

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 2(57): 27–34
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.02.027>

УДК 621.311:621.039

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ПРІОРИТЕТНІ НАПРЯМИ ДОВГОСТРОКОВОГО РОЗВИТКУ НАЦІОНАЛЬНОЇ АТОМНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Визначено ключові фактори, які мають основний вплив на формування перспектив розвитку національної атомної енергетики. Проаналізовано сучасний стан впровадження нових легководних реакторів великої потужності та перспективних малих модульних реакторів. На підставі оцінок перспектив впровадження нових енергоблоків АЕС, отриманих з використанням моделі прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням необхідності заміщення діючих енергоблоків АЕС, визначено пріоритетні напрями довгострокового розвитку національної атомної енергетики.

Ключові слова: атомна енергетика, атомний енергоблок, енергосистема, малий модульний реактор, структура генеруючих потужностей.

Атомна енергетика відіграє важливу роль у структурі генеруючих потужностей ОЕС України як надійне, безперебійне, практично беземісійне джерело виробництва електроенергії, забезпечуючи протягом останніх років більш ніж половину від загального її обсягу. При цьому низька собівартість відпуску електроенергії атомними енергоблоками забезпечує утримання зростання оптової ринкової ціни електроенергії при збільшенні обсягів підключення до енергосистеми потужностей, працюючих за «зеленими» тарифами, а також через високі тарифи для теплової генерації.

Розвиток атомної енергетики, який має забезпечити, згідно базового сценарію Енергетичної стратегії України [1], поступове зростання виробництва електроенергії на АЕС до 2035 р., передбачає підтримку щонайменше поточного рівню встановленої потужності атомних енергоблоків. Але у 10 з 15 існуючих енергоблоків АЕС вже закінчився проектний термін експлуатації, і шість з них після проведення відповідних робіт отримали продовжену на 10 років ліцензію з подальшою переоцінкою їх безпеки, а для трьох енергоблоків ліцензію було видано на 20 років. Але навіть при очікуваному продовженні понадпроектного терміну експлуатації всіх діючих енергоблоків АЕС до 20-ти років

вже після 2030 р. розпочнеться їх виведення з роботи зі скороченням встановленої потужності до 3 ГВт на рівні 2040 р. Тому для збереження поточного рівня потужності енергоблоків з урахуванням терміну затвердження проекту і будівництва нової АЕС в середньому близько 10 років вже найближчим часом постане необхідність прийняття рішення щодо вибору типу реакторних технологій для заміщення вибуваючих енергоблоків АЕС.

Ключовими факторами, які мають основний вплив на формування перспектив розвитку національної атомної енергетики, є термін можливого подовження експлуатації діючих АЕС, жорсткість режимних обмежень на їх роботу в енергосистемі та загальносистемна економічна ефективність і екологічність функціонування певної структури генеруючих потужностей Об'єднаної енергосистеми України.

Жорсткість режимних обмежень у перспективі значною мірою визначається масштабами використання потужностей на відновлюваних джерелах зі стохастичною генерацією електроенергії, таких, як вітрові та сонячні електростанції. Оскільки діючі енергоблоки АЕС спроектовано на роботу у базовому режимі навантаження, то впровадження нових енергоблоків АЕС в умовах зростання генерації з негарантованою потужністю обумовлює вимоги до їх здатності працювати в режимах змін-

© Т.П. НЕЧАЄВА, 2019

ного навантаження та брати участь у вторинному регулюванні потужності енергосистеми.

Важливим у прогнозуванні майбутнього складу генеруючих потужностей національної атомної енергетики є урахування техніко-економічних та фізико-технічних характеристик новітніх та перспективних атомних енергоблоків, можливостей їх залучення до покриття графіку електричних навантажень, в тому числі роботи у змінних режимах навантаження для забезпечення необхідного діапазону маневреності енергосистеми. Крім того, зростаючі вимоги до екологічно прийнятнього функціонування теплової енергетики, відповідно до взятих міжнародних зобов'язань, зокрема, імплементації Директив ЄС щодо забруднюючих речовин у димових газах ТЕС, обумовлюють у подальшому обмеження роботи існуючих теплових станцій при їх невідповідності прийнятним екологічним зобов'язанням, а вичерпання їх граничного ресурсу експлуатації без проведення широкомасштабних робіт з реконструкції може призвести до втрати значної частини цього типу генерації у перспективі та зменшення регулюючого діапазону Об'єднаної енергосистеми. До того ж, ратифікація Паризької кліматичної угоди вже привела до певних обмежень щодо розвитку теплової енергетики, зокрема, відмови міжнародних організацій у фінансуванні будівництва нових вугільних станцій та закриття вже існуючих. І саме розвиток атомної енергетики як одного з найбільш низьковуглецевих джерел енергії сприятиме декарбонізації та зниженню викидів парникових газів від енергетичної системи країни.

Важливе значення при формуванні рішень щодо впровадження нових енергоблоків має врахування динаміки їх вводу-виводу з урахуванням терміну експлуатації та одиничної потужності при прогнозованому зростанні попиту на електричну енергію. Так, необхідно враховувати, що проектний термін роботи енергоблоків нового покоління великої потужності, що впроваджуються у світі, складає 60 років, а для перспективних малих модульних реакторів, за проектними характеристиками – до 80 років, тому їх впровадження має бути виваженим як з боку економічної ефективності, окупності інвестицій, так і відповідності попиту на електроенергію та режимам роботи енергосистеми.

При оцінці перспектив розвитку національної атомної енергетики було враховано такий факт, що легководні реактори з водою під тиском типу PWR становлять переважну більшість із загальної кількості діючих атомних енергоблоків у світі. Основними країнами з потужним парком реакторів такого типу є США, Росія, Китай, Японія та Франція [2]. У новому будівництві також переважають потужні реактори типу PWR покоління

III+ з одиничною електричною потужністю від 1 ГВт і більше. При цьому в новому ядерному будівництві останніми роками спостерігається домінування державних підприємств і виробників реакторів Росії та Китаю при значному послабленні позицій постачальників реакторів із Європи, США і Східної Азії.

Російська державна корпорація «Росатом» здійснює масштабну програму спорудження енергоблоків АЕС з реакторами типу ВВЕР як всередині країни, так і за кордоном. Так, за останнє десятиріччя за межами країни було побудовано 7 енергоблоків типу ВВЕР-1000, з них 4 на китайській АЕС «Тяньвань», 2 енергоблоки на АЕС «Куданкулам» в Індії та перший енергоблок АЕС «Бушер» в Ірані [3]. На території Росії за цей період було введено в експлуатацію 4 енергоблоки типу ВВЕР, з них 2 блоки ВВЕР-1000 на Ростовській АЕС, і по одному ВВЕР-1200 покоління III+ за проектом «АЕС-2006» на Ленінградській та за проектом ВВЕР-ТОІ на Нововоронезькій АЕС, ще 4 енергоблоки знаходяться на стадії будівництва. В той же час, за інформацією Росатому [4], зарубіжні проекти на будівництво нових атомних блоків за участі компанії в цілому становлять 36 блоків.

Будівництво АЕС за кордоном здійснюється Росатомом за фінансово-інвестиційної підтримки через експортне кредитування чи державний кредит з боку РФ, або через фінансування за участю державних банків Росії. При цьому обов'язковою умовою державного фінансування від РФ є підписання міжурядової угоди (МУУ). На таких умовах за рахунок надання державного експортного кредиту російською стороною будується 4-х блочна АЕС «Куданкулам» в Індії за проектом «АЕС-92» з реакторами типу ВВЕР-1000 [5]. За угодою про співпрацю в області мирного використання атомної енергії між урядами РФ і Ірану в 1995 році було відновлено спорудження першої в Ірані АЕС «Бушер», перший енергоблок якої у вересні 2013 р. було офіційно передано іранському замовнику. У листопаді 2014 р. був укладений контракт на спорудження «під ключ» ще двох енергоблоків АЕС з реакторами ВВЕР-1000 проекту «АЕС-92» (з можливістю розширення до чотирьох енергоблоків) [4]. Для будівництва чотирьох блоків Тяньваньської АЕС з легководними реакторами типу ВВЕР-1000 в рамках російсько-китайського співробітництва з боку РФ було виділено державний експортний кредит до \$2 млрд [5]. Нова масштабна програма проектів співпраці Росії і Китаю [6] передбачає спільне спорудження російськими і китайськими фахівцями нових блоків з реакторами ВВЕР-1200 на майданчику Тяньваньської АЕС (блоки № 7 і № 8), а також серійне спорудження нових блоків АЕС російського дизайну з реакторами ВВЕР-1200, зокрема двох енергоблоків

на майданчику АЕС «Сюйдапу». Ще одна міжурядова угода між РФ і Туреччиною передбачає будівництво та експлуатацію першої турецької АЕС з чотирма енергоблоками з реакторами російського дизайну ВВЕР-1200 за проектом ВВЕР-ТОІ. Офіційний старт будівництва АЕС «Аккую» розпочався у квітні 2018 р. Росатом буде її на умовах *buildownoperate* (ВОО) – «будуй-володій-експлуатуй», тобто виступає генпідрядником, інвестором і власником об'єкта. За умовами МУУ за фінансування проекту відповідає російська сторона: 20% – акціонерний капітал, 80% – позикове фінансування, що надається через державні кредити з боку РФ [5]. За угодою, Туреччина гарантує власнику вартість електроенергії майбутньої станції, що забезпечує окупність проекту та повернення кредитів за рахунок доходів від продажу електроенергії. Будівництво першої бангладешської АЕС «Руппур» з двома енергоблоками типу ВВЕР-1200 за рахунок російського державного експортного кредиту до \$11,38 млрд [4] було розпочато у 2017 р. відповідно до МУУ, підписаної в листопаді 2011 р. А для спорудження першої в країні двоблочної АЕС з реакторами ВВЕР-1200 Білоруської АЕС надано державний кредит РФ до \$10 млрд, відповідно до МУУ між урядами РФ і Республіки Білорусь, укладеної в березні 2011 р., на умовах повної відповідальності генерального підрядника («під ключ»). У листопаді 2015 р. Росія і Єгипет підписали Міжурядову угоду про співробітництво у спорудженні за російськими технологіями та експлуатації першої єгипетської АЕС «Ель-Дабаа», яка буде складатися з 4-х енергоблоків з реакторами ВВЕР-1200. Відповідно до підписаних контрактів, Росатом здійснить поставку російського ядерного палива на весь життєвий цикл атомної станції, проведе навчання персоналу і надасть єгипетським партнерам підтримку в експлуатації та сервісі АЕС «Ель Дабаа» протягом перших 10 років роботи станції [4]. У грудні 2013 р. представники компаній Держкорпорації «Росатом» підписали з фінськими партнерами пакет документів по реалізації проекту спорудження одnobлокової АЕС «Ханхіківі-1» з реактором ВВЕР-1200 за референтним проектом Ленінградської АЕС-2. Цей проект реалізується за схемою консорціальної моделі Манкала. Частка Держкорпорації «Росатом» в проекті становить 34% [4, 5]. У грудні 2014 р. Держкорпорація «Росатом» і компанія MVM (Угорщина) підписали контракт на будівництво нових блоків станції на АЕС «Пакш», а у березні того ж року Росія і Угорщина підписали угоду про надання кредиту до 10 млрд євро. Планується, що на АЕС «Пакш-2» будуть побудовані два блоки проекту ВВЕР-1200.

Реакторні установки (РУ) з найпотужнішим легководним реактором EPR (до 1750 МВт брутто)

спільної розробки компаній Framatome та Siemens на основі німецької конструкції Konvoi і французької серії N4 сьогодні будуються у Франції, Фінляндії, Китаї та Великобританії. Але останніми роками успіхи у просуванні цих РУ змінилися тривалими затримками будівництва і багатократним зростанням вартості, відмовою ряду інвесторів від участі у проектах і втратою позицій на деяких ринках. Заявлені терміни будівництва цих РУ становили 57–60 місяців; але в дійсності перший проект EPR, будівництво якого було розпочато у серпні 2005 р. на АЕС «Олкілуото», планується запустити у 2019 р. Також впровадження перших проектів EPR продемонстрували далеко не ті економічні показники, які декларували їх розробники. Оціночна вартість одного блоку EPR на АЕС «Фламанвілл», будівництво якого було розпочато наприкінці 2007 р., підскочила з 3,3 до 10,9 млрд євро; у подібній пропорції здорожчав і проект у Фінляндії [7]. Найбільш вдалим прикладом будівництва енергоблока з реактором EPR є завершення наприкінці 2018 р. будівництва на АЕС «Тайшань» у Китаї, хоча терміни і бюджет цього проекту також перевищені. Другий блок цієї станції передбачається запустити в 2019 р. Також на майданчику АЕС «Хінклі-Пойнт С» у Великобританії заплановано побудувати два енергоблоки з реактором EPR електричною потужністю близько 1650 МВт. Будівництво першого енергоблоку АЕС «Хінклі-Пойнт С» розпочато у грудні 2018 р. [3].

Реакторна установка AP-1000 покоління III+ конструкції Westinghouse впроваджується на АЕС в США і Китаї, має перспективи в деяких інших країнах, зокрема Великобританії. Сертифікація AP-1000 в США завершилася в 2005 р., в наступні роки було отримано дозвіл на впровадження в Китаї і Великобританії. У серпні 2018 р. здійснено запуск першого у світі реактора AP-1000 блоку № 1 АЕС «Саньмень» у Китаї. Практично за кілька місяців після цього було введено в експлуатацію ще один блок з AP-1000 на АЕС «Саньмень» та 2 енергоблоки з реактором цього типу на АЕС «Хайян» [3]. У США на стадії будівництва знаходяться тільки два блоки AP-1000, що мають бути впроваджені на АЕС «Вогтль», після припинення в липні 2017 р. будівництва нових блоків на АЕС «Ві-Сі Саммер». Результати впровадження перших проектів AP-1000 також не продемонстрували ті економічні показники, які декларували їх розробники. Так, очікувалося, що термін будівництва і початкового тестування (від першого бетону до завантаження палива) AP-1000 складе 50 місяців для головних проектів в Китаї і 38 місяців – для серійних. На практиці цей період для першого проекту (блоку № 1 АЕС «Саньмень») склав приблизно 108 місяців, а для другого (блоку № 1 АЕС «Хайян») – 105 місяців. Загальна вартість бу-

дівництва двох блоків AP-1000 на АЕС «Вогл» за роки його здійснення встигла збільшитися з \$ 14 млрд до \$ 19 млрд [7].

У 2006 р. уряд Китаю вибрав реактор AP-1000 як перспективний напрям розвитку китайських ядерних технологій і Держрада КНР прийняла рішення про покупку, поступову локалізацію, подальший розвиток і широке впровадження цього реактора. Відповідно до підписаної наприкінці 2007 р. міжурядової угоди КНР з США і низкою договорів, укладених в наступні роки між Westinghouse і китайською компанією SNPTC, ця компанія в перспективі отримувала права на американську технологію і її похідні. Зокрема, SNPTC стає постачальником технології на внутрішньому ринку Китаю при будівництві в цій країні п'ятого і наступних блоків AP-1000 і набуває необмежені права (включаючи експорт) на всі створені на основі AP-1000 конструкції потужніше 1350 МВт. Відповідно до цього SNPTC створила доопрацьовану версію AP-1000 – реактор Chinese AP-1000 (CAP-1000), а до 2012 р. розробила реактор CAP-1400 потужністю 1530 МВт брутто. Процес затвердження будівництва CAP-1400 триває вже досить довго і завершиться, скоріш за все, не раніше, ніж національний регулятор буде задоволений експлуатацією AP-1000 [8].

У 1992–1996 рр. китайські компанії CNNC, створену в 1994 р. в рамках реалізації проекту впровадження в Китаї французьких реакторних технологій, і CGNPC (у подальшому CGN) підписали ряд угод і додаткових протоколів до них з Framatome та EDF про передачу технологій французьких реакторів, які були використані для розробки ряду моделей китайських реакторних установок [8]. Так, використовуючи угоду 1996 р. з Framatome та EDF про передачу технологій, китайська компанія CGN розробила реактор CPR-1000 потужністю понад 1000 МВт і його удосконалену версію CPR-1000+ покоління II-II+. Максимальна уніфікація цієї РУ обумовила її масштабне будівництво в країні. Протягом 2013–2016 рр. у комерційну експлуатацію було введено 18 енергоблоків з реакторами CPR-1000 [3]. Наприкінці 2000-х CGN розробила реактор третього покоління ACP-1000, перший енергоблок з цим реактором було введено у експлуатацію у липні 2018 р. на АЕС «Янцзян». Ще три енергоблоки АЕС з реакторами ACP-1000 знаходяться на стадії будівництва.

Китайська компанія CNNC, використовуючи імпортовані технології і досвід розробки технології власного реактора з водою під тиском CNP-300, яка, на відміну від імпортованої французької технології, не мала обмежень на використання інтелектуальних прав, створила спочатку реактор CNP-600, а потім і більш потужний реактор CNP-1000 другого покоління [8]. Чотири енергоблоки з

цією РУ протягом 2014–2017 рр. було запущено на АЕС «Фуцин», будівництво ще двох енергоблоків розпочалося у 2015–2016 рр. на АЕС «Тяньвань» [3]. Однак ці РУ були визнані морально застарілими, і CNNC було розроблено реактор третього покоління ACP-1000.

В останні роки уряд КНР поставив завдання уніфікувати реактори ACP-1000+ і ACP-1000, і у 2013 р. компанії CNNC і CGN оголосили про створення єдиного дизайну реактора Hualong One (HPR1000) електричною потужністю 1150 МВт нетто для впровадження на внутрішньому і експортних ринках [8]. Зараз у Китаї будується чотири таких реактора, ще два блоки з HPR1000 корпорація CNNC має наміри побудувати на майданчику «Чжанчжоу», на якому раніше планувалося розмістити чотири блоки з CAP-1000, а корпорація CGN побудує два блоки з HPR1000 на майданчику «Хойчжоу» в провінції Гуандун [9].

Впровадження проекту Hualong One на світових ринках розпочалося з участі консорціуму китайських компаній CGN і CNNC у будівництві АЕС «Хінклі-Пойнт С», які викупили третину в проєкті цієї АЕС. Крім держгарантій по інвестиціям в проєкт АЕС «Хінклі-Пойнт С» Великобританія надає китайським компаніям майданчик під реактор Hualong One. Якщо конструкція реактору Hualong One успішно пройде стандартну процедуру ліцензування, це буде перший референтний китайський енергоблок, схвалений британським атомним регулятором. Ще одна угода між китайською компанією CNNC та аргентинською Nucleoeléctrica Argentina SA (NASA) передбачає будівництво енергоблоку в Аргентині з реактором Hualong One за умови першочергового спорудження ядерного енергоблоку з важководним канадським реактором CANDU 6. Початок будівництва китайського реактора заплановано на 2020 р. [10].

Південно-корейський реактор третього покоління APR-1400, який розглядався як один із варіантів енергоблоків для добудови Хмельницької АЕС [11], створений KEPCO E&S як наступник проєкту «Корейського стандартного ядерного енергоблоку» OPR-1000. У 2003 р. цей реактор було сертифіковано в Південній Кореї, а наприкінці 2016 р. введено в експлуатацію перший енергоблок з реактором цього типу на АЕС «Шин-Корі». З 2012 р. два енергоблоки споруджуються на південнокорейській АЕС «Шин-Ханул», ще чотири таких РУ будуються на першій атомній станції «Барака» в Об'єднаних Арабських Еміратах [3].

Одним з перспективних напрямків розвитку атомної енергетики є малі модульні реактори (ММР). Головною перевагою атомних станцій малої потужності щодо інших АЕС є невеликі первинні капітальні вкладення і короткі терміни

будівництва, що знижує фінансові ризики реалізації проектів і полегшує їх фінансування. Розміщення ММР також передбачає більш високий ступінь гнучкості порівняно з великими та середніми АЕС, а модульність конструкції дозволяє планувати поступове нарощування потужності АЕС з можливістю в міру зростання попиту.

Легководні ММР покоління III+ базуються на однакових фізичних принципах поточних великих реакторів і можуть бути швидко розгорнуті протягом приблизно 2–3 років. Очікується, що експлуатація першої серії комерційних ММР почнеться в період з 2025 до 2030 рр. Цикл їх будівництва – 3–5 років, термін експлуатації – до 80 років. Крім того, проекти таких РУ передбачають їх використання у маневреному режимі – лише за одну годину потужність можна зменшити або збільшити на 40%. Так, постачальник технології ММР NuScale компанія NuScale Power планує запустити перші реактори в США в 2026–2030 рр. Розпочату Комісією з ядерного регулювання США наприкінці 2016 р. процедуру сертифікації цієї РУ планується завершити до січня 2021 р. [12].

У рамках спільної роботи з компанією Holtec International, яка через свою дочірню структуру SMR LLC [13] впроваджує свій модульний реактор SMR-160, НАЕК «Енергоатом» розглядає перспективи впровадження цієї технології в Україні з локалізацією на українських підприємствах виготовлення обладнання і можливістю виробництва в країні палива для цих реакторів. Так, при розробці дорожньої карти розвитку атомної генерації в довгостроковій перспективі [14] фахівцями «Енергоатому» розглядалися за сценарій, заміщення 10,8 ГВт існуючих АЕС енергоблоками малої потужності з модульними реакторами SMR-160 у припущенні будівництва п'яти АЕС, кожна з яких включатиме 10 енергоблоків SMR-160.

В даній статті наведено результати проведеної оцінки перспектив впровадження у структуру генеруючих потужностей ОЕС України пер-

спективних атомних реакторів, які здатні брати участь у вторинному регулюванні потужності ОЕС України, з використанням розробленої математичної моделі довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи [15]. У цій оптимізаційній моделі враховано динаміку вводу–вибуття атомних потужностей при прогнозуванні на глибоку перспективу, а саме, часового лагу, необхідного для їх будівництва та введення в роботу, заміщення існуючих енергоблоків після закінчення терміну їх експлуатації та введення тільки тих нових установок, будівництво яких буде завершено до кінцевого етапу горизонту прогнозування. З використанням розробленої моделі було проведено розрахунки перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України на період до 2040 р. з урахуванням необхідності заміщення вибуваючих потужностей існуючих АЕС після 20-річної понадпроектної експлуатації та поступового виведення з роботи діючих вугільних енергоблоків ТЕС в рамках виконання міжнародних екологічних зобов'язань і вичерпання їх граничного ресурсу. У розрахунках передбачено будову двох енергоблоків Хмельницької АЕС на базі реакторної установки типу ВВЕР-1000. При цьому в модельних розрахунках розглядалися удосконалені потужні атомні енергоблоки покоління III+, які наразі успішно будуються та вводяться в експлуатацію у світі, перспективні малі модульні реактори, впровадження яких передбачається після 2030 р., а також нові вугільні енергоблоки, які відповідають сучасним екологічним вимогам, і високоманеврені установки на природному газі. За період моделювання – 25 років передбачається зростання питомих капіталовкладень нових вугільних ТЕС, обумовлене зростанням екологічних вимог, і зменшення питомих капіталовкладень у впровадження енергоблоків з малими модульними реакторами за рахунок їх серійного випуску та збільшення локалізації виробництва (табл. 1).

Таблиця 1. Показники нових технологій, що розглядалися у модельних розрахунках

Технологія	Одинична потужність, МВт	Питомі кап. вкладення на початковому етапі, \$/кВт	Питомі кап. вкладення на кінцевому етапі, \$/кВт	Термін будівництва, років	Термін експлуатації, років
ТЕС вугільна	300	2000	2300	6	45
ТЕС газова	50	1000	1000	3	20
Енергоблок ВВЕР-1200	1200	5000	5000	8	60
Енергоблок НРР1000	1100	4500	4500	8	60
Енергоблок АР-1000	1100	5500	5500	8	60
Енергоблок ВВЕР-1000	1000	2000	2000	5	40
ММР SMR-160	160	5500	5000	3	80
ММР NuScale	50	5500	5000	3	60

Таблиця 2. Прогнозні платежі за викиди CO₂, \$/т

Траєкторія зміни плати \ Рік	2020	2025	2030	2035	2040
Помірне зростання	0,1	0,3	0,6	0,8	1,0
Швидке зростання	2,7	9,6	16,4	23,2	30,0

Моделні розрахунки проводили за критерієм мінімуму витрат на виробництво електроенергії за двома траєкторіями збільшення плати за викиди CO₂ (табл. 2).

У табл. 3 наведено результати модельних розрахунків перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України у період до 2040 р. при помірному зростанні плати за викиди CO₂, а у табл. 4 відповідна динаміка вводу нових енергоблоків АЕС та необхідні для цього інвестиції.

У табл. 5 наведено результати розрахунків перспективної структури генеруючих потужностей

ОЕС України у період до 2040 р. при швидкому зростанні плати за викиди CO₂, а у табл. 6 – відповідна динаміка вводу нових енергоблоків АЕС та необхідні для цього інвестиції.

Порівняння результатів розрахунків щодо перспектив довгострокового розвитку національної атомної енергетики показали, що на доцільність та обсяги впровадження нових атомних енергоблоків в енергосистемі значно впливає збільшення плати за викиди CO₂. Так, на заміну існуючих енергоблоків АЕС при помірному зростанні плати за викиди CO₂ до 1 дол. США/т по закінченню їх

Таблиця 3. Показники перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України до 2040 р. при помірному зростанні плати за викиди CO₂

Показник \ Рік	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт					
Всього, в тому числі	38,1	41,6	50,7	55,7	53,8
АЕС існуючі	13,8	13,8	13,8	11,0	3,0
АЕС нові	0,0	1,0	1,0	4,0	12,0
ТЕС вугільні існуючі	17,2	16,0	14,7	11,0	2,4
ТЕС вугільні нові	0,0	0,0	6,0	12,0	17,7
ГЕС	5,5	5,5	7,9	9,9	9,9
ВДЕ	1,5	5,3	7,3	7,9	8,8
Виробництво електроенергії, млрд кВт год.					
Всього, в тому числі	166,5	183,9	203,0	224,1	247,4
АЕС	87,9	95,1	95,1	99,1	107,0
ТЕС	66,4	67,6	75,8	87,6	96,9
ГЕС	8,9	9,7	13,6	15,8	16,2
ВДЕ	3,3	11,5	18,5	21,6	27,3
Викиди CO ₂ , млн т	75,6	76,9	73,4	77,3	83,2

Таблиця 4. Динаміка введення нових атомних потужностей та інвестицій на їх впровадження при помірному зростанні плати за CO₂

Кількість/потужність (МВт) енергоблоків АЕС, введених за період	2020–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040
ВВЕР-1200	0	0	0	1/1200
ВВЕР-1000	1/1000	0	0	1/1000
HPR1000	0	0	2/2200	4/4400
SMR-160	0	0	4/640	6/960
NuScale 50 МВт	0	0	3/150	9/450
Загальна потужність АЕС, введених за період, МВт	1000	0	2990	8010
Кумулятивні інвестиції, млрд дол. США	2,6	16,1	41,8	51,0

Таблиця 5. Показники перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України до 2040 р. при швидкому зростанні плати за викиди CO₂

Показник \ Рік	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт					
Всього, в тому числі	38,1	41,6	50,7	57,4	53,7
АЕС існуючі	13,8	13,8	13,8	11,0	3,0
АЕС нові	0,0	1,0	1,0	5,1	14,7
ТЕС вугільні існуючі	17,2	16,0	14,7	11,0	2,4
ТЕС вугільні нові	0,0	0,0	6,0	12,0	14,4
ГЕС	5,5	5,5	7,9	9,9	9,9
ВДЕ	1,5	5,3	7,3	8,4	9,3
Виробництво електроенергії, млрд кВт год.					
Всього, в тому числі	166,5	183,9	203,0	224,1	247,4
АЕС	87,9	95,1	95,1	108,0	127,3
ТЕС	66,4	67,6	75,8	77,9	75,6
ГЕС	8,9	9,7	13,6	16,0	16,5
ВДЕ	3,3	11,5	18,5	22,2	28,1
Викиди CO ₂ , млн т	75,6	76,9	73,4	67,6	64,9

Таблиця 6. Динаміка введення нових атомних потужностей та інвестицій на їх впровадження при швидкому зростанні плати за CO₂

Кількість енергоблоків АЕС, введених за період	2020–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040
ВВЕР-1200	0	0	1/1200	3/3600
ВВЕР-1000	1/1000	0	0	1/1000
HPR1000	0	0	1/1100	3/3300
SMR-160	0	0	4/640	1/160
NuScale 50 МВт	0	0	24/1200	30/1500
Загальна потужність АЕС, введених за період, МВт	1000	0	4140	9560
Кумулятивні інвестиції, млрд дол. США	2,8	19,7	53,8	68,0

20-річного понадпроектного терміну експлуатації буде введено 12,0 ГВт нових атомних потужностей, в тому числі 2,2 ГВт ММР. При зростанні плати до 30 дол. США/т CO₂ до 2040 р. потужність нових АЕС зросте до 14,7 ГВт, в тому числі 3,5 ГВт ММР. При цьому за таких умов до останнього етапу кількість введених нових енергоблоків вугільних ТЕС буде менша на 11 енергоблоків загальною потужністю 3,3 ГВт за рахунок збільшення витрат на сплату за викиди CO₂, а на заміну їх буде введено більше потужностей маневрених модульних реакторів і збільшиться потужність генерації на ВДЕ. Це обумовлює скорочення викидів забруднюючих речовин та парникових газів в енергосистемі, але при цьому інвестиції у впровадження атомних потужностей зростають на 33%.

ВИСНОВКИ

Виходячи з результатів проведених досліджень та модельних розрахунків, пріоритетними напрями

розвитку атомної енергетики в Україні визначено такі:

– максимальне використання ресурсу діючих ядерних енергоблоків за рахунок продовження терміну їх експлуатації щонайменше на 20 років з поліпшенням показників надійності та економічної ефективності, що надасть час для прийняття рішень щодо нового будівництва АЕС, визначення джерел та обсягів коштів на їх впровадження і майданчиків для їх спорудження;

– модернізація та реконструкція діючих атомних енергоблоків і введення до роботи нових блоків на базі реакторів третього покоління, що повинно значно підвищити надійність роботи АЕС і забезпечити суттєве зростання виробництва електроенергії;

– заміщення атомних енергоблоків, що вибувають з експлуатації, новими, які мають розміщуватися головним чином на майданчиках існуючих

ючих атомних станцій, що забезпечує зменшення загального обсягу інвестицій на їх введення у роботу. Зокрема, у період до 2035 р. замість двох виведених енергоблоків по 1000 МВт одиничної потужності доцільно ввести два удосконалені енергоблоки третього покоління типу HPR1000 або ВВЕР-1200 одиничною потужністю 1100–1200 МВт, а у період 2036–2040 рр. на заміну ще 8 енергоблоків по 1000 МВт ввести 5–6 енергоблоків третього покоління зазначених типів;

– впровадження малих модульних реакторів як маневреного низьковуглецевого джерела виробництва електроенергії з підвищеною безпекою експлуатації для забезпечення стійкості, надійності та ефективності функціонування ОЕС України за умови її приєднання до європейської енергетичної системи та збільшення екологічних вимог функціонування до електроенергетичних об'єктів. Так, замість виведених з експлуатації після 2030 р. двох енергоблоків по 440 МВт Рівненської АЕС доцільно у період 2031–2035 рр. ввести енергоблоки з малими модульними реакторами, здатних працювати у широкому діапазоні зміни навантаження, типу SMR-160 або NuScale в залежності від комерційної готовності цих технологій, рівнів їх питомої вартості та частки локалізації виробництва в Україні. У період 2036–2040 рр. для підвищення діапазону маневреності енергосистеми доцільно збільшення потужності нових енергоблоків з малими модульними реакторами ще на 1,4 ГВт;

– у разі збільшення жорсткості вимог до вуглецевої ємності електроенергії, в тому числі і підвищення плати за викиди CO₂, доцільно замість будівництва у період 2036–2040 рр. нових вугільних енергоблоків ТЕС збільшити потужності АЕС, в тому числі за рахунок збільшення кількості нових атомних енергоблоків з малими модульними реакторами.

Економічна доцільність означених напрямів розвитку атомної енергетики України у значній мірі буде визначатися ефективністю та достатністю забезпечення ядерним паливом, диверсифікацією джерел його постачання та вирішення питання поводження з відпрацьованим ядерним паливом та радіоактивними відходами.

Робота виконана за рахунок коштів бюджетної програми «Підтримка розвитку пріоритетних напрямів наукових досліджень» (КПКВ 6541230).

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245239554> (дата звернення: 10.02.2019).

2. Nuclear Power Reactors. *World Nuclear Association*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx> (дата звернення: 10.02.2019).
3. Power Reactor Information System (PRIS). *International Atomic Energy Agency (IAEA)*. URL: <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx> (дата звернення: 22.02.2019).
4. Строящиеся АЭС в России. *Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом»*. URL: <http://www.rosatom.ru/production/design/stroyashchiesya-aes/> (дата звернення: 11.04.2019).
5. Кухарчук М. Фінансові інструменти для будівництва нових АЕС. Світова практика. Презентація з круглого столу «Атомна енергетика: інвестиції в майбутнє України» в рамках Дня атомної енергетики 2017. URL: http://www.energoatom.kiev.ua/files/file/3_mikola_kuharchuk_dms_f_nansov_nstrumenti_dlya_bud_vnictva_novih_aes_sv_tova_praktika.rar (дата звернення: 10.12.2018).
6. Россия и Китай подписали рекордный пакет. Департамент коммуникаций ГК Росатом. Опубликовано 09.06.2018. URL: <http://atominfo.ru/newss/z0494.htm> (дата звернення: 10.12.2018).
7. Шульга И. Достойные три с плюсом. *Атомный эксперт*. 2018. № 6(67). С. 38—50.
8. Шульга И. Высшая лига – 2. *Атомный эксперт*. 2016. № 8(50). С. 50—67.
9. Китай одобрил четыре блока с HPR-1000. *SinoAtom.Ru*. Опубликовано 10.02.2019. URL: <http://atominfo.ru/newsy/z0105.htm> (дата звернення: 11.04.2019).
10. Аргентина и Китай подписали генконтракт на два блока. *AtomInfo.Ru*. Опубликовано 19.05.2017. URL: <http://atominfo.ru/newsp/w0834.htm> (дата звернення: 10.12.2018).
11. 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) (дата звернення: 10.12.2018).
12. NuScale Power, LLC. URL: <https://www.nuscalepower.com/> (дата звернення: 10.04.2019).
13. SMR LLC. URL: <https://smrllc.com/> (дата звернення: 11.04.2019).
14. Власенко М., Годун О., Кухарчук М., Нежура М. Моделирование энергосистем до 2100 р. *ЕнергоАтом України*. 2018. № 2(47). С. 32—37.
15. Нечаева Т.П. Модель та структура довгострокового розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням динаміки вводу-вибуття потужностей та зміни їх техніко-економічних показників. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 5—9. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>.

Надійшла до редколегії: 17.05.2019