

**ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ОЦІНЮВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ
ДЕКАРБОНІЗАЦІЇ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ**

Б.І. Басок^{1,3*}, чл.-кор. НАН України, **О.Ф. Буткевич^{2,3**}**, докт. техн. наук,

С.В. Дубовський¹, докт. техн. наук

¹Інститут технічної теплофізики НАН України,

вул. Марії Капніст, 2а, Київ, 03057, Україна, e-mail: s.w.dubovskoy@gmail.com

²Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна, e-mail: butkevych@ied.org.ua

³НТУ України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського»,

пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна

Дано короткий аналіз проблеми декарбонізації електроенергетичних систем задля забезпечення нульових викидів парникових газів. Запропоновано математичну модель процесу балансування активної потужності електроенергетичної системи, генеруючі потужності якої – відновлювані джерела енергії (ВДЕ) та атомні електростанції (АЕС). Для балансування активної потужності використовуються акумулюючі електростанції (АкЕС) із заданими показниками ефективності. Використовуючи показники режимів роботи ОЕС України у 2019 р. та математичне моделювання для різних варіантів встановленої потужності АЕС в декарбонізованій ОЕС України, оцінено потреби у встановленій потужності ВДЕ, потужності та енергоємності АкЕС різних типів. Бібл. 10, рис. 4, табл. 2.

Ключові слова: декарбонізація, об'єднана енергосистема України, відновлювані джерела енергії, акумулююча електростанція, модель

Перелік використаних скорочень: АЕС – атомна електростанція, АКБ – акумуляторна батарея, АкЕС – акумулююча електростанція, БіоТЕС – тепла електростанція на біомасі/біогазі, ВАЕС – воднева акумулююча електростанція, ВДЕ – відновлювані джерела енергії, ВЕС – вітрова електростанція, ВПП – викиди парникових газів, ГАЕС – гідроакумулююча електростанція, ГЕС – гідравлічна електростанція, ЕСВЕ – електростанція на відновлюваній енергії, ОЕС – об'єднана енергосистема, ПАЕС – пневматична акумулююча електростанція, СЕС – сонячна електростанція, ТЕС – тепла електростанція, ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

Характеристика проблеми. Події останнього десятиліття додали нових вимірів світу у свідомості більшої частини людства, що не збагатили оптимістичними кольорами прогнозовану картину майбутнього, але стали певними каталізаторами глибшого усвідомлення необхідності вживання радикальних заходів, щоб запобігти апокаліптичній картині світу, що постає із-за горизонту. На жаль, передумови для таких прогнозів створила наша цивілізація. Ми торкнемося лише одного такого виміру, кліматичного, що має сильну кореляцію з вуглецевою енергетикою.

Почнемо із загальновідомого сумного прогнозу: глобальне потепління з часом призведе до катастрофічних наслідків, зокрема до підвищення рівня світового океану, внаслідок чого значна частина материкової суші та низки острівних країн опиняться під водою, а багато місць на Землі стануть непридатними для життя. Поки що основне досягнення на шляху запобігання зазначеній кліматичній катастрофі – це узгодження механізму добровільного сприяння скороченню ВПП, визначеного Паризькою угодою відповідно до Рамочної конвенції ООН про зміну клімату, ухваленою 12.12.2015 р. на конференції ООН з питань клімату (COP 21). Наступні щорічні конференції ООН з питань зміни клімату свідчать про складнощі практичного досягнення поставлених цілей – утримання глобального потепління відносно доіндустріальної епохи (1850-1900 рр.) на рівні до 2 °С та не вище 1,5 °С до кінця століття. Однак, глобальні ВПП продовжують збільшуватися, оскільки країни, що «генерують»

значну частку викидів, з економічних міркувань наразі не вважають за можливе суттєво їх зменшувати. Певний час втрачено, тому навіть у разі повної реалізації передбачуваних Паризькою угодою національно визначених внесків у зменшення ВПП утримувати глобальне потепління на рівні до 2 °С вже буде проблематично, оскільки у 2030 р. з ймовірністю 0,66 обсяг викидів перевищить «плановий» рівень на 15 Гт еквіваленту CO₂.

Основну роль у скороченні ВПП відіграє електроенергетика, яка «генерує» близько 40% світових ВПП (в Україні електроенергетика «генерує» 65% ВПП). Можливість прискореної декарбонізації електроенергетики експерти ООН пов'язують зі сприятливими трендами здешевлення електричної енергії від ВДЕ, що має призвести до витіснення ними традиційних джерел енергії. Однак, це лише «загальне бачення» картини майбутнього, на практичну реалізацію якої на національному (локальному) рівні визначальний вплив мають, насамперед, економічний стан та природні умови відповідної країни. Наприклад, у ФРН прийняли концепцію «Енергетичного повороту», що передбачає відмову від використання не лише вугілля, нафти, природного газу, але і ядерної енергії. Передбачається, що безвуглецева електроенергетика ФРН має базуватися на розвитку ВЕС і СЕС із заміщенням існуючих потужностей ТЕС та АЕС. Для балансування стохастичних змін потужності ВДЕ необхідно буде використовувати АкЕС, розраховані на сезонне зберігання електричної енергії. Згідно з [1], мінімально необхідна енергоємність таких АкЕС має у 264 рази перевищувати сумарну енергоємність існуючих ГАЕС, а мінімально необхідний рівень встановленої потужності ВДЕ має перевищувати середньорічну потужність електроенергетичної системи щонайменше у 8 разів (звернімо увагу на те, що в ФРН сумарна встановлена потужність ВДЕ непинно зростала і у 2019 р. вже становила 112,5 ГВт, у той час як потужність ГАЕС залишалася незмінною – на рівні 6,346 ГВт в генераторному та 6,172 ГВт в насосному режимах відповідно з сумарною енергоємністю 0,045 ТВт·год., в той час як для сезонного балансування ВДЕ було б потрібно, щонайменше, 9,96 ТВт·год.).

Охарактеризуємо у цьому аспекті можливості України, оскільки нова енергетична стратегія до 2035 року не завжди логічно послідовна щодо питання декарбонізації енергетики України (це можна показати, але не в обмежених рамках даної статті).

Аналіз умов та перспектив декарбонізації ОЕС України. Україна підписала і ратифікувала Паризьку угоду, але априорі не мала об'єктивних підстав для її виконання, оскільки досягти бажаних показників декарбонізації електроенергетики неможливо без значних обсягів інвестицій. Основу ОЕС України утворюють теплові електростанції (понад 84% блоків ТЕС давно перевищили свій парковий ресурс у 200-220 тис. годин), і в країні є значні запаси вуглецевого палива (хоча вугледобувна промисловість перебуває не у кращому стані), від використання якого електроенергетика має внаслідок декарбонізації відмовитися. І хоча Україна дещо покращила показники зменшення ВПП, але це не є наслідком зменшення завантаження чи реконструкції обладнання ТЕС. За даними [2] 20% блоків реконструйовано, але навіть внаслідок реконструкції не забезпечується відповідність їхніх екологічних характеристик сучасним вимогам [2]. З одного боку, власники ТЕС і ТЕЦ вже протягом багатьох років не поспішали і не поспішають інвестувати в очищувальне обладнання, а з іншого – Україна взяла на себе відповідні зобов'язання, зокрема і імплементацію положень директиви Європейського Парламенту і Ради 2010/75/ЄС «Про промислові викиди». Якщо виходити з реальних дій (зазначена реконструкція 20% блоків ТЕС – це лише показовий приклад), сподіватися на утримання глобального потепління в межах 2 °С, очевидно, не доводиться.

Прискорене введення в Україні нових потужностей ВДЕ обмежується, насамперед, відсутністю необхідних маневрених генеруючих потужностей для балансування стохастичних змін потужності ВДЕ. Тому до 2025 р. в Україні передбачається ввести в дію до 2,5 ГВт високоманеврених балансувальних потужностей: 2 ГВт – потужність газопоршневих електростанцій та 500 МВт – потужність АкЕС (енергосховищ), і перші 200 МВт таких АкЕС планується ввести внаслідок виконання відповідного пілотного проекту. Але введення навіть цих 200 МВт має відбуватися з урахуванням впливу розподілу (за місцем та потужністю) АкЕС на навантаження «проблемних» контрольованих перетинів ОЕС України: невдалий (в аспекті зазначеного впливу) розподіл таких АкЕС може призводити до додаткового навантаження «проблемних» перетинів після ввімкнення АкЕС [3]. Наявність «вузьких місць» в електричних мережах ОЕС України та введення нових ЕСВЕ без комплексного урахування наслідків може призводити і до обмеження потужності АЕС.

Усе вищезазначене свідчить, що наразі в Україні відсутні об'єктивно сприятливі техніко-економічні умови для досягнення показників декарбонізації, передбачуваних Паризькою угодою –

досягти нульового рівня викидів ПГ до 2050 р. (за останніми уточненими прогнозами [4] рівень скорочення ВПГ має наблизитися до нуля ще до 2040 р.).

Проблемі декарбонізації електроенергетики та зміни клімату останнього часу присвячено значну кількість праць. Результати аналізу низки таких праць було покладено в основу «Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року» [5], що передбачає до 2050 р. утримання ВПГ на рівні 30% від викидів 1990 р. з подальшим їхнім зниженням до нульового рівня у другій половині століття, орієнтовно до 2070 р. Передбачається виведення із експлуатації наявних ТЕС та АЕС (по мірі вичерпання ресурсу) та введення потужностей ЕСВЕ і, можливо, АЕС (малих модульних реакторів) на основі нових ядерних технологій. Загалом сценарій з використанням малих модульних реакторів (якщо не брати до уваги їхнє існування лише у вигляді концептуальної ідеї, до впровадження якої хоча б у вигляді експериментальних зразків треба пройти довгий шлях) виглядає у першому наближенні прийнятним, оскільки, як свідчать результати системних досліджень шляхів декарбонізації енергосистем, з впровадженням ЕСВЕ має місце нелінійне зростання витрат на скорочення викиду CO₂ від рівня емісії, який потрібно досягти. Наприклад, для енергосистеми без АЕС скорочення емісії від 100 до 50 г-екв.CO₂/кВт·год. обійдеться у 400-600 USD/т CO₂, від 50 до 15 г-екв.CO₂/кВт·год – у 1200-1800 USD/т CO₂, а від 15 до 1 г-екв.CO₂/кВт·год – у 5000 USD/т CO₂. Збереження у структурі генеруючих потужностей енергосистеми АЕС дасть змогу знизити такі витрати, приблизно, на поряток – від 30 до 200-300 та 300-700 USD/т CO₂ для тих же інтервалів скорочення відповідно [6].

З огляду на масштабність перетворень, пов'язаних з декарбонізацією ОЕС України, виникає потреба попереднього оцінювання техніко-економічних характеристик безвуглецевої енергосистеми, знання яких дадуть змогу об'єктивно визначити шляхи переходу до неї. Одержання таких оцінок і становить мету даної роботи.

Основні результати досліджень. В процесі декарбонізації ОЕС України ЕСВЕ набуватимуть статусу основних джерел електроенергії, передбачаючи виконання усіх вимог щодо забезпечення її якості та надійності електропостачання, що стане можливим лише у разі побудови системи АкЕС, спроможної утримувати акумульовану енергію протягом технологічно необхідного часу (для потреб первинного регулювання, підтримки покриття графіків навантаження, забезпечення аварійного запасу енергії). На сьогодні близько 95% АкЕС світу, що використовуються у великих електроенергетичних системах, складають ГАЕС руслового типу. Однак потенціал їхнього розвитку практично вичерпано. Тому найбільші перспективи створення потужних АкЕС системного призначення пов'язують з Li-іонними АКБ, що досягли високого рівня ефективності та одиначної потужності, витримують достатню кількість циклів заряджання/розряджання. Очікується, що вже з 2030 року Li-іонні АКБ потужністю порядку 100 МВт будуть конкурентоспроможними порівняно з ГАЕС і зможуть забезпечити оперативне балансування потужності енергосистем з високою часткою ЕСВЕ протягом доби, а можливо і тижня. Разом з тим, подібні АкЕС, як це зазначено у [8], можуть виявитися занадто дорогими для вирішення проблеми сезонного балансування потужності. Справа у тому, що вартість обладнання Li-іонних АкЕС (без урахування інших стартових витрат) визначається як встановленою вихідною потужністю P [МВт], так і енергоємністю E [МВт·год.]. На підставі аналізу даних [7] питому вартість (одиниці встановленої потужності) Li-іонних АКБ (c) можна подати наближеною залежністю (1)

$$c = a + bT \text{ [USD/МВт]}, \quad (1)$$

де T – характерний час утримання заряду [год.], що визнається за відношенням встановленої енергоємності АКБ E [МВт·год.] до встановленої вихідної потужності P [МВт]. Станом на початок 2000 р. коефіцієнти залежності (1) становили: $a = 65$ USD/МВт, $b = 300$ USD/МВт·год. Для АкЕС оперативного призначення з характерним часом утримання заряду до 2 годин питома вартість за потужністю оцінюється у 665 USD/МВт і на 2050 р. прогнозується на рівні 170 USD/МВт. В той же час, для АкЕС сезонного балансування необхідний час утримання заряду, згідно з [1], складає від 500 до 1000 годин, внаслідок чого питома вартість таких Li-іонних АкЕС на 2050 р. оцінюється вже у 37–75 тис. USD/МВт, тому навряд чи вона буде прийнятною для ОЕС України з економічної точки зору.

До основних типів АкЕС, що будуть здатними у перспективі забезпечити прийнятніші техніко-економічні характеристики, відносять пневматичні АкЕС (ПАЕС) та систему когенераційних установок з електролізерами та газосховищами [8], сукупність яких розглядається у цій роботі як воднева акумуляційна електростанція (ВАЕС).

Різні типи АкЕС відрізняються за багатьма показниками, що впливають на такі розрахункові показники та характеристики безвуглецевої енергосистеми, як встановлена потужність ЕСВЕ, сумарна енергоємність накопичувачів енергії, вхідна та вихідна потужність конверторів, вартість зберіган-

ня електричної енергії тощо. Характерні для різних типів АкЕС прогнозні показники ефективності наведено у табл. 1 за даними [9] (дані для ГАЕС стосуються кращих світових зразків з урахуванням перспективи їхнього покращення).

Таблиця 1

| Показники | Тип АкЕС | | | |
|--|----------|------|------|------|
| | Li-іонні | ГАЕС | ПАЕС | ВАЕС |
| Коефіцієнт корисної дії в режимі накопичення енергії, % | 96 | 92 | 82 | 80 |
| Коефіцієнт корисної дії в режимі використання енергії, % | 96 | 92 | 82 | 50 |
| Коефіцієнт втрат енергії під час її зберігання, %/місяць | 3 | 1 | 0,1 | 1 |
| Термін експлуатації, роки | 20 | 50 | 40 | 40 |

Для оцінювання та порівняння можливих варіантів створення безвуглецевої ОЕС України було виконано **математичне моделювання** процесу балансування активної потужності ОЕС України на основі ВДЕ та АЕС з використанням АкЕС із заданими показниками ефективності. Відповідну математичну модель подано рівняннями (2)-(10)

$$\sum_{i=1}^5 A_i P_i^0 \varphi_i(t) + A_o P_o^0 \varphi_o(t) + P_a = P_s, \quad (2)$$

$$dE / dt = -k P_a - \varepsilon E, \quad (3)$$

$$k = \begin{cases} \frac{1}{\eta^+}, P_a > 0 \\ \eta^-, P_a \leq 0 \end{cases}, \quad (4)$$

$$P_a = \begin{cases} P_a^+, P_a > 0 \\ P_a^-, P_a \leq 0 \end{cases}, \quad (5)$$

$$E(0) = E(T_0), \quad (6)$$

$$\min_{t=0:T_0} (E) = E_{\min}, \quad (7)$$

$$\varphi_0(t) = \sum_{i=6}^8 \beta_i \varphi_i(t), \quad (8)$$

$$E_H = \max_{t=0:T_0} (E), \quad (9)$$

$$P_H = \max_{t=0:T_0} (abs(P_a)), \quad (10)$$

де i – індекс типу генерації ($i = 0, 1, 2, \dots, 8$): 0 – ЕСВЕ, 1 – АЕС, 2 – ТЕС, 3 – ТЕЦ, 4 – ГЕС, 5 – ГАЕС, 6 – СЕС, 7 – ВЕС, 8 – БіоТЕС; $A_i, i = 1, \dots, 5$ – коефіцієнти змін встановленої потужності – вихідні змінні (значення $A_i = 1$ відповідають фактичному значенню встановленої потужності згідно зі статистичними даними базового року, а значення $A_i = 0$ – відсутності станцій даного типу у структурі генерації внаслідок їхнього повного заміщення ЕСВЕ); t – поточний час з початку року; P_i^0 – фактичне середнє значення потужності у базовому році; P_o^0 – сумарне значення потужності ВДЕ у базовому році; φ_i – коефіцієнт використання встановленої потужності у обраний період часу; P_a, P_a^+, P_a^- – середня потужність АкЕС за обраний період часу та потужність АкЕС в режимах використання та накопичення енергії відповідно; P_s – сумарна потужність генерування ОЕС України (брутто); E – накопичена енергія; k – коефіцієнт, що враховує енергетичні втрати під час використання та накопичення енергії АкЕС; ε – коефіцієнт втрат енергії під час її зберігання; η^+, η^- – коефіцієнт корисної дії в режи-

мах використання та накопичення енергії відповідно; T_0 – тривалість року [год.]; E_{\min} – аварійний резерв енергії (мінімально допустиме значення), що може бути використано у будь-який непередбачуваний період часу; β_i – частка станцій i -го типу в сумарній встановленій потужності генерування; E_n, P_n – відповідно номінальна енергоемність та потужність конверторів АКЕС.

Рівняння (6) визначає вимогу періодичності, тобто забезпечення рівності накопиченої енергії АКЕС на початку та в кінці року; (7) – мінімально допустиме значення накопиченої енергії, а (8) – сумарний коефіцієнт використання встановленої потужності ЕСВЕ через коефіцієнти використання встановленої потужності станцій різних типів.

Модель дає змогу визначати погодинні значення робочої потужності ЕСВЕ, накопиченої енергії E та потужності P_a АКЕС, встановленої потужності ЕСВЕ.

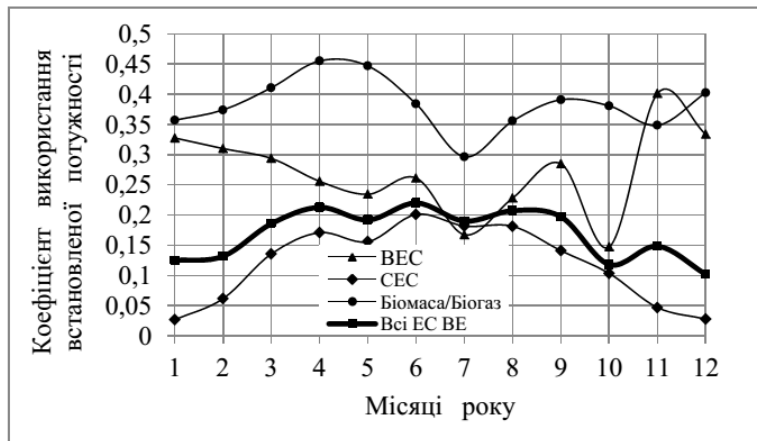


Рис. 1

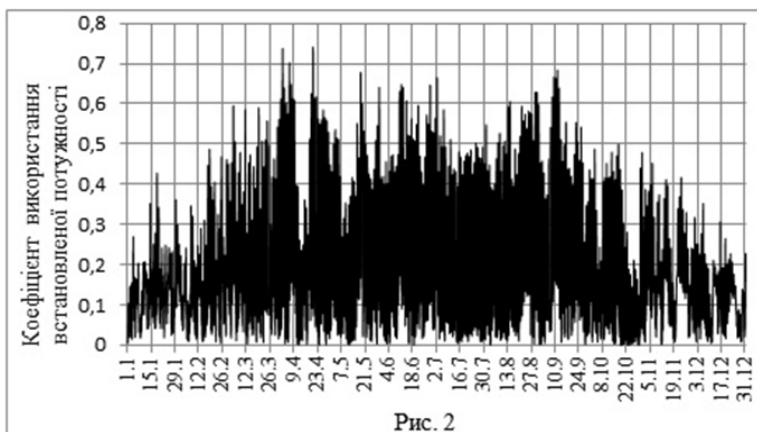


Рис. 2

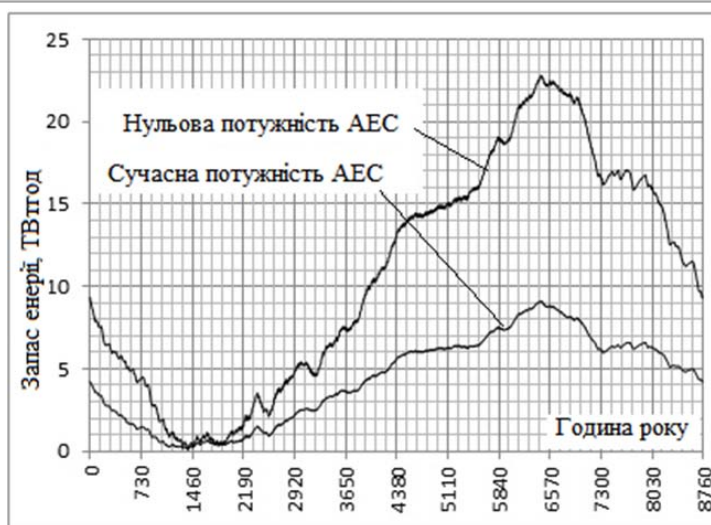


Рис. 3

Вихідні дані для моделювання. Електричні навантаження АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, ЕСВЕ бралися за даними погодинних значень сумарної потужності зазначених типів електростанцій ОЕС України у 2019 р. (використано дані ПрАТ «НЕК «Укренерго»). Місячні та погодинні значення коефіцієнту використання встановленої потужності ЕСВЕ (рис. 1 та 2 відповідно) було визначено як відношення фактичної середньої потужності кожного типу електростанцій за обраний обліковий період часу до їхньої середньої встановленої потужності за цей період.

Результати моделювання. Було модельовано та проаналізовано 4 варіанти декарбонізації ОЕС України, що відрізнялися складом генеруючих потужностей безвуглецевої енергосистеми. Кожний варіант задовольняв умові покриття заданого погодинного графіку споживання електричної енергії бруто у 2019 р. Варіанти відрізнялися встановленою потужністю АЕС, яка змінювалася від 0 до 1,5 разів відносно сумарної встановленої потужності АЕС у 2019 р. Для кожного варіанту генеруючої потужності розглянуто 4 варіанти типів АКЕС згідно з табл. 1. Аварійний запас енергії АКЕС в усіх варіантах брався рівним $E_{\min} = 96$ ГВт·год., що еквівалентно виробництву електроенергії двома енергоблоками АЕС (з реакторами ВВЕР-1000) за 2 доби. Графіки, побудовані за результатами розрахунку погодинних значень накопиченої енергії АКЕС на основі ВАЕС протягом року, показано на рис. 3.

Погодинні значення накопиченої енергії для АКЕС інших типів, відмінних

від ВАЕС, практично збігаються зі значеннями для ВАЕС і на рис. 3 не відтворені. З рис. 3 видно, що максимум накопиченої енергії як за відсутності, так і за наявності АЕС припадає на кінець вересня, а мінімум – на першу половину березня. Інші дані варіантних розрахунків наведено у табл. 2.

Необхідна енергоємність АкЕС вибирається за максимальним значенням накопиченої впродовж року енергії і оцінюється (див. рис. 3) у $9 \pm 0,1$ ТВт·год. у разі незмінності встановленої потужності АЕС (13,835 ГВт) та у 22,5-22,8 ТВт·год. – у разі відмови від використання АЕС у безвуглецевій ОЕС України, що становить, відповідно, 6% та 15% від річного споживання електричної енергії бруто. Збільшення встановленої потужності АЕС на 50% від наявної призводить до зменшення потреб у енергоємності АкЕС, практично, на порядок у порівнянні з випадком відсутності АЕС.

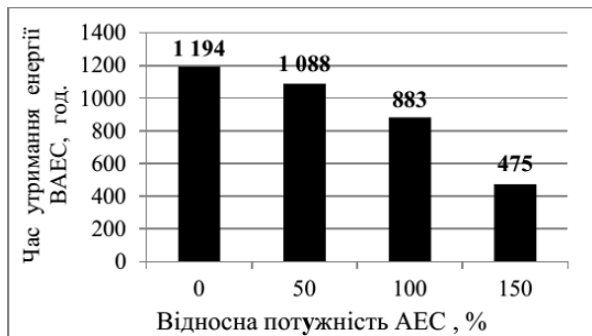


Рис. 4

Необхідний час утримання енергії, що визначається відношенням розрахункових значень сумарної енергоємності до вихідної потужності, слабо залежить від типу АкЕС і зростає зі зменшенням потужності АЕС, як це показано на рис. 4 для випадку використання ВАЕС.

Необхідна потужність ЕСВЕ. Потреба у встановленій потужності ЕСВЕ залежатиме від потужності АЕС: 1) у разі відсутності АЕС вона перевищуватиме пікову потужність ОЕС України у 4,5-6 разів (залежно від типу АкЕС); 2) у разі незмінності сумарної встановленої потужності АЕС – перевищуватиме пі-

кову потужність ОЕС України у 2-3 рази; 3) за збільшеної встановленої потужності АЕС на 50% – відповідатиме потужності існуючих ГАЕС. Максимальне значення необхідної встановленої потужності ЕСВЕ за відсутності АЕС відповідає варіанту використання ВАЕС і оцінюється у 158,8 ГВт (технічний потенціал ЕСВЕ України оцінюється Міжнародним агентством з ВДЕ (IRENA) у 411 ГВт, зокрема найбільший потенціал мають ВЕС – 321 ГВт та СЕС – 71 ГВт [10]).

Таблиця 2

| Потужність АЕС відносно базового року, % | Встановлена потужність ЕСВЕ, ГВт | | | | Тип АкЕС | Необхідні параметри АкЕС | | |
|--|----------------------------------|------|-------|-------|----------|--------------------------|-----------------|-------------|
| | БіоТЕС | ВЕС | СЕС | Разом | | Енергія, ТВт·год | Потужність, ГВт | |
| | | | | | | | використання | накопичення |
| 0 | 3,1 | 22,3 | 77,4 | 102,9 | Лі-іонна | 22,7 | 20,1 | -59,7 |
| 50 | 2,2 | 15,9 | 55,2 | 73,3 | | 15,9 | 15,4 | -42,5 |
| 100 | 1,3 | 9,5 | 32,9 | 43,7 | | 9,0 | 10,7 | -25,3 |
| 150 | 0,4 | 2,6 | 8,9 | 14,2 | | 2,3 | 6,0 | -19,7 |
| 0 | 4,7 | 34,4 | 119,5 | 158,8 | ВАЕС | 22,8 | 19,1 | -101,1 |
| 50 | 3,4 | 24,4 | 84,8 | 112,7 | | 16,0 | 14,7 | -71,6 |
| 100 | 2,0 | 14,5 | 50,2 | 66,7 | | 9,1 | 10,3 | -42,4 |
| 150 | 0,4 | 2,6 | 8,9 | 22,1 | | 2,8 | 5,9 | -20,2 |
| 0 | 3,1 | 22,6 | 78,2 | 104,0 | ПАЕС | 22,8 | 20 | -64,7 |
| 50 | 2,3 | 16,9 | 58,7 | 78,0 | | 16,0 | 15,4 | -46,0 |
| 100 | 1,4 | 10,1 | 35,0 | 46,5 | | 9,1 | 10,7 | -27,4 |
| 150 | 0,4 | 2,6 | 8,9 | 22,1 | | 2,8 | 6,0 | -19,8 |
| 0 | 3,1 | 22,6 | 78,2 | 104,0 | ГАЕС | 22,5 | 20,1 | -60,5 |
| 50 | 2,2 | 16,1 | 55,7 | 74,0 | | 15,6 | 15,5 | -39,7 |
| 100 | 1,3 | 9,6 | 33,2 | 44,1 | | 8,9 | 10,7 | -25,7 |
| 150 | 0,4 | 2,6 | 8,9 | 14,4 | | 2,3 | 6,0 | -19,7 |

Аналіз обмежень.

Варіант використання ГАЕС. Сумарна енергоємність ГАЕС України після введення в дію усіх запланованих потужностей становитиме близько 0,02 ТВт·год., що у 450 – 1100 разів менше, ніж визначений вище діапазон необхідної енергоємності АкЕС сезонного балансування потужності у разі відсутності АЕС. Потенціал створення в Україні нових ГАЕС руслового типу практично вичерпаний. В теоретичному аспекті можна розглянути варіант побудови ГАЕС басейнового типу потрібного рівня енергоємності, однак необхідність відчуження занадто великих земельних ресурсів, зіставних з площею пересічної області, наявність екологічних та фінансових обмежень, не кажучи вже про соціа-

льні наслідки та створення підстав для виникнення техногенних загроз, унеможливають практичну реалізацію такого варіанту.

Варіант використання ПАЕС, які вважаються перспективним засобом оперативного балансування потужності протягом доби та тижня, для сезонного збереження енергії теж стикається з перешкодами в практичній реалізації, зокрема з необхідністю пошуку і освоєння природних герметичних підземних порожнин з сумарним об'ємом у декілька тисяч кубічних кілометрів.

Використання електрохімічних накопичувачів енергії для сезонної акумуляції енергії сумарним обсягом 9-22 ТВт·год. «під ключ» обійдеться у 1,5 – 3,0 трлн. USD (це навіть якщо виходити з оптимістичних прогнозів [8] щодо зниження до 2050 року питомої вартості одиниці енергоемності відповідного технологічного обладнання з 300 до 75 USD/кВт·год.). Очевидно, що такий варіант для ОЕС України видається нереальним, оскільки номінальний ВВП України у 2020 р. становив 4,194 трлн. грн. або 0,152 трлн. USD (за поточним курсом НБУ).

Варіант використання ВАЕС не зустрічає екологічних обмежень принципового характеру і дасть змогу забезпечити необхідні для сезонного балансування потужності терміни утримання енергії, його реалізація має перспективи з огляду на наявність в Україні компетенцій щодо спорудження та багаторічної експлуатації підземних сховищ природного газу з номінальним об'ємом 31 млрд. nm^3 та фізичним об'ємом близько 0,2 млрд. m^3 у разі тиску в 15 МПа. Для накопичення визначених внаслідок розрахунків обсягів сезонних запасів енергії у формі водню буде потрібно виробляти та зберігати 3-7,6 млрд. nm^3 газу на рік, а для цього має бути створено відповідну технологічну інфраструктуру. Очевидний недолік ВАЕС як енергетичної установки пов'язаний з відносно низькою ефективністю прямого (електроліз води) та особливо зворотного перетворення енергії (водень-електроенергія). Очікується, що збільшення потужності ВАЕС може потребувати більших капіталовкладень в електричні мережі внаслідок більших значень потужності заряджання у порівнянні з іншими типами АЕС (див. табл. 2), хоча обсяги таких капіталовкладень залежатимуть і від місць розташування ВАЕС.

Висновки. Перетворення ОЕС України в безвуглецеву енергосистему на основі ВДЕ та АЕС потребує створення потужної системи сезонного накопичення енергії з сумарною енергоемністю на рівні 6-15% від річного відпуску електричної енергії бруто – залежно від частки сумарної встановленої потужності АЕС у структурі генеруючої потужності безвуглецевої енергосистеми. Накопичення енергії в зазначених обсягах багатократно перевищує можливості існуючих і запланованих до введення ГАЕС ОЕС України.

На сьогодні найбільш реалістичним напрямом забезпечення сезонного балансування потужності безвуглецевої ОЕС України, який є найменш вразливим до існуючих природних, екологічних та технічних обмежень, видається створення акумуляційних систем на основі технологій водневої енергетики за умови пристосування існуючих технологій зберігання природного газу до зберігання водню та створення відповідної технологічної інфраструктури.

Збереження незмінною частки сумарної потужності АЕС (не кажучи вже про її збільшення) в структурі генеруючих потужностей безвуглецевої ОЕС України зменшить потребу в сезонному накопиченні енергії та витрати на виробництво водню, зокрема за рахунок збільшення коефіцієнту використання встановленої потужності електролізного обладнання.

Результати одержано під час виконання бюджетної НДР (№ державної реєстрації 0119U001629) цільової програми наукових досліджень НАН України «Інтелектуальна екологічно безпечна енергетика з традиційними та відновлюваними джерелами енергії» («Нова енергетика») та за підтримки цільового міждисциплінарного проекту НАН України «Науково-технічні та економіко-екологічні засади низьковуглецевого розвитку України», КПКВК 6541030.

TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF DECARBONISATION PROSPECTS ASSESSING OF THE INTERCONNECTED POWER SYSTEM OF UKRAINE

B.I. Basok^{1,3}, O.F. Butkevych^{2,3}, S.V. Dubovskiy¹

¹ Institute of Engineering Thermophysics NAS of Ukraine, e-mail: s.w.dubovskov@gmail.com
2a, M. Kapnist Str., Kyiv, 03057, Ukraine

² Institute of Electrodynamics NAS of Ukraine, e-mail: butkevych@ied.org.ua
56, Peremohy av., Kyiv, 03057, Ukraine

³ National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”,
37, Peremohy av., Kyiv, 03056, Ukraine

Shot analysis of power systems decarbonisation problem to ensure a net-zero greenhouse gas emissions is given. The mathematical model of the power system capacity balancing, generating capacities of which are renewables and nuclear power plants (NPP) is proposed. For capacity balancing storage power plants (SPP) with specified efficiency indicators are used. By using the indicators of the operational conditions of the IPS of Ukraine in 2019 and mathematical modeling for various options of the NPP installed capacity in the decarbonised IPS of Ukraine, the needs in the renewables installed capacity and in the capacity and energy of various types of the SPP were estimated. References 10, figures 4, tables 2.

Key words: decarbonisation, interconnected power system of Ukraine, renewables, storage power plant, model

1. Hans-Werner Sinn. Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution. *European Economic Review*. Volume 99, October 2017. Pp. 130-150.
2. 2018 Non-Financial Report “10 steps towards Europe”. State enterprise National power company Ukren-ergo. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/07/UE_NFR_2018_Eng.pdf (Accessed 04.03.2020)
3. Butkevych O.F., Yunieieva N.T., Hurieieva T.M., Stetsyuk P.I. The Problem of Electric Power Storages' Placement in the IPS of Ukraine taking into account its influence on the power flows transmitted by controlled cutsets. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. No. 4. Pp. 46-50. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2020.04.046>
4. United in Science 2020. URL: https://public.wmo.int/en/resources/united_in_science (Accessed 27.01.21)
5. Ukraine 2050. Green energy transition concept. The final version. (Ukr) URL: <https://menr.gov.ua/news/34424.html> (Accessed 21.01.2021).
6. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. OECD 2019 NEA. No. 7299. Nuclear energy agency organisation for economic co-operation and development. URL: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_15000 (Accessed 04.03.2020)
7. Lazard's levelized cost of storage analysis v.5.0. URL: <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf> (Accessed 22.03.2020)
8. Schmidt O., Melchior S., Hawkes A., Staffell I. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. 2019. Vol. 3. No 1. Pp. 81–100. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X> (Accessed 25.03.2020)
9. Child M., Bogdanov D. and Breyer C. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. 12th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2018. URL: https://www.researchgate.net/publication/329225208_The_role_of_storage_technologies_for_the_transition_to_a_100_renewable_energy_system_in_Europe (Accessed 19.01.2021).
10. IRENA, Joanneum Research and University of Ljubljana (January 2017), Cost-Competitive Renewable Power Generation: Potential across South East Europe. International Renewable Energy Agency (IRENA), (January 2017) Abu Dhabi. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf (Accessed 21.01.2021).

Надійшла 20.05.2021