

2. Энергоэффективность как ресурс инновационного развития: Национальная доповідь про стан та перспективи реалізації державної політики енергоефективності у 2008 році / С.Ф. Єрмілов, В.М. Гець, Ю.П. Яценко, В.В. Григоровський, В.Є. Лір та ін. – К.: НАЕР, 2009. – 93 с.

## **ОЦІНКА ВЕЛИЧИНИ ТАРИФУ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ, ВИРОБЛЕНУ УКРАЇНСЬКИМИ АЕС**

*Бегун С.В., к.ф.-м.н.,  
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»*

Атомна енергетика відіграє значну роль в економіці України. За даними Державної служби статистики України частка атомних електростанцій (АЕС) у виробництві електроенергії в Україні складає 45-50%. Для стабільної роботи українських АЕС необхідним є стабільне фінансування робіт з підвищення безпеки експлуатації та робіт з продовження строку експлуатації АЕС у понадпроектний термін. Але за інформацією ДП НАЕК «Енергоатом» тариф на електроенергію, вироблену українськими АЕС, є економічно необґрунтованим [1]. Тому стратегічно важливою є задача визначення на найближчу та середньострокову перспективу економічно обґрунтованої величини тарифу на електроенергію вироблену АЕС України.

Наслідки від застосування економічно необґрунтованого тарифу.

При недостатньому фінансуванні робіт з продовження експлуатації та підвищення безпеки українських АЕС, а саме такою є ситуація на сьогодні [1], виникає загроза погіршення експлуатаційних показників енергоблоків. В результаті погіршення експлуатаційних показників виникне загроза стабільному функціонуванню Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, оскільки в результаті зупинки одного енергоблоку АЕС в ОЕС України необхідним буде запуск резервних компенсуючих потужностей в обсязі від 440 МВт(ел) до 1000 МВт(ел). Якщо ж зупиняться декілька блоків АЕС, то ситуація буде пропорційно гіршою і може спричинити навіть енергетичну аварію регіонального рівня в ОЕС України через обмежену кількість наявних компенсуючих резервних потужностей.

Недостатнє фінансування продовження експлуатації українських АЕС призведе до необхідності їх зупинки після закінчення проектного строку експлуатації та до необхідності побудови заміщуючих потужностей. Тому що за існуючими українськими [2] (включаючи текст Проекту Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року), європейськими [3; 4] та світовими [5; 6] фактичними даними та прогнозами споживання електроенергії зростає та не буде зменшуватися.

Визначення мінімальної границі значення величини тарифу.

При побудові сценаріїв розвитку української атомної енергетики в даній статті розглядаються такі наближення, які призводять до мінімальних щорічних витрат без оптимізації сукупних витрат за період.

Побудова нових електрогенеруючих потужностей (будь-то на основі спалювання газу чи вугілля, з використанням енергії ділення ядер чи на основі відновлювальних джерел) характеризується певним обсягом інвестицій, які у 2–10 рази більші, чим інвестиції пов'язані із продовженням безпечної експлуатації існуючих АЕС [7–9]. Тому варіант продовження експлуатації існуючих на сьогодні українських АЕС на 20–30 років понад проектний термін має бути пріоритетним. За даними Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) [8; 9] та згідно інформації із World Nuclear Association (WNA) продовження експлуатації діючих енергоблоків заплановано у Російській Федерації та країнах Європи, де експлуатуються в тому числі енергоблоки майже ідентичної до українських конструкції. Оцінена величина тарифу при такому пріоритеті дасть нижню границю для значення величини тарифу у порівнянні з варіантом зупинки існуючих енергоблоків АЕС і будівництва нових потужностей.

Продовження строку експлуатації українських АЕС у понадпроектний термін є технічно можливе та економічно вигідне [1; 8; 9]. Технічна можливість пояснюється тим, що під час проектування даних АЕС у минулому столітті на початку розвитку технології у розрахунки були закладені занадто консервативні умови. За час, який пройшов з моменту побудови цих енергоблоків, був накопичений досвід експлуатації, уточнені деякі параметри. У нових проектах АЕС вказаний досвід вже врахований і проектний термін експлуатації для нових енергоблоків складає 60 років, а не 30 років, як то було для старих. Продовження для нових енергоблоків експлуатації у понадпроектний термін (понад 60 років) є малоімовірне, тому що для цього потрібне нове технологічне рішення, термін експлуатації 60 років є порівняний з терміном експлуатації будівельних конструкцій і є порівняний із часом, за який розроблені технологічні рішення застарівають [10]. Наприклад, на сьогодні ведуться розробки нових енергоблоків АЕС із надкритичними параметрами, коефіцієнт корисної дії яких у 1,4 рази більше, порівняно з нинішніми [11], до того ж в конструкціях нових енергоблоків з'являються нові системи безпеки [12; 13], які принципово неможливо реалізувати на збудованих у минулому столітті АЕС. Тому розглядати у розрахунках термін експлуатації для існуючих енергоблоків у результаті продовження експлуатації та для нових енергоблоків набагато більше 60 років не варто. Далі у розрахунках приймається сумарний термін експлуатації для енергоблоку рівним 60 років. Оцінені в такому наближенні тарифи з точки зору продовження експлуатації діючих українських АЕС дадуть нижню границю значення величини тарифу.

При побудові нових електрогенеруючих потужностей в Україні значний пріоритет слід віддавати будівництву нових енергоблоків АЕС, що пов'язано з наявністю в Україні значних покладів урану, яких при нинішньому рівні потреб всіх українських АЕС вистачить на понад 100 років [14]. У разі переходу на реактори на швидких нейтронах наявних в Україні ресурсів урану при збереженні нинішнього рівня потужності АЕС вистачить на майже 3000 років [15; 16]. Крім того, за інформацією МАГАТЕ в Україні наявні значні поклади торію [17], який розглядається як альтернатива урану у проектах нових АЕС [18; 19]. До того ж, за інформацією Державної служби геології та надр України на території України наявні в достатній кількості поклади основних необхідних для побудови АЕС мінеральних копалин. Тому нові енергоблоки АЕС в Україні будувати вигідно з економічної точки зору та з точки зору енергетичної незалежності, але за умови економічно обгрунтованого тарифу. В розрахунках надалі приймається у найближчій та середньостроковій перспективі незмінність технології, тобто розглядається експлуатація ядерних реакторів на теплових нейтронах. У порівнянні з іншими технологіями генерації електроенергії АЕС мають низьку паливну складову у вартості виробленої електроенергії [10], що в умовах зростання вартості мазуту та газу в Україні є значною перевагою. У подальших розрахунках розглядається варіант збереження абсолютної величини встановленої потужності українських АЕС на нинішньому рівні, що дає нижню границю значення величини тарифу для сценарію розвитку. В розрахунках на даному етапі розглядається незмінна форма власності у ядерній енергетиці України.

У розрахунках вважається, що українські АЕС працюють у режимі базового навантаження (постійне у часі виробництво електроенергії), коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) обирається рівним 80%, що більше фактичного значення величини КВВП для українських АЕС на сьогодні, але є технічно досяжною величиною і дасть нижню границю значення величини тарифу.

Витрати розділяються на постійні (не залежать від кількості виробленої електроенергії) та поточні (залежать від кількості виробленої електроенергії). Розглядається стаціонарний випадок, в якому більшість енергоблоків знаходиться на середньому проміжку строку експлуатації, що дає можливість розглядати сталу у часі величину поточних витрат і дає нижню границю тарифу, оскільки загальновідомо, що поточні витрати зростають на початку та в кінці експлуатації технічних об'єктів. Останнє пов'язано із налагодженням та усуненням несправностей на початку експлуатації та із ефектом старіння наприкінці

експлуатації. Кредитна складова розраховується для двох крайніх випадків: 1) 5% ставка для випадку надання кредиту світовими потужними фінансовими організаціями (малоймовірний сценарій); 2) 15% ставка для випадку надання кредитів українськими комерційними структурами чи від комерційних структур інших країн (найбільш імовірний сценарій). Надання безвідсоткового кредиту під державні гарантії є малоймовірним з огляду на поточні проблеми із відсутністю коштів на подібні великі проекти у бюджеті України. Сукупні витрати на продовження експлуатації всіх нині діючих українських АЕС (крім №1 та №2 РАЕС) розбиваються рівномірно на 30 років із наданням кредитів кожні 5 років в рівній сумі, що дає нижню границю значення величини тарифу. Витрати на будівництво всіх нині діючих українських АЕС в одному варіанті повністю списуються на бувший СРСР (не враховуються), а у другому варіанті розглядаються за докризовими цінами [20] з рівномірною виплатою кредиту впродовж 60 років, що також дає нижню границю тарифу. Нові енергоблоки вважаються, що будуються після кризи за новими післякризовими цінами [7]. Вартість паливної складової розраховується на основі даних із [21; 22] та даних WNA при цьому розглядається закупівля палива на спотовому ринку, що на сьогодні є більш вигідним варіантом. В розрахунках не враховується податок на додану вартість (ПДВ).

Основні вихідні дані для розрахунку:

- вартість встановленої потужності АЕС та витрати на експлуатацію та ремонт складають для реакторів типу ВВЕР 2933 USD/кВт та 17 USD/(МВт-год) відповідно [7], що також узгоджується з даними ГК «Росатом». Для реакторів типу ЕРР ці величини становлять 3860 USD/кВт та 16 USD/(МВт-год) відповідно [7]. Докризовий рівень вартості встановленої потужності реакторів типу ВВЕР складає 820 USD/кВт [20];

- паливна складова вважається рівною 9,13 USD/(МВт-год) [7, 21, 22];

- відрахування на зняття з експлуатації складають 0,16 USD/(МВт-год) [7];

- вартість продовження експлуатації одиниці встановленої потужності складає 122–680 USD/кВт при середньому рівні для реакторів типу ВВЕР у 300-400 USD/кВт [8, 9] та інформація із WNA;

- відносна точність розрахунку кредитної складової  $10^{-7}$ ;

- офіційний курс долара США (USD) по відношенню до гривні складає 7,993 станом на серпень 2012 року відповідно до інформації Національного банку України. Застосування середньозваженого курсу гривні на міжбанківському валютному ринку (8,050) замість офіційного курсу незначно впливає на ситуацію;

- на розрахунковий 30 річний період від 2012 року припадає продовження експлуатації всіх енергоблоків українських АЕС (крім №1 та №2 РАЕС) та будівництво заміщуючих потужностей в обсязі 1880 МВт встановленої електричної потужності.

Для розрахунків була написана програма в математичній оболонці MathCad. Розрахункова формула для тарифу являє собою суму додатків-складових: паливна складова, відрахування на зняття з експлуатації, витрати на експлуатацію та ремонт, річна виплата по кредиту на продовження експлуатації, річна виплата по кредиту на будівництво нових блоків, річна виплата по кредиту за збудовані раніше блоки. Створена програма фактично є математичною моделлю економіки енергетики, що дозволить проводити подальші дослідження з оптимізації витрат.

Для оцінки найменшого значення величини тарифу річна виплата по кредиту на будівництво нових блоків та річна виплата по кредиту за збудовані раніше блоки вважаються рівними 0, а кредитна ставка на продовження експлуатації рівною 5% при вартості продовження експлуатації одиниці встановленої потужності 122 USD/кВт.

Для оцінки найбільшого значення величини тарифу враховується річна виплата по кредиту на будівництво нових блоків та річна виплата по кредиту за збудовані раніше блоки, а кредитна ставка по всім кредитам вважається рівною рівною 15% при вартості продовження експлуатації одиниці встановленої потужності 680 USD/кВт.

Кредитна частина платежів розраховувалась у варіанті виплати кредиту рівними частинами раз на рік. Величина щорічного платежу по кредиту розраховувалась методами лінійної інтерполяції.

В результаті проведених розрахунків значення величини нижньої границі тарифу на електроенергію вироблену українськими АЕС знаходиться у діапазоні 211,1–221,0 грн./(МВт·год), а для середнього значення вартості продовження експлуатації одиниці встановленої потужності складає не менше 212,6–218,0 грн./(МВт·год). Порівнюючи ці величини із поточним значенням величини тарифу для українських АЕС, яка відповідно до інформації ДП «Енергоринок» станом на кінець серпня 2012 року складає без ПДВ лише 212,2 грн./(МВт·год), легко дійти висновку, що поточне значення величини тарифу знаходиться на загрозовано низькому рівні і дійсно не дозволяє виконувати необхідний обсяг робіт з продовження експлуатації та підвищення безпеки українських АЕС. Така ситуація на жаль може призвести до самих найгірших наслідків як для населення України так й для економіки України.

Для більш реалістичного сценарію при періоді, на який надаються кредитні кошти рівному 15 років під 17% річних для будівництва нових потужностей, продовженні терміну експлуатації діючих українських АЕС на 20, а не на 30 років, неоптимізованому у часі суттєво нерівномірному розподілу будівництва замішуваних потужностей, мінімальна границя значення величини тарифу може перевищувати 400 грн./(МВт·год) в цінах 2012 року. Тобто у подальших дослідженнях необхідною є оптимізація витрат на розвиток ядерної енергетики України.

З цього приводу слід повторити, що розраховані мінімальні значення величин тарифів є найменшою величиною, при якій потужність українських АЕС залишається на нинішньому рівні, в них абсолютно відсутні відрахування на розвиток науки, відрахування на розвиток соціальної інфраструктури, відрахування на компенсацію ризиків для населення, відрахування на розвиток елементів ядерно паливного циклу в Україні.

Додатково слід зазначити, що закритість фінансової інформації підприємств ядерної енергетики України не сприяє вирішенню їх фінансових проблем.

#### Список літератури

1. Україна-2012. Плани ДП НАЕК «Енергоатом» на рік // Енергоатом України. – 2011. – № 7(37). – С. 7–8.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року № 145-р.
3. Energy Roadmap 2050. Communication from the Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions. COM(2011) 885/2. – Brussels: European Commission, 2011. – 20 p.
4. Ciarreta A., Zarraga A. Economic growth-electricity consumption causality in 12 European countries: A dynamic panel data approach // Energy Policy. – 2010. – Vol. 38. – p. 3790–3796
5. Key World Energy Statistics. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 80 p.
6. World Energy Outlook. 2010 Executive Summary. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 18 p.
7. Projected Costs of Generating Electricity. – OECD/IEA: Organisation for Economic Cooperation and Development / International Energy Agency, 2010. – 218 p.
8. Review of selected cost drivers for decision on continued operation of older nuclear reactors. IAEA-TECDOC-1084. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 1999. – 132 p.
9. Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension. IAEA-TECDOC-1309. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 2002. – 89 p.
10. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. перераб. и доп. Учебник. – М.: «Высшая школа», 1975. – 488 с.
11. Культура безпеки на ядерних об'єктах України: Навч. посібник. / В.В.Бегун, С.В.Бегун, С.В.Широков, І.В.Казачков, В.В.Литвинов, Є.М.Письменний. – К.: ДП НАЕК «Енергоатом», 2009. – 363 с.
12. Онуфриенко С.В., Безлепкин В.В., Молчанов А.В., Светлов С.В., Солодовников А.С., Семашко С.Е. Особенности концепции безопасности проекта АЭС-2006 на площадке ЛАЭС-2 // Тяжелое машиностроение. – 2008. – № 2. – С.6–10.
13. Fiescher M. The severe accident mitigation concept and the design measures for core melt retention of the European Pressurized Reactor (EPR) // Nuclear Engineering and Design. – 2004. – Vol. 230. – P.169–180.

14. Uranium 2009: Resources, Production and Demand. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. NEA No.6891. – OECD: Nuclear Energy Agency OECD, 2010. – 452 p.
15. Technology Roadmap. Nuclear Energy. – OECD/IEA, OECD/NEA: International Energy Agency OECD, Nuclear Energy Agency OECD, 2010. – 52 p.
16. Marques J.G. Evolution of nuclear fission reactors: Third generation and beyond // Energy Conservation and Management. – 2010. – Vol. 51. – p. 1774–1780.
17. Kotova V.M., Skorovadov J.I. Thorium deposits in the comonwealth of independent states and their prospective characteristics. – Changes and events in uranium deposit development, exploration, resources, production and the world supply-demand relationship. IAEA-TECDOC-961. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 1997. – p. 213-220.
18. Глебов А.П., Клушин А.В. Тепловой реактор с уран-плутоний-ториевым топливным циклом, охлаждаемый водой сверхкритического давления при двухходовой схеме движения. // Атомная энергия. – май 2009. – Т.106. – Вып. 5. – С. 243–249.
19. Sinha R.K., Kakodkar A. Design and development of the AHWR – the Indian thorium fuelled innovative nuclear reactor. // Nuclear Engineering and Design. – 2006. – Vol.236. – P. 683–700.
20. Zrodnikov A.V., Toshinsky G.I., Komlev O.G., Dragunov Yu.G., Stepanov V.S., Klimov N.N., Kopytov I.I., Krushelnitsky V.N. Nuclear power development in market conditions with use of multi-purpose modular fast reactors SVBR-75/100. // Nuclear Engineering and Design. – 2006. – Vol.236. – p. 1490–1502.
21. Uranium Market Data // Nuclear Market Review. – 2012. – April 30. – P. 10. – <http://www.uranium.info/>
22. The Economics of the Nuclear Fuel Cycle. – NEA/OECD: Nuclear Energy Agency. Organisation for Economic Cooperation and Development, 1994. – 175 p.

## **РОЛЬ НАТО В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ**

*Брежнева Т. В., канд. іст. наук, пров. н. с.,  
Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень України*

Більшість країн-членів НАТО розглядають енергетичну безпеку як одне із найнагальніших завдань загальної безпеки та економки. Проблема енергетичної безпеки має глобальний характер, тому її розв'язання потребує посиленої уваги з боку міжнародних організацій з огляду на необхідність колективного прийняття рішень. На офіційному рівні, Альянс постійно декларує свою стурбованість питаннями забезпечення енергетичної безпеки, але оминає конкретизацію ролі Організації та визначення її практичного втілення. Нездатність Альянсу щодо вирішення даної проблеми обумовлено традиційним небажанням союзників розширювати коло обов'язків організації, та намагається уникати втягування у розв'язання суперечок між третіми країнами, особливо якщо певні з них використовують енергоносії як засоби політичного впливу. Однак, як організація колективної безпеки, НАТО не може залишити поза увагою енергетичну сферу, оскільки йдеться не тільки про безпеку постачання життєво важливих ресурсів, про попередження конфліктів між країнами, але й зміцнення безпеки життєво важливих елементів енергетичної інфраструктури як всередині Альянсу, так і за його межами, обумовлену виникненням загрози енергетичного тероризму. Таким чином, для Альянсу залишається актуальною розробка комплексної трансатлантичної політики енергетичної безпеки.

Джерельна база дослідження складається з офіційних документів НАТО: Стратегічної концепції, керівних політичних директив, декларацій самітів та міністерських сесій Альянсу, виступів Генеральних секретарів. Досліджувана тематика висвітлена в роботах Д. Ші [10], який визначає причини необхідності для НАТО забезпечувати енергетичну безпеку. Визначенням ролі НАТО в забезпеченні енергетичної безпеки як допоміжної та обмеженої присвятив свої дослідження А. Монахан [5]. Д-р Г. Боршерт та К. Форстер висвітлюють вплив фінансової кризи на енергетичну безпеку та наслідки для трансатлантичного співтовариства [2]. Т. Лантос, голова Комітету з міжнародних справ палати представників Конгресу США, висловлює думки щодо нової ролі НАТО і діяльності Альянсу та його членів у галузі енергетичної безпеки, яка набуває дедалі більшої важливості [4].

Важливим аспектом співробітництва України з НАТО є проведення щорічних зустрічей між представниками міністерств та відомств України та Міжнародним