



**З. О. Луцишин,**  
доктор економічних наук, професор  
Інституту міжнародних відносин  
Київського національного університету  
імені Тараса Шевченка



**О. І. Дікарєв,**  
кандидат політичних наук, доцент,  
заступник директора Україно-арабського  
інституту міжнародних відносин та  
лінгвістики

## ЕКОНОМІЧНА ДЕТЕРМІНАНТА СТРУКТУРНИХ ЗМІН СВІТОВОГО ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

*У статті досліджуються проблеми структурних змін у світовому паливно-енергетичному комплексі; прогнозні сценарії та стратегічні плани галузі на найближчі 30–50 років; роль і значення економічної, зокрема інвестиційної, складової у цьому процесі.*

**Ключові слова:** світове господарство, світовий паливно-енергетичний комплекс, паливно-енергетичні ресурси, енергетична криза.

**З. О. Луцишин, А. И. Дикарев**  
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ДЕТЕРМИНАНТА СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МИРОВОГО  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*В статье исследуются проблемы структурных изменений в мировом топливно-энергетическом комплексе; прогнозные сценарии и стратегические планы отрасли на ближайшие 30–50 лет; роль и значение экономической, в частности инвестиционной, составляющей в этом процессе.*

**Ключевые слова:** мировое хозяйство, мировой топливно-энергетический комплекс, топливно-энергетические ресурсы, энергетический кризис.

**Z. O. Lutsyshyn, O. I. Dikarev**  
THE ECONOMIC DETERMINANT OF STRUCTURAL CHANGES OF THE WORLD FUEL AND ENERGY COMPLEX

*In the article are examined the problems of structural changes in the world fuel and energy complex; forecast scenarios and strategic plans of the industry on the nearest 30–50 years; the role and the meaning of the economic constituent, particularly investment, in this process.*

**Key words:** world economy, world fuel and energy complex, fuel and energy resources, energy crisis.

**Постановка проблеми.** Питання структурних змін світового паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), пошуку альтернативних шляхів виробництва енергії, належного фінансування розвитку та вирішення супутніх проблем галузі постійно поставало перед суспільством. Не є винятком і XXI століття, яке від самого початку ознаменувалося низкою фінансових криз, що суттєво впливали на розвиток ПЕК, і особливо відчутним був фактор інвестиційної невизначеності. Тому й не дивним є підвищений інтерес до теорії прогнозування та стратегічного планування розвитку паливно-енергетичного комплексу та паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), який істотно зріс у 1960–1970-і рр., 1980–1990-і й зараз. У світовій енергетиці науковий дискурс спричинила енергетична криза, викликана різким підвищенням цін на нафту в 1973-му й 1979 рр.

**Аналіз останніх досліджень.** У ряді країн і міжнародних організацій у той період почалися дослідження довгострокових перспектив розвитку енергетики світу та окремих регіонів. Особливо поглиблені дослідження були проведені в Міжнародному інституті прикладного системного аналізу (IIASA). У наступні роки такі дослідження були продовжені, причому з урахуванням обмеженості ПЕР та екологічних наслідків посиленої експлуатації надр і промислових викидів (у тому числі можливості глобальних змін клімату) й необхідності переходу людства до стійкого розвитку. Результати прогнозування сприяли розробці енергетичних стратегій, що розглядалися як основні напрями енергетичної політики країни з урахуванням паливно-енергетичного балансу (ПЕБ), стану та розвитку генеруючих потужностей, електричних мереж, теплопостачання. Енергетична

стратегія й донині включає довгострокову програму і план взаємопов'язаного розвитку всіх галузей енергетики на основі єдиної правової бази, фінансово-економічної та технічної політики. Надзвичайно важливим аспектом стає інвестиційне забезпечення цих стратегій.

**Мета дослідження:** дослідити проблеми структурних змін у світовому паливно-енергетичному комплексі; розглянути та проаналізувати прогнозні сценарії і стратегічні плани галузі на найближчі 30–50 років; визначити роль та значення економічної, зокрема інвестиційної, складової у процесі трансформації світового ПЕК.

**Основні результати дослідження.** Дослідження довгострокових перспектив розвитку паливно-енергетичного комплексу в більшості випадків проводяться за схемою: 1) формування сценаріїв, їх якісних і кількісних характеристик; 2) розрахунки за допомогою математичних моделей; 3) аналіз отриманих результатів, що дозволяє виявити закономірності й тенденції. У табл. 1 наведено характеристику деяких проектів із довгострокового прогнозування розвитку світового ПЕК. Перший проект (*IIASA-1* [1–5]) виконано в Міжнародному інституті прикладного системного аналізу (Відень) у 1973–1979 рр. під керівництвом В. Хефеле. Загальним висновком цього проекту стало розуміння того, що в перспективі людство має перейти до відновних ПЕР (сонячна, ядерна, термоядерна енергія) та чистих енергетичних технологій. Основними концептами проекту *IIASA-1* були терміни й шляхи переходу до нової енергетичної структури через вичерпність дешевих ПЕР. Країни світу були згруповані в сім регіонів, а сценарії («високий» та «низький») розрізнялися, головним чином, темпами економічного зростання й потребами в енергії. Структура енергетичних технологій визначалася завданням на лінійне програмування з допомогою оптимізаційної моделі *MESSAGE*.

Таблиця 1. Характеристика проектів із довгострокового прогнозування

| Проект           | Базовий рік | Горизонт    | Мета  | Кількість сценаріїв | Моделі                             |
|------------------|-------------|-------------|---|---------------------|------------------------------------|
| IIASA-1 [2]      | 1975        | 2030        | Вплив ресурсних обмежень                    | 2(+1)               | MEDEE-2 MESSAGE IMPACT             |
| IIASA-2 [17, 87] | 1990        | 2050 (2100) | Дослідження альтернатив розвитку енергетики | 6                   | UR (Global 2100) MESSAGE III       |
| CEI [3, 4]       | 1990        | 2100        | Стійкий розвиток                            | 8                   | GEM- 1 OR MACRO                    |
| IPCC (88)        | 1990        | 2100        | Емісія CO <sub>2</sub>                      | 40                  | AIM, ASF IMAGE MESSAGE HI, MiniCAM |
| WEA [34]         | 1990        | 2100        | Стійкий розвиток                            | 3                   | -                                  |

Результатом стала перспектива в прогнозі (після 1980 р.) 50 років (до 2030 року) незмінності факту домінування органічного палива і перенесення дефіциту ПЕР на пізніші терміни.

Наступний проект того ж Інституту (*IIASA-2* [6–7]) виконується під керівництвом Н. Накіченевича вже на основі оновленої інформації, при цьому більше уваги приділено дослідженню впливу на траєкторію розвитку науково-технічного прогресу (НТП) в енергетиці. Розглянуто широкий спектр можливих сценаріїв розвитку економіки й енергетики, які відрізняються темпами економічного зростання та застосуванням нових технологій, ступенем доступності до ПЕР, а також політичними аспектами (міжнародна торгівля енергоресурсами, обмін технологіями, регулювання охорони довкілля). Отримані результати підтвердили висновки першого дослідження щодо ролі органічного палива (до середини XXI століття), а також показали принципову мож-

ливість створення складних, диверсифікованих структур світової енергетики, яка задовольнятиме різного роду потреби й відповідатиме технічним, екологічним, політичним вимогам.

У роботі Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (*IPCC* [8–9]) уточнювався взаємозв'язок чинників викидів тепличних газів з їх рівнями. Розглядалися численні сценарії без оцінки ймовірності їх реалізації. Ці результати вважаються не прогнозами, а можливими (за тих чи інших умов) варіантами<sup>1</sup>.

При аналізі трендів у XXI столітті *ICEM CO PAN (CEI)* [11–14] використовувалися математичні моделі світової енергетичної системи *GEM* і було відібрано вісім глобальних сценаріїв. У них варіативними були три головні фактори, які найбільше впливають на розвиток ПЕК у цілому та по регіонах: рівні кінцевого енергоспоживання; глобальні обмеження на викиди CO<sub>2</sub>; обмеження на розвиток ядерної енергетики (табл. 2). Зазначене дослідження дозволило визначити «ціну» цих обмежень (додаткові витрати). Сценарії вважалися позитивними, якщо вдавалося досягти певного компромісу між необхідністю забезпечити зростання енергоспоживання і підвищенням рівня життя людей – з одного боку, та зниженням негативних впливів енергетики на довкілля до безпечного рівня – з другого боку.

Прогнозні дослідження свідчать також, що в найближчі десятиліття у світовій енергетиці не буде одного переважаючого енергоресурсу. Очікується, що в певних пропорціях використовуватимуться всі основні енергетичні ресурси – вугілля, нафта, газ, уран, відновні джерела енергії (ВДЕ). Аналіз проведених досліджень дає можливість зробити висновок, що «інерційні» сценарії є близькими й відбивають діючі тенденції (*IIASA-2*). «Екологічний» сценарій *IIASA-2* передбачає відрив від цих тенденцій уже в найближчий час, *CEI* – лише у другій половині століття.

Дослідження довгострокових перспектив розвитку світового ПЕК дали змогу виявити ряд тенденцій та закономірностей, зокрема: у першій половині XXI ст. спостерігатиметься значне зростання світового споживання енергії, і насамперед у країнах, що розвиваються; людство достатньою мірою забезпечене енергетичними ресурсами на XXI ст., проте спостерігатиметься подорожчання енергії; використання нафти, газу й вугілля буде продовжуватися протягом усього XXI ст.; ядерна енергетика є економічно ефективною у зниженні викидів CO<sub>2</sub>; оптимальне поєднання розвитку ядерної енергетики з відновними джерелами енергії зможе вирішити енергетичні проблеми людства. Щоправда, особливою проблемою буде технологічне та інвестиційне забезпечення ПЕК.

За даними останнього звіту Світової ядерної асоціації (СЯА) «Нова економіка АЕС», вартість виробництва електроенергії на існуючих АЕС за нинішніх кое-

<sup>1</sup> В аналітичному дослідженні для Комісії ООН зі стійкого розвитку (*WEA* [10]) спеціального математичного моделювання світової енергетики не проводилося і використовувалися дані проекту *IIASA-2*, а також характеристики трьох сценаріїв для аналізу їх з точки зору відповідності умовам стійкого розвитку (визначення індикаторів стійкості).

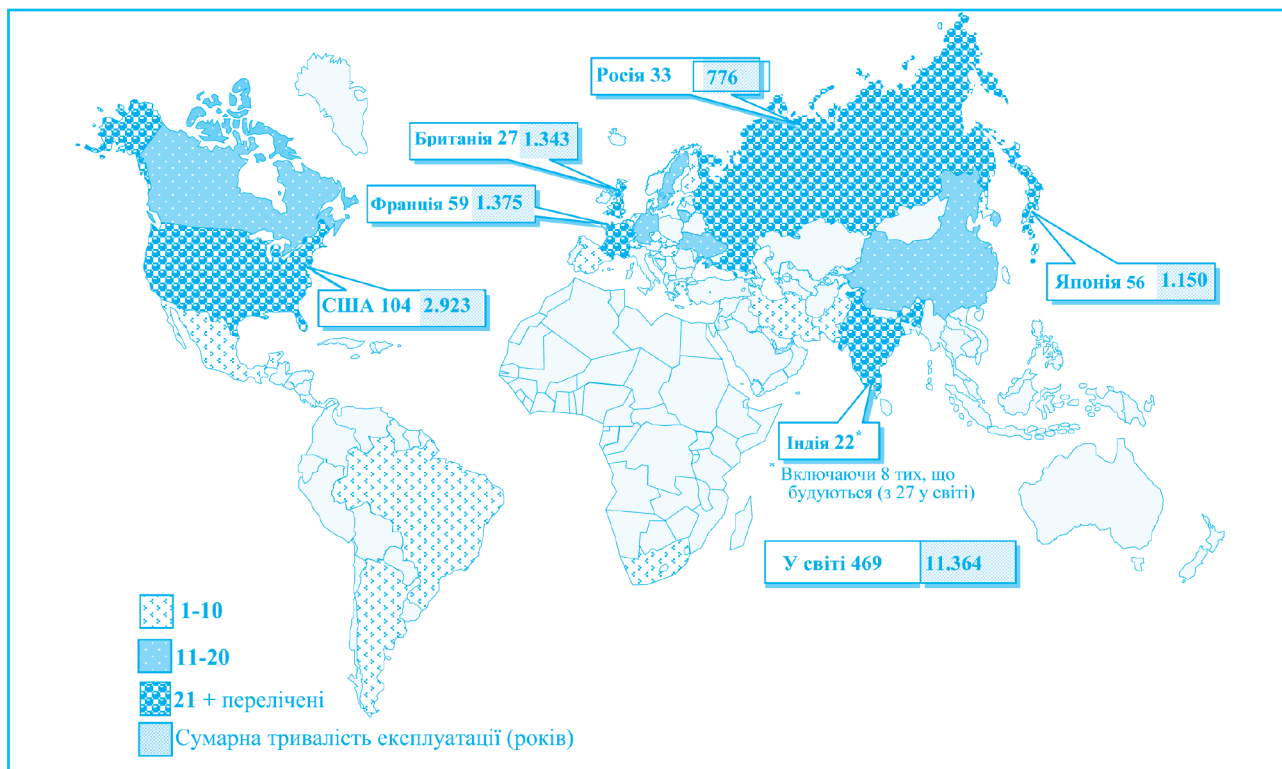
Таблиця 2. Технології переробки енергоресурсів для отримання палива (до 2050 р.), млн. т

| Технологія               | Сценарій 1 |         |         |         | Сценарій 2 |         |         |         |
|--------------------------|------------|---------|---------|---------|------------|---------|---------|---------|
|                          | 2000 р.    | 2020 р. | 2030 р. | 2050 р. | 2000 р.    | 2020 р. | 2030 р. | 2050 р. |
| Нафта в бензин і мазут   | 3579,6     | 3904,9  | 4112,2  | 4941,4  | 3579,6     | 3646,9  | 3818,9  | 4439,8  |
| Нафта у водень           | 0,0        | 0,0     | 112,7   | 563,6   | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Нафта у метанол          | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Газ у метанол            | 0,0        | 0,0     | 33,4    | 167,2   | 0,0        | 31,0    | 131,8   | 535,0   |
| Газ у водень             | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Вугілля у бензин         | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 90,8    | 453,8   |
| Вугілля у ЗПГ            | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Вугілля у метанол        | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Вугілля у водень         | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Уран-235 у водень        | 0,0        | 379,7   | 374,5   | 353,5   | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Уран-238 у водень        | 0,0        | 0,0     | 179,1   | 895,6   | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Біомаса у метанол        | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Біомаса у водень         | 0,0        | 0,0     | 158,1   | 790,5   | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Біомаса у ЗПГ            | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Метанол у бензин         | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| МЕС у водень             | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Електрика у водень       | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Сонячна енергія у водень | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0        | 0,0     | 0,0     | 0,0     |
| Загалом                  | 3579,6     | 4189,2  | 4970,1  | 7711,8  | 3579,6     | 3407,2  | 4041,5  | 5428,6  |

фіцієнтів навантаження є найнижчою в більшості країн без урахування сучасних цін на енергоносії. Наявність таких факторів, як різке коливання цін на вуглеводні та стабільність економічних показників АЕС наступного покоління, свідчить, що конкурентоспроможність галузі значно зростає. Тому фірми – виробники електроенергії, які мають АЕС, виграють на обсягах виробленої електроенергії, що позначиться на загальному енергетичному ринку. Атомна енергетика безпосередньо впливає на процеси, що відбуваються на світовому електроенергетичному ринку [15–18].

За даними МАГАТЕ, станом на 2005 рік у світі експлуатується 440 ядерних реакторів, у 10 країнах будується ще 36 (див. рис. 1). Окремо у країнах Західної

країн забезпечують понад чверть своїх енергетичних потреб за рахунок АЕС. Постачання урану на світовий ринок в основному здійснюють: Канада (32% загальносвітового обсягу поставок), країни Африки: ПАР (2%), Нігер (9%), Намібія (6%), Австралія (19%), США (3%), Росія (8%), Казахстан (8%), Узбекистан (5%) [19]. Уран використовують три основні регіони: Європа, Північна Америка і Південно-Східна Азія. Серед них найкраще урановою сировиною забезпечена Північна Америка. У країнах Європи запаси урану обмежені, а у країнах Південно-Східної Азії немає розвіданих уранових родовищ. Тому такі орієнтовані на атомну енергетику країни, як Франція, Бельгія, Японія, є чистими імпортерами природного урану.



Джерело: Побудовано за даними Міжнародної агенції з атомної енергетики  
Рис. 1. Ядерні реактори у світі: діючі й ті, що будуються

Ядерна енергетика має певну динаміку розвитку. Комбінуючи різноманітні види палива, сповільнювачів і конструкційних матеріалів, потенційно отримали 600 типів реакторів, із яких 200 – реально здійснені. Серед них перспективними є реактори: легководні (*LWR, PWR, BBEP*), важководні (*CANDU*), на швидких нейтронах (БН, *PHENIX*). Решта не витримали економічної конкуренції (магноксові, *AGR*) чи не змогли продемонструвати свою безпечність (РБМК).

Практично всі типи реакторів підприємств із підготовки ядерного палива й переробки опроміненого (ви-

циклу. Головною стримуючою обставиною виступає плутоній, який придатний для виготовлення ядерної зброї (так звана проблема «непоширення»). Питомо капіталовкладення в сучасні АЕС коливаються в діапазоні 1840–3000 дол. США/кВт. (табл. 3).

Ядерна енергія може бути використана при виробництві тепла. Окрім того, АТЕЦ є більш економічними (див. табл. 4), оскільки в неопалювальний сезон вона виробляє електроенергію, а АСТ простоюють [20–21].

За оцінкою «TradeTech» (США), провідної консалтингової компанії в галузі ядерного паливного циклу, 2005 рік став переломним для світового уранового ринку. Він ознаменувався найбільшим зростанням спотової ціни на уран від 1975 р. На початок 2005 р. вона дорівнювала \$21,20 за фунт U3O8 (0,45 кг), а на 31 грудня – \$36,50. За даними «Ux Consulting» (США), поточна ціна на уран більш ніж удвічі перевищує рівень 2003

Таблиця 3. Прогнозні техніко-економічні показники АЕС

| АЕС          | Рік  | ККД (ел.) | Кількість годин використання, год/рік | Питомі капіталовкладення, дол. США /кВт |
|--------------|------|-----------|---------------------------------------|---|
| На урані-235 | 2000 | 0,33      | 7000                                  | 2500                                    |
|              | 2020 | 0,33      | 7000                                  | 2500                                    |
|              | 2030 | 0,34      | 7000                                  | 2500                                    |
|              | 2050 | 0,34      | 7000                                  | 2500                                    |
| На урані-238 | 2000 | 0,30      | 7000                                  | -                                       |
|              | 2020 | 0,35      | 7000                                  | 3800                                    |
|              | 2030 | 0,36      | 7000                                  | 3800                                    |
|              | 2050 | 0,36      | 7000                                  | 3700                                    |

вантажованого з реактору) палива мають так званий паливний ядерний цикл. Якщо відпрацьоване паливо (ТВЕЛі – тепловидільні елементи) не переробляються (довгостроково зберігають чи безпосередньо захоронюють), то такий цикл називають відкритим. Якщо після переробки частина радіоактивних речовин, «недовигорілих» чи перероблених, знову поступає в енергетичні реактори (навіть іншого типу), то ядерний паливний цикл називають замкненим (чи закритим).

У природному урані міститься менше одного відсотка (0,7%) урану-235, який використовується в сучасних реакторах на теплових нейтронах (*LWR, PWR, BBEP*). Решту складає уран-238 (й деякі інші ізотопи), що застосовується у реакторах на швидких (із високою енергією) нейтронах (бридерах). Розвиток ядерної енергетики лише на теплових реакторах спричинить швидку вичерпність запасів природного урану. Реактори на бридерах дозволяють використовувати понад 80% енергії природного урану, відтак його запасів може вистачити на декілька століть за всіх реально можливих масштабів розвитку ядерної енергетики. При цьому відпрацьоване паливо, у тому числі утворений плутоній, підлягає переробці, що дає змогу створити замкнутий ядерний паливний цикл.

Нині в більшості країн світу використовуються реактори на теплових нейтронах із відкритим паливним циклом (відпрацьоване паливо знаходиться в довгостроковому збереженні). У ФРН, Франції, Великобританії, Японії, Бельгії організовано замкнутий паливний цикл теплових реакторів із використанням після переробки змішаного уран-плутонієвого палива. Експериментальні зразки швидких реакторів побудовано в РФ, Франції, США, Індії, Японії, і діють вони без замкнутого

р. (\$10 за фунт U3O8). Зростання цін на уран викликане, перш за все, зміною глобального ставлення до ядерної енергетики, визнанням її ролі в досягненні цілей енергетичної безпеки та скороченням викидів парникових газів («ядерний ренесанс»). У зв'язку з оголошеними у багатьох країнах масштабними програмами введення нових потужностей експерти прогнозують подальше зростання цін на уран. Томас Нефф, експерт уранового ринку з Масачусетського технологічного інституту (США), вважає, що через п'ять років ціна на уран зросте до \$100 за фунт. У найближчі роки на ринку збережеться тенденція до збільшення попиту на постачання урану з первинних джерел через скорочення складських запасів і закінчення терміну дії Угоди ВОУ-НОУ (2011 р.). Однак тривалі терміни та великі капітальні витрати, необхідні на облаштування нових рудників, можуть призвести до дефіциту урану. Стрімке зростання ціни за останні два роки – це реакція ринку на очікування дефіциту [22–23].

Фізичний дефіцит урану виникне, за підрахунками, у 2010–2011 рр. Нині у світі видобувається близько 35 тис. тонн урану, а річна потреба ядерної енергетики становить 67–68 тис. тонн. Різниця поповнюється переважно із складських запасів. У перспективі до 2020 р. велика частина існуючих уранових рудників або повністю виробить свій ресурс, або, у випадку таких родовищ, як «Маккартур-Ривер» (Канада), наблизиться до вичерпання наявних запасів. Виходячи із прогнозного сценарію, підготовленого СЯА, у 2020 році, можливо, буде потрібно забезпечити виробництво на рівні 164 млн. фунтів U3O8. У Росії обсяг виробництва урану становить близько 3200 тонн на рік. Річна потреба – близько 10 тис. тонн (з урахуванням власного споживання та експортних поставок). Приблизно 800–900 тонн урану в рік Росія експортує з України, інший дефіцит покривається із складських запасів, створених ще в СРСР. Якщо вони не поповнюватимуться, то до 2020 р. будуть вичерпані. Тому «Росатом» планує до

Таблиця 4. Прогнозні техніко-економічні показники АСТ і АТЕЦ

|      | Рік  | ККД (ел.) | ККД (тепл.) | Кількість годин використання, год/рік | Питомі капіталовкладення, дол. США/кВт |
|------|------|-----------|-------------|---------------------------------------|--|
| АСТ  | 2000 | 0         | 0,75        | 4000                                  | 2500                                   |
|      | 2020 | 0         | 0,79        | 4000                                  | 2500                                   |
|      | 2030 | 0         | 0,80        | 4000                                  | 2500                                   |
|      | 2050 | 0         | 0,82        | 4000                                  | 2500                                   |
| АТЕЦ | 2000 | -         | -           | -                                     | -                                      |
|      | 2020 | 0,28      | 0,43        | 6500                                  | 2700                                   |
|      | 2030 | 0,29      | 0,45        | 6500                                  | 2680                                   |
|      | 2050 | 0,30      | 0,46        | 6500                                  | 2650                                   |



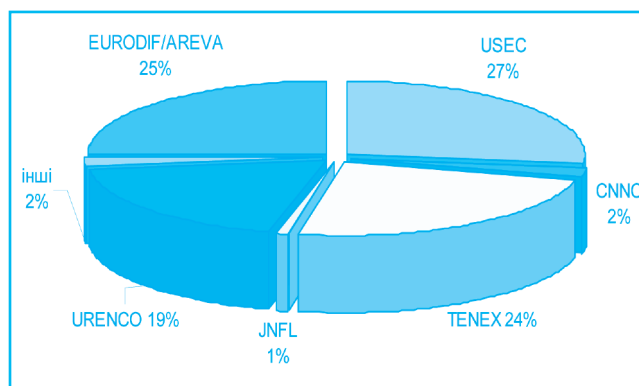
цього періоду збільшити видобуток урану до 5–6 тис. тонн на рік за рахунок нових родовищ і приблизно стільки ж експортувати з Казахстану, Узбекистану та України. У Росії існує цілий ряд перспективних, з точки зору наявності урану, територій (Сибір, Кольський півострів), але там необхідно проводити глибокі геологічні розвідки.

Послуги із збагачення урану надають: американська корпорація *US Enrichment Corporation (USEC)* – 27% загальної кількості поставок на світовий ринок, російський «Техснабекспорт» (*Tenex*) – 24% поставок, французька *Eurodif* – 25%, британська *Urenco* – 19% ринку (див. рис. 2).

Ринок готового ядерного палива значною мірою монополізований і контролюється найбільшими компаніями: США (*USEC*), Франції (*Areva*), Німеччини (*Nukem*), Росії («Техснабекспорт», *ТВЕЛ*), Канади (*Camco*), Японії (*Mitsubishi Nuclear Fuel, Japan Nuclear Fuel*), Великобританії (*BNFL*), Іспанії (*ENUSA*). Послуги з переробки ВЯП на світовому ринку надають лише три компанії: французька *Sogema* (що входить до складу *Areva*), англійська *BNFL* і російське виробниче об'єднання «Маяк». Причому ринок, по суті, ділять між собою перші дві фірми, поширюючи свій вплив на всю Західну Європу та Японію. Виробниче об'єднання «Маяк» переробляє СЯП російського походження, що ввозиться з України і Болгарії за старими угодами, які дісталися у спадок від Радянського Союзу. Рівень цін за цими контрактами нижчий від цін світового ринку (відповідно \$640 і \$700–1000 за 1 кг), однак у 2006 р. ціна переробки та зберігання СЯП для України збільшилася до \$720 за 1 кг. Здатність Росії надавати послуги з переробки СЯП впливає при укладанні контрактів на прийнятті іноземними замовниками рішень про придбання російського ядерного палива або будівництво АЕС російськими фахівцями. Можливість забрати для переробки ядерне паливо з побудованої за російським проектом АЕС є нашою конкурентною перевагою.

Особливостями ринку будівництва об'єктів атомної енергетики та поставок обладнання є:

- довгостроковий характер (будівництво енергоблоку триває не менш як 5 років, що дозволяє на довгий час завантажити потужності заводів із виробництва обладнання для АЕС. Ціни на обладнання, що поставляється, не переглядаються протягом 2–3 років, що впливає на стабільність ситуації на ринку);
- високий рівень монополізації (основні учасники цього ринку – великі корпорації: французькі *AREVA, Framatom i EdF*; німецька *Siemens*; американська *General Electric*; канадська *AECL*; японські *Toshiba i Mitsubishi*; російський «Росатом»). Майже половина АЕС у світі була створена за повної або часткової участі *Westinghouse*. Група *Framatom (Areva/Siemens)* контролює близько 1/3 світового ринку будівництва об'єктів ядерної енергетики. У процесі будівництва атомних електростанцій, окрім поставок технологічного обладнання, зазвичай надається



Джерело: Urenco Eurobond Prospectus, November, 2005

Рис. 2. Структура світового ринку послуг зі збагачення

значний обсяг супутніх послуг, проектно-розвідувальні та інженерно-консультаційні послуги тощо);

- інтеграційні процеси і загострення конкуренції між основними гравцями у зв'язку із зростанням інтересу до атомної енергетики з боку західних держав («ядерний ренесанс») і великі плани щодо будівництва нових потужностей в Азії.

Проблема «ядерного ренесансу» відчутно вплинула на сценарії розвитку світової енергетики (табл. 5). Наразі країни ОЕСР споживають 85% енергії АЕС. Саме країни Азії, які входять до цієї організації, почали активний розвиток ядерної енергетики [24–25]. Однак у екології досить багато застережень щодо використання атомної енергії. Звичайно, вона не забруднює навколишнє середовище і є порівняно дешевою, однак невирішеною залишається проблема захоронення відходів. До того ж Чорнобильська трагедія є вічним меморіалом пам'яті та пересторог.

Сумарна потреба в інвестиціях для створення інфраструктури постачання енергоресурсів за 2001–2030 рр. складе \$16 трлн. (табл. 5). У цей період капіталовкладення мають бути спрямовані на розширення потужностей для постачання та заміну існуючих потужностей після закінчення строку їх амортизації і виводу з експлуатації.

Таблиця 5. Інвестиції у розвиток світової енергетики у 2001–2030 рр., млрд. дол. США (за курсом 2000 р.) / рік

|                        | 2000 | 2001–2010 | 2011–2020 | 2021–2030 | Загалом, 2001–2030 | Частка у структурі, 2001–2030 (%) |
|------------------------|------|-----------|-----------|-----------|--------------------|-----------------------------------|
| Нафта                  | 87   | 916       | 1 045     | 1 136     | 3096               | 19                                |
| Газ                    | 80   | 948       | 1 041     | 1 157     | 3 145              | 19                                |
| Вугілля                | 11   | 125       | 129       | 144       | 398                | 2                                 |
| Електроенергія         | 235  | 2 562     | 3 396     | 3883      | 9841               | 60                                |
| Загалом                | 413  | 4 551     | 5 610     | 6 320     | 16 451             | 100                               |
| Середньорічний приріст | 413  | 455       | 561       | 632       | 549                |                                   |

Такі оцінки базового сценарію Прогнозу світової енергетики 2004 року, розробленого МЕА. І все це буде відбуватися в контексті зростання попиту на ПЕР. Тільки активність на світових ринках нафти зростає на 2/3, що відповідає щорічному підвищенню попиту з темпами у 1,7% у рік. Його задоволення можливо лише через залучення коштів. Тож сумарна потреба в інвестуванні структури ПЕК є значною. Проте економісти заспокоюють тим, що вона (ця потреба) порівняно з масштабами світової економіки є незначною і становить лише 1% світового валового продукту. Однак цей показник змінюється по регіонах. Потреба РФ в інвестиціях дорівнює 5% її ВВП, Африки – 4%, у країнах ОЕСР ця частка значно нижча.

Запаси енергоресурсів у світі є достатніми для задоволення прогнозного попиту, але інвестицій вимагає забезпечення постачання енерготоварів споживачам. Мобілізація ресурсів у ПЕК залежатиме від його здатності конкурувати з іншими секторами економіки за доступ до інвестицій. Проблема в залученні інвестицій пов'язана з тим, що потреба у фінансових інструментах у наступні 30 років набагато перевищуватиме рівень минулих трьох десятиліть. В електроенергетиці, наприклад, потреба в інвестиціях буде в три рази вищою: на генерацію, передачу і поширення електроенергії знадобиться щонайменше \$10 трлн., або 60% сумарної потреби в інвестиціях. У нафтовий та газовий сектори потрібно буде вкласти по \$3 трлн. у кожний, чи 19% сумарної потреби у світі. Розвиток вугільної галузі вимагає \$400 млн. (2%), відновних джерел енергії – третину всіх інвестицій у будівництво нових електростанцій у країнах ОЕСР.

На країни, що розвиваються, у яких особливо швидко зростатимуть виробництво й попит, припаде майже половина світових інвестицій в енергетичний сектор у цілому, хоч вкладення коштів у створення одиниці додаткової потужності загалом будуть нижчими, ніж у країнах ОЕСР. Тільки КНР спроможна залучити інвестиції в сумі близько \$2,3 трлн., або 14% сумарних потреб в інвестиціях у світі. Приблизно відповідною є потреба в інвестиціях в інших країнах Азії, зокрема в Індії та Індонезії. Країни Близького Сходу потребуватимуть майже \$1,2 трлн., Африки – \$1 трлн., на реалізацію проектів у секторі «upstream» у цих країнах знадобиться більш як половина загального обсягу інвестицій у світі. На країни з перехідною економікою припадає 10% сумарних інвестицій, на країни ОЕСР – 40%. Значні потреби в інвестиціях будуть характерними для США і Канади (\$3,2 трлн.). Реалізація проектів із постачання енерготоварів у країни ОЕСР потребуватиме залучення 40% сумарних інвестицій у видобуток нафти, газу та вугілля у країнах поза ОЕСР.

Велика частка всіх необхідних інвестицій буде направлена на підтримку існуючого рівня постачання. Родовища нафти й газу виснажилися, електростанції вимагають модернізації. Більша частина навіть нових виробничих потужностей, які будуть введені в дію найближчими роками, мають бути замінені до 2030 р. Тільки 51% інвестицій в енергетику потрібно для заміни існуючих потужностей й тих, що вводяться в майбутньому. Решта 49% будуть зорієнтовані на задоволення зростаючого попиту. Внутрішні ресурси є основним джерелом інвестування в реалізацію інфраструктурних проектів. Проте в ряді регіонів потреба в інвестиціях для таких проектів набагато перевищує внутрішні можливості. Наприклад, у Африці пропорція між внутрішніми й закордонними джерелами інвестування становить 50 на 50. Важливими факторами лишаються привабливість енергетичного сектору певної країни для іноземного капіталу, а також ризики, з якими стикаються інвестори при реалізації енергетичних проектів. На ринку вже відслідковується тенденція, пов'язана з відходом держави від фінансування енергетичних проектів за рахунок національних бюджетів. Уряди багатьох країн здійснюють приватизацію енергетичного бізнесу з метою збільшення бюджетних доходів й обмеження витрат державних коштів на розвиток енергетики, у зв'язку з чим ринки цих країн були відкриті для іноземних інвестицій. Очікується, що прямі іноземні інвестиції залишаться важливим джерелом залучення приватного капіталу в

країнах – не членах ОЕСР, особливо для реалізації нафтогазових проектів. Приватний капітал буде й надалі чутливим до макроекономічних умов і стабільності державної політики. Залучення інвестицій у країни, що розвиваються пов'язано зі значною невизначеністю. Потреба в інвестиціях у країнах з перехідною економікою і країнах, що розвиваються є набагато більшою порівняно з масштабом їх економіки, ніж у країнах ОЕСР. У цілому інвестиційні ризики цих країн також вищі, зокрема, при здійсненні національних проектів у галузях електроенергетики й транспортування газу.

**Висновки.** Потреба в інвестиціях у майбутньому буде визначатися темпами зростання попиту на енергоресурси й затратами на створення потужностей із постачання, необхідних для задоволення зростаючого попиту і заміни старих об'єктів. Формування потреб більшою мірою залежатиме від ряду пов'язаних із цим факторів, які характеризуються значною невизначеністю. На ринку не має певності в забезпеченні вищого рівня рентабельності проектів при вкладенні коштів у енергетику порівняно з іншими секторами економіки. Ця обставина створить основу для конкуренції енергетичних компаній з іншими компаніями за інвестиції на ринку. Найбільша невизначеність зумовлюється макроекономічними умовами, цінами на ПЕР, політикою у сфері охорони довкілля, геополітичними факторами, технологічним розвитком, енергетичною політикою урядів. Політична нестабільність може стати основним бар'єром для інвестицій. Нафтогазова галузь є предметом геополітичних ризиків і невизначеності у зв'язку з концентрацією ресурсів у нестабільних регіонах, а також через зростання ролі торгівлі у світовому постачанні енерготоварів.

Література:

1. Hafele W., Kirchmayer L.K. Modeling of Large-Scale Energy Systems. – IASSA proceeding series; vol 12. – London: William Clowes, 1981. – 476 p.
2. Energy in A Finite World. A Global Systems Analysis. – Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis. Hafele, Wolf; Anderer, Jeanne; Nakicenovic, Nebojsa. – Cambridge: Harper&Pow Publishing Inc., 1981. – 882 p.
3. Energy in A Finite World. Paths to a Sustainable Future. – Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis. Hafele, Wolf; Anderer, Jeanne; Nakicenovic, Nebojsa. – Cambridge: Harper&Pow Publishing Inc., 1981. – 252 p.
4. Messner S., Golodnikov A., Gritsevskii A. A stochastic version of the dynamic linear programming model MESSAGE III // Energy – The International Journal. – 1996. – 21(9):775-784.
5. Gruebler A., Jefferson M., Nakicenovic N. Global energy perspectives: A summary of the joint study by the International Institute for Applied Systems Analysis and World Energy Council // Technological Forecasting and Social Change. – 1996. – 51(3):237-264.
6. Nakicenovic N., Alcamo J., Davis G. et al. Special report on emissions scenarios. A special report of working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. – Cambridge: University Press, 2000.
7. Nakicenovic N., Grubler A., Gaffin S., Jung T., Kram T., Morita T., Pitcher H., Riahi K., Schlesinger M., Shukla P.R., van Vuuren, D., Davis G., Michaelis L., Swart R. and Victor N. IPCC SRES Revisited: A Response // Energy and Environment. – 2003. – № 14.
8. Grubler A., Nakicenovic N., Alcamo J., Davis G., Fenhann J., Hare B., Mori S., Pepper B., Pitcher H., Riahi K., Rogner H., La Rovere E., Sankovski A., Schlesinger M., Shukla P., Swart R., Victor N. and Jung. Emissions scenarios: a final response // Energy and Environment. – 2004. – № 15. – P. 11-24.
9. Murphy J.M., Sexton D.M.H., Barnett D.N., Jones G.S., Webb M.J., Collins M. and Stainforth D.A. Quantification of modelling uncertainties in a large ensemble of climate change simulations // Nature. – 2004. – P. 430, 768-772.
10. World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability (UNDESA – UNDP – WEA – WEC), 2000. – 517 p.
11. Беляев Л. С., Марченко О. В., Филиппов С. П., Соломин С. В., Степанова Т. Б., Кокорин А. Л. Мировая энергетика и переход у устойчивому развитию. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 269 с.
12. Бушуев В. В., Троицкий А. А. Прогнозные сценарии инновационного развития России до 2050 г. // Энергетическая политика. – 2006. – № 2; Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – 664 с.

13. Белый С. Б., Поспелова Т. П., Якубович П. В. Функции и особенности управления электроэнергетическим комплексом в период его реформирования // Энергетика. Изв. вузов и энергообъединений СНГ. – 2003. – № 3 (май-июнь). – С. 75–89.
14. Кузьмич Г. В. О целесообразности инвестирования энергоэффективных проектов // Энергия и менеджмент. – 2004. – № 3. – С. 42–44.
15. World Nuclear Power Reactors 2004-06 and Uranium Requirements, WNA, June 2006.
16. Supply of uranium. – World Nuclear Association, June 2005.
17. The New Economics of Nuclear Power. – WNA, 2005.
18. World Nuclear Power Reactors 2004-06 and Uranium Requirements, WNA, June 2006.
19. Uranium production figures 2000–2004. – World Nuclear Association, June 2005.
20. Key Energy Trends in the 1EA & Worldwide. 30 th Anniversary of the IEA // IEA. – 2005. – P. 156–198.
21. James L. Williams. Oil Price History and Analysis // WTRG Economies. – 2007. – P. 342–368.

22. Lack of fuel may limit US nuclear power expansion. – <http://www.entrepreneur.com/tradejournals/article/162337700.html>
23. Черкасенко А. И. Развитие внешнеэкономических отношений в ядерно-энергетической отрасли в условиях глобализации // Проблемы современной экономики. – 2008. – № 1(17). – Режим доступа: <http://www.m-economy.ru/art.php3?artid=21183>
24. Uranium Marketing Annual Report 2008. – Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting. – Washington: U.S. Department of Energy DC 2058. – <http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/umar/umar.pdf>
25. International Energy Outlook 2009. – Washington: U.S. Department of Energy DC 2058. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting, 2009. – 284 p.
26. Мировая энергетика: состояние, проблемы, перспективы. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. – 664 с.
27. Управление нефтегазостроительными проектами. – М.: «Омега-Л», 2006. – 475 с.

**М. М. Гончар,**

керівник енергетичних програм центру «НОМОС»

## ГАЗОВІ КРИЗИ ТА ОБХІДНА СТРАТЕГІЯ РОСІЇ: ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК І ОБУМОВЛЕНІСТЬ

*У статті аналізуються причини газових криз 2006–2009 років, у які були втягнуті країни Європи, Україна і Росія; дається оцінка нинішньої енергетичної політики Європейського Союзу, РФ та «Газпрому» щодо забезпечення газом європейських споживачів; розглядається сутність міжнародних проектів «Південний потік» і «Північний потік», які спрямовані на створення безтранзитних енерготранспортних систем.*

**Ключові слова:** газова криза, європейський газовий ринок, «Південний потік», «Північний потік».

**М. М. Гончар**

**ГАЗОВЫЕ КРИЗИСЫ И ОБХОДНАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ:  
ВЗАИМОСВЯЗЬ И ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ**

*В статье анализируются причины газовых кризисов 2006–2009 годов, в которые были втянуты страны Европы, Украина и Россия; дается оценка нынешней энергетической политики Европейского Союза, РФ и «Газпрома» относительно обеспечения газом европейских потребителей; рассматривается суть международных проектов «Южный поток» и «Северный поток», которые направлены на создание безтранзитных энерготранспортных систем.*

**Ключевые слова:** газовый кризис, европейский газовый рынок, «Южный поток», «Северный поток».

**M. M. Gonchar**

**GAS CRISES AND BYPASS STRATEGY OF RUSSIA: INTERCONNECTION AND CONDITIONALITY**

*In the article is analyzed the reasons of gas crises 2006–2009 years, countries of Europe, Ukraine and Russia were pulled in which; is given the estimation of the present energy policy of European Union, Russian Federation and «Gazprom» in relation to providing the gas to the European users; is examined the essence of the international projects «South Stream» and «North Stream» which are directed to creation of non-transit energy-transportational systems.*

**Key words:** gas crisis, European gas market, «South Stream», «North Stream».

**Постановка проблеми.** Газові кризи 2006–2009 років, з-поміж низки чинників, спричинені обмеженою можливістю російського газового монополіста задовольняти потреби внутрішніх споживачів та зовнішні контрактні зобов'язання на піку споживання. Газова криза служить своєрідним маскуванням елементом відвернення уваги партнерів від внутрішніх проблем «Газпрому» та переорієнтація її в бік так званих «транзитних ризиків». Газові кризи використовуються РФ для виправдання та лобювання в Європі високовартісних байпасних проектів «Південний потік» і «Північний потік».

**Аналіз останніх досліджень.** Публікація «2009 gas conflict and its consequences for the European energy security» в «Oil, Gas & Energy Law Intelligence» (Нідерланди), 2009, № 2 та «The EU-Russia gas connection: Pipes, politics and problems» в електронному виданні Пан'європейського Інституту (Фінляндія), 2009, № 8 присвячені різнобічному аналізу газової кризи й енергетичної політики ЄС, Росії, України. Їх суть – постачання газу зі Сходу має високі ризики для Європейського Союзу внаслідок недостатньої надійності та прозорості як постачальника (РФ), так і транзитера (Україна).

