
АТОМНА ЕНЕРГЕТИКА
ATOMIC ENERGY

УДК 621.039.58

<https://doi.org/10.15407/jnpae2026.03.228>**В. І. Борисенко****Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, Київ, Україна**Відповідальний автор: vborysenko@ispnpp.kiev.ua**СВІТОВІ ТЕНДЕНЦІЇ В ЯДЕРНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ¹**

Питання забезпечення енергетичної незалежності України залишатимуться актуальними і в післявоєнний період. Враховуючи вже наявні руйнування і пошкодження енергетичних об'єктів, перш за все ТЕС, ТЕЦ і ГЕС на порядку денному стоять питання оптимізації структури і обсягів виробництва електроенергії між різними типами генерації. Оптимізація має враховувати як світові тенденції, так і національні особливості – умови при обґрунтуванні вибору типів генерації, обсягів виробництва електроенергії, а також міжнародні зобов'язання України щодо використання низьковуглецевих технологій в енергетиці. У статті розглянуто світові тенденції в енергетиці взагалі, а в електроенергетиці більш детально в галузях ядерної і відновлювальної енергетики (ВЕ). Відзначено суттєве зростання встановленої потужності й обсягів виробництва електроенергії на об'єктах ВЕ. Наприклад, за останні два роки приріст встановленої потужності об'єктів ВЕ у сотню разів перевищив приріст потужності АЕС. З 2021 р. ВЕ за обсягами виробництва електроенергії випереджає АЕС, а у 2025 р. вперше у світі вийшло на перше місце, випередивши також теплові електростанції, що працюють на вугіллі.

Швидкий розвиток ядерної енергетики в 70–80-х роках ХХ сторіччя, під час якого в рік в експлуатацію вводилися АЕС сумарною потужністю до 40 ГВт, обернувся втратою довіри до безпеки ядерної енергетики після аварій 1979 р. на АЕС Три-Майл-Айленд, 1986 р. на Чорнобильській АЕС і 2011 р. на АЕС Фукусіма. Наслідки цього проявляються вже тривалий час. Так, наприклад, за 2025 р. на АЕС у світі в експлуатацію введено всього 3 ГВт потужностей. Наступним кроком у відновленні довіри до ядерної енергетики є впровадження реакторів підвищеної безпеки AP1000, EPR-1750, а також розвиток і впровадження інноваційних технологій в ядерній енергетиці, одним із проявів якої є розвиток технологій малих модульних реакторів (ММР).

У статті представлено аналіз основних характеристик AP1000, EPR-1750 і ММР, які вже будуються у світі, або знаходяться на завершальному етапі процесу ліцензування для їхнього подальшого розгляду для можливого впровадження в Україні.

Ключові слова: ядерна енергетика, енергоблок АЕС, виробництво електроенергії, AP1000, ВВЕР-1000, малі модульні реактори.

1. Вступ

Станом на 01.01.2026 р. на АЕС у світі в експлуатації перебувало 412 енергоблоків АЕС (встановлена потужність 376 ГВт), у процесі будівництва знаходяться 63 енергоблоки (встановлена потужність 66 ГВт), у стані зупину і виведення з експлуатації – 220 енергоблоків (встановлена потужність 111 ГВт), протягом 2024 р. призупинено експлуатацію чотирьох енергоблоків АЕС [1].

Виробництво електроенергії на АЕС у світі у 2025 р. становило 2811 млрд кВт·год, або близько 8,86 % від загального світового виробництва електроенергії, яке сягнуло 31733 млрд кВт·год. Відповідні показники за 2024 р. становили: 2778 млрд кВт·год, ~8,99 %, 30914 млрд кВт·год. На рис. 1 наведено дані щодо зміни виробництва електроенергії у світі різними типами генерації за

2000–2025 рр. [2]. Найбільші темпи збільшення виробництва електроенергії спостерігаються на об'єктах відновлювальної енергетики (ВЕ) – враховано тільки сонце і вітер.

У табл. 1 наведено інформацію про загальне виробництво енергії у світі різними типами генерації за 2024 р. [2].

Протягом останніх років простежуються різні тенденції у зміні внеску в загальне виробництво електроенергії різних типів генерації: ядерна енергетика за абсолютними показниками практично не змінилася – 2700 млрд кВт·год, а відносні показники зменшилися приблизно у 2 рази – з 18 до 9 %; ВЕ суттєво (більш ніж у 100 разів) наростила виробництво електроенергії [2]. Тому важливо з'ясувати причини виявлених тенденцій та оцінити їхній вплив на подальший розвиток електроенергетичних технологій.

© Автор(и), 2026

Стаття опублікована ІЯД НАН України за умовами відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC 4.0

¹ Представлено на XXXIII Щорічній науковій конференції Інституту ядерних досліджень НАН України, Київ, 25–29 травня 2026 р.

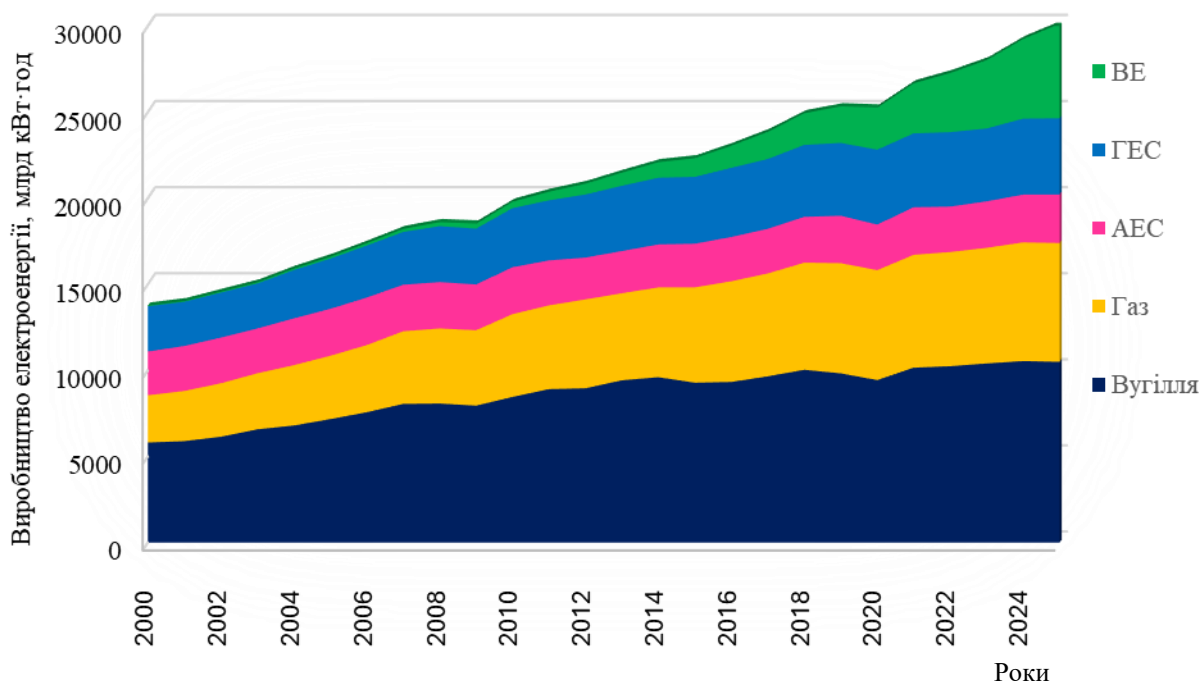


Рис. 1. Внесок у загальне виробництво електроенергії різних типів генерації за 2000–2025 рр.
(Див. кольоровий рисунок на сайті журналу.)

Таблиця 1. Виробництво енергії у світі різними типами генерації за 2024 р.

Тип генерації	Виробництво енергії, ЕДж	Частка від загального обсягу, %
Вугілля	168	26,2
Нафта	202	31,5
Газ	150	23,4
Атомна енергетика	25	3,9
Гідроенергетика	41	6,5
Інші джерела ВЕ	55	8,5
Всього	642	100,0

2. Темпи і обсяги виробництва електроенергії у світі

З наведених на рис. 1 і табл. 1 даних можна відзначити суттєве збільшення частки енергії, виробленої відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), перш за все, на сонячних електростанціях (СЕС) і на вітрових електростанціях (ВЕС). Так, наприклад, частка електроенергії, виробленої у 2000 р. на ВДЕ становила 0,2 %, а на АЕС – 15,6 %, а за 2024 р. показники такі: ВДЕ – 15 %, АЕС – 9 %. У 2021 р. загальне виробництво електроенергії на ВДЕ перевищило виробництво електроенергії на АЕС і відповідно становило: 2911 і 2762 млрд кВт·год. В абсолютному вираженні річні обсяги електроенергії, виробленої на АЕС, за останні 25 років практично не змінилися (~2700 млрд кВт·год), а на ВДЕ збільшилися у ~140 разів з 32 до 4631 млрд кВт·год. Відповідно й інвестиції у ВДЕ перевищують інвестиції в атомну енергетику і у 2024 р. становили відповідно 600 і 100 млрд дол. США [2].

За 25 років (з 2000 по 2024 рр.) загальне виробництво електроенергії у світі збільшилося у ~2 рази з 15278,69 до 30913,94 млрд кВт·год, що відповідає середньорічній зміні виробництва електроенергії (СРЗВЕ) на приблизно +3 %. Таким чином, загальносвітове виробництво і споживання електроенергії за останні 25 років має тенденцію до збільшення.

Однак, необхідно звернути увагу на суттєву відмінність від загальносвітових тенденцій у споживанні електроенергії в окремих країнах. До прикладу, на рис. 2 наведено дані щодо зміни виробництва електроенергії різними типами генерації в країнах Євросоюзу за 2000–2024 рр. [2].

За 25 років (з 2000 по 2024 рр.) загальне виробництво електроенергії в країнах Євросоюзу збільшилося всього на 5 % з 2622,17 до 2749,23 млрд кВт·год, що відповідає СРЗВЕ на ~0,2 %. Таким чином, для країн Євросоюзу виробництво і споживання електроенергії за останні 25 років практично не змінилося, а після

світової економічної кризи 2008 р. навіть має тенденцію до зменшення. За останні 15 років зменшення у виробництві і споживанні електроенергії в країнах Євросоюзу становило приблизно 6,5 % (див. рис. 2).

У табл. 2 наведено узагальнені дані по різних країнах і групах країн щодо темпів зміни у виробництві і споживанні електроенергії за останні 25 років (з 2000 по 2024 рр.)

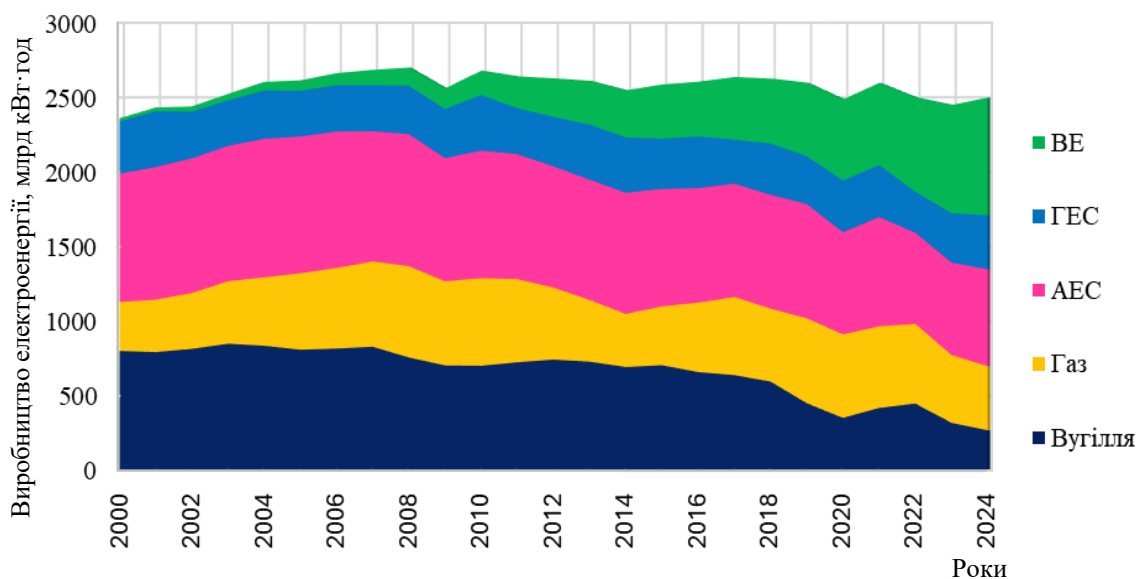


Рис. 2. Внесок у загальне виробництво електроенергії різних типів генерації в країнах Євросоюзу за 2000–2024 рр. (Див. кольоровий рисунок на сайті журналу.)

Таблиця 2. Обсяги виробництва електроенергії у 2024 р. та мінімальні й максимальні значення СРЗВЕ за 25 років (2000–2024 рр.) [2]

№	Країна	Вироблено електроенергії, млрд кВт·год, %	СРЗВЕ, %	Мінімальне значення СРЗВЕ, %	Максимальне значення СРЗВЕ, %
1.	США	4387,26	0,6	–4,1	+4,4
2.	Китай	10086,88	8,8	+0,3	+15,5
3.	ЄС	2749,23	0,2	–5,1	+4,9
4.	G7	7626,27	0,2	–4,8	+4,0
5.	Франція	557,56	0,3	–14,9	+10,5
6.	Німеччина	479,65	–0,6	–12,1	+6,2
7.	Україна	101,12	–1,9	–28,7	+8,8
8.	Фінляндія	83,6	1,0	–17,8	+16,6

Важливим для подальшого аналізу з визначення тенденцій у виробництві і споживанні електроенергії є такий показник – виробництво електроенергії в країні на одного її мешканця за рік (ВЕКОМ). Цей показник дає уявлення про загальне енергетично-промислове оснащення країни, загальний розвиток сфери послуг, а також про рівень побутового споживання електроенергії.

На рис. 3 наведено зміну у виробництві електроенергії в країні на одного її мешканця за останні 25 років (з 2000 по 2024 рр.) [2].

З аналізу наведених на рис. 3 даних можна зробити висновок щодо ідентичності зміни за останні 25 років таких показників, як СРЗВЕ і ВЕКОМ для різних країн. З урахуванням демографічних факторів у розвинених країнах, висновок щодо стабілізації і навіть зменшення споживання електроенергії є очевидним.

У табл. 3 наведено узагальнені дані по різних країнах і групах країн щодо темпів зміни середньорічного ВВП на душу населення і показника ВЕКОМ за останні 15 років (з 2010 по 2024 рр.)

Таким чином, аналіз даних, наведених у табл. 3, дає змогу спростувати хибне припущення щодо кореляції між темпами зростання ВВП і темпами зростання виробництва електроенергії. Така кореляція є характерною для країн «третього» світу з рівнем споживання електроенергії менше середньосвітових показників. Для країн з розвинутою економікою зростання ВВП спостерігається навіть при негативних значеннях СРЗВЕ і ВЕКОМ за рахунок впровадження енергоощадних технологій в економіці і впровадження рішень кліматичних угод (Киотська, Паризька) із впровадження низьковуглецевих технологій в енергетиці.

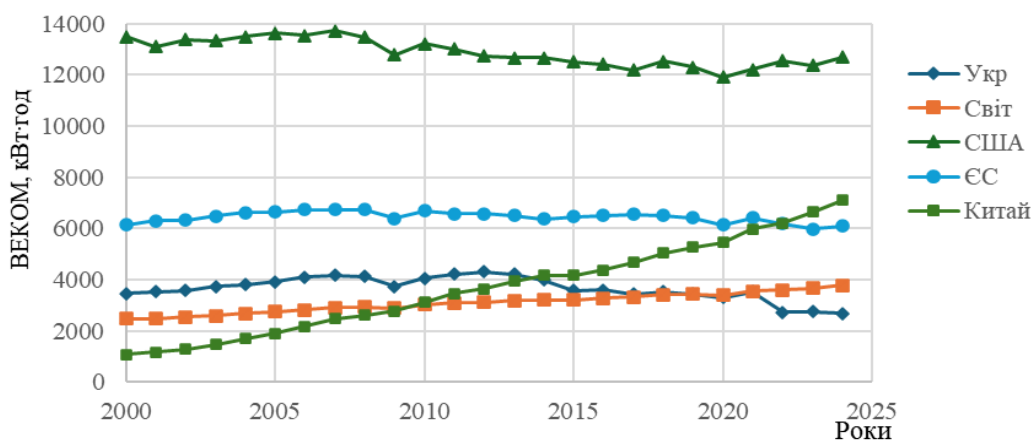


Рис. 3. Зміна показника ВЕКМ за період з 2000 по 2024 рр.
(Див. кольоровий рисунок на сайті журналу.)

Таблиця 3. Середньорічна зміна ВВП на душу населення, зміна ВЕКМ, мінімальні і максимальні значення ВЕКМ за 15 років (2010–2024 рр.) [2]

№	Країна	Середньорічна зміна ВВП на душу населення, %	ВЕКОМ, %	Мінімальне значення ВЕКМ, %	Максимальне значення ВЕКМ, %
1.	США	4,1	–0,3	–3,2	+2,8
2.	Китай	8,1	6,1	–0,2	+11,3
3.	ЄС	1,9	–0,6	–4,2	+4,4
4.	G7	1,6	–0,5	–3,5	+2,2
5.	Україна	5,8	–2,7	–23,1	+6,8
6.	Світ	2,7	+1,6	–1,4	+4,8

Так, наприклад, за останні 25 років у країнах, що розвиваються, викиди двоокису вуглецю (CO_2) збільшилися: у Китаї – у 3,1 раза (з 3,8 до 12 Гт), в Індії – у 2,7 раза (з 1 до 2,7 Гт); тоді як у розвинених країнах, навпаки, зменшилися: у США – у 1,3 раза (з 5,8 до 4,5 Гт), у країнах ЄС – у 1,3 раза (з 3,5 до 2,7 Гт) [2].

3. Реалізація планів Енергетичних стратегій України

Що стосується стратегічного планування в енергетиці України, то, не враховуючи дворазове зменшення електроспоживання за період з 1991 р. до 2022 р. (з 300 до 150 млрд кВт·год), а також наведені вище загальносвітові тенденції в енергоспоживанні, в Енергетичних стратегіях України (ЕСУ), прийнятих за останні роки, можна спостерігати суттєво завищені планові показники з виробництва електроенергії і встановленої потужності по відповідних типах генерації.

Так, наприклад, прогнозні показники виробництва електроенергії в Україні згідно з ЕСУ-2030 [3] і ЕСУ-2035 [4] суттєво перевищують фактичні показники станом на 2022 р. (рис. 4):

– в ЕСУ-2030 було закладено середньорічне збільшення у виробництві електроенергії на ~2,4 % (з 191 млрд кВт·год у 2010 р. до 292 млрд кВт·год у 2030 р.);

– в ЕСУ-2035 закладено середньорічне збільшення у виробництві електроенергії на ~1,0 % (з 164 млрд кВт·год у 2015 р. до 195 млрд кВт·год у 2035 р.).

В ЕСУ до 2050 р. (ЕСУ-2050) [5], передбачено суттєве збільшення встановленої потужності практично всіх типів генерації електроенергії (табл. 4), що враховуючи існуючі тенденції в електроспоживанні в Україні і у розвинених країнах є необґрунтовано завищеним.

Фактична максимальна потужність в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України у вечірній максимум споживання за січень 2022 р. становила 19–25 ГВт, а у липні 2021 р. – 16–19 ГВт. З урахуванням навіть завищеного коефіцієнта запасу (наприклад, 2) у встановленій потужності ОЕС України, сумарна встановлена потужність має бути на рівні 45–50 ГВт. Таким чином, плани ЕСУ-2050 у 282 ГВт є необґрунтовано завищеними, а, відповідно, інвестиційні внески в розвиток енергетики не зможуть бути повернуті, а тому не будуть і внесені.

Більшість показників, передбачених планами ЕСУ, ухвалених протягом останніх років (табл. 5), так і не було досягнуто, а самі Стратегії переглядалися достроково – через 5–7 років після їх ухвалення, хоча початково термін їх реалізації передбачався на 20–25 років.

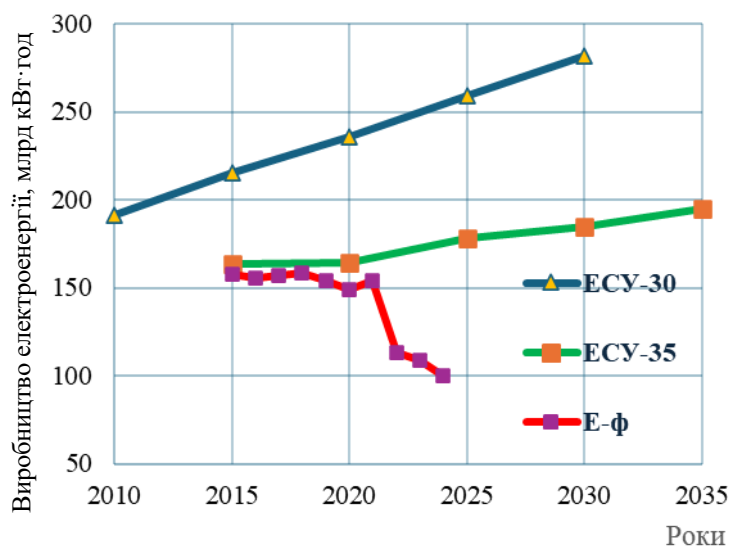


Рис. 4. Прогнозні і фактичні обсяги виробництва електроенергії в Україні.
(ЕСУ-30, ЕСУ-35 – прогнозні відповідно до ЕСУ-2030 і ЕСУ-2035, Е-ф – фактичні).
(Див. кольоровий рисунок на сайті журналу.)

Таблиця 4. Встановлена потужність генерації електроенергії в Україні станом на 2022 р.
та відповідно до планів ЕСУ-2050, ГВт

Тип генерації	2022	ЕСУ-2050	Збільшення
АЕС	13,84	30	2,2
СЕС	6,41	94	14,7
ГЕС+ГАЕС	6,32	9	1,4
ВЕС	1,53	140	91,5
Всього	56,3	282	5,0

Таблиця 5. Строки прийняття ЕСУ та їх перегляду

Назва	Прийняття	Заміна	Заміна раніше строку	Плани генерації на АЕС
ЕСУ-2010	1996	2006	–4	+ 22 ГВт
ЕСУ-2030	2006	2013	–17	
ЕСУ-2030	2013	2017	–13	
ЕСУ-2035	2017	2023	–12	
ЕСУ-2050	2023	?		+ 27 ГВт

4. Тенденції традиційної ядерної енергетики у світі

Наведені вище світові тенденції у сфері енергетики суттєво відрізняються залежно від країни. Аналогічні відмінності спостерігаються і в розвитку ядерної енергетики. Розглянемо деякі з них. Так, станом на 01.01.2026 енергоблоки АЕС перебувають в експлуатації у 31 країні (загалом 412 енергоблоків), а в 15 країнах будуються 63 енергоблоки. Серед них Туреччина, Єгипет і Бангладеш споруджують свої перші АЕС із реакторами ВВЕР-1200. Експлуатацію АЕС припинено у трьох країнах: в Італії – у 1990 р. (4 енергоблоки), у Литві – у 2009 р. (2 енергоблоки), у Німеччині – у 2023 р. (загалом 36 енергоблоків) [1]. До 63 енергоблоків, що перебувають на стадії будівництва, включено два енергоблоки Хмельницької АЕС (ХАЕС-3 і ХАЕС-4), будівництво яких розпочалося відповідно у 1986 та 1987 рр.

У табл. 6 наведено інформацію про обсяги виробництва електроенергії і встановлену потужність енергоблоків АЕС у провідних країнах світу з виробництва електроенергії на АЕС, а також кількість енергоблоків, що знаходяться в експлуатації, будівництві, зупині.

Можна відзначити, що з 31 країни, в яких АЕС знаходяться в експлуатації, в 19 країнах будівництво нових енергоблоків АЕС не ведеться.

Можна констатувати суттєве відставання введення нових потужностей, а, відповідно, і обсягів інвестицій у нове будівництво АЕС порівняно з ВДЕ. Так, наприклад, у 2024 р. на об'єктах ВЕ було введено 585 ГВт нових потужностей, а у 2025 р. – 840 ГВт. Водночас на нових АЕС у 2024 р. було введено 7 ГВт, а у 2025 р. – лише 3 ГВт [2]. Таким чином, обсяги введення нових потужностей на АЕС становили менше 1 % обсягів нових потужностей об'єктів ВЕ.

Таблиця 6. Обсяги виробництва електроенергії і встановлена потужність енергоблоків АЕС у провідних країнах світу з виробництва електроенергії у 2024 р. [1]

№	Країна	Вироблено електроенергії у 2024 р., млрд кВт·год, %	Встановлена потужність, ГВт	Кількість енергоблоків		
				Експлуатація	Будівництво	Зупин
1	США	781,9 (18,2%)	96,9	94	0	41
2	Китай	450,8 (4,5 %)	55,3	57	29	0
3	Франція	361,7 (67,3 %)	63,0	57	0	14
4	РФ	215,5 (18,1 %)	26,8	36	5	11
5	Корея	188,7 (31,7 %)	25,6	26	2	2
6	Канада	81,7 (13,4 %)	12,7	17	0	8
7	Японія	56,1 (5,5%)	12,6	14	2	27
8	Індія	54,7 (3,3%)	7,55	21	6	0
9	Україна*	53,0 (52,4%)	13,8	15	2	4
10	Іспанія	52,1 (19,9%)	7,1	7	0	3

Примітка. * Дані наведено за 2021 р.

Виробництво електроенергії у 2024 р. становило: на АЕС – 2777 млрд кВт·год, а на об'єктах ВЕ – 4631 млрд кВт·год. У 2021 р. уперше на об'єктах ВЕ було вироблено більше електроенергії, ніж на АЕС, а вже у 2025 р. вперше на об'єктах ВЕ було вироблено більше електроенергії, ніж на теплових електростанціях, що працюють на

вугіллі, і з 2025 р. ВЕ займає перше місце, випередивши вугілля, газ, ГЕС і АЕС.

Щодо ситуації з термінами будівництва і вартістю будівництва нових енергоблоків АЕС у світі. На рис. 5 наведено дані щодо строків будівництва сучасних енергоблоків АЕС, уведених в експлуатацію за останнє десятиріччя.

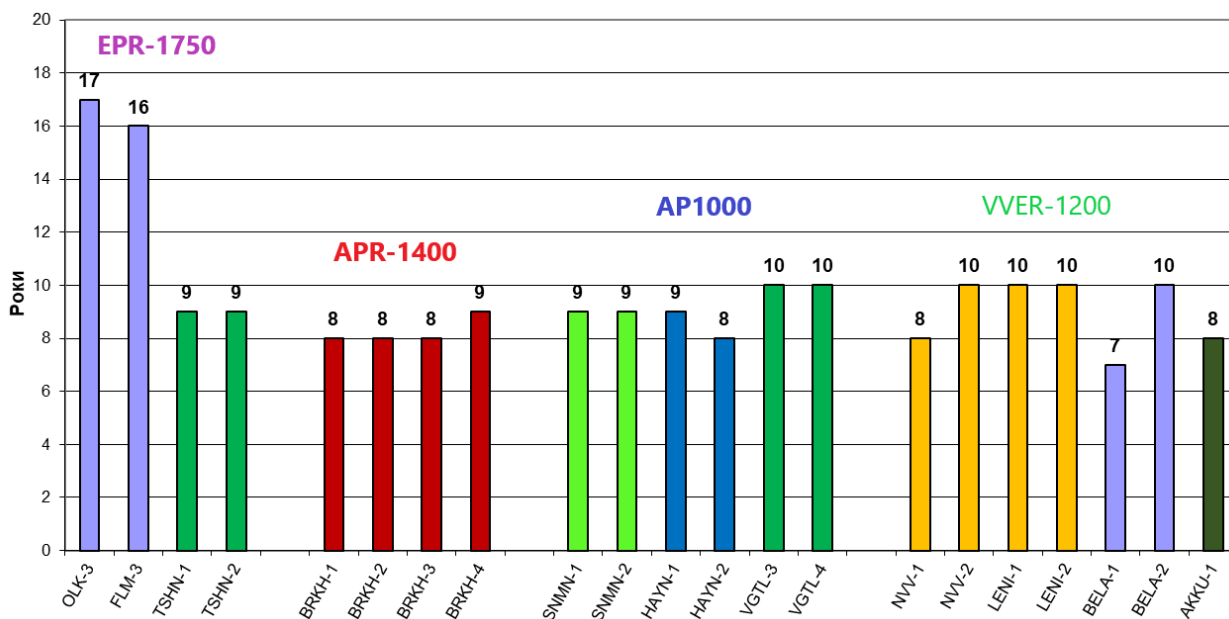


Рис. 5. Строки будівництва сучасних енергоблоків АЕС.

OLK – Olkiluoto; FLM – Flamanville; TSHN – Taishan; BRKH – Barakah; SNMN – Sanmen; HAYN – Haiyang; VGTL – Vogtle; NVV – Novovoronezh; LENI – Leningrad; BELA – Belarusian; AKKU – Akkuyu.

Щодо вартості будівництва сучасних енергоблоків слід зазначити, що у відкритому доступі практично відсутні дані про фактичні витрати, тому доводиться використовувати різні оцінки.

Так, наприклад, вартість енергоблоків Olkiluoto-3 (Фінляндія) з EPR-1750 збільшилася з проєктних 3 млрд євро до 9–11 млрд євро, а енергоблоків Flamanville-3 (Франція) з EPR-1750 збільшилася з проєктних 3,3 млрд євро до 13–19 млрд євро.

З 2018 р. ведеться будівництво двох енергоблоків з EPR-1750 на АЕС Hinkley Point (C-1, C-2) (Велика Британія); заплановане введення в експлуатацію першого енергоблоку у 2025 р. вже перенесене на 2030 р., а загальна вартість будівництва АЕС збільшилася з проєктних 18 млрд фунтів стерлінгів до більше, ніж 50 млрд фунтів стерлінгів [2].

У 2023–2024 рр. на АЕС Vogtle (США) в експлуатацію було введено два енергоблоки з

AP1000 (Vogtle-3, Vogtle-4), сумарна вартість будівництва становила більше 32 млрд дол. США.

Таким чином, станом на сьогодні економічна привабливість інвестицій у нові АЕС обмежена такими факторами: збільшення термінів будівництва – до двох і більше разів порівняно з проєктними (див. рис. 5), а також збільшення питомих капіталовкладень на 1 кВт встановленої електричної потужності, яка збільшилася до трьох і більше разів, порівняно з проєктними.

Станом на 2026 р. серед проєктів енергоблоків покоління III+ AP1000 компанії Westinghouse є одним з найбільш привабливих варіантів для енергетики України з огляду на низку аспектів. Реактор AP1000 ліцензовано у США, Канаді та деяких інших країнах. На сьогодні в експлуатацію введено шість енергоблоків: чотири з них – Sanmen-1, Sanmen-2, Haiyang-1 і Haiyang-2 – понад сім років експлуатуються на двох АЕС у Китаї (табл. 7), а два – Vogtle-3 і Vogtle-4 – у США [1, 6].

Таблиця 7. Коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків з AP1000, % [1]

Рік	АЕС					
	Sanmen		Haiyang		Vogtle	
	1	2	1	2	3	4
2019	88,7	8,9	95,9	100,7		
2020	86,4	86,7	88,8	91,9		
2021	92,5	90,2	92,6	94,1		
2022	86,9	91,3	96,5	99,1		
2023	97,6	91,2	91,0	91,6	72,7	
2024	93,2	96,8	99,3	94,4	75,8	59,1

Станом на 2026 р. реактор AP1000 є найбільш апробованим серед інших проєктів реакторних установок покоління III+, у тому числі і тому, що в проєкті широко використовуються як існуючі технології, так і пасивні системи безпеки.

До введення в експлуатацію нових енергоблоків є необхідність і можливість підвищити ефективність ВВЕР-1000 АЕС України. Під час порівняння середньорічного виробництва електроенергії на енергоблоках ВВЕР-1000 за 2011–2021 рр. (табл. 8), які нині експлуатуються на АЕС Рівнен-

ська (Р-4), Хмельницька (Х-2), Темелін (Т-1, Т-2), Козлодуй (К-5, К-6), Ростовська (R-1, R-2) та Тайвань (TW-1, TW-2), можна зазначити, що всі вони були введені в експлуатацію у 2000–2009 рр., за винятком К-5 і К-6, які були введені приблизно на 10–15 років раніше [1]. Середньорічне виробництво електроенергії українських енергоблоків на 13–15 % нижче за середнє значення для перелічених енергоблоків і на 15–19 % нижче за максимальні показники енергоблоків TW-1 і TW-2.

Таблиця 8. Середньорічне виробництво електроенергії на ВВЕР-1000 за 2011–2021 рр., млн кВт·год [1]

Параметр	Енергоблок ВВЕР-1000									
	Р-4	Х-2	Т-1	Т-2	К-5	К-6	Р-1	Р-2	ТW-1	ТW-2
Середнє	6208	6487	7161	7001	7522	7511	7744	7370	7606	7702

Таким чином, у масштабі всіх ВВЕР-1000 АЕС України, підвищення ефективності виробництва до середніх показників аналогічних ВВЕР-1000 (В-320) інших країн, дасть змогу збільшити виробництво електроенергії на ~14 млрд кВт·год в рік, що еквівалентно виробітку на двох «нових» енергоблоках потужністю по 1 ГВт (є).

5. Плани щодо впровадження проєктів ММР

Розглянемо стан справ і тенденції у сучасному напрямку розвитку ядерної енергетики – ММР.

Технологія ММР широко обговорюється у науково-технічних публікаціях як один із шляхів можливого перспективного розвитку ядерної енергетики. Але появу першого енергоблока,

побудованого за технологією ММР, можна очікувати не раніше 2030 р., а результати референтного досвіду з експлуатації першого блока ще приблизно через 5 років.

Яскравим прикладом усвідомлення можливих проблем на шляху впровадження технології ММР є історія проєкту NuScale.

Це проєкт, який найбільше фінансово підтримувався Департаментом енергетики (DOE) США. Станом на березень 2020 р. федеральний уряд США виділив на проєкт NuScale 314 млн дол. США, при загальних витратах на проєкт 957 млн дол. США. Враховуючи затримки в реалізації проєкту NuScale, станом на 2020 р., DOE погодився надати «новий багаторічний грант DOE у номінальній сумі 1,4 мільярда доларів» [7].

Слід зазначити, що термін остаточної розробки проєкту NuScale весь час переносився, тому що під час процесу ліцензування, були виявлені різні проблеми з обґрунтуванням працездатності систем безпеки реактора. Причинами таких перенесень термінів фінальної версії проєкту, а, відповідно, і ліцензування є постійне удосконалення параметрів проєкту. Наприклад, розроблення проєкту NuScale розпочалося у 2003 р. з потужності 35 МВт. У подальшому потужність проєкту послідовно збільшувалася: до 40 МВт у 2009 р., 50 МВт у 2016 р. (саме цей варіант проєкту проходив ліцензування в NRC), 60 МВт у 2018 р. і, нарешті, до 77 МВт – у сучасній версії проєкту.

Хоча вважається, що проєкт отримав ліцензію, однак при отриманні ліцензії на будівництво на конкретному майданчику необхідно буде додатково обґрунтувати безпеку з таких питань [7]:

- до конструкції парогенератора (не апробована конструкція);
- несвоєчасне спрацювання системи аварійного охолодження активної зони;
- аналіз аварій з розчиненням бору у нижній камері змішування реактора.

Два останніх буліта є наслідком реалізації в проєкті NuScale природної циркуляції теплоносія, що, з одного боку, є важливим технологічним рішенням у реалізації пасивних принципів у системах безпеки, а, з іншого боку, природна циркуляція теплоносія є недостатньо практично апробованим рішенням, а тому потребує додаткових обґрунтувань.

Демонстраційну АЕС з MMP NuScale планували побудувати в штаті Юта в рамках розрекламованого проєкту Carbon Free Power Project (CFPP) – це спільний проєкт компаній NuScale і Utah Associated Municipal Power Systems (UAMPS). Згідно з проєктом CFPP на майданчику поблизу м. Айдахо-Фоллс планувалося побудувати АЕС Voygr-6 загальною потужністю 462 МВт у складі шести модулів потужністю 77 МВт(е) кожний. Будівництво АЕС планували розпочати в 2025 р., а перший модуль ввести в експлуатацію до 2029 р.

Оцінка вартості АЕС Voygr-6 становить 9,336 млрд дол. США [7, 8]. З них на підготовчій стадії, яка мала закінчитися у липні 2026 р., планувалося витратити 2,682 млрд дол. США, а витрати на стадії будівництва (52 міс) мали становити 6,654 млрд дол. США. Таким чином, очікувана вартість встановлення 1 кВт електричної потужності становитиме приблизно 14400 дол. США/кВт(е), що в декілька разів перевищує проєктну вартість для сучасних ядерних енергоблоків великої потужності. З урахуванням вартості робіт за проєктом CFPP на підготовчій стадії вартість встановленого 1 кВт електричної потужності загалом сягає приблизно 20200 дол. США/кВт(е).

Що стосується вартості електроенергії, яка буде вироблятися на АЕС з модулями NuScale, то нижня межа становить 58 дол. США/МВт·год – така оцінка вартості була станом на 2020 р. У січні 2023 р. проєктна команда NuScale підготувала нові орієнтири з економічних характеристик. Зокрема, очікувана вартість електроенергії з MMP NuScale досягла 89 дол. США/МВт·год (для реакторів PWR-1000 в середньому 40–60 дол. США/МВт·год). Після всебічного обговорення перспектив реалізації проєкту CFPP у листопаді 2023 р. акціонерами компанії UAMPS було прийнято рішення про припинення реалізації проєкту у зв'язку зі збільшенням фінансового навантаження на 53 %. Припинення реалізації проєкту CFPP призвело до падіння вартості акцій компанії NuScale у 6 разів (з 12 дол. США за акцію у листопаді 2022 р. до 2 дол. США за акцію у листопаді 2023 р.). На той час проєкт АЕС з модулями NuScale були найбільш розрекламованими у світі: єдиний проєкт MMP, що отримав ліцензію від NRC; було підписано 12 міжнародних угод по будівництву АЕС з модулями NuScale в 12 країнах, включаючи Польщу, Румунію, Чехію. Станом на 2026 р. тільки Румунія схвалила інвестиційне рішення щодо проєкту АЕС Voygr-6 загальною потужністю 462 МВт.

Станом на березень 2026 р. ведеться будівництво двох енергетичних блоків з MMP.

У Канаді на майданчику Darlington з 2025 р. ведеться будівництво АЕС загальною потужністю 1200 ГВт, у складі чотирьох MMP BWRX-3000. BWRX-300 – це MMP з водяним охолодженням киплячого типу і природною циркуляцією теплоносія потужністю 300 МВт з пасивними системами безпеки, що базуються на існуючій конструкції реактора з киплячою водою – ESBWR. Він використовує існуючу ліцензовану конструкцію палива для реакторів ESBWR. Ліцензія на будівництво від канадського регулятора отримана 04.04.2025. Проєктна вартість АЕС становить 15,1 млрд дол. США.

Вартість будівництва першого блока і загальних систем для АЕС становить 5,6 млрд дол. США, вартість наступних блоків прогнозується на рівні 3 млрд дол. США, що на третину менше, ніж для першого енергоблока. Строки будівництва одного MMP за проєктом становлять 24–36 міс., введення першого енергоблока планувалося на 2028 р., але на сайті компанії GE Hitachi Nuclear Energy вже вказано кінець 2029 р.

Що стосується вартості електроенергії, виробленої на BWRX-300, то за прогнозами вона становить 149 дол. США/МВт·год. Нагадаємо, що проєкт CFPP з Voygr-6 став економічно непривабливим для інвесторів при вартості виробленої електроенергії 89 дол. США/МВт·год.

BWRX-300 розглядають або вже обрали для будівництва Естонія, Польща, Британія, Румунія та інші.

4 березня 2026 р. компанія Terra Power, отримала дозвіл від NRC (U.S. Nuclear Regulatory Commission) на будівництво ядерного реактора Natrium зі швидким спектром нейтронів і натрієвим теплоносієм на майданчику Кеммерера (Kemmerer).

Проект Natrium відноситься до інноваційних технологій, що розвиваються під егідою МАГАТЕ з початку 2000 р. Номінальна потужність Natrium становить 345 МВт, що разом із системою зберігання теплової енергії дає можливість у пікові години споживання збільшити потужність до 500 МВт впродовж до 5,5 год. Очікувана вартість проекту становить 4 млрд дол. США, Строки будівництва 24–30 міс.

Станом на березень 2026 р. проекти BWRX-300 і Natrium поки що є єдиними, що отримали дозволи на будівництво.

Для ядерної енергетики України вибір проектів BWRX-300 і Natrium не може бути оптимальним з таких причин:

BWRX-300 – це киплячий водо-водяний реактор, тому технологія буде новою для енергетики України, а відповідно і більш вартісною для впровадження;

Natrium – це реактор на швидких нейтронах з натрієвим теплоносієм, а відповідно збагачення ядерного палива буде більше 10 %, а згідно з діючими міжнародними вимогами, встановленими МАГАТЕ, в цивільній ядерній енергетиці для країн неядерного клубу, збагачення має бути до 5 %.

Для умов України більш перспективними є проекти з традиційною технологією реакторів з водою під тиском: Rolls-Royce SMR потужністю 480 МВт; Westinghouse AP300 потужністю 300 МВт; Holtec SMR-300 потужністю 300 МВт.

Однак усі перелічені проекти ще знаходяться в ліцензійному процесі в різних країнах, тож час введення в експлуатацію першого енергоблока проектів Rolls-Royce, AP300, SMR-300 ще не визначено.

З аналізу переліку перспективних проектів ММР, можна відзначити, що більша потужність одного модуля дає змогу проекту бути більш конкурентоздатним.

Значна кількість проектів ММР пропонується компаніями, для яких це буде перший досвід з проектування ядерних енергетичних установок, наприклад: NuScale, SMR-160, 300 (Holtec).

6. Висновки

1. Зростання обсягів виробництва електроенергії у світі визначається його збільшенням у країнах, що розвиваються, а в країнах з розвинутою економікою, зростання споживання електроенергії не спостерігається. Це є наслідком впровадження енергоощадних технологій в економіці розвинутих країн і впровадження рішень кліматичних угод.

2. Традиційна ядерна енергетика практично не розвивається: протягом останніх десятиліть кількість діючих енергоблоків залишається на рівні близько 440, а їхня сумарна встановлена потужність – близько 390 ГВт. Довіра до ядерної енергетики після аварій 1979, 1986 і 2011 років так і не змогла відновитися. Наслідком цього є зусилля з розвитку і впровадження інноваційних технологій в ядерній енергетиці, одним із проявів якої є розвиток технологій ММР.

3. В ЕСУ, прийнятих за останні роки, ставляться завищені плани, в яких не враховано загальносвітові і національні тенденції у виробництві і споживанні електроенергії. У період післявоєнного відновлення енергетики питання обґрунтування встановленої потужності і обсягів виробництва електроенергії різними типами генерації буде одним з основних при розробці і затвердженні інвестиційних програм розвитку енергетики.

4. У найближчій перспективі збільшення виробництва електроенергії на АЕС України може бути досягнуто підвищенням ефективності роботи енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 до середнього рівня аналогічних енергоблоків ВВЕР-1000 (В-320) в інших країнах. Це дасть змогу збільшити річне виробництво електроенергії приблизно на 14 млрд кВт·год, що еквівалентно виробітку двох «нових» енергоблоків електричною потужністю по 1 ГВт кожен. Без врахування шести енергоблоків ВВЕР-1000 Запорізької АЕС виробництво електроенергії можна збільшити на ~7 млрд кВт·год. Терміни будівництва нових енергоблоків потужністю ~1 ГВт на сьогодні становлять 8–10 років, а їхня приведена вартість на 1 кВт встановленої електричної потужності перевищує 10000 дол. США. Тому заплановане будівництво в Україні енергоблоків з AP1000 може бути економічно доцільним при локалізації частини обладнання і систем AP1000 на підприємствах України.

5. Станом на 2026 р. впровадження в Україні технологій ММР ще не мають належного техніко-економічного і наукового обґрунтування, а також не підтверджуються необхідною апробованою практикою, оскільки у світі такі реактори ще тільки розробляються. Сьогодні можна тільки констатувати, що застосування при виробництві електроенергії технологій ММР буде дорожчим порівняно з використанням традиційної, апробованої технології експлуатації енергоблоків потужністю 500–1000 МВт.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. IAEA. Power Reactor Information System (PRIS).
2. EMBER. Electricity Data Explorer.
3. Про схвалення енергетичної стратегії України на період до 2030 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 р., № 145-р. / On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period until 2030. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated 15.03.2006, No. 145-p.
4. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р., № 605-р. / On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period until 2035 “Security, Energy Efficiency, Competitiveness”. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated August 18, 2017 No. 605-p.
5. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від росії. Урядовий портал. 21 червня 2023 р. / Future Strategy: Ukraine is an energy hub that will help Europe get rid of its dependence on russia. Government Portal. June 21, 2023.
6. В.І. Борисенко, А.В. Носовський. Щодо будівництва нових ядерних енергоблоків в Україні. Ядерна енергетика та довкілля 1(231) (2022) 3. / V.I. Borysenko, A.V. Nosovskyi. On the construction of new nuclear power units in Ukraine. *Nuclear Power Environ.* 1(23) (2022) 3. (Ukr)
7. M.V. Ramana. Eyes Wide Shut: Problems with the Utah Associated Municipal Power Systems Proposal to Construct NuScale Small Modular Nuclear Reactors (Oregon Physicians for Social Responsibility, 2020) 21 p.
8. L.M. Krall, A.M. Macfarlane, R.C. Ewing. Nuclear waste from small modular reactors. *PNAS* 119(23) (2022) e2111833119.

V. I. Borysenko*

Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

*Corresponding author: vborysenko@isnpp.kiev.ua

CURRENT TRENDS IN NUCLEAR ENERGY

Ensuring Ukraine's energy independence will remain a pressing issue in the post-war period. Given the existing destruction and damage to energy facilities, primarily thermal power plants, combined heat and power plants, and hydroelectric power plants, the agenda now includes optimizing the structure and volume of electricity production between different generation types. Optimization must take into account both global trends and national circumstances – the conditions for justifying the choice of generation types and electricity production volumes, as well as Ukraine's international commitments to the use of low-carbon energy technologies. This article examines global trends in the energy sector in general and in the electric power industry in more detail, focusing on nuclear and renewable energy (RE). Significant growth in installed capacity and electricity production volumes at RE facilities is noted. For example, over the past two years, 100 times more new capacity has been added at RE facilities than at nuclear power plants. Since 2021, RE has surpassed nuclear power plants in electricity production volumes, and in 2025, it took first place globally, overtaking coal-fired thermal power plants.

The rapid development of nuclear power in the 1970s and 1980s, during which nuclear power plants with a combined capacity of up to 40 GW were commissioned annually, resulted in a loss of confidence in the safety of nuclear power following the accidents at Three Mile Island in 1979, at Chernobyl in 1986, and at Fukushima in 2011. The consequences of this have been evident for a long time; for example, by 2025, only 3 GW of nuclear power capacity has been commissioned worldwide. The next step in restoring confidence in nuclear power is the introduction of AP1000 and EPR-1750 high-safety reactors, as well as the development and implementation of innovative nuclear power technologies, one manifestation of which is the development of small modular reactors (SMR) technologies.

This article presents an analysis of the key characteristics of AP1000, EPR-1750, and SMR reactors, which are already under construction worldwide or are in the final stages of the licensing process for further consideration for possible implementation in Ukraine.

Keywords: nuclear energy, NPP unit, electricity production, AP1000, VVER-1000, small modular reactors.

Надійшла / Received 15.07.2026