

# СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2018, 1(52): 41–50  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2018.01.041>

УДК 621:620.9

**Т.П. НЕЧАЄВА**, канд. техн. наук  
Інститут загальної енергетики НАН України,  
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ОЦІНКА ДОЦІЛЬНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ЯДЕРНИХ РЕАКТОРІВ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ ДО НАДІЙНОСТІ ТА ЕКОЛОГІЧНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОЕС УКРАЇНИ

*Визначено пріоритетні напрями розвитку атомної енергетики України з використанням перспективних ядерних реакторів з урахуванням необхідності їх використання у маневрених режимах роботи для забезпечення стійкості та надійності ОЕС України. Проведено порівняльну оцінку економічної ефективності впровадження атомних технологій та технологій на органічному паливі, працюючих в маневрених режимах, яка засвідчила доцільність використання перспективних малих модульних реакторів в умовах зростання вимог щодо низьковуглецевого розвитку країни.*

*Ключові слова: атомна енергетика, маневрування, малі модульні реактори, технологія, середньозважена собівартість виробництва електроенергії.*

Атомна енергетика в Україні посідає провідне місце у покритті потреб в електроенергії, надаючи останніми роками більш ніж половину від її загального виробництва, що робить забезпечення її стабільного функціонування важливою передумовою сталого розвитку економіки всієї країни. За кількістю енергоблоків українська атомна генерація посідає дев'яте місце поряд з Великобританією, за встановленою потужністю – восьме місце, а за часткою у структурі виробництва електроенергії – третє місце серед країн світу з розвинутою ядерною енергетикою [1].

Розвиток вітчизняної атомної енергетики поки що базується на існуючих потужностях за рахунок продовження терміну їхньої служби. Так, 8 із 15 атомних реакторів, побудованих на початку 80-х років минулого століття, вже досягли проектного 30-річного терміну експлуатації. У 2010 р. в Україні вперше було продовжено на 20 років

строки експлуатації енергоблоків № 1 та № 2 Рівненської АЕС загальною потужністю 0,835 ГВт. У 2013 р. на 10 років продовжено термін експлуатації енергоблока № 1 Южно-Української АЕС потужністю 1 ГВт. У 2015—2017 рр. було продовжено на 10 років строки експлуатації ще чотирьох енергоблоків, ще на 4 блоках ведуться роботи з підготовки до їх понадпроектної служби. Але, незважаючи на продовження терміну роботи існуючих АЕС, остаточне виведення їх з експлуатації розпочнеться після 2030 р. Так, у разі продовження понадпроектного терміну експлуатації на 20 років у період 2030—2040 рр. необхідно буде вивести з роботи 12 атомних енергоблоків загальною потужністю 10,8 ГВт.

Будівництво нових атомних потужностей передбачено лише на майданчику недобудованих енергоблоків № 3 та № 4 Хмельницької АЕС. Після денонсування угоди з російською стороною про добудову цих блоків у якості альтернативного постачальника реакторної технології й устаткування

розглядається європейський постачальник «SKODA JS a.s.» з референтною реакторною установкою типу ВВЕР-1000, реалізованої на АЕС «Темелін». Кошти для фінансування будови цих енергоблоків передбачається отримати за рахунок експорту електричної енергії до країн Європейського Союзу при реалізації пілотного проекту «Енергетичний міст «Україна — Європейський Союз» [2].

У новій Енергетичній стратегії України [3] передбачається підтримка щонайменше існуючого рівня потужності АЕС України, отже доцільно розглядати, що замість знятих з експлуатації енергоблоків АЕС будуть введені нові атомні енергоблоки. Оскільки період проектування та погодження проекту нової АЕС потребує щонайменше 5 років, то актуальною є задача оцінки доцільності впровадження новітніх та перспективних конструкцій ядерних реакторів з урахуванням їх техніко-економічних та фізико-технічних особливостей, можливості їх використання у змінних режимах роботи та участі у вторинному регулюванні з огляду на нові нормативні вимоги до безпеки та світові тенденції у цій сфері.

Критичним фактором майбутнього розвитку атомної енергетики є вибір ядерно-паливного циклу, який має забезпечити розв'язання основних проблем, які характерні для атомної енергетики: припустима вартість, забезпечення безпеки, неможливості несанкціонованого розповсюдження ядерної зброї, безпечна ізоляція радіоактивних відходів. Відкритий паливний цикл має переваги у вартості, забезпечення вимог щодо нерозповсюдженні ядерної зброї, а також у безпеці самого паливного циклу. До його недоліків можна віднести лише довгострокове зберігання радіоактивних відходів. Замкнуті паливні цикли мають єдину явну перевагу – відсутність довгострокового зберігання відходів, в той час як до їх недоліків можна віднести: більш високу вартість, проблеми короткострокового зберігання, ризики несанкціонованого розповсюдження ядерної зброї та безпеки паливного циклу.

Життєздатність відкритого циклу залежить від наявних запасів урану за комерційно привабливою ціною. Виходячи з оцінки темпів споживання урану у світі (56,6 тис. т урану у 2015 р. [4]), наявних його ресурсів з витратами на видобування не більше 130 дол. США/кг U (табл. 1) вистачить приблизно на 80 років.

**Таблиця 1 – Розвідані, підтверджені та прогнозовані світові запаси урану станом на 1 січня 2015 р. [4], тис. т**

Цінова категорія витрат на видобуток	Розвідані	Підтверджені	Прогнозовані
< 260 дол. США/кг U	7641,6	4386,4	3255,1
< 130 дол. США/кг U	5718,4	3458,4	2260,1
< 80 дол. США/кг U	2124,7	1223,6	901,1
< 40 дол. США/кг U	646,9	478,5	168,4

**Таблиця 2 – Потенціал виробництва концентрату природного урану в Україні до 2035 р. [4]**

Рік	2015		2020		2025		2030		2035	
	А-II	В-II	А-II	В-II	А-II	В-II	А-II	В-II	А-II	В-II
Виробнича потужність, т U/рік	1050	1050	2000	2100	2000	5800	1700	5800	1700	3800

Примітка: А-II – виробнича потужність існуючих і заявлених центрів, підтримуючих розвідані запаси і прогнозні ресурси у цій категорії нижче 130 дол. США/кг U;

В-II – виробнича потужність існуючих, заявлених, запланованих та перспективних центрів, підтримуючих розвідані запаси і прогнозні ресурси у цій категорії нижче 130 дол. США/кг U.

Україна володіє значними запасами уранової руди і займає 11 місце у світі за розвіданими запасами урану, що оцінені у 220,7 тис. т (115,8 у цій категорії до 130 дол. США/кг) або 1,8% світових запасів, та потужностями з виробництва оксидного концентрату природного урану, що забезпечує понад 30% потреби українських АЕС. Так, протягом останніх років виробництво урану в Україні складало на рівні 1 тис. т при потребі близько 2,2—2,4 тис. т U на рік. При цьому у перспективі очікується збільшення щорічного виробництва урану у цій категорії нижче 130 дол. США/кг урану (табл. 2).

Збільшення до 2020 р. більш ніж удвічі потужності виробництва концентрату природного урану до 2480 т/рік передбачено у прийнятій наприкінці 2016 р. Концепції Державної цільової економічної програми розвитку атомно-промислового комплексу на період до 2020 р. [5].

Створення власних потужностей з конверсії та збагачення урану в Україні наразі не розглядається через існуючі міжнародні зобов'язання та наявність достатньо розвинутого ринку цих послуг та надлишкових виробничих потужностей у світі. Технологія збагачення урану належить до технологій подвійного призначення і в рамках Договору про ядерне нерозповсюдження право на власне збагачення урану мають тільки п'ять країн – США, Росія (як правонаступниця СРСР), Франція, Великобританія та Китай. До недавнього часу Україна збагачувала уран для своїх АЕС тільки на російських підприємствах, зокрема за участі в Міжнародному центрі зі збагачення урану в Ангарську. Але у квітні 2015 р. у рамках диверсифікації поставок ядерних матеріалів для українських АЕС НАЕК «Енергоатом» підписав контракт на поставки збагаченого урану з французькою AREVA.

Основним проектом діючих у світі атомних реакторів є легководний реактор з водою під тиском (65% від загальносвітового парку реакторів [6]), основна кількість яких експлуатуються у США, Франції, Японії, Росії та Китаї. Менш численними є реактори з киплячою водою (16% від загальної кількості), які, в основному, експлуатуються в США, Японії та Швеції. Менш поши-

реними (11% від загальної кількості реакторів) є важководні реактори, в яких уповільнювачем та теплоносієм є важка вода з атомами дейтерію, які експлуатуються в Індії та Канаді.

На цей час існує низка сучасних атомних технологій і відповідних проектів, що належать до покоління III+, тобто проектів з високим ступенем надійності і безпеки, які можуть розглядатися для застосування в Україні. Так, при прийнятті рішення щодо будівництва реакторів на майданчиках недобудованих енергоблоків № 3, 4 Хмельницької АЕС НАЕК «Енергоатом» проводилася порівняльна оцінка реалізації проекту «Енергетичний міст «Україна – ЄС» з установкою реакторів типу ВВЕР або будівництва «з нуля» нових енергоблоків інших типів. Для нового будівництва розглядалися енергоблоки APR-1400 (Корея) та HPR-1000 (Китай) [7]. У результаті порівняння визначено такі переваги добудови енергоблоків № 3, 4 Хмельницької АЕС з реакторами типу ВВЕР: використання референтного основного та допоміжного обладнання енергоблоків, високий рівень локалізації виробництва обладнання в Україні – 60—70% порівняно з 20% в альтернативних варіантах, наявність схеми постачання свіжого ядерного палива і вирішення питання зберігання відпрацьованого ядерного палива при реалізації проекту спорудження Централізованого сховища, підготовчі роботи з будівництва якого були розпочаті наприкінці 2017 р. Крім того, для реалізації розглянутих альтернативних варіантів будівництва нових енергоблоків необхідно розроблення та втілення нових схем як постачання свіжого ядерного палива нового типу, так і поводження з цим відпрацьованим паливом.

Важливе значення при визначенні перспектив розвитку атомної енергетики країни має забезпечення вирішення двох сучасних проблем функціонування ОЕС України: недостатність маневрених потужностей та очікуване збільшення частки потужностей на відновлюваних джерелах енергії з мінливим, слабопрогнозованим характером виробництва електроенергії, таких як вітрові та сонячні фотоелектричні електростанції, що вимагає додаткових маневрених резервів.

З технічної точки зору робота енергоблоків АЕС в маневреному режимі можлива, і сучасні АЕС з легководними ядерними реакторами розроблені так, щоб мати достатні можливості маневрування. Атомні електростанції у Франції та Німеччині працюють у режимі слідування за навантаженням, тобто маневрування в межах добового графіку навантаження. Вони беруть участь у первинному та вторинному регулюванні частоти, а деякі установки виконують програму змінного завантаження з однією або двома значними змінами потужності на день. Найбільший досвід у цьому напрямку має Франція, основу електробалансу якої складає атомна генерація, що обумовило необхідність збільшити можливості маневрування АЕС для адаптації їх електропостачання до добових, сезонних або інших змін попиту на електроенергію. Усі енергоблоки французької компанії EDF експлуатуються в маневрених режимах, що включають участь в первинному регулюванні частоти  $\pm 2\%$  від номінальної потужності  $N_{\text{ном}}$ , у вторинному регулюванні частоти  $\pm 5\%$  від  $N_{\text{ном}}$ , в добовому регулюванні потужності  $(100-25-100)\%$  від  $N_{\text{ном}}$ , в режимах слідування за навантаженням та тривалої роботи на проміжній і зниженій потужності. Для німецьких АЕС запровадження режиму слідування за навантаженням останніми роками стало важливим через підключення до національної енергосистеми значної частини мінливих, слабопрогнозованих джерел виробництва електроенергії (зокрема, вітроелектростанцій). Так, німецькі реактори Convoi розроблено для 15000 циклів добових змін потужності від  $100\% N_{\text{ном}}$  до  $60\% N_{\text{ном}}$  та 100000 циклів з варіаціями потужності від  $100\% N_{\text{ном}}$  до  $80\% N_{\text{ном}}$  [8]. Згідно технічних вимог до нових АЕС з реакторами легководного типу відповідно до Європейських вимог експлуатуючих ядерні реактори компаній (European Utility Requirement – EUR), АЕС має бути здатною забезпечити циклічну зміну добового навантаження від  $50\%$  до  $100\% N_{\text{ном}}$  (але не нижче мінімального рівня потужності) зі швидкістю зміни електричної потужності  $3\% N_{\text{ном}}/\text{хв}$  [8]. Проте проект станції може забезпечити стандартний дизайн, орієнтований на роботу на

меншому рівні від номінальної потужності (як правило, до  $20\%$ ). У першій серії реакторів ВВЕР-1000 інтервал зміни потужності протягом першої  $2/3$  паливного циклу становить  $30-100\% N_{\text{ном}}$  та  $70-100\% N_{\text{ном}}$  протягом останньої  $1/3$  паливного циклу зі ступеневим зниженням  $3-4\% N_{\text{ном}}/\text{хв}$  ( $10-70\%$  паливного циклу) і  $1-1,5\% N_{\text{ном}}/\text{хв}$  ( $70-100\%$  паливного циклу) [8, 9]. Маневрені можливості російських проектів АЕС-92 та АЕС-2006 порівняно з першими серіями значно покращені. Проект АЕС-92 з ВВЕР-1000/В-392 сертифікований в EUR, і таким чином він задовольняє європейським вимогам щодо маневрування. Новий проект АЕС-2006 з ВВЕР-1200/В-491 також розроблено відповідно до європейських вимог. Енергоблок призначений для роботи в режимах слідування за навантаженням енергосистеми протягом всього терміну експлуатації, а також для участі у регулюванні частоти. У режимі слідування за навантаженням енергоблок може працювати в діапазоні  $100-50\%$  від номінальної потужності зі швидкостями зміни потужності не більше  $5\% N_{\text{ном}}/\text{хв}$  з кількістю циклів не більше 200 на рік (але не більше 2-х циклів на добу), у діапазоні  $100-20\% N_{\text{ном}}$  відповідно до добового графіка навантаження з кількістю циклів не більше 100 на рік. Також реактор АЕС-2006 запроєктований до швидких змін потужності до  $5\% N_{\text{ном}}$  за секунду в інтервалі  $\pm 10\% N_{\text{ном}}$ , та падіння потужності на  $20\%$  за хвилину в інтервалі  $50-100\%$  від номінальної потужності. Проте кількість таких дуже швидких варіацій потужності обмежена, і вони, в основному, резервуються для аварійних ситуацій [8].

Важливу роль у забезпеченні надійності функціонування енергосистеми України можуть відігравати перспективні модульні реактори малої потужності (ММР) з більшою можливістю їх роботи в маневреному режимі, порівняно з енергоблоками великої потужності, враховуючи можливості зупинки/пуску енергоблоків протягом доби. Застосування в атомній енергетиці ММР переслідує такі цілі як підвищення економічності виробництва електроенергії завдяки зниженню капітальних і експлуатаційних витрат, скорочення термінів будівництва, більш оптимального повер-

нення інвестицій, забезпечення високого рівня надійності та безпеки, наближення джерела енергії до споживачів, можливість роботи в маневреному режимі видачі електричної енергії.

В оновлених стандартизованих вимогах до експлуатації удосконалених легководних реакторів (User Requirements Document – URD) в США, які подібні до вимог EUR, містяться більш жорсткі специфікації слідування за навантаженням, спеціально передбачені для ММР, такі як робота в умовах добового циклу навантаження: 100% → 20% → 100% та швидкістю зміни потужності 40% за годину [10].

ММР – установки, розроблені з використанням інтегральних технологій (реактори з насосами (або без) і парогенераторами в одному корпусі), які планується виготовляти в заводських умовах, використовуючи при цьому всі економічні переваги серійного виробництва як альтернативу складній конструкції «атомного острова» енергоблоків з реакторами великої потужності. Вони можуть будуватися як окремими модулями, так і у складі багатомодульного комплексу з додаванням потужності поступово за необхідності. Серійне виробництво та модульна компоновка ММР потенційно знижує рівень капітальних витрат і скорочує терміни будівництва, що дозволяє реалізувати більш швидке повернення інвестицій. Це дуже важливий фактор, оскільки досвід спорудження нових енергоблоків у світі показує зростання витрат у процесі будівництва і збільшення термінів будівництва. При цьому вартість зняття з експлуатації ММР-станцій передбачається нижчою, і може бути здійснено значно швидше порівняно з великими АЕС.

ММР можна розділити на дві категорії: легководні реактори покоління III+ і реактори покоління IV. Проекти ММР покоління III+ базуються на однакових фізичних принципах діючих великих легководних реакторів і можуть бути швидко розгорнуті протягом 2–3 років. Проекти ММР покоління IV все ще потребують великої кількості досліджень та розробок, щоб бути достатньо надійними та економічними, аби виправдати їх комерційне широкомасштабне впровадження. Вони не будуть доступні для комер-

ційного використання протягом принаймні двох наступних десятиліть.

Серед легководних малих реакторів найбільш вірогідним претендентом на першочергове впровадження є NuScale Power модуль [11], створений на базі розробок Орегонського університету однойменною компанією, контрольованою інжиніринговою корпорацією Fluor Corporation. Він став першим в Сполучених Штатах Америки малим реактором сучасної конструкції, стосовно до якого Комісія з ядерного регулювання почала в грудні 2016 р. процедуру сертифікації. Енергетичний блок NuScale станції складається з 12 модулів електричною потужністю 50 МВт (ел.) кожен, занурених в великий водяний басейн [10]. Постачальник технології планує запустити перші реактори NuScale в США в 2026–2030 рр. Заводське виготовлення цих модулів заплановано на кінець 2020 р., встановлення першого модуля на площадці АЕС – на початку 2024 р., а повну комплектацію станції у складі 12 модулів – у 2025 р. [12].

Компанія Holtec International, яка спеціалізується насамперед на технологіях у сфері післяреакторного ЯПЦ і виробництві устаткування для АЕС, через свою дочірню структуру SMR LLC впроваджує свій модульний реактор SMR-160 [13], заснований на технології HI-SMUR (підземний модульний реактор з внутрішньовластивою безпекою). Виготовлення обладнання та будівництво готового до експлуатації SMR-160 заплановано до 2024 р. [14]. Передбачається підземне зберігання використаного палива на майданчику станції протягом 100 років експлуатації. За оцінкою Holtec, перший блок може бути побудований приблизно за 3 роки, а весь цикл будівництва складе 5 років. Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) при експлуатації перевищить 99%, а термін експлуатації складе 80 років. Такий енергоблок матиме потужний маневрений режим зі зміною потужності на 40% за одну годину. Вартість одного енергоблоку з SMR-160 попередньо оцінюється в 1 мільярд доларів. Але в разі виготовлення в Індії очікується здешевлення на 20–30% [15]. Найкраща оцінка вартості показує, що блок SMR-160 може бути встановлений під

ключ Holtec за приблизно 650 мільйонів доларів США у доларах 2015 р. Наразі компанія Holtec розглядає можливість локалізації на українських підприємствах виготовлення обладнання для SMR-160 і виробництва в країні палива для цих реакторів [16].

На оцінку економічної ефективності впровадження нових генеруючих потужностей значно впливатимуть існуючі та перспективні міжнародні екологічні зобов'язання України, які висувають жорсткі вимоги до теплової генерації на органічному паливі. Практично всі вугільні енергоблоки вітчизняних теплових електростанцій перетнули межу паркового ресурсу і потребують проведення або кардинальної реконструкції з впровадженням заходів для забезпечення виконання екологічних вимог Енергетичного співтовариства щодо викидів забруднювачів, або заміни на нові екологічно чисті технології.

Ратифікація Україною Паризької угоди про зміну клімату, яка має на меті скорочення викидів парникових газів і стримування зростання середньої температури на планеті на позначці менше 2 °С, визначила прагнення країни до низьковуглецевого розвитку. Пріоритетний розвиток атомної енергетики як одного з найбільш економічно ефективних низьковуглецевих джерел енергії, що сприятиме вирішенню проблеми декарбонізації та зниження викидів парникових газів енергетичного сектору країни, зі зростанням частки атомної генерації в загальному обсязі виробництва електроенергії, визначено у новій Енергетичній стратегії України на період до 2035 р. [3].

Для порівняння економічної ефективності впровадження різних технологій генерації електроенергії застосовується показник середньозваженої (приведеної) собівартості виробництва електроенергії за життєвий цикл [17], з врахуванням всіх витрат життєвого циклу на будівництво, комерційну експлуатацію, виведення з експлуатації та нейтралізацію відходів виробництва, інфляції та альтернативної вартості капіталу шляхом застосування ставки дисконту, і визначається за формулою:

$$C_k^{LCOE} = \frac{C_k^{LCC}}{\sum_{\tau=1}^{T_k^E} \frac{W_{k\tau}}{(1+r)^{\tau-1}}},$$

де  $C_k^{LCOE}$  – середньозважена собівартість виробництва електроенергії технологією  $k$ , дол. США/МВт год;  $C_k^{LCC}$  – середньозважені витрати на виробництво електричної енергії технологією  $k$  за життєвий цикл, які вимірюються в грошових одиницях, причому номінальна вартість грошей відповідає першому етапу комерційної експлуатації технології, дол. США;  $T_k^E$  – термін комерційної експлуатації електростанції, років;  $\tau$  – етап життєвого циклу, рік;  $W_{k\tau}$  – виробництво електроенергії у етапі  $\tau$ , МВт год;  $r$  – значення дисконту, %/100.

Середньозважені витрати на виробництво електроенергії протягом життєвого циклу технології визначаються за формулою [18]:

$$C_k^{LCC} = \sum_{\tau=1}^{T_k^C} \frac{C_{k\tau}^K}{(1+r)^{T_k^C+1-\tau}} + \sum_{\tau=T_k^C+1}^{T_k^E+T_k^C} \frac{C_{k\tau}^M + C_{k\tau}^I + C_{k\tau}^V(f)}{(1+r)^{\tau-T_k^C-1}} + \sum_{\tau=T_k^E+T_k^C+1}^{T_k^E+T_k^C+T_k^Z} \frac{C_{k\tau}^Z}{(1+r)^{\tau-T_k^C-1}},$$

де  $T_k^C$  – термін будівництва електростанції з моменту початку вкладення перших інвестицій і до часу її пуску в комерційну експлуатацію, років;  $C_{k\tau}^K$  – капіталовкладення в електростанцію для відповідного етапу будівництва;  $C_{k\tau}^M$  – умовно-постійні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування для відповідного етапу комерційної експлуатації електростанції;  $C_{k\tau}^I$  – фінансові витрати на сплату відсотків за запозиченими коштами;  $C_{k\tau}^V(f)$  – умовно-змінні виробничі витрати, які визначаються як функція від режиму роботи технології  $f$ ;  $T_k^Z$  – термін виводу електростанції з експлуатації, років;  $C_{k\tau}^Z$  – фінансові витрати на зняття з експлуатації.

Загалом, витрати на будівництво атомних електростанцій значно вищі, ніж для вугільних або газових установок через необхідність використання спеціальних матеріалів, а також для включення складних функцій безпеки та резервного обладнання. Це складає більшу частину вартості ядерної генерації, однак після побудови станції змінні витрати є незначними. Щонайменше 60% со-

бівартості електроенергії, виробленої АЕС, складають капітальні витрати. Вартість так званих «одномоментних» («овернайт») капіталовкладень включає в себе витрати на проектування, закупівлю обладнання та будівництво (engineering, procurement and construction – EPC), витрати власників (земля, інфраструктура охолодження, пов'язані з будівництвом роботи на ділянці, комутатори, управління проектами, ліцензії тощо) та різні непередбачувані обставини. Близько 80% «овернайт» вартості відноситься до витрат на EPC, причому близько 70% з них складаються з прямих витрат (фізичне обладнання з робочою силою та матеріалами для його складання) та 30% непрямих витрат (наглядний інжиніринг та підтримка витрат на оплату праці з деякими матеріалами) [19]. Решта 20% «овернайт» вартості складають непередбачені витрати та витрати власників (в основному, вартість систем тестування та на навчання персоналу).

Розрахунки, зроблені Агенством з ядерної енергетики (NEA) для атомних електростанцій, побудованих в країнах ОЕСР, показали зростання капітальних витрат з приблизно 1900 дол. США/кВт в кінці 1990-х рр. до 3850 дол. США/кВт у 2009 р. [19]. Оцінки 2015 р. питомих капітальних витрат [17] на будівництво удосконалених легководних ядерних установок показали значні розбіжності і становили від 2021 дол. США/кВт в Південній Кореї до 6215 дол. США/кВт в Угорщині. Середнє значення питомих ка-

пітальних витрат відповідає діапазону від 4530 до 5600 дол. США/кВт, а світова медіана становить 4100 дол. США/кВт [19]. За оцінками постачальників ММР (Holtec, B&W, NuScale Power, КЕРСО/КАЕРІ), вартість будівництва станцій з їх реакторами в середньому не перевищить \$5000/кВт.

Діапазон капітальних витрат для вугільних електростанцій за даними 2015 р. серед країн ОЕСР становив від 1218 дол. США/кВт в Кореї до 3067 дол. США/кВт у Португалії [17]. У країнах, що не входять до ОЕСР, капіталовкладення становили 2222 дол. США/кВт в ПАР та 813 дол. США/кВт у Китаї. Вартість овернайт у країнах ОЕСР для електростанцій на природному газі коливається від 845 доларів дол. США/кВт в Кореї до 1289 дол. США/кВт у Новій Зеландії.

Витрати на виведення з експлуатації складають близько 9—15% від початкової капітальної вартості атомної електростанції. У США вони складають 0,1—0,2 цента/кВт год, що становить не більше 5% вартості виробленої електроенергії [19].

Для порівняльної оцінки економічної ефективності впровадження технологій, працюючих в маневреному режимі зміни потужності при покритті добового графіка навантаження енергосистеми, розраховано середньозважені собівартості виробництва електроенергії атомних та теплових енергоблоків з використанням наведених у табл. 3 та 4 діапазонів значень вихідних даних кожної технології.

**Таблиця 3 – Вихідні дані для атомних технологій**

Показник \ Технологія	ВВЕР-1200	ВВЕР-1000	SMR-160	NuScale
Питомі капіталовкладення, дол. США/кВт	4000—4500	3200—3600	4000—4500	4500—5000
Термін експлуатації, років	55—65	45—55	70—80	50—60
Термін будівництва, років	6—8	6—8	3—5	3—5
Умовно-постійні витрати, дол. США/кВт на рік	60—80	60—80	80—100	80—100
Умовно-змінні витрати, дол. США/МВт год	9—14	7—11	14—22	14—22
Коефіцієнт готовності до несення навантаження	0,85—0,9	0,8—0,85	0,9—0,95	0,9—0,95

**Таблиця 4 – Вихідні дані для технологій на органічному паливі**

Технологія / Показник	Циркулюючий киплячий шар (ЦКШ), вугілля	Ультра-надкритичне спалювання вугілля (УНК)	Внутрішньо-циклова газифікація вугілля (ВЦГВ)	Парогазова установка (ПГУ), природний газ
Питомі капіталовкладення, дол. США/кВт	2000—2200	2200—2400	2300—2500	1000—1200
Термін експлуатації, років	35—45	35—45	35—45	30—40
Термін будівництва, років	5—7	5—7	5—7	3—5
ККД, %	36	45	43	57

**Таблиця 5 – Середньозважена собівартість виробництва електроенергії технологій за життєвий цикл, дол. США/МВт год.**

Режим роботи	№ 1	№ 2	№ 3
<i>Атомні технології</i>			
ВВЕР-1200	66,0	75,2	84,9
ВВЕР-1000*	58,3	62,1	66,3
SMR-160	72,3	81,6	91,8
NuScale	77,9	88,2	99,4
<i>Технології на органічному паливі</i>			
Плата за викиди CO <sub>2</sub> 0,1–0,5 дол. США/т			
ЦКШ	84,8	91,9	99,9
УНК	109,9	118,7	129,1
ВЦГВ	115,5	125,9	137,2
ПГУ	111,5	115,3	120,5
Плата за викиди CO <sub>2</sub> 1–5 дол. США/т			
ЦКШ	88,5	95,6	103,7
УНК	112,6	121,3	131,8
ВЦГВ	118,0	128,4	139,7
ПГУ	112,7	116,5	121,7
Плата за викиди CO <sub>2</sub> 10–30 дол. США/т			
ЦКШ	115,0	122,2	130,7
УНК	131,7	140,6	151,2
ВЦГВ	136,3	146,7	158,3
ПГУ	121,3	125,1	130,4

\* Для ВВЕР-1000 зниження навантаження складає до 75% номінальної потужності.



При цьому у розрахунках використовувались такі режими роботи: № 1 – робота на 100% потужності протягом доби, № 2 – розвантаження на 50% у години мінімального навантаження енергосистеми (для блока ВВЕР-1000 мінімальний рівень розвантаження складає 75% від номінальної потужності) і 100% потужності при роботі в інших частинах добового графіка, № 3 – розвантаження на 50% у години мінімуму навантаження, 75% рівень потужності у напівпіковій частині графіка навантаження і 100% потужності у години максимуму навантаження. Крім того, розглядалися такі діапазони плати за викиди CO<sub>2</sub>: 0,1—0,5 дол. США/т, 1—5 дол. США/т та 10—30 дол. США/т.

Порівняння результатів розрахунків середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (табл. 5) показало, що атомні технології більш економічно ефективні, порівняно з генерацією на органічному паливі, особливо при зростанні екологічних вимог.

При зростанні плати за викиди CO<sub>2</sub>, що очікується в майбутньому при запровадженні довгострокової стратегії низьковуглецевого розвитку та вуглецевого ринку, впровадження атомних технологій має значні економічні переваги, порівняно з технологіями на органічному паливі. Зокрема, собівартості вугільних та газових технологій при їх використанні у змінних режимах роботи значно зростають при збільшенні плати за вуглецеві викиди при незмінних собівартостях малих легководних модульних реакторів, що використовуються в таких же маневрених режимах експлуатації.

## ВИСНОВКИ

1. Пріоритетними напрямками розвитку атомної енергетики України є заміщення діючих атомних енергоблоків після закінчення терміну їх експлуатації потужними енергоблоками з легководними реакторами під тиском типу ВВЕР, працюючих в базовому режимі навантаження, та впровадження малих модульних реакторів з водою під тиском, здатних працювати з широким діапазоном зміни потужності.

2. Доцільність будівництва нових потужних удосконалених енергоблоків типу ВВЕР на площадках існуючих АЕС обумовлено багаторіч-

ним досвідом їх експлуатації, значною локалізацією виробництва з розвинутою інфраструктурою для впровадження, наявністю власного видобутку урану, наявністю схеми постачання свіжого ядерного палива і вирішеного питання зберігання відпрацьованого ядерного палива.

3. Малі модульні реактори доцільні до впровадження як маневрене джерело виробництва електроенергії, особливо при збільшенні у структурі ОЕС України частки генерації з мінливою слабопрогнозованою потужністю. При більш жорстких вимогах щодо обсягів вуглецевих викидів та збільшенні плати за такі викиди малі модульні реактори при роботі у змінних режимах навантаження стають набагато економічно ефективнішими порівняно з вугільною генерацією. Локалізація виробництва модульних реакторів на території України, а також очікуване зменшення капіталовкладень після серійного запуску проекту збільшує економічну привабливість їх впровадження.

3. Перевагами малих модульних реакторів перед традиційними потужними атомними енергоблоками є невеликі масогабаритні розміри, що полегшує транспортування до майданчика, серійне заводське виготовлення та можливість комплектації установки з декількох одиничних модулів. Це сприяє скороченню термінів будівництва, потребує більш низьких початкових капіталовкладень, надає можливість нарощування потужності зі збільшенням попиту на електроенергію, гнучкість у використанні через незалежність роботи модулів у межах однієї багатомодульної установки і розміщення на територіях, непридатних для звичайних великих реакторів.

4. Ядерні енергоблоки четвертого покоління поки що знаходяться на стадії пілотних проектів та концептуальних розробок і не будуть комерційно реалізовані щонайменше протягом двох наступних десятиліть. Впровадження реакторів на швидких нейтронах для вирішення питання використання відпрацьованого ядерного палива можливо розглядати у перспективі після 2035 р. за умови відпрацювання таких технологій у комерційному масштабі, зниження їх експлуатаційних витрат та створення потужностей з переробки та фабрикації палива за умови дотримання вимог щодо нерозповсюдження ядерної зброї та безпеки паливного циклу.

1. The Power Reactor Information System (PRIS). URL: <https://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>.
2. Недашковський Ю. Пілотний проект «Енергетичний міст «Україна – ЄС» як перший крок на шляху повної синхронізації енергосистем України та Євросоюзу. *Енергоатом України*. 2017. № 1(44). С. 5–9. URL: [http://www.energoatom.kiev.ua/ru/press/lemag/46921-jurnal\\_energoatom\\_ukrainy\\_uanvariyyun/](http://www.energoatom.kiev.ua/ru/press/lemag/46921-jurnal_energoatom_ukrainy_uanvariyyun/).
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245239554>.
4. Uranium 2016: Resources, Production and Demand. A Joint Report by the Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. OECD. 2016. NEA №73014. URL: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf>.
5. Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми розвитку атомно-промислового комплексу на період до 2020 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 9 листопада 2016 р. № 943-р. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/943-2016-%D1%80>.
6. Nuclear power plants in commercial operation or operable. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>.
7. Рибчук О. Будівництво енергоблоків № 3, 4 Хмельницької АЕС. Аналіз можливостей. Презентації з круглого столу «Атомна енергетика: інвестиції в майбутнє України» в рамках Дня атомної енергетики 2017. URL: [http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/5\\_ribchuk\\_ap\\_dobudova\\_haes\\_anal\\_z\\_mozhливostey\\_\(2\).rar](http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/5_ribchuk_ap_dobudova_haes_anal_z_mozhливostey_(2).rar).
8. Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants. Nuclear Energy Agency. Organisation for economic cooperation and development. 2011. URL: <https://www.oecd-neo.org/ndd/reports/2011/load-following-npp>.
9. Панов С. АЭС научат маневрировать. *Атомный эксперт*. 2016. № 9(51). С. 26—29.
10. Ingersoll D. T., Colbert C., Houghton Z., Snuggerud R., Gaston J. W., Empey M. Can nuclear energy and renewables be friends? Proceedings of the 2015 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2015), Nice, France. May 2—6, 2015. URL: [http://www.nuscalepower.com/images/our\\_technology/nuscale-integration-with-renewables\\_icapp15.pdf](http://www.nuscalepower.com/images/our_technology/nuscale-integration-with-renewables_icapp15.pdf).
11. NuScale Power, LLC. URL: <http://www.nuscalepower.com/>.
12. Шульга И. Подснежники ренессанса. *Атомный эксперт*. 2017. № 6(57). С. 37—47.
13. SMR LLC. URL: <https://smrllc.com/>
14. Сінгх К. Інноваційні технології Holtec на службі атомно-енергетичного комплексу України. День атомної енергетики. Київ, 8 листопада 2017 року. URL: [http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/1\\_kr\\_s\\_s\\_ngh\\_holtek\\_tehnolog\\_holtek\\_dlya\\_nnovac\\_ynogo\\_rozvitku\\_ukra\\_ni.ppt](http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/1_kr_s_s_ngh_holtek_tehnolog_holtek_dlya_nnovac_ynogo_rozvitku_ukra_ni.ppt).
15. Holtec предлагает SMR-160 Индии. AtomInfo.Ru. 08.10.2017. URL: <http://www.atominfo.ru/newsq/x0609.htm>.
16. Энергоатом и Holtec обсудили перспективы строительства малых модульных реакторов SMR-160. 20.07.2017. URL: <http://uaenergy.com.ua/post/29359/energoatom-i-oltec-obsudili-perspektivy-stroitelstva/>.
17. Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Cooperation and Development. 2015. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ElecCost2015.pdf>.
18. Шульженко С.В. Показники ефективності функціонування та розвитку електричних станцій в умовах ринку. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. № 2(20). С. 7—13.
19. The Economics of Nuclear Power (Updated August 2017). URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>.

Надійшла до редколегії 12.03.2018