроки щодо взаємної співпраці з компанією «Газпром» в Європі.[8] Таким чином, в існуючих контрактах вже передбачено, що «Газпром» приймає на себе транзитний ризик за межами ЄС і це може потребувати сильної додаткової мотивації для трейдерів з ЄС для їх зміни. Можливим варіантом може бути вигідна пропозиція щодо входження на внутрішній ринок газу України. Оскільки після 2009 року вже не буде знижок у ціні на імпортний газ, постачання газу промисловим споживачам по нерегульованим цінам є перспективною пропозицією для трейдерів з ЄС. Більш того, найбільші компанії по торгівлі газом з ЄС мають значний досвід у придбанні газу у компанії «Газпром» і здатні отримати у процесі переговорів більш вигідні умови, які можуть бути сприятливими для споживачів з України. Однак, ринок газу в Україні на даний час перебуває у критичному стані і має серйозну загрозу банкрутства найбільшого гравця на ринку - НАК «Нафтогаз». Очевидно, що ця проблема має бути вирішена і ринок має

[8] В 2006 році компанії OMV (Австрія), E.ON-Ruhrgas (Німеччина), Gaz de France та ENI (Італія) всі оголосили про подовження строків дії їх контрактів із компанією «Газпром». Зокрема, OMV буде отримувати імпортний газ у розмірі 7 млрд. кубометрів на рік до 2027 року, E.ON-Ruhrgas погодила загальний обсяг поставок у розмірі 40 млрд. кубометрів до 2036 року (включаючи 20 млрд. кубометрів для постачання у пункт Waidhaus на чесько-німецькому кордоні та 4 млрд. кубометрів через Північний потік) і Gaz de France отримає 12 млрд. кубометрів на рік до 2030 року плюс додаткові 2,5 млрд. кубометрів на рік до 2010 року через Північний потік. Італійська ENI також подовжила свій контракт до 2035 року, включаючи 3 млрд. кубометрів на рік, які «Газпром» прямо буде продавати на італійському ринку (Секретаріат Енергетичної Хартії, 2007 рік).

вийти на шлях стабільного розвитку. На фоні цього, у наступному розділі обговорюються необхідні кроки для стабілізації ринку і запровадження основи для майбутніх змін.

3. Реформа газового сектору

В світлі даної дискусії, очевидно, чому у спільній декларації, підписаній в ході інвестиційної конференції, виділяється пункт щодо Програми реформування газового сектору як вимога для співробітництва. Однак, у вищенаведеній дискусії вже згадувалось, що сумісність з чинними принципами ЄС очевидно є не головною проблемою. Фактично, тоді як головні принципи вже були обумовлені, сектор і, зокрема, фінансовий стан НАК «Нафтогаз», погіршуються через сильне державне втручання в процес формування ціни на газ.[9]

Глибинно, дана проблема є результатом регулювання внутрішньої ціни, яка позиціонується високопосадовцями як засіб подолання значного зростання ціни імпортного газу з січня 2006 року. Зокрема, ціни для населення та теплогенеруючих компаній встановлені на досить низьких рівнях. Після стрімкого зростання цін з січня 2009 року це викликало сильні дисбаланси. В цьому розділі ми проаналізуємо нещодавно підписану угоду з імпорту російського газу, а також її вплив на внутрішній ринок.

2.1. Режим імпорту

По суті, нова угода щодо імпорту російського газу передбачає гнучкі ціни, які переглядаються кожні три місяці, в залежності від зміни цін на мазут і газойль в ЄС. Більш того, угода передбачає 20%-у знижку в ціні у 2009 році, тоді як ціни імпорту будуть встановлені на «Європейському рівні» в наступні роки.

В цілому, перехід до ринкових цін і прийняття прозорої та зрозумілої формули з розрахунку ціни знизить політичну та економічну залежність України від дешевого російського газу і, таким чином, посилить безпеку постачання. Однак це передбачає сильний ціновий шок, майже без перехідного періоду. Оцінюючи економічні наслідки цієї угоди, важливими, зокрема, є два питання:

а) Чи передбачені в угоді справедливі цінові рівні?

б) Чи прив'язка до цін на мазут адекватно відображає зміну ціни на ринку газу в ЄС?

Щоб оцінити рівень цін, ми порівнюємо теперішні імпортні ціни з аналогічними в Німеччині, одного з найбільших пунктів призначення російського експорту газу. В цілому, різниця між цінами імпорту в Німеччині і в Україні повинна відображати вищу вартість транзиту до Німеччини. Припускаючи, що відстань України до Німеччини складає 1700 км і середня вартість транзиту складає 5,5 дол. США/1000 куб. м./100 км, імпортні ціни повинні відрізнятися приблизно на 90 дол. США/1000 куб. м. На рисунку 3 порівнюються ціни імпорту в Україні із двома оцінками для Німеччини. Ціна в Україні зросла з 179,5 дол. США/1000 куб. м. до у 2008 році до 360 дол. США/1000 куб. м. у першому кварталі 2009 року і знизилась до 270 дол. США/1000 куб. м. в другому кварталі. Однак, оскільки для 2009 року ціни для України включають знижку у 20%, відповідна ціна для подальших порівнянь прийнята за 450 дол. США/1000 куб. м. як це передбачено у відповідному контракті (UA-100%). Як показано на Рисунку 3, ця ціна знижується до 339 дол. США/1000 куб. м. у квітні 2009 року.

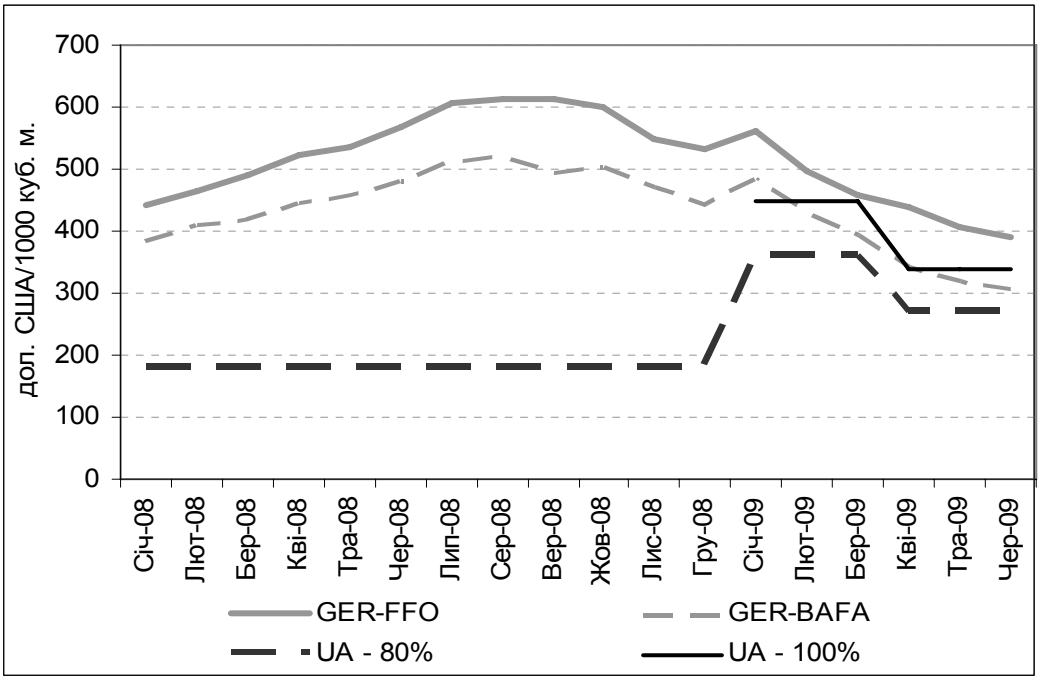
У випадку Німеччини, на Рисунку 3 показані дві альтернативні оцінки. Перша (GER-FFO) – є оцінкою ціни імпорту російського газу на німецько-польському кордоні (через газопровід Ямал), друга (GER-BAFA) – є середньозваженою ціною імпорту газу до Німеччини з різних країн, яка надається Федеральним Бюро Економіки та Експортного Контролю. Після здійснення порівняння можна зробити висновок, що ціни імпорту для України і Німеччини є дуже подібними і різниця є набагато меншою за ту, яка могла б бути визначена видатками

[9] Див Німецька консультативна група (2008 рік) щодо дискусії з поточних проблем і деталей необхідних реформ.

на транспортування. Таким чином, рівень цін в Україні видається дещо вищим, ніж передбачено стандартами Німеччини (Європи).[10]

Рисунок 3

Ціни імпорту в Україні та Німеччині



Джерело: Energate, власні розрахунки.

До тієї міри поки передбачена прив'язка цін на газ до ринку нафти, оцінки ціни на газ будуть відрізнятись. До грудня 2008 року ціна імпортного газу у другому кварталі 2008 року знизилась на 25%. Для порівняння дві імпортні ціни для Німеччини знизились на 23% (Ger-FFO) і 27% (Ger-BAFA), відповідно. Таким чином, схема індексації передбачена чинною угодою адекватно відображає зміну ціни імпортного газу в Німеччині.

В цілому, загальний висновок цього короткого аналізу полягає в тому, що чинна угода по імпорту російського газу встановлює ціни на відносно високих рівнях. У 2010 році, із закінченням терміну дії цінової знижки у 20%, вони стануть достатньо обтяжливими. Таким чином, цінова формула має бути переглянута. Однак шанси на отримання більш вигідних умов є досить примарними, оскільки на додачу до ціноутворення контракт також передбачає зобов'язання типу «бери-або-плати» із достатньо високими обсягами, які Україна не буде спроможна спожити через економічну кризу. Отже, переговори, головним чином, мають бути спрямовані на зниження штрафних санкцій за нижче споживання газу і зміну цих зобов'язань у наступних роках. З однієї сторони, це обмежує шанси підписати, в цілому, більш привабливу угоду, проте демонструє, що входження на ринок трейдерів ЄС може сприяти розвитку, оскільки вони здатні домовитись про власний імпорт газу на більш вигідних умовах.

2.2. Регулювання внутрішніх цін

Як було зазначено вище, цінове регулювання на внутрішньому ринку є найбільшою перепоною для покращення економічної ситуації у газовому секторі. Тоді як ціни для промислових споживачів в основному визначаються на ринкових умовах, вони є регульованими для двох типів споживачів (для одержання більш детальної інформації див. Додаток 2):

[10] По суті, різниця між UA-100% і GER-FFO перевищує рівень 90 дол. США лише для січня і квітня 2009 року, тоді як ціна GER-BAFA є навіть нижчою за UA-100% за шість місяців 2009 року.

- Домогосподарства платять ціну, яка, за оцінками, покриває витрати по видобуванню газу всередині країни. Оскільки внутрішнє видобування майже відповідає обсягам споживання газу домогосподарствами, цей вид регулювання не призводить до негайних фінансових збитків.
- Теплогенеруючі компанії споживають імпортний газ, проте платять регульовану ціну, що складає лише близько 40% від імпортної ціни. Оскільки «Газ України» - торгівельна компанія НАК «Нафтогаз» - зобов'язана робити поставки цим компаніям, вона несе значні фінансові збитки.

Використовуючи модель ринку газу в Україні, яка описана в роботі Німецької консультативної групі (2008 рік), ми сумарний грошовий потік і фінансові збитки на внутрішньому ринку (за виключенням витрат і доходів від транзиту газу). Результати цих розрахунків показані в Таблиці 3. Щоб впоратись із зростанням імпортних цін з 2006 року, урядовці та регулятор запровадили додаткові збори до ціни газу для промислових споживачів з метою отримання доходу у подальшому. Зокрема, збір «Витрати на реалізацію» прямо акумулюється «Нафтогазом» для (часткової) компенсації збитків від поставок домогосподарствам і теплогенеруючих компаніям, а збір «Цільова надбавка» акумулюється урядом для балансування грошових потоків в цілому секторі. Як показують розрахунки, ця схема ефективно працювала у 2008 році, на що вказує невеликий позитивний баланс у цьому році. Однак у 2009 році ця схема більше не буде працювати, оскільки очікується, що імпортні ціни зростуть на 30% (рік до року) до оціночного середнього рівня у 235 дол. США/1000 куб. м., попит зі сторони промислових споживачів знизиться майже на 40% через економічну кризу та українська валюта сильно девальвує. В результаті, 30%-е зростання імпортних цін в дол. США призведе подвоєння імпортних цін у гривневому виразі. Очевидно, що це обмежує простір для запровадження додаткових зборів до ціни газу для промислових споживачів, тоді як це збільшить збитки від регульованого постачання для теплогенеруючих компаній. Згідно з нашими розрахунками, очікується, що ціни для промисловості (у гривневому виразі) зростуть майже на 80% в середньому (найбільше зростання вже сталось у першому кварталі цього року), тоді як збитки від поставок теплогенеруючих компаніям зростуть майже втричі (Таблиця 3). Для домогосподарств, НКРЕ збільшило ціни в грудні 2008 року на 35%.[11] Оскільки витрати на видобування газу всередині країни залишаються приблизно сталими, очікується, що це значно скоротить збитки від постачання газу населенню. І врешті-решт очікується, що транспортування газу на внутрішньому ринку буде генерувати фінансові збитки у 2009 році (Таблиця 3). Нині витрати на транспортування покриваються за допомогою додаткової надбавки для всього обсягу транспортування, яку НКРЕ збільшило останнього разу у вересні 2008 року.[12] Оскільки ми очікуємо, що тариф на транспортування був змінений з метою покриття витрат на транспортування газу у 2008 році (базуючись на ціні імпортного газу 179,5 дол. США/1000 куб. м.), очевидно, що це призведе до генерації збитків у 2009 році, коли ціна імпортного газу зросте до 235 дол. США/1000 куб. м. В цілому, ми оцінюємо фінансові збитки компанії «Нафтогаз» на внутрішньому ринку газу у 20,3 млрд. грн. (2,5 млрд. дол. США). Беручи до уваги ринковий дохід та надходження від збору «Витрати на реалізацію»у розмірі 6,1 млрд. грн. (0,8 млрд. дол. США), це призведе до чистих збитків у 14,2 млрд. грн. (1,8 млрд. дол. США). Враховуючи інших трейдерів, які продають газ промисловим споживачам, а також надходження від «цільової надбавки» загальний баланс сектора покаже збиток у 12,2 млрд. грн. (1,5 млрд. дол. США) або 1,3% від номінального ВВП.[13]

[11] Постанова НКРЕ №1239 від 25 жовтня 2008 року.

[12] Постанова НКРЕ №935 від 7 серпня 2008 року.

[13] Базується на очікуваному номінальному ВВП у 2009 році у розмірі 930 млрд. грн. (116,1 млрд. дол. США). Див. *ІЕД Макроекономічний прогноз України – оновлена версія*. №5 (21), травень 2009 року.

Таблиця 3

Внутрішні ціни на газ та грошовий потік у газовому секторі України

	2008	2009	2008	2009О
Ціни:	*- в грн./1000 куб.м. -*		*- в дол./1000 куб.м. -*	
Ціна імпортного газу	898	1880	180	235
Ціна для промислових споживачів*	1312	2346	262	293
Ціна для теплових генераторів**	656	727	131	91
Ціна для населення***	442	597	88	75
Прибутки і збитки:	*- в млн. грн. -*		*- в млн. дол. -*	
Нафтогаз:				
Ринковий дохід****	849	1618	170	202
Дохід від збору «Витрати на реалізацію»	3586	4487	717	561
Збитки від постачання:				
- теплогенеруючим компаніям*****	-5510	-16156	-1102	-2020
- населенню	-2494	-625	-499	-78
- послуг по транспортуванню	0	-3544	0	-443
Баланс «Нафтогазу»	**-3569**	**-14221**	**-714**	**-1778**
Чистий дохід інших трейдерів	**684**	**623**	**137**	**78**
Дохід від цільової надбавки	**4941**	**1409**	**988**	**176**
Загальний баланс	**2056**	**-12188**	**411**	**-1524**
у % від ВВП	*0.2%*	*-1.3%*	*0,2%*	*-1,3%*

* Включаючи маржу постачальника, витрати на реалізацію, цільову надбавку і витрати на зберігання, транспортування і постачання, без ПДВ

** Включаючи цільову надбавку і витрати на зберігання, транспортування і постачання, без ПДВ

*** Середньозважена цін для різних типів споживачів Weighted average of prices for different consumer types (в залежності від обсягів споживання), включаючи цільову надбавку і витрати на зберігання, транспортування і постачання, з ПДВ

**** Ринковий дохід «Нафтогазу» (Газ України) складається з оптової маржі і відповідного обсягу продажу.

***** Виходячи з рівня оплати у 70%.

Джерело: власні розрахунки (див. Додаток 2).

В цілому, ці прогнози демонструють, що поточне цінове регулювання серйозно загрожує фінансовій життєздатності НАК «Нафтогаз». Компанія вже згенерувала збитки протягом 2008 року, які значно прискорились з січня 2009 року, тоді як покриття цих збитків надходженнями, які генеруються сектором більше не є можливим. Ситуація навіть може погіршитись, оскільки очікується, що така динаміка продовжиться і в 2010 році, коли знижка у 20% буде відмінена. В результаті, банкротство найбільшого гравця на ринку стає все більш ймовірною, що створює перешкоди для розвитку сектору в цілому та перешкоджає входженню на ринок компаній із прийнятними економічними цілями. Таким чином, усунення викривленого механізму ціноутворення, що є суттю цієї проблеми має стати ключовим елементом Програми реформування газового сектору у 2010-2011 роках для залучення інвестицій, яку Уряд України зобов'язався презентувати.

4. Рекомендації

Дана робота ставить наголос на тому, що Програма реформування газового сектору у 2010-2011 роках для залучення інвестицій потребує поліпшення умов чинних транзитної та імпортної угод з компанією «Газпром» і реформування внутрішнього ринку з особливим фокусом на системі ціноутворення. У цьому розділі ми надамо головні рекомендації, яким необхідно слідувати.

Поліпшити чинні транзитну та імпортну угоди з компанією «Газпром»

Як ми аргументували вище, чинні угоди з транзиту і імпорту потребують проведення нових переговорів для їх корекції. Хоч обидва контракти чинні до 2020 року, сильний вплив нинішньої економічної кризи на попит на газ в Україні і ЄС з її значним впливом на обсяги імпорту і транзиту являє собою достатньо важливу подію, яка виправдовує такий запит. Загалом, такий запит не призведе до автоматичної зміни репутації України як надійного

партнера у транзитних операціях. По суті, перегляд умов чинних контрактів є звичайною практикою у бізнесі скрізь у світі, особливо якщо такі контракти передбачають довгострокові угоди. На додачу до фундаментальних змін базових припущень транзитної угоди (скорочення обсягів транзиту через Україну та менші обсяги внутрішнього споживання в Україні) конкретні пропозиції з модернізації існуючих газопроводів чи будівництва нових транзитних ліній також є аргументом запиту щодо перегляду умов контрактів, оскільки «Газпром» як головний постачальник має отримати вигоду від збільшення технічної надійності ГТС. Таким чином, запит з метою перегляду умов контрактів є виправданим, виходячи з ряду подій і намірів. Більш того, це не погіршить надійність України як транзитної країни, як тільки все буде виконано належним чином. З цього боку, досягнення найкращих можливих результатів потребує усунення політичної напруги під час переговорів, наскільки це можливо. Саме тому обидві сторони повинні дійти взаємної згоди щодо порядку проведення переговорів. Серед іншого повинні бути поставлені наступні питання:

- Хто буде визначений як сторона на переговорах з обох сторін, і які повноваження будуть надані сторонам переговорів?
- Які теми будуть обговорюватись?
- Хто буде призначений арбітром, у випадку якщо обидві сторони не зможуть дійти згоди (в ідеалі, кожна сторона пропонує певну кількість і визнає аналогічне призначення, зроблене іншою стороною)?
- Протягом якого часу будуть проводитись переговори?
- Які теми будуть включенні у порядок денний переговорів?

Як тільки порядок денний переговорів буде затверджено, вищенаведений аналіз показує, що повинні бути обговорені наступні питання:

□ Транзитна угода (найвищий пріоритет):
  - Корекція транзитних тарифів до «європейських рівнів», які, як ми очікуємо, будуть в діапазоні від 3,50 to 5,50 дол. США/1000 куб. м./100 км (базуючись на порівнянні від ERGEG як показано у Таблиці 2)
  - Включення зобов'язання «Постачай або Плати», згідно з яким постачальнику («Газпром») необхідно платити за зарезервовану транзитну потужність, незалежно від поточних обсягів транзиту.

□ Імпортна угода:
  - Корекція обсягів, які підпадають під зобов'язання «Бери або Плати» до поточного розвитку рівня споживання газу в Україні.
  - Перегляд базової ціни контракту (450 дол. США/1000 куб. м.), оскільки поточна динаміка ринку відображає нижчі цінові рівні.

Розпочати реформування внутрішнього ринку [14]

Як показує обговорення у попередньому розділі, чина схема ціноутворення не здатна збалансувати збитки і доходи всіх ринкових гравців. Більш того, вона створює сильний, системний ризик для фінансової стану НАК «Нафтогаз». Для покращення ситуації внутрішній ринок потребує значних реформ. Ключовими пріоритетами є стабілізація фінансового стану НАК «Нафтогаз» шляхом виділення збиткових зобов'язань з постачання в незалежну юридичну особу, покращення цінового регулювання на внутрішньому ринку та створення стимулів для привілейованих споживачів для зниження їх енергоспоживання. Отже, ми рекомендуємо наступні кроки:

□ Створити державну компанію, повністю незалежну від компанії «Нафтогаз», і передати їй зобов'язання по постачанню газу для домогосподарств і теплогенеруючих компаній по регульованим цінам. Компанія буде купувати газ у внутрішніх виробників та на

[14] Для більш детальних рекомендацій з реформування внутрішнього ринку газу див. Німецька консультативна група (2008 рік)

оптовому ринку по ринковим цінам. В тій мірі, в якій це буде призводити до збитків, уряд України буде повинен компенсувати їх компанії, з метою забезпечення майбутніх поставок привілейованим споживачам. Оскільки компанія буде юридично та економічно незалежна від всіх існуючих компаній у складі «Нафтогазу», можливі фінансові проблеми не будуть мати прямого впливу на фінансовий стан «Нафтогазу».

- Надати короткий перехідний період (наприклад, три роки), на протязі якого ціни для теплогенеруючих компаній мають бути приведені до рівня ринкових. Для стимулювання необхідних реформ у секторі теплоенергетики, має бути здійснений перехід від компенсації газопостачальній компанії до компенсації теплогенеруючій компанії, і потім до поступового зниження розміру компенсації. В такий спосіб, місцеві органи влади будуть мати сильніші стимули для збільшення тарифів на тепло.

- Запровадити формулу ціни для визначення витрат по транспортуванню газу, виходячи з капітальних та операційних видатків (включаючи вартість технічного газу). Дозволити зміну величини витрат на транспортування в рамках обґрунтованого періоду (наприклад, квартал).

- Оцінити потреби в енергії домогосподарств як споживачів, визначити прийнятні порогові рівні для базового споживання газу і запровадити тарифну систему, яка заохочує споживання нижче базового рівня, і оподатковуючи вище споживання, відповідно![15]

- Покращити загальну регуляторну модель таким чином, щоб стимулювати конкуренцію та інвестиції згідно принципів, встановлених у директивах ЄС у сфері енергетики (зокрема, обов'язкове розділення операцій по транспортуванню і постачанню, регульований доступ третіх сторін до всіх мереж та поступове відкриття всіх ринків).

[15] Для більш детальної інформації див. Німецька консультативна група (2006 рік).

Література:

Міжнародне Енергетичне Агентство. *Світовий енергетичний огляд*. Париж, 2008 р.

Секретаріат Енергетичної Хартії (2007 р.). Встановлення ціни енергії.

Німецька консультативна група: Реформи енергетичного сектора ЄС: Приклад для України! Консультативна робота V8, Травень 2006 р.

Німецька консультативна група: Проблема «європейських газових цін» в Україні. Консультативна робота PP_06, Жовтень 2008 р.

Німецька консультативна група (2006 р.). Ціни на газ для населення: Як поєднати економічні та соціальні вимоги. Консультативна робота V15.

ERGEG (2007 р.). *Тарифи на передавання газу – порівняльний звіт ERGEG*. Рада Європейських Енергетичних Регуляторів ASBL

Додаток 1

Оцінка транзитних тарифів, що покривають витрати

□ Оцінка капітальних видатків:

- Видатки на розробку і проектний менеджмент (7% від основних засобів), страхування (1%) та на покриття наслідків непередбачуваних обставин (12.5%) були додані до передбачених інвестицій в основні засоби, як показано в Таблиці 1. В результаті, загальні інвестиції склали 3,6 млрд. дол. США (для модернізації) та 5,7 млрд. дол. США (для нового газопроводу), відповідно;
- Періоди будівництва – 7 років для модернізації і 5 років для будівництва нового газопроводу. Загальні інвестиції розподілені протягом цього періоду як показано у Мастер-плані;
- Середньозважена вартість капіталу встановлена на рівні 20%. Також додані процентні витрати на протязі періоду будівництва;
- Основні засоби зношується прямолінійно на протязі строку життя проекту (15 років для модернізації, 30 років для будівництва нового газопроводу);
- Fixed assets depreciate linearly over the project lifetime (15 years for modernisation, 30 years for the new pipeline;
- Щорічні капітальні видатки (capex) розраховані як сума амортизації та прибутку на інвестований капітал.

□ Оцінка операційних видатків:

- Операційні видатки, не пов'язані з технічним газом (*opex*) були розраховані у відповідності до вартості, наданої Секретаріатом Енергетичної Хартії (2007 р., Таблиця 4.1);
- Видатки, пов'язані з технічним газом, були розраховані, базуючись на встановленій потужності компресорних станцій, припускаючи ціну імпортного газу на рівні 250 дол. США/1000 куб. м.

□ Транзитні тарифи розраховані як частка суми середніх opex і capex на протязі перших п'яти років та обсягу транзиту і середньої довжини модернізованого чи нового газопроводу.

Додаток 2

Моделювання ціноутворення на внутрішньому ринку газу в Україні

Чинні схеми ціноутворення виділяють три групи споживачів, (а) промислових споживачів (включаючи генерацію електрогенерацію і транспортування газу), (б) теплогенеруючі компанії, та (в) населення. Для кожного типу існує схема ціноутворення:

(а) Промислові споживачі:

- купують газ на оптовому ринку по нерегульованим тарифам, які визначаються *імпортними цінами* та *оптовою маржею*. Оптові ціни регулюються кількома постановами НКРЕ;
- сплачують додаткову надбавку до оптових цін, т.зв. надбавку «витрати на реалізацію» для покриття збитків компанії «Газ України» від постачання газу для інших двох категорій споживачів (див. нижче);
- сплачують *цільову надбавку* у розмірі 2% (0% для хімічної галузі) до оптової ціни і витрат на реалізацію; і
- сплачують *плату за зберігання*, а також (в середньому) *витрати* на *транспортування і постачання*.

(б) Місцеві теплогенеруючі компанії отримують газ від компанії «Газ України» по регульованим цінам, які встановлюються Кабміном. Вони також сплачують цільову надбавку у розмірі 2%, а також середні витрати на транспортування і постачання.

(в) Населення має спеціальну пільгу: їх обсяг щорічного споживання близько 20 млрд. кубометрів приблизно відповідає обсягу внутрішнього видобування газу. Для підтримання цін на газ для населення на максимально низькому рівні, три дочірні компанії «Нафтогазу», що разом видобувають приблизно 93% від внутрішнього видобутку[16] мають продавати весь обсяг видобутого газу по регульованим цінам компанії «Газ України», яка постачає газ населенню. Ціни встановлюються Кабміном на рівні покриття витрат газодобувних компаній плюс 4% цільової надбавки, середніх витрат на транспортування і постачання та ПДВ.

У відповідності до чинної юридичних практик в Україні, ціни встановлюються згідно з наступною формулою:

$$P = (Pw + Cr) * Ce + T$$

де P – ціна для споживача без ПДВ, Pw – оптова ринкова ціна (= ціна імпорту + оптова маржа), Cr – *Витрати на реалізацію*, Ce – *Цільова надбавка,* і T означає плату за зберігання і середні витрати з транспортування і постачання. Для населення, Cr=0 і Pw встановлюється як регульована ціна продажу газу внутрішнього видобутку.

[16] «Укргазвидобування» (14,7 млрд. кубометрів), «Укрнафта» (3,2 млрд. кубометрів) та «Чорноморнафтогаз» (1.3 млрд. кубометрів, все в 2007 р.).

Список останніх консультативних робіт

- Тільки швидка приватизація «Укртелекому» зможе забезпечити подальший розвиток сектору телекомунікацій в Україні, консультативна робота PP 03, липень 2009 року
- Як розвинути ринок державних запозичень для дрібних інвесторів?, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Віталій Кравчук, консультативна робота PP 02, липень 2009 року
- Роль торгівельної політики в скороченні дефіциту рахунку поточних операцій в Україні – міжнародний досвід, Крістіан Хелмерс, Вероніка Мовчан, Рікардо Джуччі та Катерина Куценко, консультативна робота PP 01, березень 2009 року
- Створення ринку валютних деривативів в Україні: порядок заходів, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі та Алла Кобилянська, консультативна робота PP 09, грудень 2008 року
- Оцінка наслідків тривалого економічного спаду на пенсійне страхування в Україні: сподіваємось на краще, але готуємось до найгіршого!, Ларс Хандріх, Олександра Бетлій, консультативна робота PP 09, грудень 2008 року.
- Депозитне страхування в Україні: Час для Реформи?, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, консультативна робота PP 08, листопад 2008 року
- Принципи і способи функціонування адресної соціальної допомоги: рекомендації для України, Ларс Хандріх, Олександра Бетлій, консультативна робота PP 07, жовтень 2008 року
- Проблема «європейських газових цін» в Україні, Фердінанд Павел, Інна Юзефович, консультативна робота PP 06, жовтень 2008 року
- Інфляція в Україні: Результати емпіричного дослідження та рекомендації щодо економічної політики, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Енцо Вебер, консультативна робота PP 05, жовтень 2008 року
- Житлове будівництво в Україні: Причини поточної кризи та висновки для економічної політики, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Роман Возняк, консультативна робота PP 04, жовтень 2008 року
- Взаємодія між Урядом і Національним банком України: Оцінка поточної ситуації та рекомендації, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Віталій Кравчук, консультативна робота PP 03, червень 2008 року
- Інфляційні очікування: значення та вимірювання, Роберт Кірхнер, Рікардо Джуччі, Ярослава Сучок, Оксана Кузяків та Вероніка Мовчан, консультативна робота PP 02, червень 2008 року
- Вчимося «плавати»: рекомендації щодо валютної політики України в період переходу до таргетування інфляції, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Віталій Кравчук, консультативна робота PP 01, червень 2008 року
- Державно-приватне партнерство у секторі автомобільних доріг України: Ключові принципи для досягнення успіху, Фердінанд Павел, консультативна робота W16, лютий 2008 року
- Реформування поштового сектору в Україні: покращення поштових послуг але не поштових відділень, Ларс Хандріх, Свен Хейтзлер, консультативна робота W15, лютий 2008 року
- Як сплачуєте, так і отримуєте! Реформування принциВД фінансування лікарень в Україні, Ларс Хандріх, Олександра Бетлій, консультативна робота W14, лютий 2008 року
- Міжнародна фінансова криза: Ризики і рекомендації для України, Рікардо Джуччі, Роберт Кірхнер, Вероніка Мовчан, Віталій Кравчук, консультативна робота W13, лютий 2008 року

Консультативні роботи та наукові матеріали у відкритому доступі: http://www.ier.kiev.ua/English/papers/papers_eng.phtml. За більш детальною інформацію з питань підписки на наші регулярні видання звертайтесь до Аліни Долі: dolya@ier.kiev.ua.