



РОЗВИТОК ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ В КОНТЕКСТІ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ	UKRAINE'S GAS SECTOR DEVELOPMENT IN THE CONTEXT OF EUROPEAN INTEGRATION
---	--

ПРАВОВІ АСПЕКТИ
ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ІНТЕГРАЦІЇ

LEGAL ASPECTS OF
EUROPEAN INTEGRATION

СИНХРОНІЗАЦІЯ РОБОТИ
ГТС УКРАЇНИ ТА ЄС

SYNCHRONISING GTS OF
UKRAINE AND THE EU

СПОЖИВАННЯ, ЦІНОВА ПОЛІТИКА
ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ

CONSUMPTION, PRICING AND
EXTRACTION PROSPECTS

З М І С Т

РОЗВИТОК ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ В КОНТЕКСТІ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ
(Аналітична доповідь) 3

РОЗДІЛ 1. ЄВРОПЕЙСЬКА ІНТЕГРАЦІЯ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ: ПРАВОВІ ТА ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ..... 5

1.1. ОГЛЯД РОЗВИТКУ ГАЗОВИХ РИНКІВ З ТОЧКИ ЗОРУ ІНТЕРЕСІВ УКРАЇНИ 5

1.2. ПРАВОВА БАЗА ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ 7

1.3. ПРОЦЕС ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ ЗАКОНОДАВСТВА ЄС ТА НОВІ МОЖЛИВОСТІ РОЗВИТКУ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ В РАМКАХ УГОДИ ПРО АСОЦІАЦІЮ..... 9

1.4. ПРАВОВІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ СИНХРОНІЗАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ УКРАЇНИ ТА ЄС 11

1.5. СТВОРЕННЯ СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКОГО ГАЗОВОГО ХАБУ (СГХ) НА БАЗІ УКРАЇНСЬКИХ ПСГ 12

РОЗДІЛ 2. ГАЗОВИЙ СЕКТОР УКРАЇНИ: СПОЖИВАННЯ, ЦІНОВА ПОЛІТИКА ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ..... 13

2.1. СПОЖИВАННЯ ГАЗУ: ВПЛИВ ЦІНОВОГО ФАКТОРА ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ..... 13

2.2. ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОВОЇ ПОЛІТИКИ 16

2.3. ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ 17

РОЗДІЛ 3. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ..... 21

C O N T E N T

UKRAINE’S GAS SECTOR DEVELOPMENT IN THE CONTEXT OF EUROPEAN INTEGRATION
(Analytical report) 23

CHAPTER 1. EUROPEAN INTEGRATION OF UKRAINE’S GAS SECTOR: LEGAL AND EXTERNAL ECONOMIC ASPECTS..... 25

1.1. GAS MARKETS OVERVIEW AND UKRAINE’S INTERESTS 25

1.2. LEGAL ASPECTS OF INTEGRATING UKRAINE’S GAS SECTOR WITH THE EU 27

1.3. IMPLEMENTING THE EU LEGISLATION AND NEW OPPORTUNITIES FOR GAS SECTOR DEVELOPMENT UNDER THE ASSOCIATION AGREEMENT 29

1.4. LEGAL AND TECHNICAL ASPECTS OF SYNCHRONISING GAS TRANSPORTATION SYSTEMS OF UKRAINE AND THE EU..... 31

1.5. CREATING THE EAST EUROPEAN GAS HUB (EEGH) ON THE BASIS OF UKRAINIAN UGS 32

CHAPTER 2. GAS SECTOR IN UKRAINE: GAS CONSUMPTION, PRICING POLICY, AND GAS EXTRACTION PROSPECTS..... 33

2.1. GAS CONSUMPTION: PRICING FACTOR AND ENERGY CONSERVATION 33

2.2. PRICING POLICY 36

2.3. GAS EXTRACTION IN UKRAINE 37

CHAPTER 3. CONCLUSIONS AND PROPOSALS..... 41

РОЗВИТОК ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ В КОНТЕКСТІ ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ

Газовий сектор України вже довгий час знаходиться на роздоріжжі, марнуючи свій значний невикористаний потенціал в умовах зростаючих викликів. Наразі країна ще не втратила унікальної можливості здійснити глибокі ринкові перетворення й модернізацію інфраструктури газової промисловості, що сприятиме енергетичній безпеці, диверсифікації поставок і зниженню енергоємності економіки.

Посилене співробітництво з ЄС відкрило Україні додаткові можливості для розвитку та євроінтеграції її газового сектору. Державні та фінансові структури ЄС після приєднання України 1 лютого 2011р. до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (ДЕС) розширили фінансову та консультативну допомогу українському Уряду в розробці сучасної моделі енергетичних ринків і запропонували заходи галузевої підтримки, зумовлені курсом на реформування. Україна здатна отримувати більшу користь від європейських інвестицій в модернізацію енергетичної галузі, але для цього потрібні зрозумілі, прогнозовані та справедливі ринкові правила, економічно приваблива та ефективно працююча нормативно-правова база.

Реалізація проектів з газовидобутку для досягнення газової самодостатності країни потребує залучення до 2030р. понад \$70 млрд. У зв'язку з цим постає питання щодо створення дієвих механізмів їх отримання. Укладання Угод про розподіл продукції (УРП) з провідними міжнародними компаніями – важливий, але недостатній крок у вирішенні інвестиційних проблем нарощування видобутку в Україні. Успіх газовидобувних проектів, як і надходження необхідних коштів на модернізацію ГТС України, насамперед, залежатиме від здатності держави виконувати свої зобов'язання з реформування газового ринку в рамках ДЕС, чого, на жаль, не спостерігається. Прийнятий у 2010р. Закон України “Про засади функціонування ринку природного газу” та затверджений у 2012р. НКРЕ Порядок доступу до Єдиної газотранспортної системи України лише формально узгоджуються з правовими актами ЄС, відповідно – Директивою 2003/55/ЄС та Регламентом 1775/2005.

Слід констатувати, що реалізація зобов'язань України перед ДЕС відбувається в імітаційному режимі. Замість підвищення конкуренції та ефективності роботи підприємств галузі, а також збільшення прозорості, спостерігається ринкова монополізація у секторі поставок і розподілу газу групою компаній *Group DF*, розповсюдження тіншових схем

і вимивання колосальних державних коштів для фінансової підтримки корумпованої НАК “Нафтогаз України”. Тобто, проголошений Урядом курс на здійснення реформ, спрямованих на євроінтеграцію енергетичних ринків, упродовж усього часу з моменту підписання ДЕС слугував “ширмою” для досягнення справжньої мети урядовців, що полягає у підвищенні рівня монопольної ренти та корупційних доходів шляхом зрощення бізнесу з владою.

Останнім часом, у результаті вказаних негативних явищ, суттєво підвищилася чутливість України до вимоги Росії стосовно припинення євроінтеграції. Однією з головних причин зриву підписання Угоди про асоціацію (УА) було нарощування НАК “Нафтогаз України” напередодні Вільнюського саміту 28-29 листопада 2013р. “непідйомної” для компанії суми боргових зобов'язань перед ВАТ “Газпром” та російськими банками¹.

Невтішні для подальшого соціально-економічного розвитку країни підсумки Вільнюського саміту стали наслідком добровільної (під тиском Москви) відмови української влади від своєї суб'єктності у визначальних питаннях зовнішньої політики. Подібно до того, як у 2010р. в Харкові стратегічні інтереси держави були принесені в жертву поточній економічній кон'юктурі², так само і у Вільнюсі – незначні

¹ Сума боргових зобов'язань НАК “Нафтогаз України”, за даними джерел компанії, станом на 25 листопада 2013р., складала понад \$3 млрд. – близько \$1,750 млрд. перед ВАТ “Газпромбанк” (Москва), \$90 млн. – *VTB Capital plc* (Лондон) та понад \$1,200 млрд. перед ВАТ “Газпром” за поставлений газ.

² Докладно див.: Українсько-російські взаємовідносини в енергетичній сфері: стан, новітні тенденції розвитку та перспективи. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2010, №6, с.7.

комерційні преференції з боку Росії взяли гору над історичною можливістю зробити вирішальний крок до європейського майбутнього країни. Водночас, заява Президента України В.Януковича про можливий вихід України з Третього енергетичного пакета ЄС (ТЕП) через нібито ігнорування ДЕС інтересів України, що торкаються будівництва газопроводу “Південний потік”³, лише підкреслює несаможиттєвість української влади та нерозуміння нею сутності правових механізмів ЄС в енергетиці.

По-перше, положення ТЕП спрямовані на протидію отримання монопольної влади на ринку з боку таких жорстко вертикально-інтегрованих компаній, як ВАТ “Газпром”; *по-друге*, Україна сама проігнорувала пропозицію ДЕС, зроблену в жовтні 2011р., стосовно приєднання до ТЕП. Варто наголосити, що Україна є єдиною державою в Європі, яка виступає в унісон з Росією, критикуючи ТЕП, хоча мала б бути в перших рядах захисників його положень, оскільки найбільшим чином потерпає від диктату російської газової монополії. Тим паче, що ТЕП на цей час залишається найскладнішим бар’єром на шляху просування проекту “Південний потік”, про що свідчить намагання Росії у судовому порядку опротестувати його положення⁴. Адже підписані ВАТ “Газпром” двохсторонні угоди з газовими компаніями країн, територією яких пролягатиме траса газопроводу, повинні бути змінені відповідно до вимог ТЕП⁵.

Відмова українського Уряду підписати УА ще не означає погодження Росії переглянути кабальний для України контракт між ВАТ “Газпром” та НАК “Нафтогаз України” купівлі-продажу газу на 2009-2019рр. без додаткових політичних вимог. Втративши можливості маневру між ЄС і Росією, Україна позбулась “імунітету” до російського економічного тиску, спрямованого на її втягування до Митного Союзу в рамках Євразійського економічного співтовариства (МС). Принциповою відмінністю МС від умов ДЕС та УА є відсутність реальних механізмів створення конкурентного, інвестиційно привабливого середовища, що функціонує, насамперед, в інтересах споживачів, а не енергетичних монополій. Спокусившись на т.зв. “дешевший” російський газ, Україна, в разі вступу до МС, заплатить за це не лише велику політичну, але й економічну ціну:

- під виглядом газотранспортного консорціуму, Україна буде вимушена за “білоруським” взірцем передати під контроль газотранспортну систему, включно з газосховищами;
- ВАТ “Газпром” через свої дочірні компанії отримає монопольний контроль на газовому ринку України, що призведе до поглинання російським бізнесом багатьох ліквідних підприємств й до постійного цінового тиску на споживачів;
- оскільки ВАТ “Газпром” зацікавлений в Україні, як ринку збуту свого палива, зростуть інвестиційні ризики реалізації проектів з видобутку власного газу, в т.ч. нетрадиційних ресурсів і вуглеводнів української частини шельфу Чорного моря;

- потрапивши під політичний вплив Москви, Україна матиме суттєві ускладнення з отриманням коштів від міжнародних фінансових організацій для реалізації проектів у сферах енергозбереження та розвитку відновлювальних джерел енергії.

Політичним наслідком вступу України до МС стане фактична втрата суверенітету під економічним примусом Москви, одним з ключових важелів якого буде отримання ВАТ “Газпром” повної ринкової влади над газовим сектором України. Отже, повернення України до процесу поглибленої співпраці з ЄС шляхом підписання УА та впровадження законодавства ЄС згідно з умовами Протоколу про приєднання до ДЕС доцільно розглядати в якості ефективного механізму не лише проведення необхідних реформ в енергетиці, але й як вагомий фактор збереження державного суверенітету.

В Аналітичній доповіді значна увага надається питанню імплементації Україною законодавства ЄС, правовим і технологічним аспектам синхронізації газотранспортних систем України та ЄС, а також розглянуто потенційні можливості зі зниження газомістності української економіки та шляхи газозабезпечення за допомогою розробки покладів традиційних і нетрадиційних ресурсів. Проте, на цьому етапі формування українського газового сектору виокремлюються дві його найбільш гострі проблеми – реформування системи надання субсидій за використаний газ та реструктуризація компанії НАК “Нафтогаз України”. Без їх успішного розв’язання газова промисловість України не зможе отримати новий імпульс для свого розвитку та буде приречена на деградацію.

Стратегія реформування газового сектору України потребує невідкладного удосконалення з визначенням його чіткої структурної перебудови, конкретних дій та термінів їх виконання. Одночасно, розробка та впровадження нового законодавства повинні спиратись на ТЕП, як невід’ємної складової частини міжнародних зобов’язань країн-учасниць ДЕС. Утім, зробити це буде досить складно внаслідок незацікавленості впливових урядових і бізнесових груп втрачати багатомільярдну корупційну та монопольну ренту від широкого застосування тіньових схем.

Аналітична доповідь складається з трьох розділів.

У першому розділі аналізуються процеси на газових ринках Європи, ключові положення правової бази євроінтеграції українського газового сектору та проблеми імплементації Україною законодавства ЄС.

У другому розділі досліджуються проблеми скорочення споживання газу, цінова політика та нарощування видобутку.

У третьому розділі містяться загальні висновки, що виходять з проведеного дослідження і пропозиції з реформування газового сектору України на правових засадах ЄС.

³ Янукович заговорив про вихід України з Третього енергопакета ЄС. – Дзеркало тижня. Україна, 27 листопада 2013р., http://dt.ua/ECONOMICS/yanukovich-zagovoriv-pro-vihid-ukrayini-z-tretogo-energopaketa-yes-132683_.html.

⁴ Москва засудит ЄС за газ. – Інтернет-портал “Газета.ru”, 4 декабря 2013г., <http://www.gazeta.ru/business/2013/12/04/5783613.shtml>.

⁵ Двосторонні угоди щодо “Південного потоку” порушують законодавство ЄС – Єврокомісія. – Українська енергетика, 5 листопада 2013р., <http://ua-energy.org/post/39571>.

1. ЄВРОПЕЙСЬКА ІНТЕГРАЦІЯ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ: ПРАВОВІ ТА ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ

Реалізація євроінтеграційних планів України в економічній сфері базується на двосторонніх домовленостях з ЄС щодо гармонізації секторального законодавства, правил і технічних стандартів. У цьому контексті розвиток газового сектору України є пріоритетним, що визначається не лише географічним розташуванням країни, а й існуючою протягом останніх десятиліть технологічною інтеграцією газотранспортної інфраструктури в центральню- та східноєвропейський економічний простір.

Під час підготовки Аналітичної доповіді, автори виходили з надзвичайної важливості для України укладання *Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії та їх державами-членами*, з іншої (УА) – унікального документа, в якому визначена програма глибоких політичних, економічних і соціальних перетворень в Україні, в т.ч. в енергетиці. Проте, українським Урядом за тиждень до Вільнюського саміту було прийняте невірне рішення про фактичну відмову від підписання цього стратегічного для подальшої долі країни документа¹. Попри це, експерти Центру Разумкова вважають, що для України курс на всеохопну інтеграцію з ЄС шляхом укладання УА залишається єдиною можливістю забезпечити сталий соціально-економічний розвиток держави. Тому положення згаданого документа не втрачають актуальності.

У цьому розділі розглянуто та проаналізовано: головні процеси, що відбуваються на газових ринках Європи та інших регіонів світу й торкаються інтересів України; ключові положення правової бази євроінтеграції українського газового сектору; проблеми імплементації Україною законодавства ЄС; правові та технологічні аспекти синхронізації газотранспортних систем (ГТС) України та ЄС; можливості створення Східноєвропейського газового хабу на базі українських підземних сховищ газу (ПСГ).

1.1. ОГЛЯД РОЗВИТКУ ГАЗОВИХ РИНКІВ З ТОЧКИ ЗОРУ ІНТЕРЕСІВ УКРАЇНИ

Прогресивні перетворення у газовому секторі України не можуть відбуватись окремо від процесів, що визначають засади створення на теренах Європи конкурентоспроможного ринку газу. Ці новації тісно переплітаються з інтересами країн ЄС щодо здійснення солідарних дій заради зміцнення європейської енергетичної безпеки у відповідь на глобальні виклики та надзвичайні події.

Заслуговують на особливу увагу чинники, що, з одного боку, можуть бути покладені в основу потенційних сценаріїв розвитку газового сектору, а з іншого – зумовити ризики у сфері енергетичної безпеки. Так, у контексті розвитку газового сектору України першочергового значення набувають достовірні оцінки перспективних джерел енергії, зокрема вуглеводнів, та вільного доступу до мереж їх постачання. Залежність України від імпорту природного газу змушує Київ прагматично обирати форми та

методи міжнародної співпраці у сферах як постачання природного газу, так і розбудови інфраструктурних проектів його транспортування. Ступінь такої залежності змінюватиметься під впливом обраного формату міжнародної кооперації, спрямованої на досягнення високого та надійного рівня енергетичної безпеки.

Упродовж останнього десятиліття стало очевидним, що більшість європейських країн через брак власних енергоносіїв не спроможні самотужки розв'язати проблему надійного енергозабезпечення. Зокрема, починаючи з 2006р. ЄС у розбудові власної енергетичної політики послідовно відстоює важливість “зовнішнього виміру”, активно просуваючи співпрацю з третіми країнами, що володіють вуглеводними ресурсами або транзитними можливостями з доставки газу до ЄС. За цей же час залежність України від монопольного постачання природного газу з Росії суттєво посилилася, перетворившись на фактор реальної загрози для національної безпеки та економічного розвитку держави.

¹ Розпорядження КМУ “Питання укладання Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їх державами-членами, з іншої” №905 від 21 листопада 2013р.

Водночас, світові тенденції попиту та пропозиції на природний газ (таблиці “Видобуток природного газу провідними газовидобувними країнами світу та Україною у 2005-2012рр.”² та “Обсяги споживання природного газу в найкрупніших у світі країнах-споживачах і в Україні у 2005-2012рр.”³) зазнали упродовж останніх 10 років настільки істотних змін, що їх вплив вже відчувається й у подальшому відіграватиме дедалі більшу роль у прийнятті рішень щодо розвитку газового ринку в Україні.

Видобуток природного газу провідними газовидобувними країнами світу та Україною у 2005-2012рр., млрд. м³

Країна	2005р.	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.	2011р.	2012р.
1. США	511,1	524,0	545,6	570,8	584,0	603,6	648,5	681,4
2. Росія	580,1	595,2	592,0	601,7	527,7	588,9	607,0	592,3
3. Іран	103,5	108,6	11,9	116,3	131,2	146,2	151,8	160,5
4. Катар	45,8	50,7	63,2	77,0	89,3	116,7	145,3	157,0
5. Канада	187,1	188,4	182,7	176,6	164,0	159,9	159,7	156,5
6. Норвегія	85,1	87,9	89,7	99,3	104,8	107,7	101,7	114,9
7. Китай	49,3	58,6	69,2	80,3	85,3	94,8	102,7	107,2
8. Саудівська Аравія	71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	102,8
9. Алжир	88,2	84,5	84,8	85,8	79,6	80,4	82,7	81,5
...								
28. Україна⁴	20,5	20,8	20,7	21,0	21,2	20,0	20,1	20,2

Обсяги споживання природного газу в найкрупніших у світі країнах-споживачах і Україні у 2005-2012рр., млрд. м³

Країна	2005р.	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.	2011р.	2012р.
1. США	623,4	614,4	654,2	659,1	648,7	682,1	690,5	722,1
2. Росія	394,0	415,0	422,0	416,0	389,6	414,1	424,6	416,2
3. Іран	105,0	108,7	113,0	119,3	131,4	144,6	153,5	156,1
4. Китай	46,8	56,1	70,5	81,3	89,5	106,9	130,5	143,8
5. Японія	78,6	83,7	90,2	92,7	87,4	94,5	105,5	116,7
6. Саудівська Аравія	71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	102,8
7. Мексика	61,0	66,6	63,5	66,3	72,4	72,5	76,6	83,7
8. Велика Британія	95,0	90,1	91,1	99,3	91,2	99,2	82,8	78,3
9. Німеччина	86,2	87,2	82,9	81,2	78,0	83,3	74,5	75,2
10. Італія	79,1	77,4	77,8	77,8	71,5	76,1	71,3	68,7
...								
16. Україна	76,4	73,9	69,8	66,3	51,9	56,4	59,0	55,0

Йдеться, зокрема, про регіони, що перебувають у географічній близькості від України та на території яких знайдені поклади природного газу. Відтак, розробка нових родовищ і маршрутів постачання природного газу до Європи впливатиме на плани щодо власної розбудови газового сектору України з урахуванням, зокрема комплексу чинників, сприятливих для забезпечення енергетичної безпеки держави на основі міжнародної кооперації, насамперед з ЄС. До цього необхідно додати, що в останні 5-7 років опановані новітні технології, які зробили рентабельними

розробку покладів і видобування сланцевого газу на територіях історично енергодефіцитних країн⁵.

Саме ситуація навколо сланцевого газу дозволила Міжнародному енергетичному агентству (МЕА) у 2009р. спрогнозувати можливість зростання “обсягів довгострокового глобального видобутку” природного газу до рівня 850 трлн. м³ – проти 400 трлн. м³ роком раніше⁶.

Традиційні трубопровідні маршрути постачання природного газу до Європи з Росії, Норвегії та Північної Африки вже в середньостроковій перспективі опиняться в умовах абсолютно нового конкурентоспроможного середовища, вирішальний вплив у якому відіграватимуть рентабельність маршрутів і способів постачання природного газу. Також, очікується, що саме надлишок пропозиції в конкурентоспроможному середовищі корінним чином вплине на формування засад біржової торгівлі в Європі, визначаючи ціну на природний газ без прив'язки до кошика нафтопродуктів.

США та Канада, просуваючи свої програми експорту скрапленого природного газу (СПГ), вже з 2016р. будуть здатні, за деякими прогнозами, поступово задовольнити щонайменше на 25% європейський попит на природний газ⁷. Як очікується, реалізація експортних планів США та Канади буде досить агресивною у пошуках ринків збуту, оскільки розвиток північно-американського газового ринку стримується через надлишок пропозицій газу та низькі ціни на нього. Загалом, за попередніми оцінками експертів, після 2016р. щорічний експортний потенціал США та Канади може досягти 176 млрд. м³ газу⁸ (для порівняння – обсяги експорту ВАТ “Газпром” до Європи становили 130 млрд. м³ газу у 2012р.⁹). Утім, якщо враховувати наміри Уряду США з підтримання низьких цін на газ на внутрішньому ринку для стимулювання власної економіки, то до 2020р. реальний експорт газу з Північної Америки не перевищуватиме 100 млрд. м³/рік. Однак, надходження до Європи навіть такого обсягу з нових джерел є цілком достатнім для суттєвого впливу на зниження цін.

Задоволення попиту на природний газ потребує збільшення видобутку до 2035р., згідно з прогнозами МЕА¹⁰, майже на 1,66 трлн. м³. Позитивні тенденції збільшення видобутку матимуть країни

² Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.22.

³ Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.23.

⁴ Джерело: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, <http://mpe.kmu.gov.ua>.

⁵ Великі надії покладаються на видобуток сланцевого газу на території європейських країн, де його запаси оцінюються у 17 трлн. м³. Для порівняння: світові запаси традиційного природного газу становлять 185,4 трлн. м³. Докладно див.: Альтернативне газозабезпечення України: скраплений природний газ та нетрадиційний газ. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2011, №9, с.30-31.

⁶ Джерело: An unconventional bonanza, Economist, July 14, 2012.

⁷ Джерело: Will US LNG exports revolutionise the global gas market? – Timera Energy, February 13, 2012.

⁸ Джерело: США и Канада поспорят с “Газпромом” за европейский рынок. – Интернет-издание RusEnergy, 28 февраля 2012г., <http://www.rusenergy.com/ru/read/read.php?id=58286/>.

⁹ Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.28.

¹⁰ Джерело: DOE/EIA, International Energy Outlook 2011, September 2011. IEA, World Energy Outlook, November 2011, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WE02011_WEB.pdf.

Близького Сходу – Катар, Іран, Саудівська Аравія та ОАЕ¹¹. Також важливо відзначити, що Державною геологічною службою США у 2010р. було підтверджено оцінку запасів природного газу у 3,43 трлн. м³ на території вздовж Левантійського узбережжя Середземного моря, що належить Лівану, Ізраїлю та Сирії¹². Значення цих покладів у контексті енергетичної безпеки важко переоцінити, оскільки родовища газу ідеально розташовані для постачання як трубопровідним маршрутом, так і СПГ-танкерами до Європи. У березні 2013р. Ізраїль отримав перший промисловий газ з родовища “Тамар” Левантійського узбережжя. У середньостроковій перспективі Ізраїль планує постачати СПГ з цих родовищ до ЄС¹³.

Аналізуючи європейський ринок, потрібно враховувати, що видобуток традиційного природного газу в країнах Європи, за винятком Норвегії, прогнозовано скорочуватиметься – з 269 млрд. м³/рік у 2010р. до 235 млрд. м³/рік у 2035р.¹⁴ Але спад видобутку може бути успішно компенсовано поставками з Левантійського узбережжя.

Стратегія ЄС щодо розвитку “Південного коридору”, попри несприятливу ситуацію навколо проекту *Nabucco*, полягає в забезпеченні спорудження ГТС від азербайджанського родовища “Шах-Деніз-2” з урахуванням потенційного приєднання до неї інфраструктури, призначеної для поставок туркменського газу. Наприкінці червня 2013р. акціонери проекту з розробки газоконденсатного родовища “Шах-Деніз” в азербайджанському секторі Каспію оголосили про вибір трубопроводу *TAP* (Трансадриатичний трубопровід, *Trans Adriatic Pipeline*) для транспортування азербайджанського газу до Європи. Передбачається, що поставки, які розпочнуться у 2018-2019рр., прямуватимуть маршрутом: розширений Південно-Кавказький газопровід (*South Caucasus Pipeline Expansion, SCPX*) – Трансанатолійський газопровід (*Trans-Anatolian Gas Pipeline, TANAP*) – *TAP* – з кінцевою точкою на східному узбережжі Італії. Остання перешкода початку будівництва нового газопроводу була подолана 19 вересня 2013р., коли був підписаний контракт з європейськими покупцями азербайджанського газу.

Водночас, рішення щодо вибору проекту *TAP* на противагу *Nabucco West* лише поверхово виглядає як провал політики ЄС. Проте, це далеко не крах стратегії диверсифікації постачання природного газу з нових джерел. Підтверджений сукупний потенціал Туркменістану обсягом 24,6 трлн. м³ газу¹⁵ спонукає Брюссель активно підтримувати плани європейських компаній щодо участі як у видобутку газу, так і в будівництві перспективного проекту Транскаспійського газопроводу. Натомість, якщо об’єктивно оцінювати політику ЄС у Каспійському регіоні, то важко визнати її ефективною. Вона має великий потенціал поглиблення співробітництва з країнами регіону, але для цього

необхідно активізувати зусилля, спрямовані на врівноваження взаємних інтересів. Інакше інтереси ЄС та України, які значною мірою збігаються у цьому регіоні, не будуть реалізовані через посилення позицій насамперед Китаю, а також Росії та Ірану.

Через географічну близькість до Європи ізраїльського газу, можливість його експорту до ЄС може бути врахована у планах розбудови “Південного коридору”, разом з політикою розвитку родовищ і мереж транспортування газу з Кіпру і Криту, а також транзитних можливостей Туреччини. У цьому випадку економічна доцільність маршруту постачання газу з цих родовищ до ЄС та/або спосіб його доставки (СПГ) можуть мати вирішальне значення для європейської стратегії енергетичної безпеки, зменшуючи ризики, пов’язані, перш за все, з монополічним диктатом ціни на газ з боку Росії та постачанням ресурсів для завершення формування об’єднаного ринку електроенергії та газу ЄС.

1.2. ПРАВОВА БАЗА ЄВРОІНТЕГРАЦІЇ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ УКРАЇНИ

Євроінтеграційні прагнення України в енергетичній сфері спираються на договірну базу двосторонніх відносин, зафіксовану в Меморандумі між Україною та ЄС про взаєморозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі від 1 грудня 2005р. (Меморандум). Документом визначено головну мету співробітництва в енергетиці – інтеграція нормативно-правової бази енергетичних ринків України до єдиного правового простору ЄС на базі поступової імплементації *acquis* ЄС¹⁶ для підвищення рівня європейської енергетичної безпеки та розвитку конкурентних ринків.

Просування України до цієї мети доцільно розглядати як важливу складову поглибленої економічної і політичної співпраці між Україною та ЄС у рамках УА, в основу якої покладена стратегія реалізації визначеної Меморандумом мети, включно з положеннями про створення глибокої та всеосяжної Зони вільної торгівлі (ЗВТ). Фундамент договірної бази та досягнутих домовленостей складають інструменти двостороннього співробітництва, що регулюють виконання зобов’язань України та ЄС в газовому секторі (врізка “Правові інструменти двостороннього співробітництва між Україною та ЄС”, с.8).

Результатом довготривалих переговорів між сторонами став ретельно підготовлений проект УА – документ, в положеннях якого практично втілена для України чітка програма глибоких політичних, економічних і соціальних перетворень. Етапи цієї програми органічно взаємопов’язані, що зумовлює їх виконання у чітко структурований та логічно обґрунтований спосіб. Положення УА та ЗВТ спрямовані на посилення співробітництва у сфері енергетики за новим поглибленим форматом відносин між двома сторонами.

¹¹ У країнах цього регіону зосереджено понад 40% світових запасів природного газу.

¹² Джерело: *Natural Gas Potential Assessed in Eastern Mediterranean, U.S. Geological Survey*, 4 August 2010.

¹³ Єврокомісія затвердила список з 250 проектів у сфері енергетичної інфраструктури (*Projects of Common Interest, PCI*), які у 2014-2020рр. можуть отримати субсидії з загальноєвропейського фонду обсягом у €5,85 млрд. Серед цих проектів приблизно 40% пов’язані з транспортуванням газу: до списку *PCI* внесено близько 20 терміналів з прийому СПГ.

¹⁴ Джерело: *DOE/EIA, International Energy Outlook 2011*, September 2011. IEA, *World Energy Outlook*, November 2011, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf.

¹⁵ Джерело: *GC&A* оцінила запаси газових месторождений Туркменистана в 26,2 трлн. куб. м. – *AK&M Online news*, 12 октябрі 2011г.

¹⁶ Сукупність спільних прав і зобов’язань, обов’язкових до виконання в усіх країнах ЄС.

ПРАВОВІ ІНСТРУМЕНТИ ДВОСТОРОНЬОГО СПІВРІБІТНИЦТВА МІЖ УКРАЇНОЮ ТА ЄС

Енергетична хартія (грудень 1991р., юридично не зобов'язуючий інструмент) – політична Декларація, що встановлює принципи та цілі в галузі енергетики. Її головною метою є впровадження співробітництва в галузі енергетики та надання допомоги республікам колишнього СРСР і країнам Центральної та Східної Європи у переході до ринкової економіки та залученні зовнішніх інвестицій в енергетичний сектор.

Договір до Енергетичної Хартії (грудень 1994р., чинний для України з 10 жовтня 1998р.) – спрямований на ефективну реалізацію принципів Енергетичної хартії з метою забезпечення міжнародних правових засад, насамперед стосовно:

- захисту та заохочення іноземних інвестицій в енергетику на основі розширення національного режиму або режиму найбільшого сприяння;
- свободи торгівлі енергетичними матеріалами, продуктами та відповідним енергетичним обладнанням (устаткуванням) на засадах правил СОТ;
- свободи транзиту енергоносіїв трубопроводами та мережами.

Меморандум між Україною та Європейським Союзом про взаєморозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі (1 грудня 2005р., юридично не зобов'язуючий інструмент) – основа стратегії співпраці обох сторін, спрямована на інтеграцію енергоринків і підвищення рівня енергетичної безпеки європейського континенту. Стосовно газового сектору Меморандум охоплює дві дорожні карти розширеного двостороннього співробітництва:

- інтеграція ринків газу;
- підвищення безпеки енергопостачання та транзиту вуглеводнів.

Спільна заява за результатами Спільної ЄС-Україна міжнародної інвестиційної конференції щодо модернізації газотранзитної системи України (березень 2009р., м.Брюссель, юридично не зобов'язуючий інструмент).

Договір про заснування Енергетичного Співтовариства (ДЕС) (травень 2005р., чинний для України з 1 лютого 2011р.) – в основу зобов'язань за Протоколом стосовно приєднання України до ДЕС покладено впровадження низки директив ЄС та регламентів у сфері енергії, конкуренції та довілля відповідно до визначених у Протоколі термінів.

Необхідно зробити наголос на двох суттєвих чинниках, що вирішальним чином впливатимуть на подальший прогрес України в розбудові відносин з ЄС у газовій сфері. Насамперед, це стосується захисту іноземних інвестицій, відповідно до положень Договору до Енергетичної Хартії (ДЕХ) з виконання зобов'язань, що набувають чинності для України як за Протоколом про приєднання до ДЕС, так й положеннями УА після 1 січня 2015р.

По-перше. ДЕХ є єдиним міжнародним правовим механізмом, що регулює захист іноземних інвестицій в енергетичній сфері. Захист іноземних інвестицій за цим Договором безумовно поширюється на зовнішні зобов'язання України, зокрема, в частині укладення угод з іноземними компаніями, залученими до розробки перспективних газових родовищ в Україні (охоплюючи розвідку, видобування сланцевого газу

та роботу на шельфі Чорного моря). Відповідно до ст.26 ДЕХ “щодо врегулювання спорів між інвесторами та приймаючими урядами”, в разі порушення прав інвесторів, передбачається передача розгляду спорів до міжнародних інстанцій:

- Міжнародного центру по врегулюванню інвестиційних спорів Конвенції про порядок вирішення інвестиційних спорів між державами та іноземними особами;
- Арбітражного суду *ad hoc*¹⁷, утвореного відповідно до Арбітражного регламенту Комісії ООН з права міжнародної торгівлі;
- Арбітражного інституту Торгової палати Стокгольма.

Ефективність і дієвість вирішення інвестиційних спорів згідно з положеннями ст.26 ДЕХ доведена, зокрема, фактом винесення рішень національними судовими та міжнародними арбітражними установами на користь інвесторів у справах з Росією у справі про експропріацію активів компанії ЮКОС на загальну суму позовів понад \$100 млрд.¹⁸

По-друге. Необхідно докладніше зупинитися на деяких суттєвих положеннях Третього пакета енергетичного законодавства ЄС (ТЕП), яким були закладені основи рішучої лібералізації енергетичного ринку Євросоюзу.

У вересні 2007р. Європейська Комісія (ЕК) розробила та запропонувала на розгляд низку оновлених директив з лібералізації енергетичного ринку ЄС. Таким чином, **ЕК здійснила цілеспрямовані кроки щодо впровадження принципу “відокремлення” (*unbundling*)** з метою усунення головної передумови існування монопольного положення вертикально-інтегрованих компаній на ринку ЄС, зокрема – володіння інфраструктурою постачання та розподільчими мережами, що надає можливість монопольно контролювати безпосередній доступ до кінцевого споживача.

На переконання ЄК, саме на рівні кінцевого споживача формується (а за умов існування монополії – диктується) найвища ціна енергії. Водночас, найбільш негативним і конкретним прикладом, що спонукав ЄК внести радикальні зміни до енергетичного законодавства ЄС, була діяльність європейських “компаній-чемпіонів”, зокрема, у Франції, Німеччині та Італії – *EDF* (Франція), *E.ON* (Німеччина) та *ENI* (Італія).

З 2007р. точилася запекла дискусія ЄК з компаніями-монополістами через необхідність реалізації основоположної мети цього пакета – принципу “відокремлення”. Як наслідок, ТЕП набув чинності лише у **вересні 2009р.** У його основу покладені директиви ЄС №2009/73/ЕС про внутрішній ринок газу та №2009/72/ЕС про внутрішній ринок електроенергії.

За результатом досягнутого компромісу було передбачено два варіанти розв'язання цієї проблеми, а пізніше, на вимогу Франції та Німеччини, було додано третій варіант (врізка “*Варіанти відокремлення операторів газових мереж від компаній-монополістів згідно з положеннями ТЕП*”).

¹⁷ Арбітраж *ad hoc* – вид арбітражного судочинства, що діє не на постійній основі, а формується та реалізується сторонами договірних відносин лише для розгляду (вирішення) конкретної справи (сперечки). – Редакція.

¹⁸ Див.: *Investor-State Dispute Settlement Cases (disputes 6, 7, 8).* – Energy Charter Secretariat, <http://www.encharter.org>.

ВАРІАНТИ ВІДОКРЕМЛЕННЯ ОПЕРАТОРІВ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ ВІД КОМПАНІЙ-МОНОПОЛІСТІВ ЗГІДНО З ПОЛОЖЕННЯМИ ТЕР

Перший варіант, найбільш радикальний, передбачає повне відокремлення компанії-оператора мереж постачання енергоносія від компанії-монополіста, що володіє джерелами енергії.

Другий варіант (незалежний системний оператор) передбачає, що інфраструктура енергопостачання може перебувати у власності материнської компанії (вертикально-інтегрованого холдинга), але її експлуатація, підтримка та інвестиції мають здійснюватися незалежною від неї структурою.

Третій варіант (незалежний оператор транспортної системи) передбачає створення дочірньої компанії, яка управлятиме мережею, але буде повністю незалежною у фінансових, технічних та інших, зокрема, інвестиційних рішеннях.

Країни-члени ЄС суверенно приймають рішення щодо обрання варіанту "відокремлення". Третій варіант, запропонований Францією та Німеччиною, на противагу першому варіанту – "майнової експропріації", є найбільш популярним у країнах-членах ЄС.

У перехідний період, зокрема директивою №2009/73/ЄС було передбачено тимчасові звільнення від застосування до компаній вимог майново-правового роз'єднання, доступу третіх осіб та регулювання тарифів. ЄК розглядає клопотання про відповідні звільнення лише за поданням країни-члена ЄС. Врешті-решт основні положення ТЕР почали діяти на території ЄС з **3 березня 2011р.** за винятком тих, для яких передбачено більш тривалий термін імплементації.

Системні регулюючі оператори. Низкою регламентів ТЕР були створені нові системні оператори з регулювання європейськими газовими (ENTSO-G) та електричними мережами (ENTSO-E), а також єдиний регулятор ЄС (ACER¹⁹). Головна мета створення ACER полягає в тому, щоб нове добровільне співробітництво між національними регулюючими органами здійснювалося в рамках структури ЄС, яка має чітку компетенцію і повноваження ухвалювати індивідуальні регуляторні рішення. Відповідно до положень ТЕР, встановлені механізми співробітництва національних регуляторів енергетики, гармонізовані їх повноваження та забезпечена незалежність.

ACER відкритий для співпраці з третіми країнами, які уклали угоди з ЄС, ухвалили та застосовують законодавство ЄС в енергетичній галузі та, у відповідних випадках, у галузі довілля та конкуренції. На підставі цих угод складаються домовленості, що конкретизують, зокрема, зміст, сфери і процедурні аспекти участі цих країн у роботі європейського регулятора, включно з положеннями, пов'язаними з фінансовими внесками та персоналом.

У зв'язку з присудженням України до Енергетичного співтовариства, має бути посилена взаємодія з ЄС стосовно завершення розбудови єдиного внутрішнього ринку, одним з основних інструментів якої є якісна зміна ролі регуляторів енергетики. Головні принципи посилення ролі регулювання полягають, зокрема у:

- суттєвому розширенні та ускладненні завдань і повноважень національних регулюючих органів;
- підвищених вимогах до двостороннього та регіонального співробітництва національних регуляторів, насамперед, з транскордонних питань передачі енергії;
- створенні першого наднаціонального регуляторного органу в енергетиці ЄС – ACER.

1.3. ПРОЦЕС ІМПЛЕМЕНТАЦІЇ ЗАКОНОДАВСТВА ЄС ТА НОВІ МОЖЛИВОСТІ РОЗВИТКУ ГАЗОВОГО СЕКТОРУ В РАМКАХ УГОДИ ПРО АСОЦІАЦІЮ

Аналіз зобов'язань України за низкою укладених правових угод і досягнутих домовленостей з ЄС у газовій сфері має ґрунтуватися на комплексній оцінці прогресу на шляху до створення єдиного ринку електроенергії та газу (з 1 січня 2015р.). Наміри українських урядовців просувати реформування газового сектору, ігноруючи цей факт, свідчатиме про неготовність або навіть нездатність зрозуміти суть етапів реформ у частині енергетичної складової в УА.

Внесення до УА положень ДЕС підкреслює послідовність кроків обох сторін у напрямі поглиблення інтеграції енергетичних ринків. При цьому важливо, що **положення УА є юридично зобов'язуючими. З переходом на новий рівень співробітництва з Україною, відповідно до ст.338 УА, ЄС також бере на себе низку зобов'язань** (врізка "Зобов'язання сторін у рамках УА та ЗВТ", с.10).

22 травня 2013р. лідери країн ЄС прийняли рішення щодо завершення формування єдиного ринку енергії в ЄС, механізми якого мають забезпечити поступове зниження цін на енергію для споживачів. Утворення такого ринку, невід'ємною частиною якого стане Україна, якщо виконає умови УА та ЗВТ, базуватимуться на чотирьох принципах:

1. Енергоефективність.
2. Створення єдиного ринку енергії ЄС²⁰.
3. Інвестиції в розбудову енергетичних інфраструктур, наукові дослідження та розробки, запорукою чому мають стати передбачуваність і стабільність щонайменше на 10-20 років.
4. Диверсифікація джерел енергії як в ЄС, так і поза його межами. Головний критерій безпеки для кожної країни ЄС визначає імпорту енергії більше ніж від одного постачальника та/або через один маршрут постачання.

Саме усунення ізолюваності ринків електроенергії та газу в ЄС стане запорукою розв'язання проблем дисбалансу пропозиції на ринку, що стає особливо дієвим механізмом солідарної допомоги, який виявив свою ефективність стосовно сусідніх країн. Наразі постає питання, наскільки усвідомлює українська влада значення поточної трансформації ринку газу та електроенергії в контексті виконання взятих зобов'язань перед ЄС?

¹⁹ ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – Агентство зі співробітництва регуляторів енергетики.

²⁰ Дозволить впровадити технічні правила та стандарти у 2014р. з тим, щоб жодна країна ЄС не була поза зоною підключення до єдиних мереж електроенергії та газу до 2015р. При цьому, ЄК підкреслює, що реалізація цих планів дозволить реально знизити ціни на енергоспоживання, сукупна економія від чого може становити до €30 млрд.

ЗОБОВ'ЯЗАННЯ СТОРІН У РАМКАХ УА ТА ЗВТ

Зобов'язання ЄС:

- створення ефективних механізмів розв'язання потенційних кризових ситуацій в енергетиці в дусі солідарності;
- модернізація та посилення наявної енергетичної інфраструктури, яка становить спільний інтерес: забезпечення надійності та безпеки газових мереж; поступова інтеграція газопроводів у єдину газотранспортну систему; встановлення транскордонної системи обліку на зовнішніх кордонах України;
- створення нової енергетичної інфраструктури з метою диверсифікації джерел поставок енергії та шляхів і методів її транспортування, що відповідатиме принципам економічної доцільності та збереження довкілля;
- розвиток конкурентоспроможних, прозорих і недискримінаційних енергетичних ринків на основі правил і стандартів ЄС шляхом проведення регуляторних реформ.

Також, важливу частину УА становлять питання торгівлі енергоносіями, які внесені до глави 11 ЗВТ й пов'язується із ТЕП щодо створення єдиного ринку електроенергії та газу.

Взаємні зобов'язання:

- сторони зобов'язуються визначати ціни на постачання газу та електроенергії для промислових споживачів винятково на основі попиту та пропозиції. Жодна зі сторін або регуляторний орган не повинні вживати або підтримувати заходи, в результаті яких підвищується ціна на експорт енергетичних товарів для іншої сторони, порівняно з ціною на такі товари, призначені для внутрішнього споживання (заборона подвійного ціноутворення);
- сторони підтверджують зобов'язання, які містить ст.5 ГАТТ та ст.7 ДЕХ щодо транспортування та транзиту енергетичних товарів;
- сторони зобов'язуються створити чіткий у правовому сенсі та функціонально незалежний регуляторний орган для забезпечення конкуренції та ефективного функціонування ринків газу та електроенергії;
- сторони зобов'язуються застосовувати правила щодо недискримінаційного доступу до розвідки та видобування вуглеводнів (газу та нафти).

У Додатку XXVII до УА йдеться про те, що "Україна зобов'язується поступово наблизити своє законодавство в газовому секторі до законодавства ЄС у визначені терміни".

Зобов'язання України в газовому секторі:

Директива №2003/55/ЄС стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу. Положення Директиви мали б бути впроваджені до 1 січня 2012р.

Регламент (ЄС) №1775/2005 про умови доступу до мереж газопостачання. Положення Регламенту мали б бути впроваджені до 1 січня 2012р.

Директива №2004/67/ЄС стосовно заходів щодо забезпечення безперервного постачання природного газу. Положення Директиви мали б бути впроваджені до 1 січня 2012р.

Стан виконання Україною зобов'язань у рамках Енергетичного Співтовариства

Результати просування України на шляху реформування газового сектору оцінені в річному звіті Секретаріату Енергетичного Співтовариства за 2013р., оприлюдненому 9 жовтня ц.р. Їх можна звести до наступного.

Попри досить стриману оцінку прогресу України в цій сфері протягом звітного періоду, відзначається, перш за все, успіх у формуванні засад для розробки родовищ і видобування газу.

Особливо варто відзначити роботу Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (НКРЕ) з розробки вторинного законодавства щодо доступу до інфраструктури з передачі газу. Разом з тим, попри прийняття у жовтні 2012р. Урядом рішення щодо декорпоратизації НАК "Нафтогаз України", відповідно до положень Директиви 2003/55/ЄС (стосовно загальних засад функціонування внутрішнього ринку природного газу ЄС), цей процес був загальмований через низку розбіжностей між старими, але не скасованими законодавчими нормами, та новими чіткими положеннями, гармонізованими із законодавством ЄС.

З огляду на це, для потенційних інвесторів не зрозуміло, яким чином можлива ефективна реструктуризація НАК "Нафтогаз України" за участі та під керівництвом держави без приватизації основних активів компанії, що виводяться з її складу. Уряд України вирішив розробити програму реорганізації компанії, яка буде підготовлена компаніями *Ernst & Young* та *Rothschild Group*²¹.

Українське законодавство в газовій сфері характеризується досить високим ступенем невідповідності, дублювання та навіть розбіжностей між прийнятими актами та заявленими цілями. Сьогодні, після майже двох років реформування газового сектору відповідно до зобов'язань у рамках ДЕС, виявилася проблема – чи продовжувати в той самий спосіб вносити зміни до чинного законодавства, чи повністю переглянути підходи до реформування?

Від України вимагатиметься у найкоротші терміни переглянути стратегію реформування газового сектору з визначенням його чіткої структурної перебудови, конкретних дій і термінів їх виконання. Такий шлях означатиме прийняття нового комплексного законодавства, що повноцінно регулювало б відносини в газовому секторі. Необхідно виходити з того, що **ТЕП – частина міжнародних зобов'язань країн-учасниць ДЕС, а відтак – обов'язкова для України та набуває чинності 1 січня 2015р.**

Водночас, під час головування України в ДЕС протягом 2014р. необхідно приділити особливу увагу роботі з Секретаріатом цієї міжнародної організації щодо встановлення сталих зв'язків зі структурами ЄК, які безпосередньо опікуються питаннями регуляторної політики ЄС у сфері енергетики, операторськими функціями, захистом і координацією солідарних дій країн-членів ЄС під час кризових ситуацій тощо.

Невідкладні заходи з реформування газового сектору на основі зобов'язань України перед Енергетичним співтовариством

Невідкладні заходи, що їх необхідно здійснити в Україні заради ефективного реформування газового сектору, відповідно до вимог ТЕП, мають бути спрямовані на забезпечення прозорості та рентабельності його функціонування на довгостроковій основі:

- 1) забезпечити правовий незалежний статус Національного регулюючого органу у сфері енергетики;
- 2) забезпечити функціональні засади відокремлення системних операторів (компаній) від НАК "Нафтогаз України";

²¹ Energy Community Secretariat. *Annual Implementation Report*, 1 September 2013, p.124.

3) визначити статус і забезпечити захист найбільш уразливих груп споживачів, встановивши мінімальні обсяги газу для укладення контрактів з поставальниками та передбачивши безкоштовне право споживача змінювати місцевого провайдера газу;

4) забезпечити вільний та недискримінаційний доступ до мереж постачання газу, відповідно до Регламенту (ЄС) №1775/2005 і згідно з Протоколом про приєднання України до ДЕС, а також Регламенту (ЄС) №715/2009, що є обов'язковим для всіх європейських операторів газотранспортних систем та набуває чинності для України 1 січня 2015р.

Очікувані результати реформування

Здійснивши вказані кроки, Україна була б здатною докорінно реформувати газовий сектор. При цьому, функціональний газовий ринок стимулював би надходження іноземних інвестицій та розвиток власного видобутку газу, посиливши енергетичну безпеку Європи. У результаті були б створені засади для реальної інтеграції газових ринків обох сторін на основі синхронізації ГТС України з мережею *ENTSO-G* ЄС, зокрема:

1) компетенція НКРЕ має поширюватися на транскордонні інтерконектори мереж передачі енергії, врегулювання транскордонних спорів і конфліктів, пов'язаних з доступом або використанням системи. Отримання **НКРЕ незалежного статусу сприятиме справедливому регулюванню у газовому секторі**;

2) ціна на газ має визначатися на основі попиту та пропозиції як результат конкуренції між цінами на газ власного видобутку, імпортованого газу та альтернативного палива;

3) НАК “Нафтогаз України” повинен продавати газ організаціям бюджетної сфери за рентабельною ціною, скасувавши перехресне субсидування;

4) системні оператори мають бути фінансово незалежними та планувати інвестиції з власних коштів на підтримку високого технічного стану системи передачі енергії. Управління всією системою передачі енергії здійснюється без розподілу на транскордонні (транзитні) та розподільчі мережі. Діяльність системного оператора з управління, зокрема, газовими мережами в будь-який спосіб не може бути пов'язаною з ціною газу, що транспортується системою, і він не може бути власником газу.

1.4. ПРАВОВІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ СИНХРОНІЗАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ УКРАЇНИ ТА ЄС

Синхронізація функціонування ГТС України і мережі *ENTSO-G* є необхідним елементом як інтеграції газових ринків, так і енергетичної безпеки обох сторін. Успішна синхронізація газових мереж України та ЄС практично скасовує “прокляття” транзиту російського газу територією нашої держави, оскільки поступово відкриває можливість західним енергетичним компаніям і трейдерам закуповувати російський газ на східному кордоні України, а контракти з його транспортування укладати з українським оператором ГТС. Такий результат можливо досягти за умов юридичної, технічної та регуляторної підтримки та забезпечення з боку України.

Синхронізація ГТС є важливою в контексті посилення надійності функціонування інтегрованого газового ринку обох сторін з охопленням як транспортної інфраструктури, так і ПСГ України. **Реформування Україною газового сектору на базі зобов'язань України в рамках ДЕС – є обов'язковою передумовою повноцінної синхронізації ГТС.**

Наведені нижче фактори лише підкреслюють необхідність невідкладно розпочати створення засад синхронізації газових мереж України та ЄС:

- енергетичні компанії у 2013р. розпочали поставки до України природного газу з ЄС, що реально проявилось в розбудові перших диверсифікаційних маршрутів;
- плани будівництва та запуску першого в Україні СПГ-терміналу в середньостроковій перспективі спрямовані на виведення українського ринку газу за межі російської монопольної залежності;
- планується збільшення видобування власного природного газу із залученням міжнародних компаній *Shell*, *Chevron* на суходолі, а консорціуму на чолі із *ExxonMobil*, а також за участі італійської *Eni* та французької *EdF* – на газових родовищах шельфу Чорного моря;
- ЄК розглядає можливість зберігання газу в українських ПСГ в обсягах 35-60 млрд. м³²².

Привертають увагу слова Комісара ЄС з питань енергетики Г. Оттінгера, сказані ним у Брюсселі під час прес-конференції 14 жовтня 2013р.: “Підготовка до того, щоб вдихнути нове життя в українську газотранспортну мережу разом із Європейським інвестиційним банком, Європейським банком реконструкції та розвитку і Світовим банком, відбувається у правильному напрямі. Я сподіваюся, що в наступні роки ми зможемо інвестувати в цю трубу мільйони. Україна для нас – важливий партнер, член Енергетичного співтовариства”²³.

Напередодні очікуваного підписання УА такі сигнали з боку ЄС були надзвичайно своєчасними. Йдеться, насамперед, про виконання умов Директиви №2003/55/ЄС стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу, положення якої мали бути впроваджені до 1 січня 2012р., як зазначено у Протоколі про приєднання України до ДЕС. Наразі дочірні компанії НАК “Нафтогаз України” перетворено на публічні акціонерні товариства, але які, утім, залишаються залежними не тільки від материнської компанії, але й від профільного міністерства.

Без реального реформування газового сектору структурний перегляд діяльності оператора ГТС за правилами ЄС є неможливим. За умов синхронізації та збільшення потужностей українських ПСГ постає питання про адаптацію тарифної політики щодо зберігання газу, послуг з його закачування та відбору з ПСГ України до умов ведення бізнесу в ЄС. Переваги для користування українськими ПСГ для інвесторів і трейдерів пов'язуватимуться із гармонізацією чинного законодавства з правовою базою ЄС, що гарантуватимуть виконання контрактів щодо надійної подачі газу відповідно до вказаних маршрутів і термінів.

²² Еврокомиссия рассматривает возможности использования украинских ПХГ для хранения до 60 млрд. м³ газа – еврокомиссар Оттингер. – Интерфакс-Украина, 14 октября 2013г.

²³ Західні інвестиції скоро “вдихнуть нове життя” в українську ГТС – Оттінгер. – Там само.

1.5. СТВОРЕННЯ СХІДНОЄВРОПЕЙСЬКОГО ГАЗОВОГО ХАБУ (СГХ) НА БАЗІ УКРАЇНСЬКИХ ПСГ

За результатами проведеного 3 травня 2013р. у Брюсселі засідання “круглого столу” з питань розвитку газового ринку України, вперше було заявлено, що подальший розвиток ГТС України може бути пов’язаний зі створенням СГХ. “Україна націлена на те, щоб з урахуванням її геополітичного становища побудувати абсолютного ліберальний хаб, який дасть можливість здійснювати спотові закупівлі в центральній частині Європи”, – висловився за підсумками “круглого столу” Міністр енергетики та вугільної промисловості України Е.Ставицький²⁴.

Йдеться про правову та технічну адаптацію ГТС України до правил і стандартів ЄС (регламентів), що фактично означатиме її синхронізацію з мережами *ENTSO-G*, орієнтовану, перш за все, на реверсні поставки природного газу з ЄС. З іншого боку, збільшення власного видобутку газу, зокрема за участі згаданих вище іноземних компаній, означатиме, що власну частку видобутого газу відповідно до угод про розподіл продукції, ці компанії продаватимуть на ринкових засадах, включаючи експорт.

Якщо взяти до уваги готовність України (за сприяння ЄС) розширити обсяги своїх ПСГ до 50-60 млрд. м³, то створення СХГ в Україні стало б реальним внеском до зусиль зміцнення енергетичної безпеки Європи. Залишається оцінити готовність Києва створити необхідні умови для реалізації цих амбітних планів.

Однією з умов ефективного функціонування СХГ є створення біржового майданчика на перетині кількох транспортних маршрутів, поєднаних з інфраструктурою щодо підземного зберігання газу. **Вирішальне значення для трейдерів має співвідношення на біржі запропонованих обсягів торгівлі до наявних фізичних обсягів газу, що певною мірою залежить від рівня розвитку спотової торгівлі відносно довгострокових контрактів²⁵. Саме показником ліквідності визначається ефективність торгівлі на конкретному біржовому майданчику.**

З огляду на викладене вище, говорити можна лише про перспективи створення газового хабу на теренах України. Чи стане реалізація цих планів середньостроковою або довгостроковою перспективою залежатиме від низки факторів, серед яких вирішальними будуть:

- модернізація ГТС та розширення обсягів зберігання природного газу в ПСГ України;
- стабільне збільшення власного видобутку газу;
- розбудова диверсифікації маршрутів постачання природного газу в Україну, включаючи СПГ;

- забезпечення вільного та недискримінаційного доступу компаній-трейдерів до газової транспортної інфраструктури України відповідно до вимог ТЕР.

На європейському ринку наразі спостерігаються позитивні тенденції для розвитку ліквідних майданчиків торгівлі газом за спотовими цінами. Цьому сприяють як прагнення європейських енергетичних компаній відмовитися від формульного підходу визначення цін, так і зростання торгівлі СПГ. Тобто, для України з’являються реальні шанси купувати значні обсяги газу на ринку ЄС за конкурентними цінами.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Розвиток газового сектору України в контексті євроінтеграції необхідно розглядати як процес реформування газового ринку, що відповідатиме міжнародним і правовим зобов’язанням України. Основними чинними правовими документами міжнародної співпраці України в цій сфері залишається ДЕС. Це вимагає забезпечення виконання наступних заходів.

1. Відповідно до положень Директиви Європейського Співтовариства 2003/55/ЕС потрібно встановити нові терміни стосовно визнання споживачів у якості кваліфікованих, а саме:

- з 1 липня 2014р. – усіх споживачів, які здійснюють споживання не для побутових цілей (не виконано до 1 січня 2012р.);
- з 1 січня 2017р. – усіх споживачів (сьогодні встановлений термін – з 1 січня 2015р.).

2. З метою поступового переходу від субсидування до економічно обґрунтованих тарифів на газ та електроенергію для споживачів, невідкладно представити до Секретаріату ДЕС План дій щодо виконання Меморандуму про взаєморозуміння із соціальних питань у контексті ДЕС.

3. Прискорити прийняття закону про статус незалежного регулятора.

4. Офіційно підтвердити згоду України щодо внесення ТЕР до положень ДЕС.

5. Використовувати формат членства в ДЕС з метою:

- впливу на формування порядку денного засідань Газової координаційної групи ЄС, що буде особливо важливим чинником під час розв’язання кризових ситуацій, пов’язаних з поставками та транзитом російського газу територією України;
- сприяння встановленню партнерських відносин українських регулятора та операторів мереж транспортування газу та електроенергії з відповідними структурами ЄС – *ACER* та *ENTSO-G*.

²⁴ Воропаєв С. Україна хоче бути газовим “хабом” Європи. – Портал проєвропейського громадянського суспільства України “Європейський простір”, 7 травня 2013р.

²⁵ Спотова ціна газу на європейських хабах більшу частину часу тримається дещо нижче цін довгострокових контрактів, прив’язаних до т.зв. “нафтового кошика”. Однак, премія контрактних цін до спотових є нормою на багатьох товарних ринках: покупці платять за стабільність поставок, передбачуваність цінових умов, гарантію обсягів. Спотовий ринок газу в Європі поки виконує функцію балануючого відносно трубопровідного: у звичайний час на ньому продаються надлишки законтракованих обсягів газу. Такі надлишки, зокрема, купуються у *RWE* для поставок до України.

2. ГАЗОВИЙ СЕКТОР УКРАЇНИ: СПОЖИВАННЯ, ЦІНОВА ПОЛІТИКА ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ

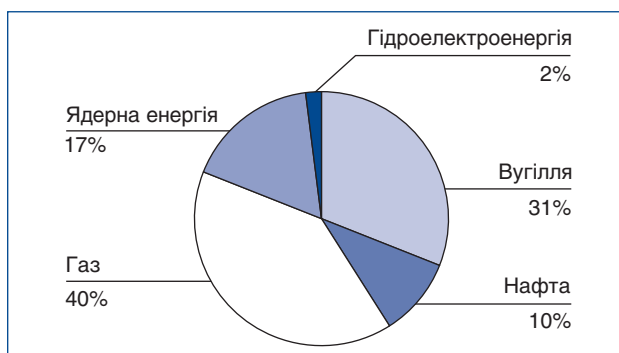
Сучасний етап розвитку газового сектору України характеризується збереженням високого рівня залежності від імпорту газу з Росії за найвищої, порівняно з іншими європейськими країнами, вартості, непрозорим державним регулюванням, монополізмом на внутрішньому ринку та низькими показниками відтворення ресурсної бази. Серйозним викликом для України стала реалізація за участю ВАТ “Газпром” проектів будівництва газопроводів “Північний потік” та “Південний потік”. Водночас, укладання угод з провідними міжнародними компаніями про пошук та освоєння нових родовищ нетрадиційного газу та початок реверсних поставок газу з ЄС відкриває для України нові можливості в досягненні її газової самодостатності.

У цьому розділі проаналізовано проблеми скорочення споживання, нарощування видобутку та диверсифікації поставок газу, окреслено можливості роботи газотранспортної системи в умовах зростаючої конкуренції з боку російських експортних газопроводів, досліджено стан державного управління й регулювання газовим сектором.

2.1. СПОЖИВАННЯ ГАЗУ: ВПЛИВ ЦІНОВОГО ФАКТОРА ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

У структурі первинних ресурсів (СПР) частка природного газу протягом 2004-2010рр. зменшилася з 47% до 40%, проте він залишається на першому місці у СПР, значно випереджаючи вугілля, частка якого зросла з 23,6% у 2004р. до 31% у 2010р. (діаграма “Структура первинних ресурсів України”). Незважаючи на суттєву залежність від імпорту газу з одного джерела, частка газу в СПР України майже удвічі перевищує середній показник країн ЄС – 21%.

Структура первинних ресурсів України, станом на 2010р.



Упродовж 1991-2008рр. споживання газу в Україні відчутно зменшилося (зі 118,1 млрд. м³/рік до 66,3 млрд. м³/рік). Високі ціни на російський газ, спричинені невідповідними умовами укладеного між ВАТ “Газпром” та НАК “Нафтогаз України” в січні 2009р. контракту купівлі-продажу газу (Контракту), є головною причиною подальшого зниження обсягів

споживання українською економікою природного газу (діаграма “Зв’язок між ціною газу та обсягами його споживання в Україні”, с.14).

Так, за результатами реалізації газу в січні-листопаді 2013р., очікується, що загальний обсяг його споживання за підсумками року становитиме близько 50 млрд. м³, або на 25% менше, ніж у 2008р. У 2013р. прогнозується також зниження обсягів закупівлі газу у ВАТ “Газпром” – до 22 млрд. м³¹, або у 2,3 раза менше, ніж у 2008р. Отже, з початку дії Контракту російська монополія втратила обсяг ринку України, що перевищує його сумарний щорічний експорт в Італію, Францію та Нідерланди. Через недалеку цінову політику з Україною, комерційні втрати ВАТ “Газпром” істотно перевищують зиски від завищених цін.

На діаграмі “Ціни на газ за довгостроковими контрактами ВАТ “Газпром” для України та Німеччини”² (с.14) видно, що імпортні ціни для України з 2005р. мали тенденцію стрімкого зростання, а у 2012р. ціна склала \$420 за 1 000 м³ та була однією з найвищих у Європі.

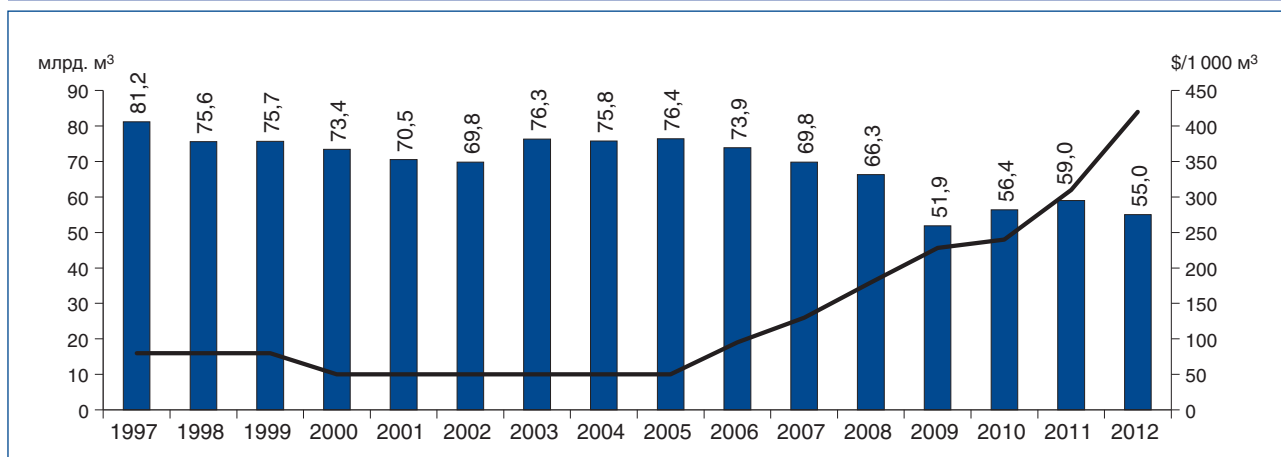
Інший спосіб ціноутворення на газ – визначення цін на спотовому ринку газу, який в Європі поки виконує функцію балансуючого відносно довгострокових контрактів. Ціна газових контрактів на спотовому ринку Європи наприкінці 2012р. становила близько \$325 за 1 000 м³. У 2011-2012рр. вони мали тенденцію до зниження через скорочення попиту на ресурс через негативні перспективи європейської економіки (діаграма “Спотові ціни на природний газ на провідних європейських та американській біржах”, с.14)³.

¹ З урахуванням поставок компанії Ostchem.

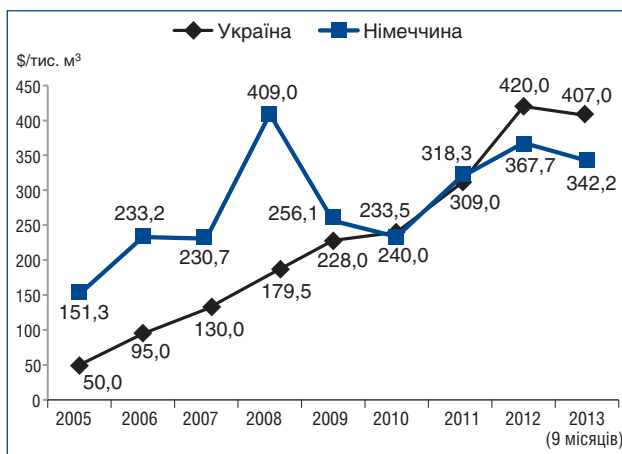
² Без урахування різниці витрат на транспорт газу до України та Німеччини. Якщо враховувати цей показник, то реальна вартість газу для України буде ще на \$60 більшою, порівняно з Німеччиною.

³ Джерело: FirstEnergy Capital, Market&Comodity Prices, <http://www.firstenergy.com>.

Зв'язок між ціною газу та обсягами його споживання в Україні



Ціни на газ за довгостроковими контрактами ВАТ "Газпром" для України та Німеччини



Перспективи зниження газоспоживання. Побутові споживачі та промисловці, добре усвідомивши, що часи дешевого газу минули, помітно активізували зусилля з оптимізації використання палива. До основних факторів, які призвели до скорочення споживання газу у 2009-2013рр. слід віднести: падіння промислового виробництва, зниження рівня марнотратності

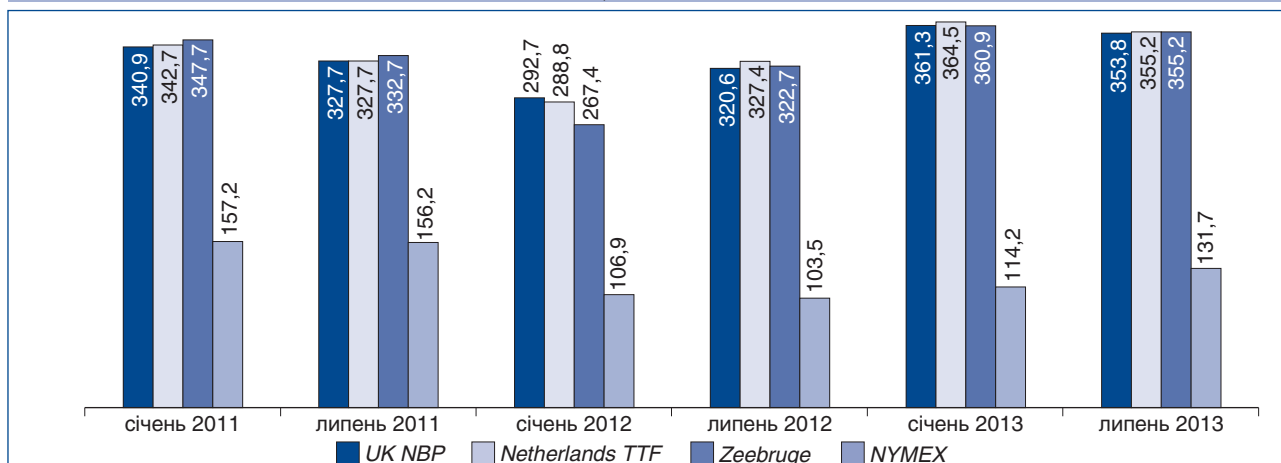
палива та зростання частки використання вугілля у виробництві енергії та металургійної продукції.

Проте, попри красномовні показники скорочення споживання та імпорту газу останніми роками, потенціал продовження цієї тенденції ще далеко не вичерпався. У першу чергу він залежить від нарощування інвестицій в енергозбереження та енергоефективність, адже енергоемність ВВП України у 2,5 рази перевищує середньоєвропейський рівень і становить 0,50 т у.п./\$1 000 ВВП, а показник газоемності ВВП⁴ – є ще набагато гіршим. Якщо в Україні у 2012р. він склав 0,14 тис. м³/\$1 000, то в середньому по ЄС – 0,02 тис. м³/\$1 000 (діаграма "Рівень газоемності ВВП в окремих країнах світу та Україні у 2012р.").

За витратами газу на одиницю ВВП Україну можна порівняти лише з Росією, але з тією різницею, що остання за доведеними запасами та обсягами експорту газу посідає перше місце у світі, а Україна здатна на цей час забезпечувати себе власним паливом не більше ніж на 45%.

Досягнення прогнозних показників зниження споживання газу, визначених оновленою Енергетичною стратегією України на період до 2030р.⁵ (ЕСУ) не вирішить проблему конкурентоспроможності української економіки. Згідно з ЕСУ, показник споживання газу на 2030р. має становити 46,6 млрд. м³,

Спотові ціни на природний газ на провідних європейських та американській біржах, \$/1 000 м³



⁴ Споживання 1 000 м³ газу на \$1 000 ВВП.

⁵ Затверджена на засіданні КМУ 24 липня 2013р., але остаточна редакція тексту документа не опублікована. Див.: Єрьоменко А., Маскалевич І. Стратегія без візії. – Дзеркало тижня. Україна, 22 серпня 2013р., http://gazeta.dt.ua/energy_market/strategiya-bez-viziyi_.html.

Рівень газоемності ВВП в окремих країнах світу та Україні у 2012р., тис. м³/\$1 000



що є лише на 7% нижче від прогнозованого показника у 2013р. Залишення газоспоживання на такому високому рівні не сприятиме сталому економічному зростанню на рівні 5% ВВП⁶. Останнє вимагає ставити більш амбітні завдання з економії газу та створювати відповідні стимулюючі механізми.

Скорочення споживання газу повинно ґрунтуватися на структурній та технологічній перебудові економіки. Це означає, що замість енергоємних галузей, державі слід надати пріоритет стимулювання розвитку високотехнологічного виробництва та сфері послуг. Одночасно, єдиною умовою виживання для галузей з високим рівнем газоспоживання має стати впровадження енергоефективних технологій. Не виключено, що виробнича діяльність підприємств хімічної галузі, яка належить до найбільш газоемних галузей економіки України, може бути максимально обмежена до моменту суттєвого падіння цін на газ на внутрішньому ринку – в т.ч. під впливом очікуваного після 2020р. збільшення видобутку газу в Україні міжнародними компаніями в рамках Угод про розподіл продукції (УРП).

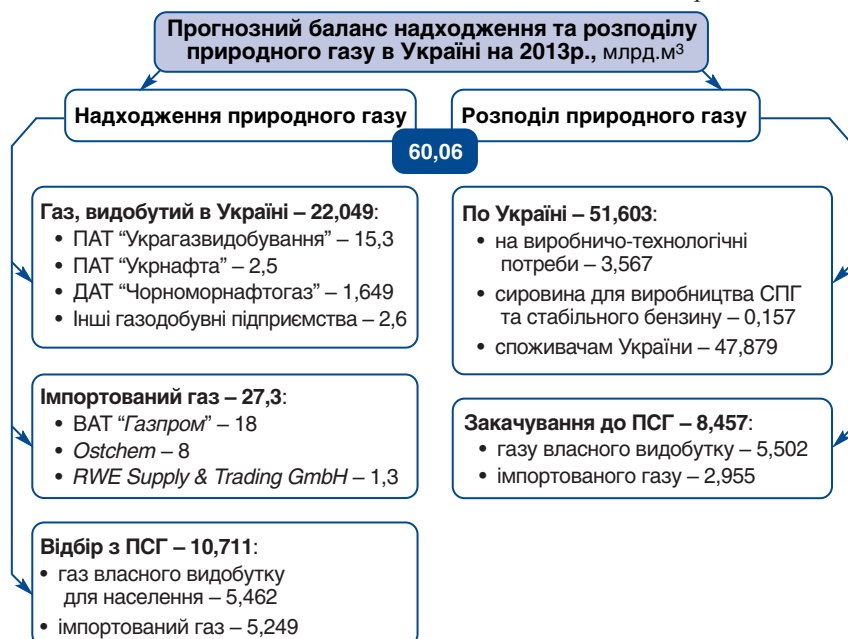
Серед промислових споживачів найбільший потенціал енергозбереження мають підприємства енергетичного комплексу, металургії та хімічної промисловості. До базових заходів зі скорочення споживання у промисловості належать:

- заміна мартенівських печей на кисневі конвертери;
- утилізація та побічне використання коксо-доменних газів;
- використання технологій інтенсифікації спалювання вугілля, зокрема, вдування пило-вугільного палива;
- заміна на ТЕС природного газу вугіллям за умови застосування ефективних фільтрів з очищення шкідливих викидів у атмосферу.

Виконання наведених та інших заходів забезпечить економію газу обсягом 8-10 млрд. м³/рік. Реалізація енергозберігаючого потенціалу термомодернізації житлових і промислових будівель дозволить зекономити ще додатково 3-5 млрд. м³/рік. Комплексне застосування заходів з енергозбереження та енергоефективності разом зі структурними змінами в економіці допоможе знизити показник газоемності ВВП до 2030р. у 2,5-3 рази. Це дозволить, за помірного зростання ВВП, досягти скорочення споживання газу до 35 млрд. м³/рік, або на 30% порівняно з 2013р., та зекономити щорічно до \$6 млрд., які можуть бути спрямовані на модернізацію промисловості.

Передбачається, що заходи з енергоефективності та структурні реформи призведуть до істотних змін в енергетичному балансі України – частка газу скоротиться з близько 40% у 2010р. до 30% у 2030р. Такі зміни сприятимуть більш раціональному використанню енергетичних ресурсів. Заміщення газу відбуватиметься насамперед шляхом збільшення частки в енергобалансі відновлювальних джерел енергії та вугілля.

Аналіз балансу природного газу на 2013р.
Прогнозний баланс газу на 2013р. (схема “Прогнозний



баланс надходження та розподілу природного газу в Україні на 2013р.”) визначив загальні ресурси та їх розподіл обсягом 60,06 млрд. м³. У цьому документі передбачено збільшення власного видобутку, порівняно з 2012р., на 9% – до 22 млрд. м³. Головним джерелом зростання видобутку у 2013р. стане ДАТ “Чорноморнафтогаз”. Згідно з Прогнозним балансом, компанія завдяки введенню в експлуатацію нових свердловин збільшить видобуток на 40% – до 1,7 млрд. м³; обсяг імпорту газу в Україну знизиться на 17% – до 27,3 млрд. м³; споживання скоротиться на 6% – до 51,6 млрд. м³. Планувалося закачати до ПСГ близько 8,5 млрд. м³, або на 20% менше відбору.

За результатами 10 місяців 2013р., можна констатувати, що Прогнозний баланс загалом правильно відбиває динаміку фактичних

⁶ У доповіді використано дані проекту Енергетичної стратегії на 2030р., розміщеного на сайті Міненерговугілля – http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat_id=104126.

⁷ Затверджений Розпорядженням КМУ від 29 квітня 2013р.

показників, за винятком видобутку, який зростає на 3-4%. Таким чином, показники надходження та розподілу газу у 2013р. засвідчують поступову оптимізацію газового балансу України до потреб економіки. Втім, підприємства НАК “Нафтогаз України” продовжують забезпечувати левову частку внутрішнього виробництва газу – 87% загального видобутку, що вказує на монополістичну природу газового ринку.

Внутрішній ринок України складається з наступних категорій споживачів⁸ (діаграма “Прогноз розподілу газу за категоріями споживачів у 2013р.”):

1) *промисловість* – група споживачів, які сплачують повну вартість газу. Представники цієї групи споживають переважно імпортований газ. Частка на ринку промислових споживачів є найбільшою – 50%; прогнозний обсяг споживання у 2013р. – 24,1 млрд. м³. У цій групі за обсягами купівлі газу виокремлюються підприємства металургійної галузі, хімічної промисловості та енергетичного комплексу, які разом споживають понад 70% усіх обсягів газу цієї категорії;

2) *населення* (побутові потреби) – група споживачів, які сплачують вартість газу за регульованим тарифом (заниженим). Ця група отримує газ переважно внутрішнього видобутку, їх частка на ринку споживання – 35%; прогнозний обсяг споживання у 2013р. – 16,5 млрд. м³;

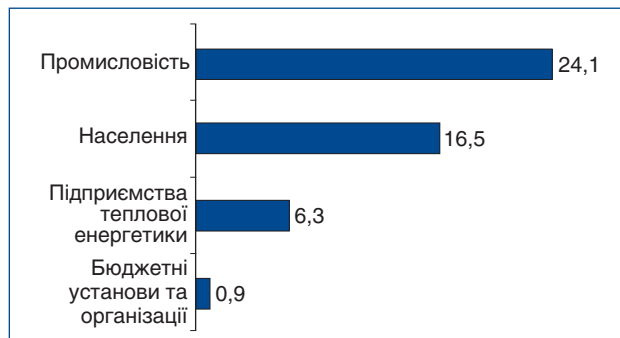
3) *підприємства комунальної теплоенергетики* – група споживачів, які отримують газ як внутрішнього видобутку, так і імпортований за регульованим тарифом, який лише частково відбиває комерційні витрати на закупівлю. Їх частка на ринку споживання – 13%; прогнозний обсяг споживання у 2013р. – 6,3 млрд. м³;

4) *бюджетні організації та установи* – група споживачів, які отримують газ за ціною, що покриває всі витрати на його закупівлю, розподіл і постачання. Їх частка на ринку споживання – 2%; прогнозний обсяг споживання у 2013р. – 0,93 млрд. м³.

2.2. ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОВОЇ ПОЛІТИКИ

Специфіка цінової політики України полягає в тому, що газ власного видобутку підприємств НАК “Нафтогаз України”, за невеликим винятком, надається за невиправдано низькими цінами

Прогноз розподілу газу за категоріями споживачів у 2013р., млрд. м³

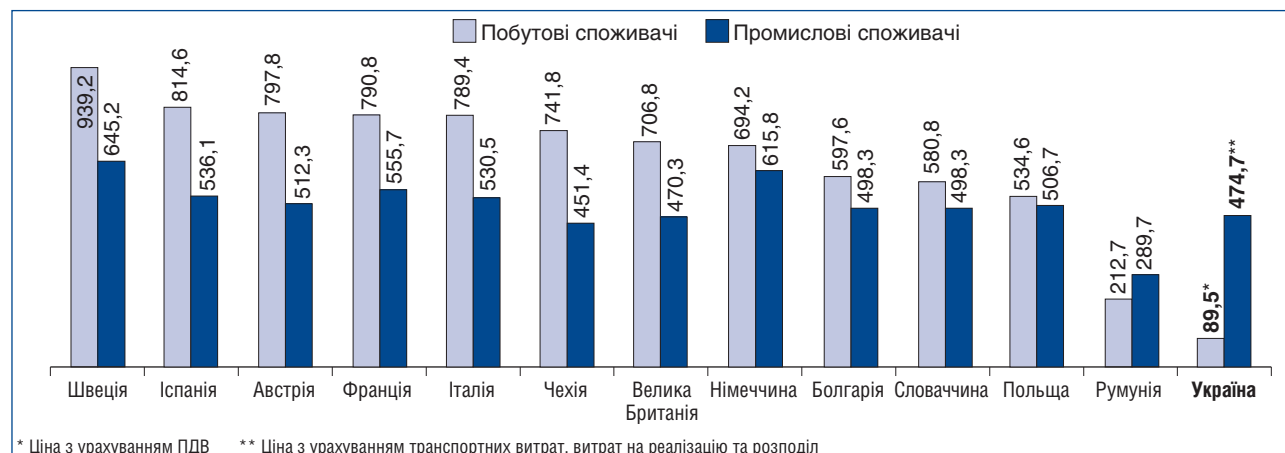


на потреби побутових споживачів, а дорогий імпортований – промисловості. Така система є сприятливою для імпортерів й згубною для вітчизняної газодобувної галузі, яка за такого спотвореного ціноутворення не здатна розкрити свій великий потенціал.

Упродовж 2003-2013рр. спостерігалася стрімке зростання цінових диспропорцій. Так, якщо на початку 2003р. різниця між ціною газу для промислових і побутових споживачів не перевищувала 50%, то у 2013р. вона перевищує 5 разів⁹. Також різко збільшилася різниця між ціною імпортованого ресурсу та газу, який направляється на підприємства теплоенергетики. Так, якщо у 2003р. вона складала близько 120 грн., то у 2013р. – понад 3 000 грн.¹⁰ Українські домогосподарства сплачують лише 19% ціни газу для промисловості, тоді як у країнах ЄС домогосподарства купують газ за ціною, помітно вищою за промислові підприємства. Наприклад, у Польщі такий розрив за 1 000 м³ становить \$28, у Німеччині – \$78, у Франції – \$235 (діаграма “Ціни на газ для промислових і побутових споживачів в ЄС та Україні у 2013р.”). З метою компенсації різниці в цінах Уряд України змушений виділяти прямі бюджетні та позабюджетні субсидії, які сягають 7% ВВП¹¹.

Діюча в Україні система субсидування меншою мірою допомагає бідним, ніж заможним верствам

Ціни на газ для промислових і побутових споживачів в ЄС та Україні у 2013р., \$/млрд. м³



⁸ Без урахування близько 3,5 млрд. м³/рік витрат на виробничо-технологічних ПАТ “Укртрансгаз” та інших підприємств НАК “Нафтогаз України”.

⁹ Див.: Постанова НКРЕ №812 від 13 липня 2010р., наказ НАК “Нафтогаз України” №74 від 21 лютого 2003р. – Інформаційний ресурс ПАТ “Київгаз”, <http://www.kyivgaz.ua/nashym-klijentam/ciny-ta-taryfy-na-gaz.html>.

¹⁰ Див.: Постанова НКРЕ №813 від 13 липня 2013р.

¹¹ Питання, яке потребує особливої уваги: тарифи на газ і послуги централізованого тепlopостачання для населення України. – Аналітична записка Світового банку, 7 жовтня 2013р., <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/Ukraine-Oct2013-Focus-ua.pdf>.

населення, оскільки останні споживають палива набагато більше. Понад 60% обсягів субсидування спрямовуються на користь тих, хто самостійно здатен оплачувати рахунки за використаний газ і тепло, а найбідніша група населення одержує лише 13% загального обсягу субсидій. При цьому, субсидії використовуються посередниками в непрозорому режимі – більша частина допомоги надходить не безпосередньо домогосподарствам, а через компанію НАК “Нафтогаз України” підприємствам з виробництва теплової енергії.

Викривлена цінова політика за відсутності ефективного системи адресної допомоги, що носить регресивний характер надання субсидій, призводить до наступних негативних наслідків:

- розпорошення державних коштів внаслідок створеного підґрунтя для корупції;
- погіршення макроекономічних показників країни та інвестиційного клімату;
- фінансової неспроможності НАК “Нафтогаз України” самостійно виконувати виробничі програми;
- зниження стимулів у домогосподарств вкладати кошти в заходи з енергозбереження.

Цінова політика в газовому секторі потребує невідкладного перегляду. Протягом 2014-2017рр. ціни на газ для побутових споживачів і компаній з виробництва теплової енергії доцільно поступово підвищити до рівня, що забезпечує покриття його ринкової вартості. Однак, лише завдяки підвищенню цін неможливо вирішити проблему зменшення дефіциту державного бюджету та наростити необхідні обсяги інвестицій для забезпечення надійної роботи ГТС України та збільшення видобутку до рівня газової самодостатності країни. Адже, вкрай низька якість корпоративного управління та непрозора діяльність компанії НАК “Нафтогаз України” не дозволять позбутися колосального марнотратства державних коштів.

Запропоновані зміни цінової політики повинні бути підкріплені реформами газового ринку на засадах адаптації законодавства ЄС у рамках ДЕС та створенням дієвої системи адресного субсидування вразливих категорій населення. Нова система субсидування повинна базуватися на принципі відмови від дотацій шляхом встановлення

низьких цін і виділення державних коштів суб’єктам господарювання. Замість цього, слід субсидувати грошима безпосередньо малозабезпечені групи населення – виходячи з фактично спожитого ними газу й тепла.

Вдале проведення цінової реформи і зміни системи субсидування сприятимуть: значному зниженню дефіциту Державного бюджету та ліквідації практики використання золотовалютних резервів на закупівлю імпортного газу; підвищенню ефективності використання палива; поліпшенню інвестиційного клімату в газовидобувній галузі; зниженню енергетичної залежності від Росії.

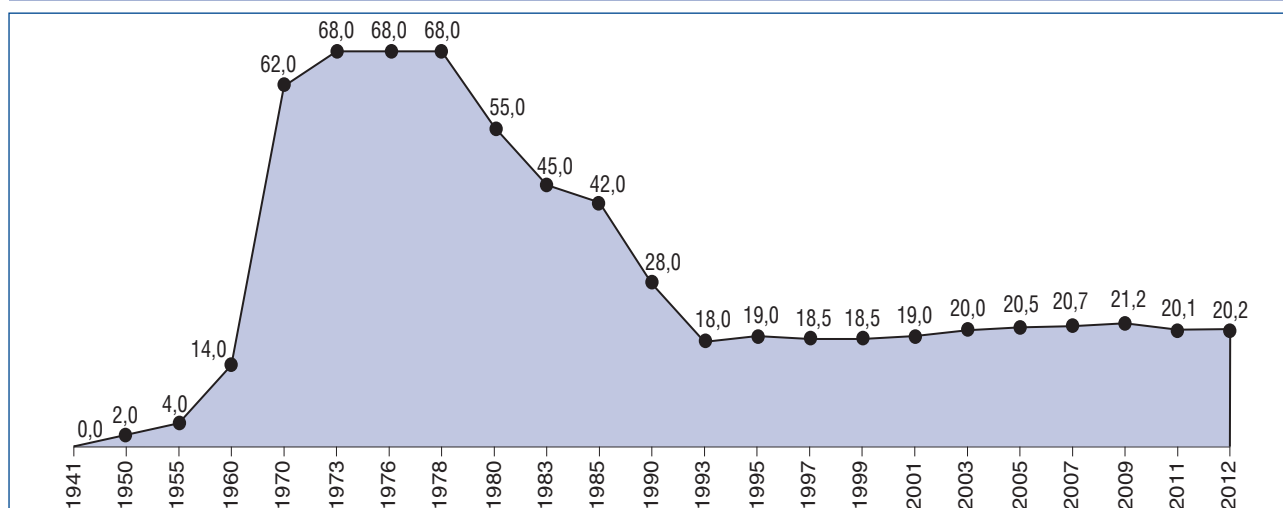
2.3. ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ

Газовидобувна галузь в Україні має давні традиції, які беруть свій початок після введення в експлуатацію Дашавського газового родовища та будівництва першого газопроводу “Дашава-Стрий” у 1924р. Після закінчення Другої світової війни були виявлені значні поклади газу в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газонасній області. Особлива роль у розвитку газової галузі належить найбільшому в Україні Шебелинському родовищу, запаси якого дозволили в середині 1970-х років наростити видобуток до 68 млрд. м³/рік (діаграма “Видобуток газу в Україні”).

Після досягнення пікового показника, понад 20 років видобуток газу постійно зменшувався. Упродовж 1998-2012рр. його вдалося стабілізувати на рівні 20-21 млрд. м³/рік. За результатами 2013р., очікується помітне збільшення видобутку (порівняно з 2012р.) – на 600 млн. м³. За рахунок нарощування видобутку на шельфі Чорного моря компанією ПАТ “Чорноморнафтогаз” та приватними підприємствами на суходолі прогнозується, що у 2015р. показник видобутку газу в Україні досягне позначки 23 млрд. м³, що на 14% більше, порівняно з 2012р.

В Україні є близько 100 газових і газонафтових родовищ, з яких лише чотири родовища мали початкові видобувні запаси понад 100 млрд. м³ (Шебелинське, Яблунівське, Єфреміївське, Західно-Хрещищенське). Ці базові родовища характеризуються високим ступенем виробленості початкових запасів – понад 70%, тому без освоєння покладів нових родовищ збільшення видобутку буде неможливим.

Видобуток газу в Україні,
млрд. м³



Домінуючі позиції у газовидобувній галузі України посідає НАК “Нафтогаз України” – на цю компанію припадає понад 85% усього видобутку газу в країні. Хоча частка видобутку нафти і газу приватними компаніями на сьогодні є незначною внаслідок багаторічної державної політики, спрямованої на монополізацію газового сектору НАК “Нафтогаз України”, але їх значення поступово зростає (діаграма “Видобуток газу в Україні найбільшими приватними компаніями у 2012р.”).



Особливістю роботи приватних нафтогазовидобувних компаній в Україні є те, що вони, як правило, інвестують недостатньо коштів у проведення геофізичних робіт і геологічне буріння з метою відкриття нових родовищ, а працюють на родовищах, що були відкриті ще за радянських часів. Загальне фінансування геологорозвідки приватними підприємствами не перевищує \$100 млн. на рік. Основну ставку вони роблять на інтенсифікацію дебету діючих свердловин шляхом застосування ефективних технологій буріння. Проте потенціал збільшення вилучення вуглеводнів за рахунок інтенсифікації видобутку на родовищах, які знаходяться на стадії експлуатації або підготовки до розробки є невеликим і може дозволити наростити видобуток до 2017р. не більше, ніж на 2 млрд. м³/рік.

Оцінка традиційних запасів і ресурсів. В Україні виділяють три нафтогазоносні регіони: Східний (Дніпровсько-Донецька западина та Північно-Західна частина Донбасу), Західний (Волино-Подільська плита, Прикарпаття, Карпати і Закарпаття) та Південний (Причорномор’я, Крим та межі морської економічної зони Чорного та Азовського морів). У межах нафтогазових регіонів вирізняють чотири нафтогазоносні провінції, які складаються з 11 областей і 35 нафтогазоносних районів.

Станом на 1 січня 2012р., доведені запаси природного газу в Україні за офіційними даними, складала 1 193 млрд. м³ (категорія C2+C3), прогнозні ресурси газу становлять 3 491 млрд. м³ (категорія D1). Компанією HIS CERA розвідані та імовірні запаси оцінюються у 2 880 млрд. м³ – майже відповідають показнику початкових запасів ABC1, визначених за українською методикою (таблиця “Початкові традиційні запаси та прогнозні ресурси газу України”).

Початкові традиційні запаси та прогнозні ресурси газу України, млрд. м³						
Region	HIS CERA	Україна				
	Розвіданий + імовірний	Початковий ABC1	C2+C3	D	Усього	Залишок
Схід	2 374	2 431	707	1 516	4 654	2 791
Захід	407	368	136	373	877	554
Південь	99	101	350	1 602	2 053	2 021
Усього	2 880	2 900	1 193	3 491	7 584	5 366

Східний регіон має прогнозні ресурси, за українською методикою, у 1 516 млрд. м³, або 43% загальних. Понад 50% їх розміщуються на глибині 4 000-6 000 м. Перспективним регіоном пошуку та освоєння нових родовищ в Україні є шельф Чорного та Азовського морів. Його прогнозні ресурси газу оцінюються в обсязі 1 602 млрд. м³, або 46% загальних. З них близько 60% залягають на глибині понад 100 м. Через низький показник розвіданості Азовсько-Чорноморського регіону, освоєння початкових ресурсів не перевищує 4%; коефіцієнт успішності пошукових робіт становить 0,45.

Отже, ресурсна база, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечувати упродовж тривалого часу стабільні обсяги видобутку, але й наростити їх у перспективі. Необхідною передумовою цього є проведення достатніх обсягів геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння. Це могло б забезпечити відтворення запасів вуглеводнів, яке б перевищувало обсяги їх видобутку у 2-3 рази. Проте, протягом 1991-2012рр. показник відтворення запасів знизився з 43,3 до 26,2 млн. т.у.п./рік, або на 39,5%. Головною причиною цього стало зменшення обсягів геологорозвідувального буріння з 424,6 до 250 тис. м/рік, або на 41,1% (діаграми “Приріст запасів вуглеводнів в Україні”, “Обсяги геологорозвідувального буріння в Україні”, с.20).

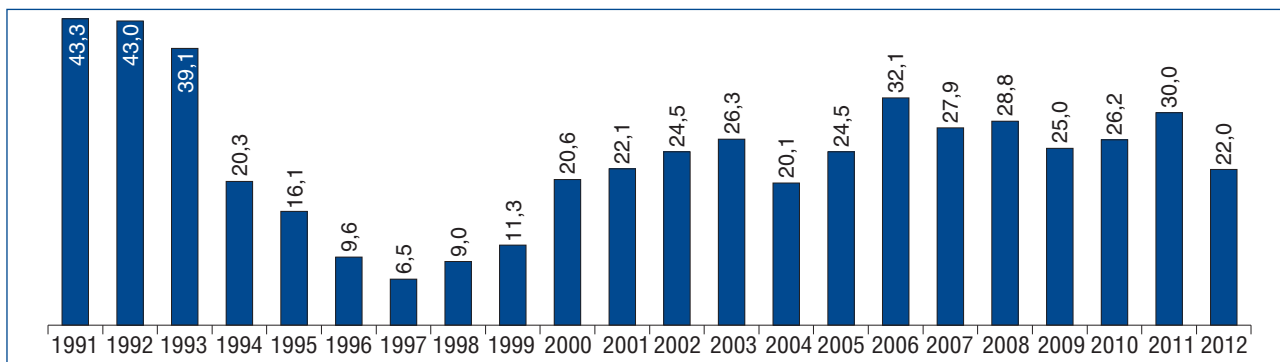
Нетрадиційні запаси та ресурси. До цього часу в Україні, як і в інших країнах Європи, достатньо глибоких геологічних досліджень з метою оцінювання видобувного потенціалу сланцевого газу та газу щільних колекторів не проводилося. Єдиними джерелами інформації, на які можна спиратися для оцінки прогнозних запасів нетрадиційного газу, є дослідження, проведені у 2008-2010рр. Міністерством енергетики США та відомої консалтингової компанії HIS CERA.

За показником прогнозних обсягів нетрадиційного газу, Україна належить до 10 найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку – їх сумарний обсяг перевищує 20 трлн. м³¹². Прогнозні ресурси сланцевого газу оцінюються у 1,2 трлн. м³, газу щільних колекторів – 8,5 трлн. м³, метану вугільних пластів – понад 12 трлн. м³¹³. Однак, підтверджені запаси, обліковані в Державному балансі корисних копалин України, є лише стосовно метану вугільних родовищ. Підтвердження запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, на що знадобиться близько \$1 млрд. інвестицій протягом 4-5 років.

Згідно з експертними оцінками, поклади нетрадиційного газу містяться на двох ділянках: українська частина Люблінського прогину (Західна Україна) та Дніпровсько-Донецька западина (Східна Україна)

¹² За винятком газогідратів глибоководної частини Чорного моря. Їх прогнозні ресурси можуть становити 25-100 трлн. м³.
¹³ Див.: Альтернативне газозабезпечення України: скраплений природний газ та нетрадиційний газ. Аналітична доповідь Центру Разумкова. – Національна безпека і оборона, 2011, №9, с.25-43.

Приріст запасів вуглеводнів в Україні,
млн. т у.п.



(див. карту “*Нетрадиційний газ в Україні*”). Дніпровсько-Донецька западина має площу близько 100 тис. км², імовірна глибина залягання нетрадиційного газу – 2-4 км. Площа української частини Люблінського прогину складає близько 68 тис. км², імовірна глибина залягання сланцевого газу – 2-3 км¹⁴.

Сьогодні зберігається висока увага іноземних компаній до України як перспективної країни видобутку нетрадиційного газу, що підтверджується як вже укладеними угодами провідних нафтогазових компаній світу, так й підготовкою інвестиційних конкурсів для укладання нових угод (врізка “*Угоди з освоєння нетрадиційного газу в Україні*”, с.20).

За прогнозами, у 2015р. можуть бути пробурені перші свердловини, а перший комерційний газ, за сприятливих обставин, буде отримано не раніше 2019р. Імовірність знаходження в Україні великих і привабливих, з точки зору комерційного видобутку, запасів сланцевого газу та газу щільних колекторів не перевищує 30%.

Як вказувалося раніше, значні прогнозні обсяги нетрадиційного газу відкривають для України перспективи для збільшення власного видобутку. Однак, необхідно враховувати, що його собівартість через технологічні та екологічні проблеми є суттєво вищою, ніж традиційного газу, що призводить до виникнення додаткових комерційних ризиків. За даними компанії *HIS CERA*, собівартість сланцевого газу в Європі залежно від складності розробки родовища становить від \$176 до \$282 за 1 000 м³.

Деякі європейські держави, зокрема, Франція, Швейцарія, Чехія та Болгарія заборонили видобувати на своїй території сланцевий газ через побоювання виникнення екологічних проблем. Натомість, приклад освоєння родовищ нетрадиційного газу у США засвідчує реальну можливість мінімізувати екологічні ризики у випадку досягнення балансу інтересів між видобувачами, державними органами та громадськістю. Провідні нафтогазові компанії довели, що завдяки впровадженню сучасних технологій та за умов державного й громадського контролю розробка родовищ нетрадиційного газу може бути цілком безпечною. Крім того, заміщення газом вугілля та нафтопродуктів знижує викиди парникових газів до атмосфери та сприяє виконанню кліматичних угод. Водночас, реалізація проектів

видобутку нетрадиційного газу є менш ризикованим способом виробництва енергії, порівняно з розвитком ядерної енергетики.

Прогноз видобутку традиційних і нетрадиційних ресурсів. Україна володіє достатніми ресурсами як традиційного, так і нетрадиційного газу для збільшення загального видобутку в період до 2030р. за базовим сценарієм на 23-25 млрд. м³/рік, порівняно з теперішнім рівнем – до 45 млрд. м³/рік. Прогнозується, що цей приріст буде досягнуто завдяки збільшенню видобутку традиційних ресурсів на 10 млрд. м³/рік (переважно за рахунок освоєння родовищ Чорноморського шельфу) та нетрадиційних ресурсів – на 15 млрд. м³/рік. (діаграма “*Прогноз видобутку газу в Україні*”, с.20).

Головні механізми збільшення видобутку – відтворювання динамічними темпами запасів, що у 2-3 рази перевищують поточний видобуток; збільшення коефіцієнту вилучення на старих родовищах за допомогою таких геологічно-технічних засобів, як гідравлічний розрив, реперфорация та обробка привибійних зон свердловини¹⁵.

Необхідною умовою досягнення базового рівня видобутку газу до 2030р. – є збільшення на порядок інвестицій в геологорозвідку. Загальний щорічний обсяг капітальних вкладень у газовидобуток має збільшитися з \$0,8-1,0 млрд. до \$7-9 млрд. шляхом радикального покращення інвестиційного клімату в країні. Якщо цього не відбудеться, то навіть

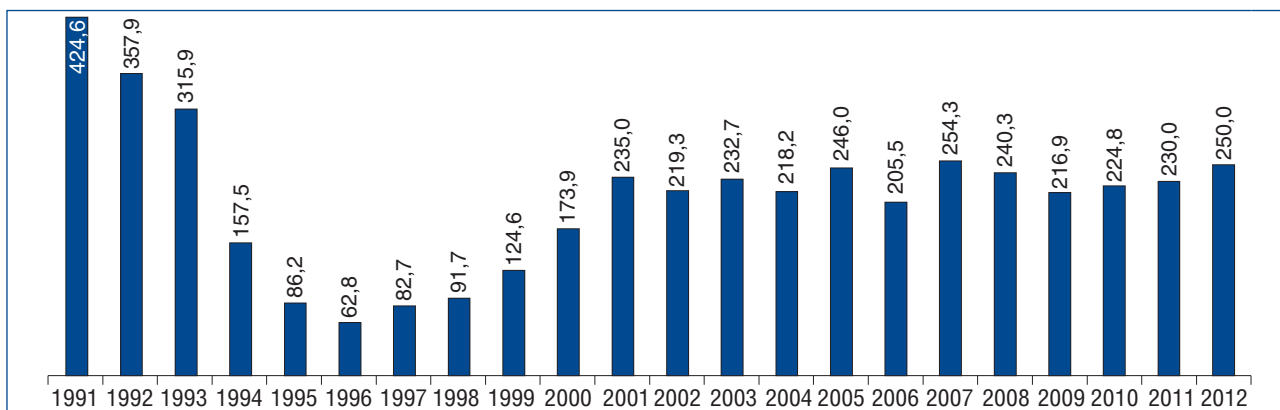
Нетрадиційний газ в Україні



¹⁴ Загороднюк П. Природний газ в Україні. Традиційні джерела. – Семінар “Нетрадиційний газ: співпраця заради успіху”, 4 вересня 2012р.

¹⁵ Технічні засоби з інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Обсяги геолого-розвідувального буріння в Україні,
ТИС. М



УГОДИ З ОСВОЄННЯ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Угода з розподілу продукції (УРП) з компанією *Shell* на розробку Юзівської площі. Юзівська площа (7 886 км²) – розташована в частині Дніпровсько-Донецького басейну, на території Харківської та Донецької областей. Підписання УРП між *Shell Exploration and Production Ukraine Investment B.V.*, ТОВ “Надра Юзівська” та Урядом України відбулося 24 січня 2013р. Угода підписана терміном на 50 років. Частки *Shell* та ТОВ “Надра Юзівська” в УРП складають по 50%. Перший етап робіт на Юзівській площі передбачає проведення сейсмічних досліджень і буріння 15 розвідувальних свердловин протягом п’яти років. За попередніми оцінками, продуктивні газонасні пласти в межах Юзівської площі сформовані з ущільнених пісковиків. Прогнозні запаси складають 2-4 трлн. м³ газу.

УРП з компанією *Chevron* на розробку Олеської площі. Олеська площа (6 324 км²) – розташована в частині Люблінського басейну, на території Львівської та Івано-Франківської областей. Підписання УРП між Урядом України, компанією *Chevron Ukraine B.V.* та ТОВ “Надра Олеська” відбулося 5 листопада 2013р. Угода підписана терміном на 50 років. Частки *Chevron* та ТОВ “Надра Олеська” в УРП складають по 50%. ТОВ “Надра Олеська” заснували НАК “Надра України” і ТОВ “СПК-Геосервіс”. Прогнозні запаси Олеської площі – близько 3 трлн. м³ газу.

Спільна діяльність *Shell* та ПАТ “Укргазвидобування”. 1 вересня 2011р. *Shell* і “Укргазвидобування” підписали оновлений договір про спільну діяльність на основі первинної угоди від 2006р. Відповідно до договору, планується проведення робіт на шести ліцензійних ділянках у

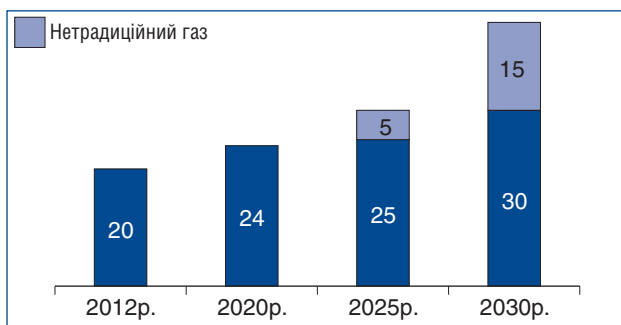
Харківській області, загальною площею 1 300 км². Частки *Shell* і “Укргазвидобування” в УРП складають по 50%. Початковий етап передбачає буріння 1-2 пошукових свердловин протягом 3-4 років. Буріння першої свердловини Біляївська-400 завершилось у вересні 2013р¹⁶.

Ліцензійні ділянки у Львівському вугільному басейні. Компанія “Західгазінвест” утворена у 2012р. НАК “Надра України”, ДП “Західкургеологія” і “Коломийська нафтогазова компанія “Дельта”, яка належить британській *Cadogan Petroleum Plc.* “Західгазінвест” володіє правом користування надрами на дев’яти ліцензійних ділянках сланцевого газу Львівського басейну площею близько 3 800 м², який є продовженням польського Люблінського басейну. У червні 2012р. *Cadogan Petroleum Plc.* і НАК “Надра України” підписали угоду з продажу *Eni SpA* 50,01% в компанії “Західгазінвест”. Після цієї операції *Cadogan* зберегла за собою 15% у підприємстві, а НАК “Надра України” належить 35%¹⁷.

Слобожанська площа. Слобожанська площа розташована в Харківській області, займає площу близько 6 000 км². Видобувні запаси сланцевого газу та газу центрально-басейнового типу ділянки оцінюються у 50-70 млрд. м³, газового конденсату – 2 млн. т.

Потреба в загальних інвестиціях у Слобожанську площу оцінюється в понад \$10 млрд., прогнозований річний обсяг видобутку газу – до 6-8 млрд. м³. Прогнозні надходження до бюджету за успішної реалізації проекту – 130-150 млрд. грн. Конкурс з укладення УРП на Слобожанській площі наразі на стадії планування.

Прогноз видобутку газу в Україні,
млрд. м³



підписані УРП з провідними міжнародними компаніями не гарантуватимуть успішної реалізації проєктів з пошуку та освоєння нових газових родовищ. У разі, коли умови інвестування в Україні залишатимуться незадовільними, видобуток газу в Україні до 2030р. не перевищуватиме 15-20 млрд. м³/рік.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

1. Наслідком укладеного у 2009р. між НАК “Нафтогаз України” та ВАТ “Газпром” контракту стало стрімке зростання цін на газ. Водночас, цим чинником зумовлені деякі позитивні тенденції: різке зниження закупівлі російського газу, зростання стимулів до підвищення енергоефективності у промисловості, залучення міжнародних компаній до інвестицій у газодобуток, започаткування поставок з країн ЄС.

2. Протягом 2014-2017рр. ціни на газ для побутових споживачів і компаній з виробництва теплової енергії доцільно поступово підвищити до рівня, що забезпечує покриття його ринкової вартості. Нова система субсидування повинна базуватися на принципі відмови від дотацій шляхом встановлення низьких цін і виділення державних коштів суб’єктам господарювання.

3. У разі створення сприятливого інвестиційного клімату в країні, Україна у період до 2030р. за рахунок енергозбереження та нарощування видобутку традиційних і нетрадиційних ресурсів здатна досягнути рівня повного самозабезпечення власним газом.

¹⁶ *Shell* задоволена даними першої свердловини “Біляївська-400”. – Високий замок, 20 вересня 2013р., <http://www.wz.lviv.ua/news/42162>.

¹⁷ Італійська *Eni* видобуватиме сланцевий газ на Львівщині. Спокійно і без протестів депутатів. – Наші гроші, 27 вересня 2013р., <http://www.lviv.nashigroshi.org/2013/09/27/italijska-eni-vydobuvatyme-slantsevyj-haz-na-lvivschyni-spokijno-i-bez-protestiv-deputativ>.

3. ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

ВИСНОВКИ

1. Відмова від підписання Угоди про асоціацію зумовила усунення України на невизначений час від участі в розробці спільної політики з ЄС та політичної співпраці загалом. Відповідно штучно створена загроза призупинення інтеграції та адаптації української енергетики до єдиного правового простору ЄС. Цим кроком руйнуються механізми мінімізації енергетичного впливу Росії на політичні та економічні процеси в країні, що може призвести до повного домінування російських енергетичних компаній на енергетичних ринках України, насамперед, це стосується газового ринку.

2. Засади створення енергетичного ринку ЄС і країн-сусідів, невід’ємною частиною якого стане Україна, якщо виконає умови УА та ЗВТ, базуються на таких головних принципах:

- енергоефективність;
- створення єдиного ринку енергії ЄС;
- інвестиції в розбудову енергетичних інфраструктур, наукові дослідження та розробки;
- диверсифікація джерел енергії як в ЄС, так і поза його межами, оскільки головний критерій безпеки для кожної країни ЄС визначає імпорту енергії більше ніж від одного постачальника та/або через один маршрут постачання.

3. Головна мета співробітництва України з ЄС в енергетиці – інтеграція та адаптація енергетичних ринків України до єдиного правового простору ЄС на базі поступового впровадження нею *acquis* Євросоюзу для підвищення рівня європейської енергетичної безпеки та розвитку конкурентних ринків.

4. Починаючи з 2006р., ЄС у своїй політиці послідовно відстоює важливість “зовнішнього виміру”, активно просуваючи співпрацю з третіми країнами, що володіють вуглеводними ресурсами або транзитними можливостями з доставки газу до Європи. Політика стимулювання пропозицій в конкурентоспроможному середовищі суттєво впливатиме на формування засад біржової торгівлі в Європі, визначаючи ціну на природний газ за відсутності прив’язки до кошика нафтопродуктів.

5. Синхронізація ГТС України з мережею *ENTSO-G* є необхідним елементом інтеграції газових ринків та енергетичної безпеки Європи. Успішна синхронізація газових мереж України та ЄС практично ліквідує ризики, пов’язані з транзитом російського газу територією нашої держави, оскільки поступово відкриває можливість західним енергетичним компаніям і трейдерам закуповувати російський газ на східному кордоні України, а контракти з його транспортування укладати з українським оператором ГТС.

6. Сьогодні, після майже трьох років формального реформування газового сектору України, згідно із зобов’язаннями в рамках ДЕС, у реальності він залишається монополізованим, непрозорим і неефективно працюючим. Дотепер не відбулось якісного реформування НАК “Нафтогаз України”, тарифної політики та невизначена нова роль НКРЕ.

7. Упродовж 2003-2013рр. спостерігалось стрімке зростання цінових диспропорцій у формуванні цін на газ, що призвело до критичного рівня витрат державних фінансів – 7% ВВП та великих макроекономічних ризиків.

8. Викривлена цінова політика за відсутності ефективної системи адресної допомоги, що носить регресивний характер надання субсидій, призводить до: розпорошення державних коштів та зростання корупції; погіршення макроекономічних показників країни та інвестиційного клімату; зниження стимулів у домогосподарств вкладати кошти в заходи з енергозбереження.

9. Вдале проведення цінової реформи і зміни системи субсидування сприятимуть: суттєвому зменшенню дефіциту Державного бюджету та ліквідації практики використання золотовалютних резервів на закупівлю імпортного газу; підвищенню ефективності використання палива; поліпшенню інвестиційного клімату в газовидобувній галузі; зниженню енергетичної залежності від Росії.

10. Враховуючи географічну близькість Ізраїлю до Європи, плани щодо експорту ізраїльського газу до ЄС можуть бути враховані під час розбудови “Південного коридору” – разом з політикою розвитку родовищ і газотранспортних мереж від Кіпру, Криту, а також транзитних можливостей Туреччини. Економічна доцільність маршруту постачання газу з цих родовищ до ЄС та/або спосіб його доставки (СПГ) можуть мати вирішальне значення для стратегії енергетичної безпеки, зменшуючи ризики монопольного диктату ціни на газ з боку Росії і зриву постачання ресурсів, а також для завершення формування об’єднаного ринку електроенергії та газу ЄС.

11. Підтверджений сукупний потенціал Туркменістану на рівні 24,6 трлн. м³ газу спонукатиме Брюссель і Київ активно підтримувати плани європейських компаній щодо участі як у видобуванні газу, так і в будівництві перспективного проекту Транскаспійського газопроводу.

12. Попри скорочення в Україні споживання та імпорту газу останніми роками, потенціал продовження цієї тенденції ще далеко не вичерпано. Насамперед він залежить від нарощування інвестицій в енергозбереження та енергоефективність. Комплексне застосування заходів з енергозбереження та енергоефективності разом зі структурними змінами в економіці дозволить у період до 2030р., за помірного зростання ВВП, досягти скорочення споживання газу

до 35 млрд. м³/рік, або на 30% порівняно з 2013р., та економити щорічно до \$6 млрд., які можуть бути спрямовані на модернізацію промисловості.

13. Україна володіє достатніми ресурсами як традиційного, так і нетрадиційного газу для збільшення загального видобутку в період до 2030р. за базовим сценарієм на 23-25 млрд. м³/рік, порівняно з теперішнім рівнем – до 45 млрд. м³/рік. Прогнозується, що цей приріст буде досягнуто завдяки зростанню видобутку традиційних ресурсів на 10 млрд. м³/рік (переважно за рахунок освоєння родовищ Чорноморського шельфу) та нетрадиційних ресурсів – на 15 млрд. м³/рік.

14. Український газовидобуток характеризується високим ступенем виснаження початкових запасів базових родовищ і низькими темпами їх відтворення. Домінуючі позиції у газовидобувній галузі України посідає НАК “Нафтогаз України”. Хоча частка видобутку нафти і газу приватними компаніями на сьогодні є незначною внаслідок багаторічної державної політики, спрямованої на монополізацію газового сектору НАК “Нафтогаз України”, але їх значення поступово зростає.

15. За показником прогнозних ресурсів нетрадиційного газу, Україна належить до 10 найперспективніших країн світу щодо потенційних можливостей видобутку – їх сумарний обсяг перевищує 20 трлн. м³. Прогнозні ресурси сланцевого газу оцінюються у 1,2 трлн. м³, газу щільних колекторів – 8,5 трлн. м³, метану вугільних пластів – понад 12 трлн. м³. Однак, підтверджені запаси, обліковані в Державному балансі корисних копалин України, є лише стосовно метану вугільних пластів. Підтвердження запасів і виявлення перспективних площ сланцевого газу та газу щільних колекторів потребує проведення масштабних пошуково-геологічних робіт, на що знадобиться близько \$1 млрд. інвестицій протягом 4-5 років.

ПРОПОЗИЦІЇ

1. Україна повинна найближчим часом провести консультації з Європейською Комісією щодо узгодження дати підписання УА – документа, в положеннях якого визначена програма глибоких політичних, економічних і соціальних перетворень в Україні, у т.ч. в енергетиці.

2. У найкоротші терміни необхідно переглянути стратегію реформування газового сектору України з визначенням його чіткої структурної перебудови, конкретних дій та термінів їх виконання. Такий шлях означатиме прийняття нового комплексного законодавства, виходячи з того факту, що Третій енергетичний пакет (ТЕП) є частиною міжнародних зобов'язань країн-учасниць ДЕС. Таким чином, до 1 січня 2015р. потрібно:

- забезпечити функціональне відокремлення системних операторів (компаній) від НАК “Нафтогаз України” у відповідності до вимог ТЕП;
- визначити статус та забезпечити захист найбільш вразливих споживачів відповідно до вимог ТЕП, встановивши мінімальні обсяги для укладення контрактів з постачальниками та передбачивши безкоштовне право споживача змінювати місцевого провайдера газу;

- забезпечити вільний та недискримінаційний доступ до мереж постачання газу відповідно до Регламенту (ЄС) №1775/2005, згідно з Протоколом про приєднання України до ДЕС, а також Регламенту (ЄС) №715/2009, що є обов'язковим для всіх європейських операторів газотранспортних систем.

3. У зв'язку з приєднанням України до ДЕС, має бути посилена взаємодія з Європейським Союзом стосовно завершення створення єдиного газового ринку, одним з основних інструментів якої є якісна зміна ролі НКРЕ, що полягає у зростанні самостійності регулятора та його тісній кооперації з регуляторами країн-членів ЄС, а також з наддержавним координуючим регуляторним органом – ACER.

4. Для збільшення реверсних поставок природного газу до 15-20 млрд. м³ слід створити нормативно-правові та технологічні умови повної синхронізації ГТС України і країн ЄС (Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії).

5. Країни Каспійського регіону володіють великим потенціалом для диверсифікації поставок газу до ЄС та України, тому існує нагальна потреба поглиблення співробітництва з ними, але для цього необхідно активізувати зусилля, спрямовані на збалансування взаємних інтересів. Інакше, інтереси ЄС і України, які значною мірою збігаються у цьому регіоні, не будуть реалізовані через посилення там позицій Китаю та Росії.

6. Зміни цінової політики повинні бути обов'язково підкріплені реформами газового ринку на засадах адаптації законодавства ЄС у рамках ДЕС та створенням дієвої системи адресного субсидування вразливих категорій населення. Нова система субсидування повинна базуватися на принципі відмови від дотацій шляхом встановлення низьких цін і виділення державних коштів суб'єктам господарювання. Замість цього, слід субсидувати грошима безпосередньо мало-забезпечені групи населення – виходячи з фактично спожитого ними газу й тепла.

7. Протягом 2014-2017рр. ціни на газ для побутових споживачів і компаній з виробництва теплової енергії доцільно поступово підвищити до рівня, що забезпечує покриття його ринкової вартості.

8. Серед промислових споживачів найбільший потенціал енергозбереження мають підприємства енергетичного комплексу, металургії та хімічної промисловості. До базових заходів зі скорочення споживання у промисловості належать:

- заміна мартенівських печей на кисневі конвертери;
- утилізація та побічне використання коксо-доменних газів;
- використання технологій інтенсифікації спалювання вугілля, зокрема, вдування пило-вугільного палива;
- заміна на ТЕС природного газу вугіллям за умови застосування ефективних фільтрів з очищення шкідливих викидів у атмосферу.

UKRAINE'S GAS SECTOR DEVELOPMENT IN THE CONTEXT OF EUROPEAN INTEGRATION

Ukraine's gas sector has long been at a crossroads, wasting its vast unused potential amid growing challenges. The country has not yet lost a unique opportunity to implement deep market transformations and modernisation of the gas industry infrastructure that will help promote energy security, diversify energy supply and reduce energy intensity of the economy.

Growing cooperation with the EU has given Ukraine additional opportunities for the gas sector development and its European integration. After Ukraine joined the Treaty Establishing the Energy Community (TEC) on 1 February 2011, the EU's governmental and financial institutions stepped up their financial and advisory assistance to Ukrainian Government in developing of an up-to-date model of energy markets and offered sectoral support measures prompted by reform strategy. Ukraine can get more benefits from European investments in modernisation of its energy sector, but this will require establishing clear, predictable and fair market rules, and an economically attractive and efficient legal and regulatory framework.

Implementing gas extraction projects to achieve gas self-sufficiency of the country requires attracting over \$70 billion by 2030. The question which then arises is how to establish efficient mechanisms for attracting funds. Concluding production-sharing agreements (PSA) with leading international companies is an important but insufficient step in solving investment problems with gas extraction in Ukraine. Success of gas extraction projects and receipt of the necessary funds required for Ukraine's GTS modernisation primarily depend on the government's ability to meet its commitment to reform the national gas market under TEC, which is, unfortunately, not the case today. The Law of Ukraine "On Principles of Functioning of the Market of Natural Gas", adopted in 2010, and the NERC Procedure for access to Ukraine's single gas transportation system, approved in 2012, only formally comply with the EU regulations such as the Directive 2003/55/EC and the Regulation 1775/2005.

It is noteworthy that Ukraine only simulates meeting its commitments under TEC. Instead of promoting competition, efficiency and transparency of the industry, one may witness market monopolisation of gas supply

and distribution by *Group DF*, spread of "shady" schemes and abuse of huge amount of public funds to financially support the corrupt *Naftohaz Ukrayiny* NJSC. The Government's proclaimed strategy of reforms aimed at European integration of its energy markets since TEC signing has served as a "cover" for achieving other purposes confined to raising monopoly rent and spreading corrupt revenues by blending business with the government.

Recently, the mentioned bottlenecks have substantially increased Ukraine's sensitivity to Russia's demands to halt its European integration course. *Naftohaz's* accrued debts to *Gazprom* OJSC and Russian banks was one of the main reasons for not signing the Association Agreement at the Vilnius Summit on 28-29 November 2013.¹

The disappointing consequences of the Vilnius summit for Ukraine's socio-economic future were a result of the Ukrainian government's voluntary decision to give up (not without Moscow's pressure) independent thinking in solving critical foreign policy issues. Just as the national strategic interests were sacrificed to the current economic conditions in Kharkiv in 2010,² in

¹ According to company sources, as of November 25, 2013, *Naftohaz Ukrayiny* NJSC debts totalled over \$3 billion – nearly \$1750 billion to *Gazprombank* OJSC (Moscow), \$90 million – to *VTB Capital plc* (London) and over \$1200 billion – to *Gazprom* OJSC for the delivered gas.

² For more detail see: Ukraine-Russia relations in the energy sector: status, recent development trends, and prospects. Razumkov Centre analytical report – *National Security & Defence*, 2010, No.6, p.7.

Vilnius, too, minor commercial preferences from Russia prevailed over a historic chance to make a decisive step towards Ukraine's European future. Meanwhile, the statement by President Viktor Yanukovich on Ukraine's possible withdrawal from the Third Energy Package of the EU (TEP) due to the alleged neglect of Ukraine's interests relating to the construction of the *South Stream* gas pipeline³, only underlined the dependence of Ukrainian authorities and their lack of understanding of the EU legal mechanisms in the energy sector.

First, TEP provisions are designed to counter the monopoly market position of such vertically integrated companies as *Gazprom OJSC*; second, Ukraine had ignored the TEC proposal to join TEP made in October 2011. It is noteworthy that Ukraine is the only European country criticising TEP side by side with Russia, even though it should have been in the front line of its advocates, since it has been one of the first to suffer from the dictate of the Russian gas monopoly. Moreover, TEP so far remains the most difficult barrier to overcome for the *South Stream* project to progress, as witnessed by Russia's attempts to challenge its position in court.⁴ The thing is that bilateral contracts signed by *Gazprom OJSC* with gas companies of the countries through which the gas pipeline route is to pass should be changed according to the TEP requirements.⁵

The refusal of the Ukrainian Government to sign the AA in no way means Russia's consent to revise the enslaving for Ukraine contract between *Gazprom OJSC* and *Naftohaz Ukrayiny NJSC* on gas supply in 2009-2019 without additional political requirements. Having lost room for manoeuvre between the EU and Russia, Ukraine also lost its "immunity" to economic pressure from Russia trying to engage it in the Customs Union (CU) within the Eurasian Economic Community. The fundamental difference of CU from TEC and AA provisions lies in the absence of real mechanisms for creating a competitive, investment-friendly environment, and serving, first of all, the interests of consumers, not energy monopolies. If it joins the CU, Ukraine tempted by the allegedly "cheaper" Russian gas will have to pay not only a high political but also high economic price:

- under the guise of a gas transportation consortium, Ukraine (according to the "Belarusian scenario") would have to cede control of its gas transportation system, including gas storages;
- *Gazprom OJSC*, acting through its subsidiary companies, will gain a monopoly control of Ukraine's gas market, leading to a takeover of many liquid enterprises by Russian business enterprises and to a continuous price pressure on consumers;
- since *Gazprom OJSC* is interested in Ukraine as its market, investment risks from implementing domestic gas extraction projects, including

unconventional resources and hydrocarbons of the Ukrainian part of the Black Sea shelf, will grow;

- if it falls under Moscow's political influence, Ukraine will face serious difficulties in attracting funds from international organisations for energy conservation and renewable energy projects.

The political consequences of Ukraine's accession to the CU would be the actual loss of sovereignty to Moscow's economic pressure, including *Gazprom* gaining control of Ukraine's entire gas industry. Hence, Ukraine's return to deeper cooperation with the EU by signing the AA and implementing the EU legislation in line with the provisions of the Protocol of accession to TEC should be viewed not only as an efficient mechanism for implementing the necessary reforms in the energy sector but also as an important factor in preserving state sovereignty.

The analytical report pays considerable attention to issues in implementing the EU legislation in Ukraine, the legal and technological aspects of synchronisation of the Ukrainian and EU gas transportation systems, and examines the potential to reduce the energy intensity of the Ukrainian economy and ways to ensure gas supply by developing the conventional and unconventional gas resources. However, at this stage, the Ukrainian gas sector faces two of the most pressing issues: the need to reform the system of subsidies for consumed gas, and the restructuring of *Naftohaz Ukrayiny NJSC*. Without finding a successful solution, Ukraine's gas industry will not be able to get a new impetus for its development and will be doomed to degrade.

Ukraine's gas sector reform strategy urgently needs to be improved by stating the concrete actions, implementation steps and timeframes of its restructuring. At the same time, drafting and implementing the new legislation should be based on TEP as an integral part of international commitments of the TEC member states. However, this will be a difficult goal to achieve, since influential government and business groups are not interested in losing billions they generate from corrupt schemes and monopoly rent.

The analytical report consists of three sections.

Section one analyses the developments on European gas markets, key provisions of the legal framework of European integration of the Ukrainian gas sector and problems of implementing the EU legislation in Ukraine.

Section two examines problems with reducing gas consumption, pricing policy, and increasing extraction of natural gas.

Section three contains general conclusions based on the conducted survey and proposals for Ukraine's gas sector reform in line with the EU legal principles.

³ Yanukovich speaks of Ukraine's withdrawal from the EU Third Energy Package. – *Dzerkalo Tyzhnia*, November 27, 2013, http://dt.ua/ECONOMICS/yanukovich-zagovoriv-pro-vihid-ukrayini-z-tretogo-energopaketu-yes-132683_.html (in Ukrainian).

⁴ Moscow will denounce the EU for gas. – *Gazeta.ru* Internet portal, December 4, 2013, <http://www.gazeta.ru/business/2013/12/04/5783613.shtml> (in Russian).

⁵ Bilateral agreements on South Stream violate the EU legislation – European Commission. – *Ukrayinska Enerhetyka*, November 5, 2013, <http://ua-energy.org/post/39571> (in Ukrainian).

1. EUROPEAN INTEGRATION OF UKRAINE'S GAS SECTOR: LEGAL AND EXTERNAL ECONOMIC ASPECTS

Implementing Ukraine's European integration plans in the economy sector rests on bilateral agreements with the EU concerning the harmonisation of sectoral legislation, rules and technical standards. In this context, the development of Ukraine's gas sector is a priority conditioned not only by its geographic location but also by the technological integration of its gas transportation infrastructure in the Central and East European economic space.

Drafting the Analytical Report, its authors proceeded from the extreme importance for Ukraine to conclude *the Association Agreement between Ukraine, on the one hand, and the European Union, European Atomic Energy Community and their member states*, on the other (AA) – a unique document setting out a programme for deep political, economic and social transformations in Ukraine, including in the energy sector. One week before the Vilnius summit, the Ukrainian Government, however, took a strategically erroneous decision not to sign the Agreement, which had been critical for the country's future.¹ The Razumkov Centre's experts believe that the strategy of comprehensive integration into the EU through signing of the Association Agreement remains the only opportunity for Ukraine to secure its sustainable socio-economic development. That is why the provisions of that document do not lose their relevance today.

This section examines and analyses: the key processes taking place on the gas markets in Europe and other regions of the world related to the interests of Ukraine; the legal framework for European integration of the Ukrainian gas sector; problems with implementation of the EU legislation in Ukraine; legal and technological aspects of synchronisation of the gas transportation systems (GTS) of Ukraine and the EU; chances of creating an East European gas hub on the basis of Ukrainian underground gas storages (UGS).

1.1. GAS MARKETS OVERVIEW AND UKRAINE'S INTERESTS

The progressive transformation of Ukraine's gas sector cannot take place in isolation from the principles used to establish a competitive gas market in Europe. These changes, therefore, are closely intertwined with interests of the EU countries taking joint actions to strengthen the European energy security in response to global challenges and emergency situations.

A particular attention should be paid to the factors that, on the one hand, may be the basis for potential scenarios of the gas sector development, and on the other – could pose risks to energy security. Thus, in the context of Ukraine's gas sector development, priority attention should be paid to a reliable assessment of promising energy sources, in particular, hydrocarbons, and free access to their supply networks. Ukraine's dependence on imports of natural gas makes Kyiv

pragmatically choose the forms and methods of international cooperation in the field of natural gas supply and infrastructure development for its transportation. This degree of dependence will change under the influence of the selected format of international cooperation aimed at achieving high and reliable level of energy security.

Over the last decade it became apparent that most European countries alone are not able to solve the problem of reliable energy supply due to the lack of domestic energy resources. So, **since 2006, the EU in developing its energy policy has continuously stressed the importance of an "external dimension", and promoted cooperation with third countries that possess hydrocarbon resources or transit capacities for gas delivery to the EU.** Over that period, Ukraine's dependence on natural gas supplies from Russia has only increased, becoming a real threat to its national security and economic development.

¹ CMU Resolution "Issue of conclusion of the Association Agreement between Ukraine, on the one hand, and the European Union, European Atomic Energy Community and their member states, on the other" No.905 of November 21, 2013.

Meanwhile, the world trends in natural gas demand and supply, over the last decade (Tables “*Natural gas extraction by the world leading gas-producing countries and Ukraine in 2005-2012*”² and “*World leading gas-consuming countries and Ukraine in 2005-2012*”³), have significantly changed resulting in their growing role for decision-making in reforming the gas market in Ukraine.

Natural gas extraction by the world leading gas-producing countries and Ukraine in 2005-2012, BCM								
Country	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1. USA	511.1	524.0	545.6	570.8	584.0	603.6	648.5	681.4
2. Russian Federation	580.1	595.2	592.0	601.7	527.7	588.9	607.0	592.3
3. Iran	103.5	108.6	11.9	116.3	131.2	146.2	151.8	160.5
4. Qatar	45.8	50.7	63.2	77.0	89.3	116.7	145.3	157.0
5. Canada	187.1	188.4	182.7	176.6	164.0	159.9	159.7	156.5
6. Norway	85.1	87.9	89.7	99.3	104.8	107.7	101.7	114.9
7. China	49.3	58.6	69.2	80.3	85.3	94.8	102.7	107.2
8. Saudi Arabia	71.2	73.5	74.4	80.4	78.5	87.7	92.3	102.8
9. Algeria	88.2	84.5	84.8	85.8	79.6	80.4	82.7	81.5
...								
28. Ukraine⁴	20.5	20.8	20.7	21.0	21.2	20.0	20.1	20.2

World leading gas-consuming countries and Ukraine in 2005-2012, BCM								
Country	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1. USA	623.4	614.4	654.2	659.1	648.7	682.1	690.5	722.1
2. Russian Federation	394.0	415.0	422.0	416.0	389.6	414.1	424.6	416.2
3. Iran	105.0	108.7	113.0	119.3	131.4	144.6	153.5	156.1
4. China	46.8	56.1	70.5	81.3	89.5	106.9	130.5	143.8
5. Japan	78.6	83.7	90.2	92.7	87.4	94.5	105.5	116.7
6. Saudi Arabia	71.2	73.5	74.4	80.4	78.5	87.7	92.3	102.8
7. Mexico	61.0	66.6	63.5	66.3	72.4	72.5	76.6	83.7
8. Great Britain	95.0	90.1	91.1	99.3	91.2	99.2	82.8	78.3
9. Germany	86.2	87.2	82.9	81.2	78.0	83.3	74.5	75.2
10. Italy	79.1	77.4	77.8	77.8	71.5	76.1	71.3	68.7
...								
16. Ukraine	76.4	73.9	69.8	66.3	51.9	56.4	59.0	55.0

In particular, this refers to regions geographically close to Ukraine, where natural gas reserves were discovered. Therefore, the development of new fields and routes for natural gas supply to Europe will affect Ukraine's plans to develop its own gas sector, in particular, taking into account a set of factors favourable

for the national energy security based on international cooperation, primarily, with the EU. It should be added that in the past 5-7 years, the emergence of advanced technologies made the development of deposits and extraction of shale gas in historically energy-deficient countries a profitable venture.⁵

The developments with shale gas let the International Energy Agency (IEA) in 2009 to predict growth of the “long-term global recoverable gas resource base” to 850 TCM – against 400 TCM a year earlier.⁶

In the mid-term, traditional pipeline routes for natural gas supply from Russia, Norway and North Africa to Europe, will find themselves in a completely new competitive environment, with decisive factors being the profitability of routes and methods of natural gas supply. It is also expected that **the excess of supply in a competitive environment will shape the principles of stock trade in Europe, making the natural gas price not bound to the basket of oil products.**

According to some forecasts, the US and Canada, by promoting their programmes of liquefied natural gas (LNG) export, will be able to gradually meet at least 25% of the European demand for natural gas from 2016.⁷ When searching for new markets, the US and Canada are expected to conduct a rather aggressive policy since low prices and excessive gas supply are two major factors constraining the development of the North American gas market. By and large, according to preliminary expert estimates, the annual export potential of the US and Canada may reach 176 BCM of gas⁸ after 2016 (for comparison – *Gazprom* OJSC exported 130 BCM of gas to Europe in 2012).⁹ **Given the US Government plans to keep**

gas prices low on the domestic market in order to boost the national economy, the actual gas exports from North America will not exceed 100 BCM/year by 2020. However, even these volumes of new supplies to Europe are enough to substantially reduce prices.

² Source: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.22.

³ Source: Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, <http://mpe.kmu.gov.ua>.

⁴ Source: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.23.

⁵ Great hopes are pinned to shale gas extraction in European countries, where its reserves are estimated at 17 TCM. For comparison: the world reserves of conventional natural gas make 185.4 TCM. For more detail see: Alternatives of gas supply to Ukraine: liquefied natural gas (LNG) and unconventional gas. The Razumkov Centre's Analytical Report. – *National Security & Defence*, 2011, No.9, p.30-31.

⁶ Source: *An unconventional bonanza*, *Economist*, July 14, 2012.

⁷ Source: Will US LNG exports revolutionise the global gas market? – Timera Energy, February 13, 2012.

⁸ Source: US and Canada will compete with Gazprom for the European market. – *RusEnergy* Internet publication, February 28, 2012, <http://www.rusenergy.com/ru/read/read.php?id=58286/> (in Russian).

⁹ Source: BP Statistical Review of World Energy, June 2013, p.28.

According to IEA forecasts,¹⁰ meeting the demand for natural gas will require to increase production by almost 1.66 TCM by 2035. Positive trends in extraction growth will be observed in the Middle East – in Qatar, Iran, Saudi Arabia and UAE.¹¹ Also, it is noteworthy that the US Geological Survey in 2010 confirmed the estimate of natural gas reserves at 3.43 TCM off the Levantine coast of the Mediterranean Sea, held by Lebanon, Israel and Syria.¹² It is hard to overestimate the importance of these deposits for energy security, since gas fields are ideally located for supply to Europe by both pipelines and LNG tankers. **In March 2013, Israel got the first industrial gas from the Tamar field off the Levantine basin. In the middle run, Israel plans to deliver LNG from these fields to the EU.**¹³

Analysing the European market, one should keep in mind that conventional gas extraction in European countries, except for Norway, is expected to decline from 269 BCM/year in 2010 to 235 BCM/year in 2035.¹⁴ However, this decline could be successfully compensated with deliveries from the Levantine basin.

The EU strategy for the South Corridor development, despite problems with the Nabucco project, presumes construction of a GTS from the Shah Deniz-2 field in Azerbaijan with possible connection to the infrastructure designed to deliver the Turkmen gas. At the end of June 2013, shareholders of the Shah Deniz project in the Azerbaijani part of the Caspian Sea announced choosing TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) to deliver the Azerbaijani natural gas to Europe. The deliveries, set to start in 2018-2019, are to pass the route: *South Caucasus Pipeline Expansion (SCPX) – Trans-Anatolian Gas Pipeline, TANAP – TAP*, reaching as far as Italy's eastern coast. The last obstacle to constructing the new gas pipeline was removed on 19 September 2013, when the parties signed a contract with European buyers of the Azerbaijani gas.

Meanwhile, the decision to opt for the TAP project instead of *Nabucco West* could look as a failure of the EU policy only at first glance. It is not a strategy failure to diversify natural gas supplies from new sources. The natural gas proven reserves of Turkmenistan amounting to 24.6 TCM¹⁵ prompt Brussels to actively support European companies' plans to take part in gas extraction and construction of a would-be Trans-Caspian gas pipeline project. **But if to impartially assess the EU policy in the Caspian region, one can hardly name it efficient. It may well contribute to cooperation with countries in the region, but to achieve that, joint efforts should be stepped up to balance mutual interests. Otherwise, both the EU and Ukraine will not be able to secure their largely converging interests**

in the region due to a strengthening position of China, Russia and Iran.

Because of its geographic proximity, the EU could potentially import the Israeli gas. This factor should be taken into account when developing the South Corridor project, along with the policy for development of gas fields and gas transportation networks from Cyprus and Crete, as well as Turkey's transit capacity. In this case, the economic rationale behind the gas supply routes from these fields to the EU and/or the method of delivery (LNG) may be decisive for the European energy security strategy, reducing risks associated primarily with Russia dictating monopoly prices and the need to ensure security of supply to complete the creation of an integrated EU electricity and gas market.

1.2. LEGAL ASPECTS OF INTEGRATING UKRAINE'S GAS SECTOR WITH THE EU

Ukraine's aspirations to integrate with the EU in the energy sector rest on legal aspects of bilateral relations outlined in the Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between Ukraine and the EU on 1 December 2005 (the Memorandum). That document set the main goal of cooperation in the energy sector – **integrating the legal and regulatory framework of Ukraine's energy markets into the EU's single legal space on the basis of gradual implementation of the EU *acquis*¹⁶ for the purpose of enhancing the European energy security and developing competitive markets.**

Ukraine's progress towards this goal should be viewed as an important component of deeper economic and political cooperation between Ukraine and the EU in the framework of the AA, based on the strategy for implementing goals set in the Memorandum, including the provisions for creation of a deep and comprehensive free trade area (FTA). The legal framework and the concluded agreements rest on bilateral cooperation instruments regimenting the fulfilment of obligations by Ukraine and the EU in the gas sector (Box "*Legal aspects of bilateral cooperation between Ukraine and the EU*", p.28).

Long talks between the parties resulted in a thoroughly prepared draft of the AA – a document whose provisions practically introduced a detailed programme for deep political, economic and social transformations in Ukraine. Phases of that programme are organically interrelated, which facilitates their well-structured and logical implementation. The AA and FTA provisions are aimed at enhancing cooperation in the energy sector in a new, deeper format of relations between the two sides.

¹⁰ Sources: DOE/EIA, *International Energy Outlook 2011*, September 2011. IEA, *World Energy Outlook, November 2011*, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf.

¹¹ Countries of the region possess over 40% of the world reserves of natural gas.

¹² Source: *Natural Gas Potential Assessed in Eastern Mediterranean*, U.S. Geological Survey, 4 August 2010.

¹³ European Commission approved the list of 250 energy infrastructure projects of common interest (PCI) that in 2014-2020 may get subsidies from the common European fund totalling €5.85 billion. Approximately 40% of those projects are related with gas transportation: the PCI covers nearly 20 LNG admission terminals.

¹⁴ Sources: DOE/EIA, *International Energy Outlook 2011*, September 2011. IEA, *World Energy Outlook, November 2011*, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf.

¹⁵ Source: GC&A estimates gas reserves of Turkmen fields at 26.2 TCM. – AK&M Online news, 12 October 2011 (*in Russian*).

¹⁶ The body of common rights and duties binding on all the EU countries.

LEGAL ASPECTS OF BILATERAL COOPERATION BETWEEN UKRAINE AND THE EU

Energy Charter (December 1991), not a legally binding instrument) – a political declaration that sets out the principles and goals in the energy sector. Its main purpose is to promote cooperation in the energy sector and to render assistance to former Soviet Republics, Central and East European Countries in their transition to the market economy and to provide foreign investments in the energy sector.

Energy Charter Treaty (December 1994), effective for Ukraine from 10 October 1998) – aimed at efficient implementation of the Energy Charter principles to secure application of international legal principles, first of all, regarding:

- protection and encouragement of foreign investments in the energy sector on the basis of extension of national procedures or the most favoured status;
- freedom of trade in energy materials, products and relevant energy equipment (appliances) on the basis of the WTO rules;
- freedom of energy resources transit by pipelines and networks.

Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between Ukraine and the European Union (1 December 2005), not a legally binding instrument) – the basis for strategic cooperation between the two parties aimed at integrating energy markets and enhancing energy security on the European continent. With respect to the gas sector, the Memorandum offers two road maps for expanded bilateral cooperation:

- integration of gas markets;
- enhancement of security of energy supply and transit of hydrocarbons.

A special statement following the Joint EU-Ukraine International Investment Conference on the Modernisation of Ukraine's Gas Transit System (March 2009), Brussels, not a legally binding instrument).

Treaty establishing the Energy Community (TEC) (May 2005), effective for Ukraine from 1 February 2011) – obligations under the Protocol of Ukraine's accession to TEC presume implementation of the EU directives and regulations in the fields of energy, competition and environmental protection within terms set in the Protocol.

It is necessary to emphasize two important factors that have a decisive influence Ukraine's further progress in relations with the EU in the gas sector. They primarily refer to protection of foreign investments pursuant to provisions of the Energy Charter Treaty (ECT) on obligations arising for Ukraine under the Protocol of accession to TEC, and AA provisions after 1 January 2015.

First. ECT is the only international legal mechanism that regulates protection of foreign investments in the energy sector. Protection of foreign investments under the Treaty also applies to Ukraine's international obligations, in particular, regarding conclusion of agreements with foreign companies engaged in development of promising gas fields in Ukraine (including exploration, extraction of shale gas and operations on the Black Sea shelf). Pursuant

to Article 26 of ECT on "settlement of disputes between an investor and a contracting party", in case of violation of investor rights, disputes are referred to international instances:

- International Centre for Settlement of Investment Disputes established pursuant to the Convention on the Settlement of Investment Disputes between States and Nationals of other States;
- *Ad hoc* arbitration tribunal¹⁷ established under the Arbitration Rules of the United Nations Commission on International Trade Law;
- Arbitration Institute of the Stockholm Chamber of Commerce.

The efficiency of settling the investment disputes under the provisions of Article 26 of the ECT was particularly shown by the fact that national and international arbitration courts had adjudicated in favour of investors in disputes with Russia in cases of expropriation of the YUKOS company assets in the amount of over \$100 billion.¹⁸

Second. More regard should be paid to some important provisions of the Third Package of the EU energy legislation (TEP) that laid the basis for steady liberalisation of the European Union energy market.

In September 2007, the European Commission drafted and submitted for consideration a number of updated directives on liberalisation of the EU energy market. Therefore, **the European Commission introduced the principle of "unbundling", aiming to remove the main precondition for the monopoly status of vertically integrated companies on the EU market. In particular – it is meant to separate supply infrastructure from distribution networks, which combined control grants monopoly control of access to end users.**

The European Commission is convinced that the highest energy price is generated at (and in monopoly conditions is dictated by) the end user level. However, the most negative and specific example that prompted the European Commission to introduce radical changes to the EU energy legislation was the activity of European leading companies in France, Germany and Italy – *EDF* (France), *E.ON* (Germany) and *ENI* (Italy).

Since 2007, the European Commission had been having fierce debates with monopolist companies on the need to achieve the main goal of the package – the principle of "unbundling". As a result, TEP became effective only in **September 2009**. It is based on the EU Directive 2009/73/EC on the internal gas market and Directives 2009/72/EC on the internal electricity market.

The achieved deal provided two options for solving that problem, and later, at the request of France and Germany, the third option (Box "*Options for unbundling gas network operators from monopolist companies under TEP provisions*").

¹⁷ *Ad hoc* arbitration is a form of arbitration justice exercised not on a permanent basis but developed and employed by parties to contractual relations only for review (solution) of a specific case (dispute). – *Ed.*

¹⁸ See: *Investor-State Dispute Settlement Cases (disputes 6, 7, 8)*. – Energy Charter Secretariat, <http://www.encharter.org>.

OPTIONS FOR UNBUNDLING GAS NETWORK OPERATORS FROM MONOPOLIST COMPANIES UNDER TEP PROVISIONS

Option one, the most radical, provides for complete unbundling of companies-operators of energy supply networks from the monopoly that owns energy sources.

Option two (independent system operator) provides that the energy supply infrastructure may be owned by a parent company (vertically integrated holding), but its operation, maintenance and investments should rest with an independent entity.

Option three (independent operator transport system) provides for creation of a subsidiary that will manage the network but will be fully independent in making financial, technological and other, in particular, investment decisions.

The EU member states independently choose the “unbundling” option. Option three, proposed by France and Germany, is more popular in the EU member states than the “property expropriation” option.

During the transitional period, Directive 2009/73/EC provided for provisional exemption of companies from the requirements of property and legal unbundling, access of third parties and regulation of rates. The European Commission considers motions for such exemptions only at the request of EU member states. Basic TEP provisions were finally implemented on the EU territory from 3 March 2011, except those requiring longer implementation terms.

System regulators. By a number of regulations, TEP created new system operators for regulation of the European gas (*ENTSO-G*) and electric (*ENTSO-E*) networks, and the common EU regulator (*ACER*).¹⁹ **The main purpose of ACER is to ensure that voluntary cooperation between national regulatory bodies fits into the EU structure that has the competence and the power to take individual regulatory decisions. TEP provisions specify mechanisms for cooperation between national energy regulators, harmonise their powers and ensure their independence.**

ACER is open for cooperation with third countries that have concluded agreements with the EU, adopted and apply the EU legislation in the energy sector and, where applicable, in the fields of environmental protection and competition. Such arrangements make the basis for agreements that elaborate, in particular, the substance, scope and procedural aspects of participation of those countries in the work of the European regulator, including provisions dealing with financial contributions and personnel.

In connection with Ukraine's accession to the Energy Community, interaction with the EU should be stepped up in order to complete the creation of a single internal market, the main tools of which include the fundamental change of the role of the energy sector regulators. The key principles that strengthen the role of regulation include:

- substantial expansion and complication of tasks and powers of national regulatory bodies;
- stricter requirements for bilateral and regional cooperation between national regulators, first of all, on the issues of transborder energy transmission;
- creation of the first supranational regulator in the EU energy sector – *ACER*.

1.3. IMPLEMENTING THE EU LEGISLATION AND NEW OPPORTUNITIES FOR GAS SECTOR DEVELOPMENT UNDER THE ASSOCIATION AGREEMENT

Analysis of Ukraine's obligations under a number of legal agreements signed with the EU in the gas sector should rest on comprehensive assessment of progress in creating an integrated electricity and gas market (from 1 January 2015). The Ukrainian government's attempts to proceed with the gas sector reform neglecting this fact would show their reluctance or even inability to understand the essence of reform phases in the energy part of the AA.

Incorporating TEC provisions into the AA witnesses the consistency of steps both parties make towards deeper integration of energy markets. It is important that the **AA provisions are legally binding. After achieving a new level of cooperation with Ukraine pursuant to Article 338 of AA, the EU also assumes a number of obligations** (Box “*Obligations under AA and FTA*”, p.30).

On 22 May 2013, the leaders of the EU countries took a decision to complete the creation of a single EU energy market, the mechanisms of which must ensure a gradual decrease in energy prices for consumers. Creation of such market, including Ukraine, if it meets the conditions of the AA and FTA, will rest on four principles:

1. Energy efficiency.
2. Creation of a single EU energy market.²⁰
3. Investments in the energy infrastructure development, R&D, relying on predictability and stability for at least 10-20 years.
4. Diversification of energy supply in the EU and beyond. The security of each EU country depends on energy imports from more than one supplier and/or by one supply route.

Removing isolation of electricity and gas markets in the EU will help resolve the supply disparity on the market. It is also an effective mechanism for solidary assistance that showed its efficiency in neighbouring countries. It remains unclear how well the Ukrainian authorities understand the importance of current transformations in the gas and electricity markets in the context of fulfilling their obligations to the EU.

¹⁹ *ACER* – Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

²⁰ This will enable implementation of technical rules and standards in 2014, so that all EU countries are connected to common electricity and gas networks by 2015. At that, the European Commission stresses that implementation of those plans will make it possible to effectively reduce energy prices, which may totally save up to €30 billion.

OBLIGATIONS UNDER AA AND FTA

Obligations of the EU:

- creation of effective mechanisms for resolving potential crisis situations in the energy sector in a spirit of solidarity;
- modernisation and development of the existing energy infrastructure of common interest: guarantee of reliability and security of gas networks; gradual integration of gas pipelines into a single gas transportation system; installation of meters at Ukraine's borders;
- creation of new energy infrastructure to diversify energy supply, ways and methods for its transportation, meeting the principles of economic feasibility and environmental protection;
- development of competitive, transparent and non-discriminatory energy markets on the basis of the EU rules and standards through regulatory reforms.

An important part of the AA deals with energy trade issues that are included in the Chapter 11 of FTA and refer to TEP in terms of creation of an integrated electricity and gas market.

Mutual obligations:

- the parties undertake to set the gas and electricity prices for industrial consumers solely on the basis of supply and demand. No party or regulatory body should take or support measures leading to an increase in exported energy price for the other party, compared to the price of similar goods intended for domestic consumption (ban on double pricing);
- the parties confirm their obligations under Article 5 of GATT and Article 7 of ECT regarding transportation and transit of energy resources;
- the parties undertake to set up a legally powerful and functionally independent regulatory body to ensure competition and efficient functioning of gas and electricity markets;
- the parties undertake to apply rules of non-discriminatory access to exploration and extraction of hydrocarbons (gas and oil).

Annex XXVII to AA reads that "Ukraine undertakes" to gradually harmonise its legislation in the gas sector with the "EU legislation within the stipulated timeframes".

Ukraine's obligations in the gas sector:

Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas. The Directive provisions were to be implemented by 1 January 2012.

Regulation (EC) 1775/2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks. The Regulation Provisions were to be implemented by 1 January 2012.

Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply. The Directive provisions were to be implemented by 1 January 2012.

Ukraine's progress in meeting its commitments to the Energy Community

The progress in reforming Ukraine's gas sector was assessed in the Energy Community Secretariat annual report released on 19 October 2013. It makes the following conclusions.

Despite a rather reserved assessment of Ukraine's progress in this sector during the reporting period, the EC Secretariat notes, above all, Ukraine's success in creating the basis for development and extraction of

gas. It is worth noting the National Energy Regulatory Commission (NERC) efforts to develop bylaws on access to the gas transmission infrastructure. Meanwhile, despite the Government's decision in October 2012 to de-corporatize *Naftohaz Ukrainy* NJSC pursuant to provisions of the Directive 2003/55/EC (concerning common rules for the EU's internal market in natural gas), that process was hindered due to a number of differences between the outdated but not abolished legislative norms and the new provisions harmonised with the EU legislation.

As a result, potential investors cannot understand how *Naftohaz Ukrainy* NJSC can be effectively restructured by the state without the privatisation of key assets of the companies separated from it. Ukraine's Government decided to work out a programme for the company reorganisation that will be drawn up by *Ernst&Young* and *Rothschild Group*.²¹

The Ukrainian legislation on the gas sector demonstrates a high degree of inconsistency, duplication and even discrepancies between the adopted acts and stated goals. Now, after almost two years of the gas sector reform pursuant to obligations under TEC, there is a dilemma whether to continue amending the effective legislation in the same manner, or to entirely revise the approaches to reformation?

Ukraine is required to promptly revise the strategy for gas sector reform, ensuring its clear restructuring, concrete actions and implementation terms. This will involve adopting new comprehensive legislation fully regulating relations in the gas sector. One should keep in mind that **TEP involves international obligations of TEC member states, so it will be binding on Ukraine from 1 January 2015.**

Meanwhile, during Ukraine's TEC presidency in 2014, an emphasis should be made on the work with its Secretariat in order to establish close ties with institutions of the European Commission immediately dealing with the EU regulatory policy in the energy sector, operator functions, the protection and coordination of joint actions of the EU member states in times of crises, etc.

Urgent measures for reforming the gas sector ensuing from Ukraine's commitments to the Energy Community

Urgent measures for efficient reformation of Ukraine's gas sector in accordance with TEP requirements should focus on its long-term transparency and feasibility of its operation on a long-term basis:

- 1) to ensure a legally independent status of the national regulatory body in the energy sector;
- 2) to ensure functional principles of system operators' (companies') unbundling from *Naftohaz Ukrainy* NJSC;
- 3) to specify the status and to guarantee protection of the most vulnerable groups of consumers, setting minimum volumes of gas for conclusion of contracts with suppliers and enabling the consumer to change the local gas provider free of charge;

²¹ Energy Community Secretariat. *Annual Implementation Report*, 1 September 2013, p.124.

4) to secure free and non-discriminatory access to gas supply networks, pursuant to Regulation (EC) 1775/2005 and in line with the Protocol of Ukraine's accession to TEC and Regulation (EC) 715/2009, binding on all European operators of gas transportation systems and effective for Ukraine from 1 January 2015.

Expected results from reforms

Having completed these steps, Ukraine would be able to fundamentally reform its gas sector. A functioning gas market would attract foreign investments and stimulate the development of domestic gas extraction, thus strengthening Europe's energy security. As a result, this would have created an effective framework for integrating gas markets of both parties based on synchronisation of Ukraine's GTS with the EU *ENTSO-G* network, in particular:

1) NERC's competence is to cover transborder interconnectors of power transmission networks, to resolve transborder disputes and conflicts related to access to or the use of the system. **The independent status of NERC will contribute to a fair regulation in the gas sector;**

2) the gas price is to be set on the basis of demand and supply thanks to price competition of domestically extracted and imported gas and alternative fuel;

3) *Naftohaz Ukrayiny* NJSC is to sell gas to the public sector organisations with profit, without cross-subsidies;

3) system operators are to be financially independent and to plan investments from their own funds to maintain a good technical state of energy transmission systems. Control of the entire energy transmission system will be performed without division into transborder (transit) and distribution networks. The system operator activity of gas networks control cannot be linked to the price of gas transported by the system, and it cannot be the gas owner.

1.4. LEGAL AND TECHNICAL ASPECTS OF SYNCHRONISING GAS TRANSPORTATION SYSTEMS OF UKRAINE AND THE EU

Synchronising operation of Ukraine's GTS and ENTSO-G networks is an essential element for integrating gas markets and for ensuring the energy security of both parties. Successful synchronisation of gas networks of Ukraine and the EU would effectively end the "curse" of Russian gas transit through Ukraine, since it will gradually open up an opportunity for Western energy companies and traders to buy Russian gas at Ukraine's eastern border and to make contracts on its transportation with Ukrainian GTS operator. This result may be achieved on the condition of legal, technical and regulatory support and assistance on the part of Ukraine.

Synchronising GTS is important for enhancing the reliability of functioning of an integrated gas market of both parties, including the Ukrainian transport infrastructure and UGS. **Reformation of Ukraine's gas sector on the basis of Ukraine's commitments under TEC is a precondition for a full synchronisation of the GTS.**

The factors below only underline the need to urgently create the basis for synchronisation of gas networks of Ukraine and the EU:

- energy companies in 2013 began the deliveries of natural gas from the EU to Ukraine, which effectively means the first diversification routes;
- plans to construct and launch the first LNG terminal in Ukraine that, in the middle run, are to make the Ukrainian gas market independent of the Russian monopoly;
- plans to increase its own natural gas extraction by involving international companies *Shell*, *Chevron* – onshore, and a consortium led by *ExxonMobil* and the Italian *Eni* and French *EdF* – on gas fields of the Black Sea shelf;
- the European Commission considers keeping 35-60 BCM of gas in Ukrainian UGS.²²

The words of the EU Energy Commissioner Günther Oettinger, at a press conference in Brussels on 14 October 2013, deserve a mentioning: "Preparations for the involvement of the European Investment Bank, the European Bank for Reconstruction and Development and the World Bank in modernising the Ukrainian gas transport system are now progressing well. And I hope that in the next few years we will be able to invest millions in this pipeline. Ukraine remains our important partner as a member of the Energy Community".²³

On the eve of the planned AA signing such signals from the EU were very handy. First of all, this refers to meeting the provisions of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, to be implemented by 1 January 2012, as specified in the Protocol on Ukraine's accession to TEC. Currently, *Naftohaz Ukrayiny* NJSC subsidiaries have been transformed into public joint-stock companies which, however, remain dependent not only on the parent company but also on the concerned ministry.

Without real reforms there will be no rearrangement of the GTS operator activity under the EU rules. Synchronisation and increase in the Ukrainian UGS capacity should be followed by adapting the tariff policy to the EU business conditions for gas storage, pumping and withdrawal from Ukrainian UGS. **Advantages for investors and traders from using Ukrainian UGS associate with harmonisation of the existing legislation with the EU legal framework, which will guarantee implementation of contracts on reliable gas supply by specified routes and in line with specified terms.**

²² European Commission considers use of Ukrainian UGS to keep up to 60 BCM of gas – European Commissioner Oettinger. – Interfax Ukraine, October 14, 2013 (*in Russian*).

²³ Western investments will soon "revitalise the Ukrainian GTS – Oettinger. – *Ibid*.

1.5. CREATING THE EAST EUROPEAN GAS HUB (EEGH) ON THE BASIS OF UKRAINIAN UGS

In Brussels, on 3 May 2013, at a round-table on Ukraine's gas market development, it was said for the first time that further development of Ukraine's GTS could relate to creation of the EEGH. "Given its geopolitical position, Ukraine seeks to build an absolutely liberal hub that will enable spot purchases in the central part of Europe", – Minister of Energy and Coal Industry of Ukraine Eduard Stavytskyi said at the round-table.²⁴

This involves legal and technical adaptation of Ukraine's GTS to the EU rules and standards (regulations), meaning its effective synchronisation with *ENTSO-G* networks in order to secure reverse deliveries of natural gas from the EU. On the other hand, increasing the domestic gas extraction, in particular, by involving the above-mentioned foreign companies, will mean that those companies will sell their share of gas extracted pursuant to product distribution agreements on a market basis, including exports.

Given Ukraine's readiness (with the EU assistance) to expand its UGS to 50-60 BCM, creating the EEGH in Ukraine would make a real contribution to Europe's energy security. It remains to assess Kyiv's readiness to create the necessary conditions for implementing these ambitious plans.

The conditions for effective EEGH functioning include the creation of an exchange platform at a crossing of several transport routes, connected with the underground gas storage infrastructure. **Decisive for traders will be the ratio of volumes offered at the exchange to the available physical volumes of gas, which also depends on the spread of spot trade as compared to long-term contracts.**²⁵ **The liquidity index describes the efficiency of trade on a concrete exchange platform.**

Given the above, one may only speak of prospects for a gas hub creation in Ukraine. Mid- or long-term implementation of those plans will depend on a number of factors:

- modernisation of GTS and growth of natural gas storage in Ukraine's UGS;
- steady growth of domestic gas extraction;
- creation of diversification routes for natural gas supply in Ukraine, including LNG;

- provision of free and non-discriminatory access of trader companies to Ukraine's gas transport infrastructure pursuant to TEP requirements.

The European market now observes positive trends in creating market places for trade in gas at spot prices. This is facilitated by the European energy companies' desire to do away with the pricing formula and by the growth of trade in LNG. I.e., Ukraine will have a real chance to buy significant volumes of gas at the EU market at competitive prices.

CONCLUSIONS AND PROPOSALS

Development of Ukraine's gas sector in the context of European integration should be seen as the process of the gas market reformation in line with international and legal commitments of Ukraine. TEC remains the main legal document on international cooperation of Ukraine in the sector. This requires implementation of the following measures.

1. Pursuant to provisions of the European Community Directive 2003/55/EC, new terms for qualification of consumers should be set, namely:

- from 1 July 2014 – all consumers other than household consumers (not met by 1 January 2012);
- from 1 January 2017 – all consumers (now – from 1 January 2015).

2. For a gradual transition from subsidies to economic gas and electricity rates for consumers, to urgently present to TEC Secretariat the Plan of Action aimed at implementing the social aspects of the Memorandum of understanding in the context of TEC.

3. To speed up the adoption of the law on the status of the independent regulator.

4. To officially confirm Ukraine's consent to TEP inclusion in the TEC provisions.

5. To use the format of TEC membership for:

- influencing the agenda of the EC Gas Coordination Group meetings, which will be especially important for settling crises related to supply and transit of Russian gas across Ukraine;
- establishing partner relations between the Ukrainian regulator and operators of gas and electricity transportation networks with the concerned structures of the EU – *ACER* and *ENTSO-G*.

²⁴ Voropayev. Ukraine wants to be the European gas "hub". – European Space portal for pro-European civil society of Ukraine, May 7, 2013 (*in Ukrainian*).

²⁵ The spot gas price at European hubs is normally a bit lower than the price of long-term contracts bound to the so-called "oil basket". However, the premium of contractual prices as compared to spot prices is a norm at many commodity markets: buyers pay for stability of supply, predictability of the pricing conditions, guarantee of volumes. The spot gas market in Europe currently performs a balancing function with respect to the pipeline market: usually, it sells excessive volumes of contracted gas. Such excessive volumes, in particular, are bought from *RWE* for deliveries to Ukraine.

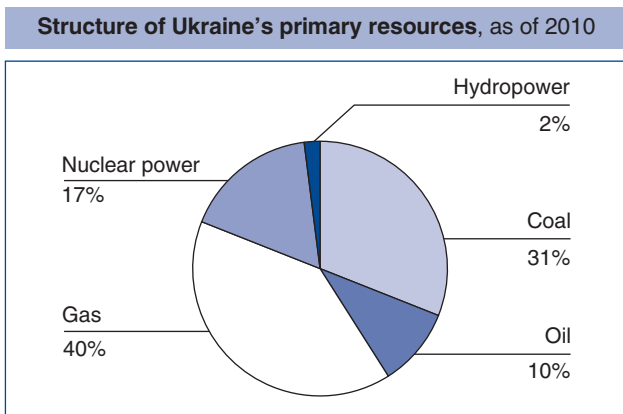
2. GAS SECTOR IN UKRAINE: GAS CONSUMPTION, PRICING POLICY, AND GAS EXTRACTION PROSPECTS

The present stage of Ukraine's gas sector development is characterised by a steadily high dependence on gas imports from Russia at high (compared with other European countries) prices, non-transparent state regulation, monopolised domestic market and low rates of the resource base reproduction. Implementation of the *North Stream* and the *South Stream* gas pipeline construction projects by *Gazprom* OJSC became a serious challenge for Ukraine. Meanwhile, **concluding agreements with leading international companies on exploration and development of new unconventional gas deposits and the reverse gas deliveries from the EU will provide Ukraine with more opportunities to achieve energy self-sufficiency.**

This section reviews problems with reducing consumption, extraction growth and diversification of gas supply; examines the possibility of gas transportation system operation in conditions of growing competition from Russian export pipelines; analyses state administration and regulation of the gas sector.

2.1. GAS CONSUMPTION: PRICING FACTOR AND ENERGY CONSERVATION

In the primary resources structure (PRS), the share of natural gas in 2004-2010 fell from 47% to 40%, but it still tops PRS, significantly outpacing coal, whose share increased from 23.6% in 2004 to 31% in 2010 (Diagram "Structure of Ukraine's primary resources"). Despite strong dependence on gas imports from one source, the share of gas in Ukraine's PRS exceeds the average figure for the EU countries almost two-fold (21%).



In 1991-2008, gas consumption in Ukraine had substantially declined (from 118.1 BCM/year to 66.3 BCM/year). High prices for Russian gas caused by disadvantageous conditions of the gas supply contract (the Contract) made between *Gazprom* OJSC and

Naftohaz Ukrainy NJSC, in January 2009, were the main reason for further reduction in natural gas consumption of the Ukrainian economy (Diagram "Correlation between gas price and consumption volumes in Ukraine", p.34).

In particular, judging by gas purchases in January-November 2013, its consumption this year is expected to be close to 50 BCM, or 25% less than in 2008. In 2013, gas purchases from *Gazprom* OJSC are expected to decrease further – to 22 BCM,¹ or 2.3 times less than in 2008. So, **after the Contract came into force, the Russian monopoly has lost the Ukrainian market, which volumes exceeded Russia's total annual exports to Italy, France and the Netherlands. Due to its short-sighted pricing policy on Ukraine, *Gazprom's* commercial losses far exceed gains from high prices.**

Diagram "Dynamic of gas prices under long-term contracts of *Gazprom* OJSC for Ukraine and for Germany"² (p.34) shows that import prices for Ukraine have been rapidly growing since 2005, and in 2012, the price was \$420 for 1000 m³ – among the highest in Europe.

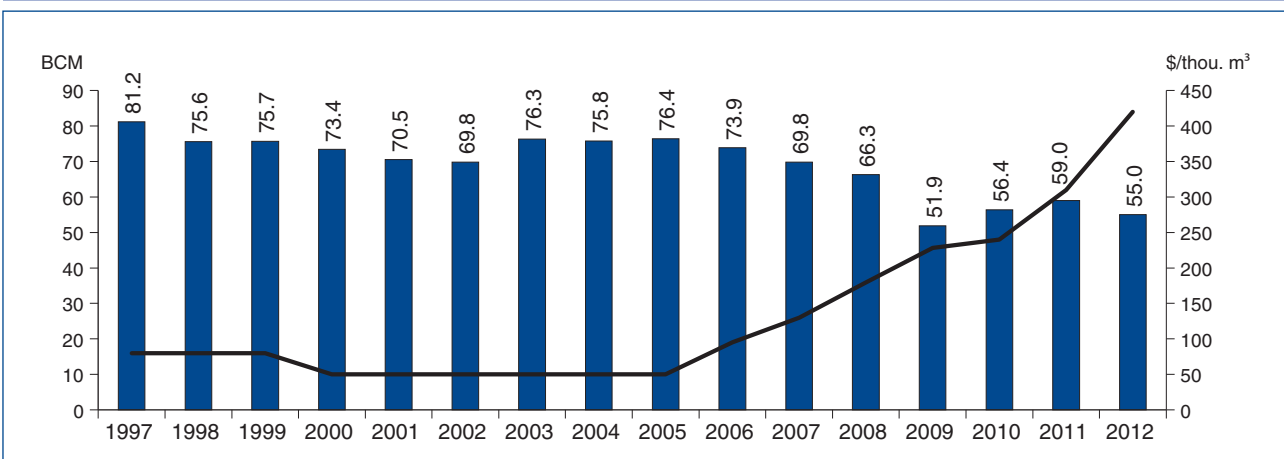
Another method of gas pricing is to set prices at the spot gas market, now balancing long-term contracts in Europe. The price of gas contracts on the European spot market at the end of 2012 was close to \$325 for 1000 m³. In 2011-2012, it showed a downward trend due to reduced demands caused by the negative forecasts of the European economy (Diagram "Natural gas spot prices at major European and American markets", p.34).³

¹ With account of deliveries to *Ostchem* company.

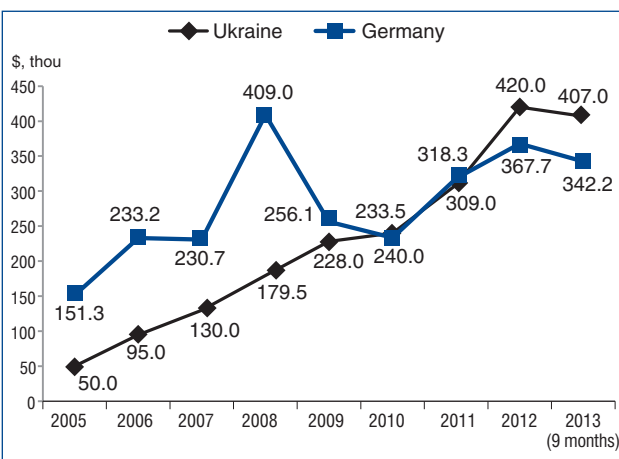
² Without the difference in the costs of gas transportation to Ukraine and to Germany. With account of this figure, the actual cost of gas for Ukraine will be another \$60 higher, compared to Germany.

³ Source: *FirstEnergy Capital, Market&Comodity Prices*, <http://www.firstenergy.com>.

Correlation between gas price and consumption volumes in Ukraine



Dynamic of gas prices under long-term contracts of Gazprom OJSC for Ukraine and for Germany



Prospects for gas consumption decline. Household and industrial consumers, well aware that the times of cheap gas have passed away, stepped up efforts for optimisation of the use of fuel. The factors that led to the gas consumption decline in 2009-2013 included: the

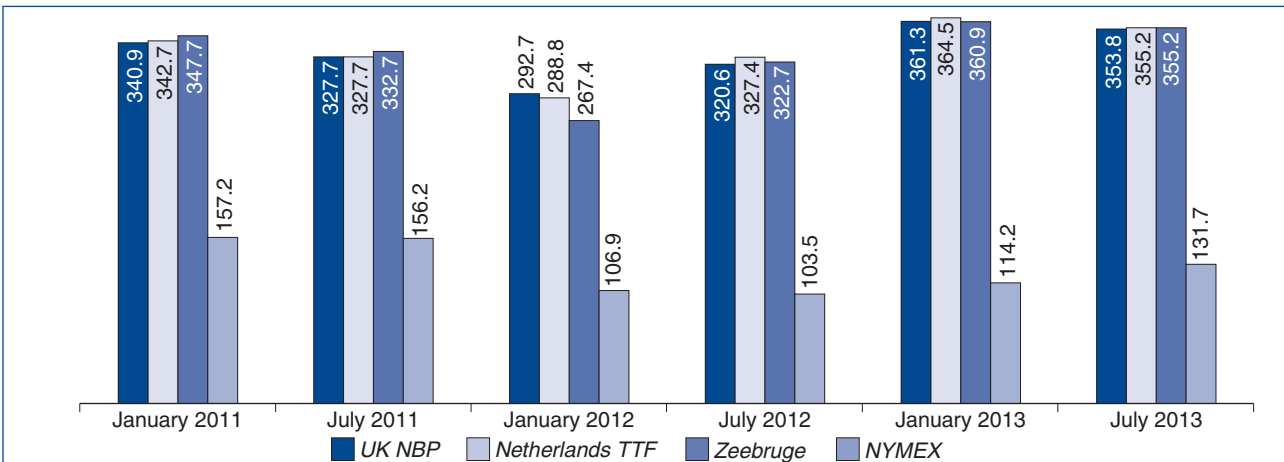
decline of industrial production; a decrease in the waste of fuel; and the growth of the share of coal used in energy generation and metal output.

But despite the striking figures of reduction of gas consumption and imports in the recent years, its potential has not been exhausted. It primarily depends on the growth of investments in energy conservation and energy efficiency. Since the energy intensity of Ukraine's GDP 2.5 times exceeds European average and makes 0.5 tonnes of conventional fuel/\$1000 of the GDP, the gas intensity of the GDP⁴ is still high. In Ukraine, in 2012, it was equal to 0.14 thou. m³/\$1000, the EU average – 0.02 thou. m³/\$1000 (Diagram “Gas intensity of GDP in some countries of the world and in Ukraine in 2012”).

In terms of gas consumption per GDP unit, Ukraine may be compared only to Russia, with the difference that the latter ranks first in the world by proven reserves and exports of gas, while Ukraine now can cover not more than 45% of its consumption with domestic fuel.

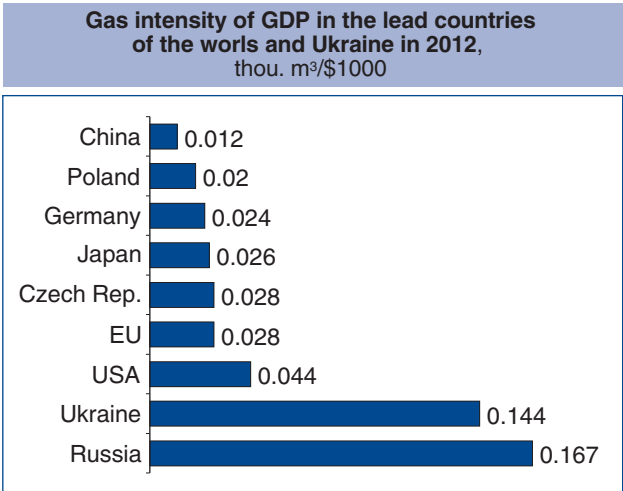
Reaching the targets of gas consumption decrease set by the updated Energy Strategy of Ukraine till 2030⁵ will not solve problems with competitiveness of Ukrainian

Natural gas spot prices at major European and American markets, \$/thou. m³



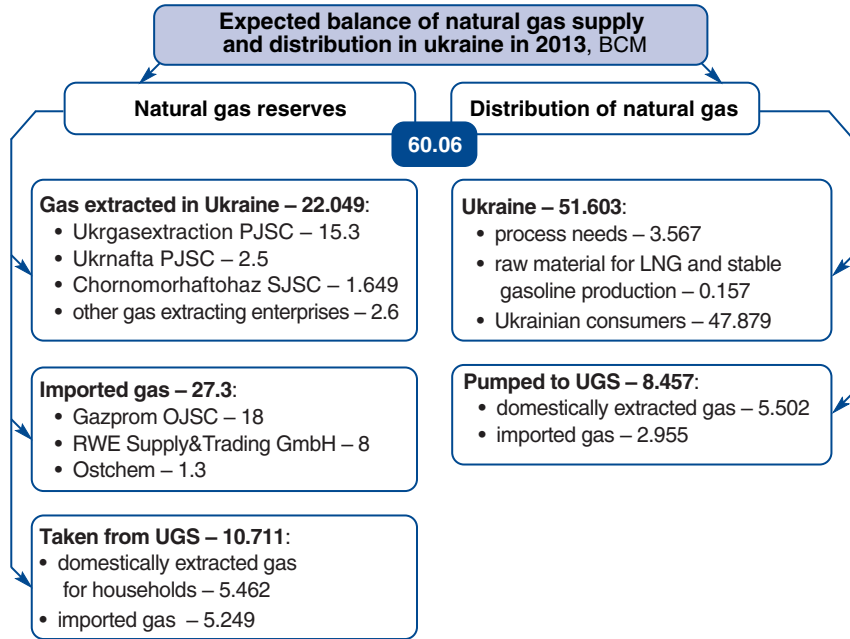
⁴ Consumption of 1000 m³ of gas per \$1000 of the GDP.

⁵ Approved at CMU Meeting on July 24, 2013, but the final version of the document was not released. See: Yeriomenko A., Maskalevych I. Strategy without vision. *Dzerkalo Tyzhnia*, August 22, 2013, http://gazeta.dt.ua/energy_market/strategiya-bez-viziyi-_.html (in Ukrainian).



economy. In line with the Energy Strategy, gas consumption is to make 46.6 BCM in 2030, which is only 7% lower than the 2013 estimate. Such high levels of gas consumption will not contribute to sustainable economic growth at a level of 5% of the GDP⁶. For the latter, more ambitious tasks of gas saving and relevant incentives are required.

Reducing gas consumption should rest on structural and technological renovation of the economy. This means that instead of energy-intensive branches, the state should prioritise the development of hi-tech industries and services. Meanwhile, introduction of energy efficient technologies should be the only way for survival of gas-intensive branches with a high level of gas consumption. The production activity of chemical industry enterprises, ranking among the most gas-intensive branches of Ukraine’s economy, may be frozen until gas prices on domestic market drop sufficiently, including under the effect of gas extraction growth in Ukraine by international companies in line with product sharing agreements (PSA) expected after 2020.



Among industrial consumers, power engineering enterprises, metallurgy and chemical industry have the highest energy conservation potential. The key measures aimed at reducing consumption in the industry include:

- replacement of open-hearth furnaces with oxygen converters;
- utilisation and use of by-product coke-oven and blast-furnace gas;
- use of technologies of intense coal combustion, in particular, boost of coal dust fuel;
- replacement of natural gas with coal at TPPs, on the condition of use of efficient filters for purification of hazardous atmospheric discharge.

Implementation of these and other measures will save 8-10 BCM of gas a year. Employing the energy-conservation potential of thermal modernisation of residential and industrial buildings will save another 3-5 BCM/year. **Comprehensive implementation of energy conservation and energy efficiency measures along with structural changes in the economy will help reduce the GDP gas intensity 2.5-3-fold by 2030. With moderate GDP growth, this will reduce gas consumption to 35 BCM/year, or by 30%, compared to 2013, and save up to \$6 billion a year, which may be used for industry modernisation.**

Energy efficiency measures and structural reforms are expected to lead to serious changes in Ukraine’s energy balance – the share of gas will decline from nearly 40% in 2010 to 30% in 2030. Such changes will contribute to a more rational use of energy resources. Gas will be largely replaced thanks to the growing share of renewable energy resources and coal in the energy balance.

Analysis of natural gas balance in 2013. The estimated gas balance in 2013 (Chart “*Expected balance of natural gas supply and distribution in Ukraine in 2013*”)⁷ deals with resources amounting to 60.06 BCM and their distribution. That document envisages extraction growth by 9% (as compared to 2012) – to 22 BCM. In 2013, extraction will rise mainly thanks to *Chornomorhaftohaz* SJSC. In line with the balance estimate, the company will raise extraction by 40% thanks to new wells – to 1.7 BCM; gas imports to Ukraine will decline by 17% – to 27.3 BCM; consumption will decline by 6% – to 51.6 BCM. It was planned to pump to UGS nearly 8.5 BCM, or 20% less than to take from them.

After 10 months of 2013, it may be said that the estimated balance generally gives the correct dynamics of the actual indices, except extraction, that will grow by 3-4%. Therefore, gas

⁶ The report builds on data from the draft Energy Strategy for 2030 released on the Ministry of Energy and Coal Industry web site – http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat_id=104126.
⁷ Approved by CMU Resolution of April 29, 2013.

supply and distribution figures in 2013 witness gradual optimisation of Ukraine's gas balance in line with the economy needs. However, **enterprises of Naftohaz Ukrainy NJSC still provide the lion's share of domestic gas – 87% of total extraction, witnessing the monopolist nature of the gas market.**

Ukraine's domestic market covers the following consumer groups⁸ (Diagram "Gas distribution structure by consumer categories in 2013 (forecast)"):

1) *industry* – the group of consumers paying the full value of gas. Consumers of that group consume mainly imported gas. The market share of industrial consumers is the highest – 50%; expected consumption in 2013 – 24.1 BCM. In terms of gas procurement, the group is dominated by enterprises of metallurgy, chemical industry and the energy sector, together consuming over 70% of gas in that category;

2) *population* (household needs) – the group of consumers paying for gas at regulated (reduced) rates. This group gets mainly domestic gas, its share of the market makes 35%; expected consumption in 2013 – 16.5 BCM;

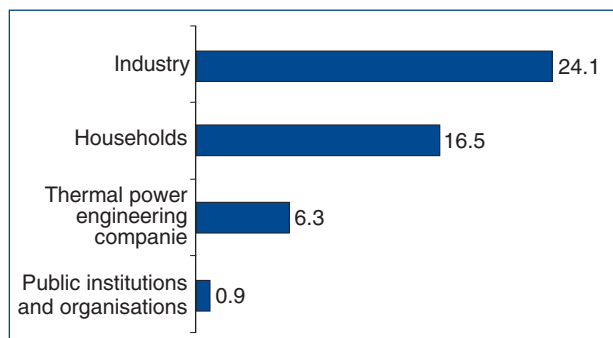
3) *municipal heating companies* – the group of consumers getting both domestic and imported gas at regulated rates, only partially covering commercial procurement costs. Their share of the market makes 13%; expected consumption in 2013 – 6.3 BCM;

4) *public institutions and organisations* – the group of consumers getting gas at a price covering all costs of procurement, distribution and supply. Their share of the market makes 2%; expected consumption in 2013 – 0.93 BCM.

2.2. PRICING POLICY

Specifics of Ukraine's pricing policy is that the domestically extracted gas of *Naftohaz Ukrainy* NJSC enterprises, with few exceptions, is supplied at unreasonably low prices to household consumers, and

Gas distribution structure by consumer categories in 2013 (forecast), BCM

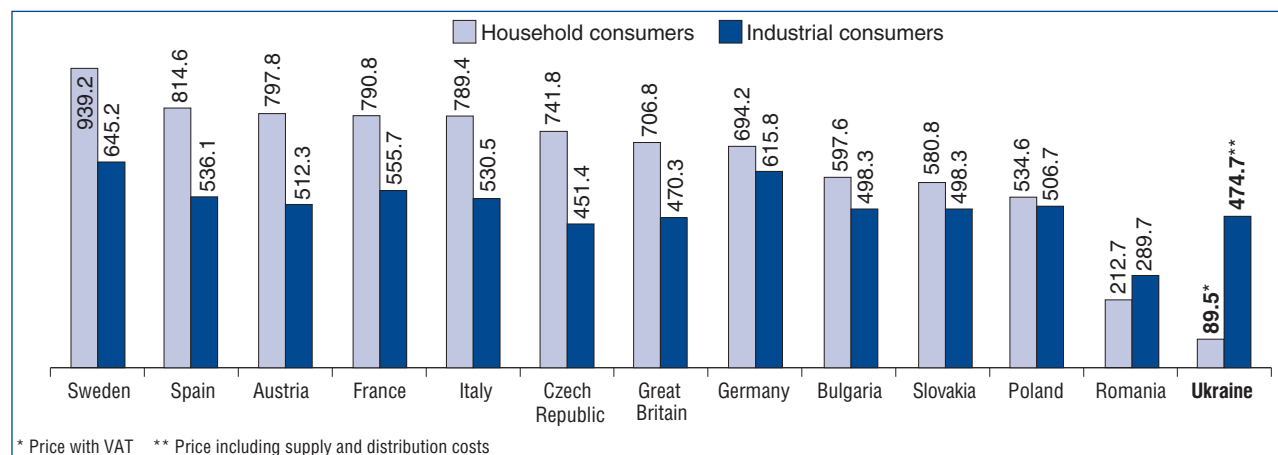


expensive, imported gas – to industry. Such a system benefits importers and destroys the domestic gas extraction sector that cannot use its huge potential under such distorted pricing.

The years of 2003-2013 saw rapid growth of price disparities. While at the beginning of 2003, the difference between the gas prices for industrial and household consumers did not exceed 50%, in 2013, it increased five-fold.⁹ The gap between the price of imported gas and the gas supplied to heat generation companies also widened sharply. While in 2003 it was close to UAH 120, in 2013 – over UAH 3000.¹⁰ Ukrainian households pay only 19% of the gas price for industry, while in the EU countries households buy gas at much higher prices than industrial enterprises. For instance, in Poland, the gap for 1000 m³ is \$28; in Germany – \$78; in France – \$235 (Diagram "Gas prices in the EU and Ukraine for industrial and household consumers in 2013"). To cover the price gap, Ukraine's Government has to allocate direct and extrabudgetary subsidies making 7% of the GDP.¹¹

The system of subsidies applied in Ukraine helps the rich rather than the poor, since the former consume much more fuel. Over 60% of subsidies go

Gas prices in the EU and Ukraine for industrial and household consumers in 2013, \$/BCM



⁸ Without nearly 3.5 BCM/year of process consumption at *Ukrtransgaz* PJSC and other enterprises of *Naftohaz Ukrainy* NJSC.

⁹ See: NERC Resolution No.812 of July 13, 2010, *Naftohaz Ukrainy* NJSC Order No.74 of February 21, 2003 – Kyivgaz PJSC web site, <http://www.kyivgaz.ua/nashym-klijentam/ciny-ta-taryfy-na-gaz.html> (in Ukrainian).

¹⁰ See: NERC Resolution No.813 of July 13, 2013.

¹¹ The issue that requires particular attention: rates of gas and centralised heat supply services for the population of Ukraine. – World Bank analytical report, October 7, 2013, <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/Ukraine-Oct2013-Focus-ua.pdf> (in Ukrainian).

to those who can pay gas and heating bills on their own, while the poorest group of the population gets only 13% of all subsidies. At that, subsidies are used by mediators non-transparently – the assistance mainly comes not to households directly but to heating companies via *Naftohaz Ukrayiny* NJSC.

The distorted pricing policy in absence of an efficient system of target assistance ensuing from the backward character of subsidies brings the following negative effects:

- dispersion of state funds due to the favourable environment for corruption;
- deterioration of macroeconomic indices of the country and the investment climate;
- financial inability of *Naftohaz Ukrayiny* NJSC to meet its production plans;
- discouragement of households to invest in energy conservation measures.

The pricing policy in the gas sector needs urgent revision. In 2014-2017, gas prices for household consumers and heating companies should be gradually raised to the level covering its market value. However, **price rise alone cannot solve the task of reducing the state budget deficit and raising the required investments to ensure reliable operation of Ukraine's GTS and growth of gas extraction to the level of self-sufficiency of the country.** The thing is that the extremely low quality of corporate management and non-transparent operation of *Naftohaz Ukrayiny* NJSC complicate parting with the colossal waste of state funds.

The proposed changes in pricing policy should be backed with gas market reforms on the basis of adoption of the EU legislation within the TEC framework and creation of an efficient system of target subsidies for vulnerable groups of population. The new system of subsidies should rest on the principle of repudiation from subsidies in the form of setting low prices and allocation of state funds to business entities.

Instead, money subsidies should go directly to low-income strata of the population, proceeding from the volume of gas and heat actually consumed by them.

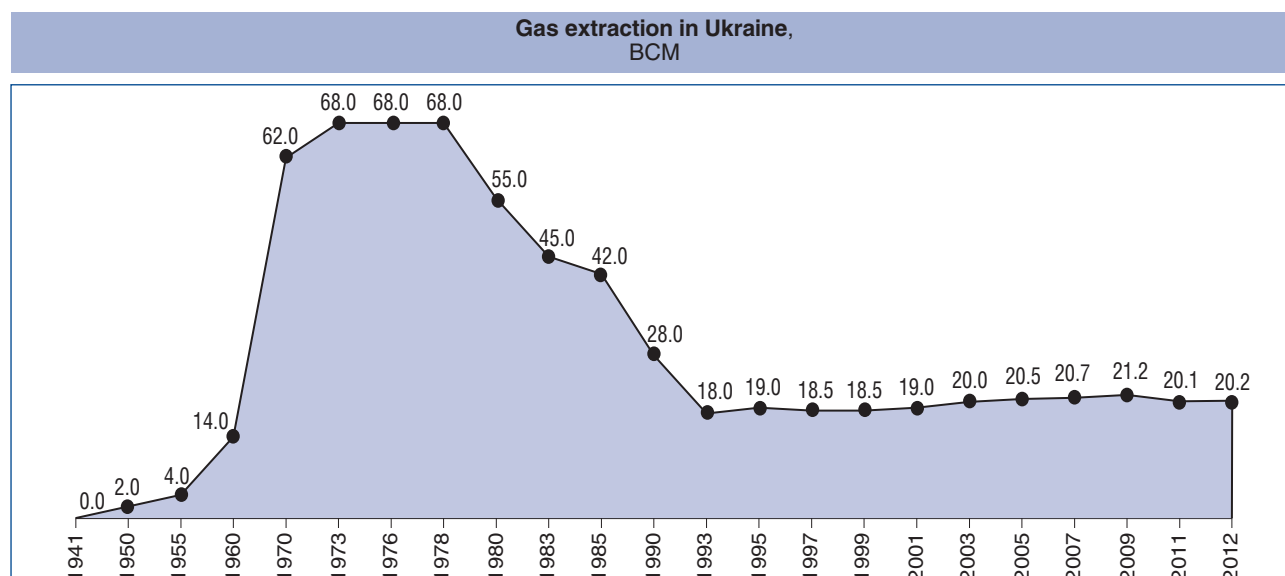
Successful implementation of the pricing reform and modification of the system of subsidies will help: to substantially reduce the state budget deficit and do away with the practice of use of the gold and currency reserves to buy imported gas; to enhance the efficiency of fuel use; to improve the investment climate in the gas extraction sector; to mitigate energy dependence on Russia.

2.3. GAS EXTRACTION IN UKRAINE

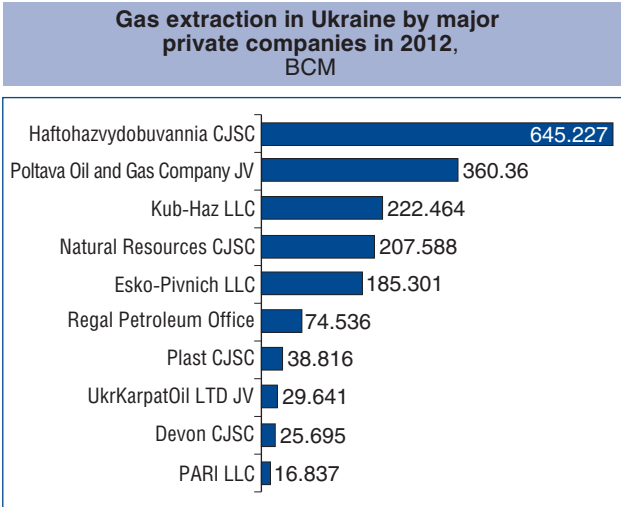
Gas extraction in Ukraine has long traditions dating back to the commissioning of the Dashavske gas field and construction of the first Dashava-Stryi gas pipeline in 1924. After the end of World War II, significant gas reserves were found in the area of the Dnieper-Donets depression, in Subcarpathia and in the Black Sea-Crimean gas-bearing area. A special role in the gas sector development belongs to Ukraine's largest Shebelinske field, whose reserves in mid-1970s made it possible to raise extraction to 68 BCM/year (Diagram "Gas extraction in Ukraine").

After the peak was reached, gas extraction was steadily declining for over 20 years. In 1998-2012 it remained stable at 20-21 BCM/year. In 2013, extraction is expected to grow considerably (compared to 2012) – by 600 million m³. Thanks to growth of extraction on the Black Sea shelf by *Chronomornaftohaz* PJSC and by private companies onshore, gas extraction in Ukraine is expected to reach 23 BCM in 2015, which is 14% higher than in 2012.

Ukraine has nearly 100 gas and oil and gas fields, only four of them had initial extractable reserves of over 100 BCM (Shebelinske, Yablunivske, Yefremivske, Zakhidno-Khrestyshchenske). **Those main fields are largely exhausted – by over 70%, so, without the development of new fields, growth of extraction will be impossible.**



Ukraine’s gas extraction sector is dominated by *Naftohaz Ukrayiny* NJSC – that company accounts for over 85% of the total gas extraction in the country. Although the share of oil and gas extraction by private companies remains low, due to the long-standing state policy aimed at monopolisation of the gas sector by *Naftohaz Ukrayiny* NJSC, their importance gradually goes up (Diagram “Gas extraction in Ukraine by major private companies in 2012”).



Specific of private oil and gas extraction companies in Ukraine, they usually invest insufficient funds in geophysical exploration and geological drilling in search of new fields and work on fields discovered yet in the Soviet times. The total funding of geological prospecting by private companies does not exceed \$100 million a year. They usually make a stake on intensification of the yield of the existing wells through the use of efficient drilling technologies. However, the potential for growth of hydrocarbon extraction thanks to intensification of extraction on fields that are currently used or prepared for use is small and can raise extraction by not more than 2 BCM/year by 2017.

Estimates of conventional reserves and resources. There are three oil and gas bearing areas in Ukraine: Eastern (the Dnieper-Donets depression and the north-western part of Donbas), Western (Volyn and Podillya platform, Subcarpathia, Carpathians and Transcarpathia) and Southern (the Black Sea coastland, the Crimea and the maritime economic area of the Black Sea and the Sea of Azov). Within oil and gas areas, there are four oil-and-gas-bearing provinces, consisting of 11 zones and 35 oil-and-gas-bearing regions.

As of 1 January 2012, the proven reserves of natural gas in Ukraine, according to official data, amounted to 1193 BCM (category C2+C3), forecasted gas reserves amounted to 3491 BCM (category D1). *HIS CERA* company estimates explored and probable reserves at 2280 BCM – almost identical to the initial reserves ABC1, determined under the Ukrainian methodology (Table “Initial reserves and resources of conventional gas in Ukraine”).

Initial reserves and resources of conventional gas in Ukraine, BCM						
Area	HIS CERA	Ukraine				
	Explored + probable	Initial ABC1	C2+C3	D	Total	Balance
East	2 374	2 431	707	1 516	4 654	2 791
West	407	368	136	373	877	554
South	99	101	350	1 602	2 053	2 021
Total	2 880	2 900	1193	3 491	7 584	5 366

Under the company methodology, the Eastern area has 1516 BCM of forecasted resources, or 43% of the total. Over 50% of those resources lie at depths of 4000-6000 metres. The shelf of the Black Sea and the Sea of Azov is a promising area for exploration and development of new deposits in Ukraine. Its expected reserves of gas are estimated at 1602 BCM, or 46% of the total. Nearly 60% of them lie at a depth of over 100 meters. Due to the low exploration rate of the Black Sea and the Sea of Azov, development of initial reserves does not exceed 4%; the prospecting well success ratio is 0.45.

So, the resource base, if used efficiently, guarantees not only stable volumes of extraction over a long period but also its growth in the future. This will require sufficient geophysical exploration and prospecting drilling, which could ensure replacement of hydrocarbon reserves exceeding their extraction 2-3-fold. However, in 1991-2012, the index of replacement of reserves fell from 43.3 to 26.2 million tonnes of conventional fuel, or by 39.5%. This was the result of a decrease in prospecting drilling from 424.6 thou. m to 250 thou. m (or by 41.1%) (Diagram “Growth of hydrocarbon reserves in Ukraine”, “Geological prospecting drilling in Ukraine ...”, p.40).

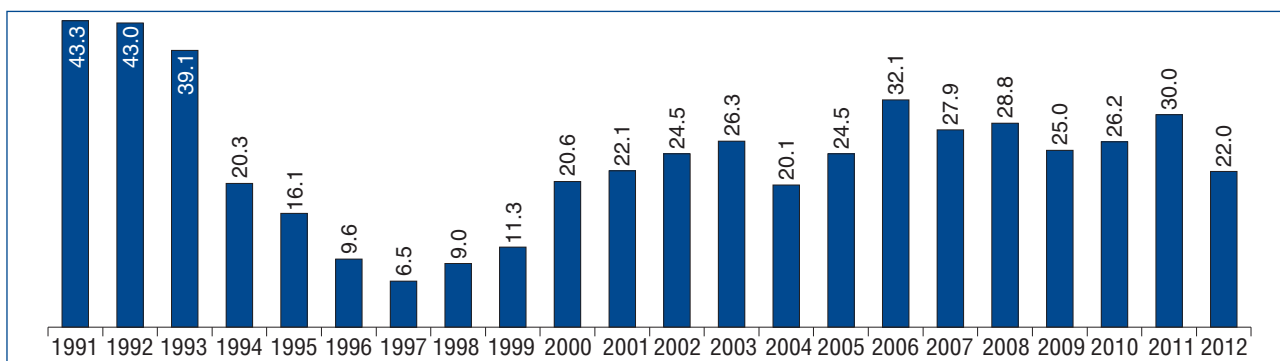
Unconventional reserves and resources. Ukraine, as well as other European countries, has not performed thorough geological prospecting to assess the extractable potential of shale gas and tight rock gas. Estimates of expected reserves of unconventional gas rest only on surveys performed in 2008-2010 by the US Department of Energy and *HIS CERA* consulting company.

According to the forecasted reserves of unconventional gas, Ukraine ranks among the 10 most promising countries of the world with the greatest extractable reserves – their aggregate volume exceeds 20 TCM.¹² The forecasted resources of shale gas are estimated at 1.2 TCM; tight rock gas – 8.5 TCM; coal bed methane – over 12 TCM.¹³ However, proven reserves reported in the State Balance of Mineral Resources of Ukraine refer only to coal bed methane. Confirmation of reserves and discovery of promising shale gas and tight rock gas areas will require large-scale geological prospecting works, nearly \$1 billion of investments and 4 to 5 years.

In line with expert estimates, unconventional gas reserves are found in two areas: the Ukrainian portion of the Lublin foredeep (Western Ukraine) and the Dnieper-Donets depression (Eastern Ukraine) (see Map “Unconventional gas in Ukraine”). The Dnieper-Donets depression has an area of nearly 100 thou. km²,

¹² Except gas hydrates of the deep water part of the Black Sea. Their expected reserves may reach 25-100 TCM.
¹³ See: Alternatives of gas supply to Ukraine: liquefied natural gas (LNG) and unconventional gas. Razumkov Centre analytical report. – *National Security & Defence*, 2011, No.9, p.25-43.

Growth of hydrocarbon reserves in Ukraine,
mio. tonnes of conventional fuel



probable depth of occurrence of unconventional gas – 2 to 4 km. The area of the Ukrainian portion of the Lublin foredeep makes nearly 68 thousand km², probable depth of occurrence of shale gas – 2 to 3 km.¹⁴

Foreign companies remain interested in Ukraine as a promising country for extraction of unconventional gas, which is proven by agreements already made with the world leading oil and gas companies, and by preparation of investment tenders for concluding new agreements (Box “Agreements on unconventional gas development in Ukraine”, p.40).

According to forecasts, the first wells can be drilled in 2015, and the first commercial gas, under a favourable scenario, will not be obtained before 2019. The probability of discovery of large and commercially profitable deposits of shale gas and tight rock gas in Ukraine does not exceed 30%.

As was noted above, large forecasted volumes of unconventional gas reserves open up prospects for increasing domestic extraction in Ukraine. However, one should keep in mind that due to technological and environmental problems, its prime cost is much higher than that of conventional gas, which creates additional commercial risks. According to HIS CERA company, the prime cost of shale gas in Europe varies from \$176 to \$282 for 1000 m³, depending on the field development complexity.

Some European states, such as France, Switzerland, the Czech Republic and Bulgaria, banned extraction of shale gas on their territory, fearing environmental problems. However, the example of unconventional gas development in the US shows a real opportunity to minimise environmental risks in case of achieving balance between interests of extracting companies, government agencies and the public. **The leading oil and gas companies proved that by introducing advanced technologies and on the condition of state and public control, developing unconventional gas fields could be a safe venture.** Furthermore, replacing gas with coal and petroleum products reduces greenhouse gas emissions into the atmosphere and contributes to implementing climate agreements.

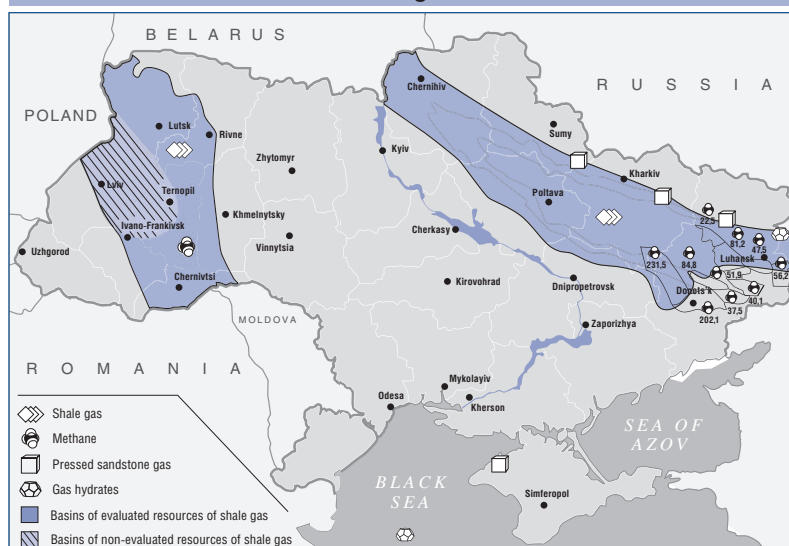
Meanwhile, implementing unconventional gas extraction projects represents a less risky method of energy generation than the nuclear energy sector development.

Forecast of extraction of conventional and unconventional resources. Ukraine possesses sufficient resources of both conventional and unconventional gas to **raise total extraction by 23-25 BCM/year till 2030 up to 45 BCM/year.** This growth is to be achieved by increasing the conventional resources production by 10 BCM/year (mainly due to the development of the Black Sea shelf fields) and the unconventional resources production – by 15 BCM/year. (Diagram “Forecast for gas extraction in Ukraine till 2030”, p.40).

The main mechanisms for achieving extraction growth include dynamic replacement of reserves, 2-3 times exceeding current extraction; growth of the recovery ratio at old fields using such geological and technical methods as hydraulic fracture, repunching and treatment of well bottom areas.¹⁵

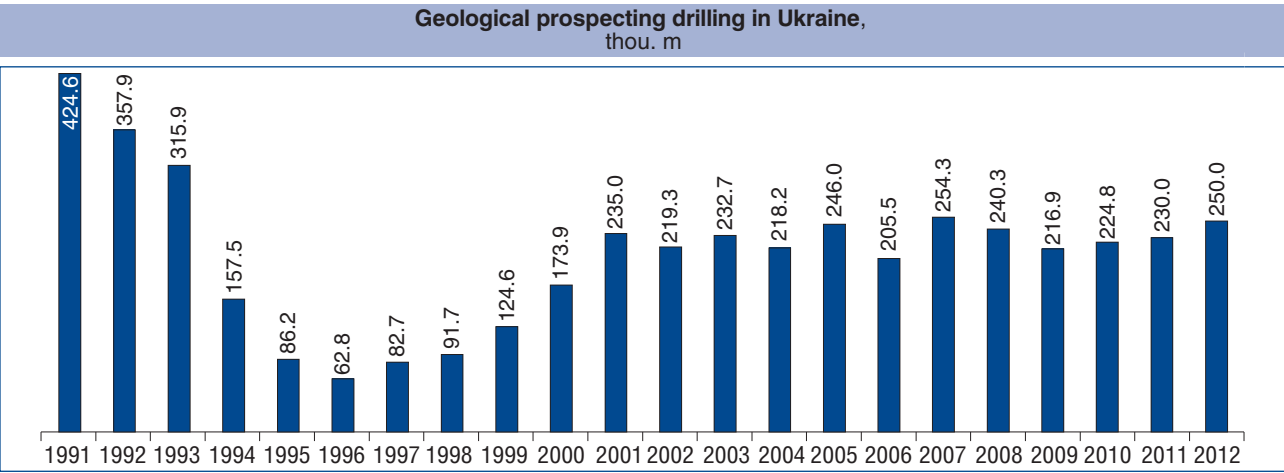
The basic level of gas extraction can be achieved by 2030 on the condition of investments growth in geological prospecting by an order. **The total annual investments in gas extraction are to grow from \$0.8-1.0 billion to \$7-9 billion thanks to the improvement of the investment climate in the country.** If this is not the case,

Unconventional gas in Ukraine



¹⁴ Zahorodniuk P. Natural gas in Ukraine. Conventional sources. – Seminar “Unconventional gas: cooperation for the sake of success”, September 4, 2012 (in Ukrainian).

¹⁵ Shell is satisfied with the data of the first well Bilyayivska-400. – *Vysokyi Zamok*, September 20, 2013, <http://www.wz.lviv.ua/news/42162> (in Ukrainian).



AGREEMENTS ON UNCONVENTIONAL GAS DEVELOPMENT IN UKRAINE

Product sharing agreement (PSA) with the Shell company for the development of the Yuzivska area. Yuzivska area (7 886 km²) lies within the Dnieper-Donets basin, on the territory of Kharkiv and Donetsk regions. PSA between Shell Exploration and Production Ukraine Investment B.V., Nadra Yuzivska LLC and Ukraine’s Government was signed on 24 January 2013 for a term of 50 years. Shell and Nadra Yuzivska LLC have 50% each. The initial phase of works in Yuzivska area envisages seismic surveys and drilling of 15 prospecting wells within five years. According to preliminary estimates, productive gas-bearing beds within Yuzivska area are made of tight sandstone. Forecasted reserves make 2 to 4 TCM of gas.

PSA with Chevron company for the development of the Oleska area. Oleska area (6324 km²) lies within the Lublin basin, on the territory of Lviv and Ivano-Frankivsk regions. The PSA among the Government of Ukraine, Chevron Ukraine B.V. and Nadra Oleska LLC was signed on 5 November 2013. The Agreement was signed for a term of 50 years. Chevron and Nadra Oleska LLC have 50% each in the PSA. Nadra Oleska LLC was founded by Nadra Ukrayiny NJSC and SPK-Geoservice LLC. Forecasted reserves of the Oleska area make nearly 3 TCM of gas.

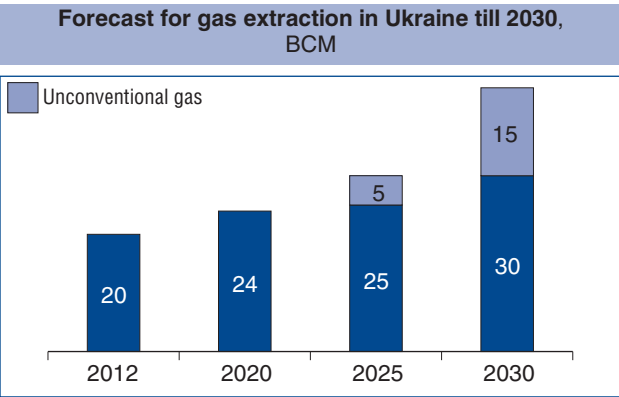
Joint activities of Shell and Ukrhazvydobuvannya PJSC. On 1 September 2011, Shell and Ukrhazvydobuvannya signed an updated agreement on joint activity on the basis of the initial agreement dating back to 2006. The Agreement plans

activities at six licensed sites in Kharkiv region with the total area of 1300 km². Shell and Ukrhazvydobuvannya have 50% each. At the initial phase, 1-2 prospecting wells are to be drilled within 3-4 years. The first well – Bilyayivska-400 – was drilled in September 2013.¹⁶

Licensed sites in Lviv coal basin. Zakhidhazinvest company was founded in 2012 by Nadra Ukrayiny NJSC, Zakhidukrgeologia State Company and Kolomyia oil and gas company Delta, owned by the British Cadogan Petroleum Plc. Zakhidhazinvest has the right to use the land interior on nine licensed sites of shale gas of the Lviv basin with an area of nearly 3800 km², being a part of the Lublin basin in Poland. In June 2012, Cadogan Petroleum Plc. and Nadra Ukrayiny NJSC signed an agreement on sale of 50.01% of Zakhidhazinvest to Eni SpA. After the transaction, Cadogan retained 15% of the company, while Nadra Ukrayiny NJSC owns 35%.¹⁷

Slobozhanska area. Slobozhanska area lies in Kharkiv region and occupies nearly 6000 km². Extractable reserves of shale gas and central basin gas are estimated at 50-70 BCM, of gas condensate – at 2 million tonnes.

The total investment needs of Slobozhanska area are estimated at over \$10 billion, the forecasted annual gas extraction – up to 6-8 BCM. The forecasted budget proceeds, in case of successful implementation of the project would be UAH 130-150 billion. A tender for PSA conclusion with respect to Slobozhanska area is now being planned.



even the signed PSAs with leading international companies will not guarantee successful implementation of projects on exploration and development of new gas fields. **If the investment conditions in Ukraine remain poor, domestic gas extraction will not exceed 15-20 BCM/year by 2030.**

CONCLUSIONS AND PROPOSALS

1. The contract between Naftohaz Ukrayiny NJSC and Gazprom OJSC concluded in 2009 resulted in a leap in gas prices. At the same time, it has also brought some positive trends: sharp reduction in procurement of Russian gas; growth of incentives to raise energy efficiency in industry; encouragement of international companies to invest in gas extraction; beginning of gas deliveries from the EU countries.

2. In 2014-2017, gas prices for households and heat generating companies should be raised to its market value. The new system of subsidies should rest on the principle of refusal from subsidies in the form of low prices and allocation of state funds to business entities.

3. In case a friendly business climate is established in the country, Ukraine can achieve full domestic gas self-sufficiency by 2030 through energy conservation measures and growth of extraction of conventional and non-conventional reserves.

¹⁶ Italian Eni will extract shale gas in Lviv region. Quietly and without council member protests. – Nashi Hrosha, September 27, 2013, <http://www.lviv.nashigroshi.org/2013/09/27/italijska-eni-vydobuvatyme-slantsevyj-haz-na-lvivschyni-spokijno-i-bez-protestiv-deputativ> (in Ukrainian).

¹⁷ Technical methods of intensification of hydrocarbon extraction.

3. CONCLUSIONS AND PROPOSALS

CONCLUSIONS

1. The Ukrainian government's decision to not sign the Association Agreement for an indefinite time obstructed its participation in the development of a common policy and political cooperation with the EU.

These developments have posed a threat to Ukraine's plans of European integration and to the adaptation of the Ukrainian energy sector to the EU single legal space. These steps ruin the mechanisms for minimising the Russian energy influence on the political and economic development of the country, which may lead to full domination by Russian energy companies on Ukraine's energy markets, first of all, the gas market.

2. If it meets the AA and FTA requirements, Ukraine will be an integral part of the EU energy market and its neighbouring countries that will rest on the following key principles:

- energy efficiency;
- creation of a common energy market in the EU;
- investments in the energy infrastructure, scientific research and development;
- diversification of energy supply in the EU and beyond, since energy security of each EU country depends on energy imports from more than one supplier and/or by one supply route.

3. The main goal of Ukraine's cooperation with the EU in the energy sector lies in integration and adaptation of Ukraine's energy markets to the common EU legal space on the basis of gradual implementation of the EU *acquis* in order to enhance European energy security and to develop competitive markets.

4. Starting from 2006, the EU in its policy has consistently adhered to the importance of the "external dimension", promoting cooperation with third countries possessing hydrocarbon resources or transit capacities to deliver gas to Europe. The policy for promoting supply in a competitive environment will strongly influence the formation of the principles of stock trade in Europe, making the natural gas price not bound to the basket of oil products.

5. Synchronising Ukraine's GTS with *ENTSO-G* network is necessary for integrating gas markets and for ensuring the European energy security. Successful synchronisation of gas networks of Ukraine and the EU would effectively remove the risks associated with transit of Russian gas via Ukraine, since it will allow Western energy companies and traders to buy Russian gas on

Ukraine's eastern border and to make contracts of its transportation with the Ukrainian GTS operator.

6. Today, after almost three years of formal reformation, Ukraine's gas sector, in reality, remains monopolised, non-transparent and inefficient. *Naftohaz Ukrainy* NJSC and the pricing policy have not been reformed; the new role of NERC remains unclear.

7. In 2003-2013, disparities in gas prices were rapidly growing, which led to critical expenditure of the public finance – 7% of the GDP – and huge macroeconomic risks.

8. The distorted pricing policy in absence of an efficient system of target assistance ensuing from the backward character of subsidies results in: dispersion of state funds and growth of corruption; deterioration of national macroeconomic indices and the investment climate; discouragement of households to invest in energy conservation measures.

9. Successful implementation of the pricing reform and modification of the system of subsidies will help to: substantially reduce the state budget deficit and do away with the practice of use of the gold and currency reserves to buy imported gas; enhance the efficiency of fuel use; to improve the investment climate in the gas extraction sector; mitigate energy dependence on Russia.

10. Because of its geographic proximity, the EU could potentially import the Israeli gas. This factor should be taken into account when developing the South Corridor project, along with the policy for development of gas fields and gas transportation networks from Cyprus and Crete, as well as Turkey's transit capacity. The economic rationale behind the gas supply routes from these fields to the EU and/or the method of delivery (LNG) may be decisive for the European energy security strategy, reducing risks associated primarily with Russia dictating monopoly prices and the need to ensure security of supply to complete the creation of an integrated EU electricity and gas market.

11. The natural gas proven reserves of Turkmenistan totalling 24.6 TCM will prompt Brussels and Kyiv to actively support the plans of European companies to take part in gas extraction and construction of a would-be Trans-Caspian gas pipeline project.

12. Despite the reduction of gas consumption and imports in Ukraine in the recent years, the potential of that trend has not been exhausted. It depends, first of all, on the growth of investments in energy conservation and energy efficiency. Comprehensive implementation of energy conservation and energy efficiency measures along with structural changes in the economy will help

reduce gas consumption to 35 BCM/year by 2030, with moderate GDP growth, or by 30% compared to 2013, and save up to \$6 billion a year, which may be used for industry modernisation.

13. Ukraine possesses sufficient reserves of conventional and unconventional gas to raise total extraction under the basic scenario by 23-25 BCM/year by 2030, compared to the current level – to 45 BCM/year. Such growth is to be achieved thanks to the growth of extraction of conventional resources by 10 BCM/year (mainly due to the development of the Black Sea shelf fields), and of unconventional resources – by 15 BCM/year.

14. Specific of gas extraction in Ukraine are the high rates of exhaustion of initial reserves of the main fields and low rates of their replacement. Ukraine's gas extraction sector is dominated by *Naftohaz Ukrayiny* NJSC. Although the share of oil and gas extraction by private companies now remains low, due to the long-standing state policy aimed at monopolisation of the gas sector by *Naftohaz Ukrayiny* NJSC, their importance will gradually increase.

15. By the expected reserves of unconventional gas, Ukraine ranks among ten most promising countries of the world with the greatest amount of extractable reserves – their aggregate volume exceeds 20 TCM. Expected resources of shale gas are estimated at 1.2 TCM, tight rock gas – 8.5 TCM, coal bed methane – over 12 TCM. However, proven reserves reported in the State Balance of Mineral Resources of Ukraine refer only to coal bed methane. Confirmation of reserves and discovery of promising shale gas and tight rock gas areas will require large-scale geological prospecting works, nearly \$1 billion of investments and 4 to 5 years.

PROPOSALS

1. Ukraine should promptly have consultations with the European Commission to set the signing date of the AA – the document that puts forward a programme of deep political, economic and social transformations in Ukraine, including in the energy sector.

2. Ukraine's gas sector reform strategy should be promptly revised through a thoroughly planned restructuring with concrete actions and implementation terms. Such a way will involve adoption of new comprehensive legislation assuming that the Third Energy Package (TEP) forms a part of international obligations of the TEC member states. Therefore, by 1 January 2015, it is necessary:

- to functionally unbundle system operators (companies) from *Naftohaz Ukrayiny* NJSC in compliance with TEP requirements;
- to specify the status and to guarantee protection of the most vulnerable groups of consumers pursuant to TEP requirements by setting minimum volumes for conclusion of contracts with suppliers and enabling the consumer to change the local gas provider free of charge;

- to secure free and non-discriminatory access to gas supply networks, pursuant to Regulation (EC) 1775/2005 and in line with the Protocol of Ukraine's accession to TEC and Regulation (EC) 715/2009, binding on all European gas transportation system operators.

3. In connection with Ukraine's accession to TEC, interaction with the European Union should be stepped up to complete the creation of a single gas market, the main tools of which should include a fundamental change of the NERC's role, involving enhancement of the regulator's independence and close cooperation with regulators of the EU member states and with ACER – the supranational coordinating regulatory body.

4. To raise reverse deliveries of natural gas to 15-20 BCM, legal and regulatory framework and technical conditions should be created for full synchronisation of the GTS of Ukraine and the EU countries (Poland, Slovakia, Hungary, Romania).

5. Countries of the Caspian region possess huge potential for diversification of gas deliveries to the EU and Ukraine, so, there is an urgent need to deepen cooperation with them, but for that purpose, efforts should be stepped up to balance mutual interests. Otherwise, largely converging interests of the EU and Ukraine in the region will not be secured due to a strengthening position of China and Russia.

6. The proposed changes in the pricing policy should be backed with the gas market reforms on the basis of adoption of the EU legislation within the TEC framework and creation of an efficient system of target subsidies for vulnerable groups of the population. The new system of subsidies should rest on the principle of repudiation from subsidies in the form of setting low prices and allocation of state funds to business entities. Instead, money subsidies should go directly to low-income strata of the population, proceeding from the volume of gas and heat actually consumed by them.

7. In 2014-2017, gas prices for household consumers and thermal energy generating companies should be raised to the level covering its market value.

8. Among the industrial consumers, power engineering enterprises, metallurgy and chemical industry have the highest energy conservation potential. The key measures aimed at reducing consumption in the industrial sector include:

- replacement of open-hearth furnaces with oxygen converters;
- utilisation and use of by-product coke-oven and blast-furnace gas;
- use of technologies of intense coal combustion, in particular, boost of coal dust fuel;
- replacement of natural gas with coal at TPPs, on the condition of use of efficient filters for purification of hazardous atmospheric discharge.

