

# МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2021, 4(67): 4–12  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.04.004>

УДК 621.311.25:621.311.001.57 **С.В. ШУЛЬЖЕНКО**, канд. техн. наук, ст. наук. співр, ORCID: 0000-0002-7720-0110  
**Т.П. НЕЧАЄВА**, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9154-4545  
**І.М. БУРАТИНСЬКИЙ**, ORCID: 0000-0003-2928-9621  
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ОПТИМАЛЬНЕ ЗАВАНТАЖЕННЯ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ЗА УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ІЗ СИСТЕМАМИ АКУМУЛЮВАННЯ

*У статті описано математичну модель спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулявання електроенергії, на основі якої сформовано погодинні профілі добового графіка відпуску електричної енергії в енергосистему СЕС із системою акумулявання. Математична модель за своєю суттю є алгоритмом керування СЕС із системою акумулявання та реалізує наступні основні принципи: заряджання акумуляторних батарей протягом періоду максимального сонячного опромінювання здійснюється до максимально можливого рівня, що відповідає наявній ємності системи акумулявання, а якщо обсяг генерації електроенергії сонячною електростанцією є меншим за доступну ємність, то вся вироблена електрична енергія накопичується для подальшого розряджання; потужність розряджання акумуляторних батарей задається екзогенними коефіцієнтами для годин, які не співпадають із періодом максимального сонячного опромінювання фотоелектричних модулів, тобто здійснюється перенесення «надлишкової» потужності в інші зони добового графіка електричних навантажень. На основі сформованих добових профілів із використанням запропонованої моделі здійснені розрахунки оптимізації режимів завантаження електростанцій в енергосистемі для характерної доби із максимальними обсягами споживання електроенергії та для доби найбільшого сонячного опромінювання фотоелектричних модулів. Результати розрахунків, проведених для календарного року, показують, що впровадження до складу сонячної електростанції системи акумулявання електроенергії потужністю 37% від встановленої потужності інверторів дозволяє збільшити завантаження атомних енергоблоків на 8% та зменшити завантаження вугільних енергоблоків теплових електростанцій на 20%. При дотриманні збалансованості генерації-споживання електроенергії в енергосистемі зміна режимів завантаження генеруючих потужностей дозволяє зменшити обсяги споживання вугілля на 19% і, як наслідок, зменшити викиди забруднюючих речовин та парникових газів у повітря на 15–19%, що є однією із важливих стратегічних екологічних цілей для України.*

*К л ю ч о в і с л о в а:* структура генеруючих потужностей, енергосистема, сонячна фотоелектрична електростанція, система акумулявання електроенергії, математична модель.

**Вступ та постановка проблеми.** Станом на серпень 2021 р. встановлена потужність вітрових електростанцій (ВЕС) досягла 1,4 ГВт та сонячних фотоелектричних електростанцій (СЕС) – 5,9 ГВт, що становить 2,6% та 10,6% у структурі генеруючих потужностей Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України [1]. Для порівняння, у аналогічний період 2018 р. частка ВЕС та

СЕС у загальній структурі генеруючих потужностей ОЕС становила лише 0,7 та 1,9% відповідно. Таке стрімке збільшення встановленої потужності ВЕС та СЕС наряду з низькою гнучкістю ОЕС України, зі зниженням рівня споживання електричної енергії (e/e), вже створює проблеми із балансування енергосистеми при виникненні профіциту потужності в енергосистемі. Відбуваються вимушені диспетчерські обмеження генеруючих потужностей, причому такі обмеження застосо-

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, Т.П. НЕЧАЄВА, І.М. БУРАТИНСЬКИЙ, 2021

вуються у полуденні години доби [2], тобто в час найбільшого сонячного опромінення, а це свідчить про те, що основною причиною виникнення профіциту потужності в енергосистемі є генерація СЕС.

Особливістю роботи СЕС є те, що її потужність залежить від погодних факторів (рівня сонячного опромінення, температури повітря, хмарності тощо). Подальше впровадження СЕС, із характерним максимумом потужності у полуденні години доби без застосування відповідних заходів з підвищення гнучкості енергосистеми створить загрозу подальшого її нормального функціонування [2].

Важливо також зазначити те, що електростанції, які працюють за «зеленим» тарифом, є пріоритетними при диспетчерському балансуванні енергосистеми, тому при виникненні профіциту потужності спочатку всі інші електростанції повинні знизити свою потужність, у межах допустимого рівня розвантаження. Загалом диспетчерські обмеження на ВЕС та СЕС є нераціональним способом утримання балансу в енергосистемі, оскільки відбуваються безповоротні втрати е/е. Причому, відповідно до чинних Правил ринку [3], Оператор системи передачі (ОСП) повинен компенсувати кошти такому виробнику за обсяги невідпущеної через вимушене диспетчерське обмеження е/е.

Альтернативним способом, який вже успішно використовується у світі для підвищення гнучкості роботи енергосистеми та можливості збільшення частки СЕС, ВЕС у загальній структурі генеруючих потужностей, є впровадження систем акумулювання електроенергії (САЕ). Досить широкого розповсюдження для перенесення виробленої електроенергії, виробленої у часі, з метою вирівнювання графіка електричного навантаження (ГЕН) в енергосистемах набуло використання електрохімічних САЕ на основі літій-іонних акумуляторних батарей (АБ) [4].

Сучасні системи накопичення є універсальними технологіями, оскільки вони дозволяють одночасне їх застосування для енергетичного арбітражу, при якому здійснюється закупівля е/е на ринку по низькій вартості та продаж її по високій; забезпечення достатності – перенесення виробленої е/е з часу піку сонячного випромінювання у час найбільших потреб ГЕН, для зниження навантаження на маневрені потужності в енергосистемі; регулювання частоти та активної потужності чи надання інших допоміжних послуг на ринку електроенергії. Прикладами універсального використання 4-х годинних накопичувачів потужністю 50 МВт та ємністю 200 МВт·год, які працюють спільно з СЕС встановленою потужністю 100 МВт, є реалізовані проекти у Австралії та США [5].

Результати дослідження, проведеного для енергосистеми Каліфорнії (США) [6], засвідчили, що

необхідність використання пікових електростанцій в час найбільшої потужності ГЕН знижується орієнтовно на 42% при впровадженні 4-х годинного накопичувача в обсягах 5,4% від максимального навантаження енергосистеми. Так, при піку ГЕН на рівні 54 ГВт визначена необхідна потужність накопичувача становить близько 3 ГВт. При збільшенні частки виробництва е/е на СЕС до 15% у загальній структурі виробництва е/е необхідність впровадження САЕ зростає до 8,4% від піку ГЕН і становить 4,5 ГВт, а при частці СЕС до 30% – 12,4% (6,7 ГВт).

Моделювання спільної роботи СЕС та САЕ [7] показало, що оптимальний час початку чи завершення заряджання/розряджання АБ залежить від потреб ГЕН. Для перенесення надлишкової е/е на СЕС зі встановленою потужністю фотоелектричних модулів 10 МВт було передбачено впровадження САЕ з номінальною ємністю 2,75 МВт·год. Проведене моделювання спільної роботи СЕС та САЕ для декількох діб не дозволяє дати точну оцінку впливу їх експлуатації на режими завантаження традиційних генеруючих потужностей в межах всієї енергосистеми.

Метою даного дослідження є розроблення математичної моделі спільної роботи СЕС та САЕ для формування характерних погодинних добових профілів потужності відпуску е/е в енергосистему з подальшою оцінкою впливу роботи таких гібридних електростанцій на зміну режимів завантаження генеруючих потужностей в ОЕС України.

**Математична модель спільної роботи СЕС та САЕ.** Обсяги виробництва е/е на СЕС для однієї доби визначаються сумою потужності відпуску е/е в енергосистему для кожного часового інтервалу в межах цієї доби:

$$E_n^{PV} = \sum_{t=1}^T P_m^{PV} \cdot \Delta t, \quad (1)$$

де  $E_n^{PV}$  – обсяги виробництва е/е на СЕС для  $n$  доби року, МВт·год;  $T$  – кількість відрізків вимірювань протягом доби;  $P_m^{PV}$  – потужність відпуску е/е на СЕС для відрізка вимірювань  $t$  доби  $n$ , МВт;  $\Delta t$  – тривалість кожного відрізка вимірювань.

Ємність заряджання САЕ (англ. BESS, Battery Energy Storage System) визначається для доби із максимальними обсягами виробництва е/е протягом року, виходячи із заданої частки обсягів е/е, які переносяться у часі:

$$C^{BESSchrg} = \max_{n=1 \div N} \{E_n^{PV}\} \cdot w, \quad (2)$$

де  $C^{BESSchrg}$  – ємність заряджання САЕ, МВт·год;  $N$  – кількість днів року;  $w$  – задана частка обсягів е/е, які переносяться у часі, в.о.

Ємність розряджання САЕ залежить від добових обсягів виробництва е/е на СЕС та визначеної

ємності її заряджання із урахуванням ефективності перетворення:

$$C_n^{BESSdisch} = \begin{cases} E_n^{PV} : E_n^{PV} \leq C^{BESSchg} \\ C^{BESSchg} \cdot \eta^{RTE} : E_n^{PV} > C^{BESSchg} \end{cases} \quad (3)$$

де  $C_n^{BESSdisch}$  – ємність розряджання САЕ для доби  $n$ , МВт·год;  $\eta^{RTE}$  – ефективність перетворення САЕ (англ. RTE, Round Trip Efficiency), в.о.

Алгоритм керування гібридною електростанцією передбачає те, що коли обсяги виробленої е/е на СЕС будуть більшими за доступну ємність заряджання, то частина виробленої е/е відпускається в енергосистему напряму, а інша частина переноситься у часі за допомогою заряджання та розряджання АБ. Для визначення найбільш придатного часу до розряджання накопиченої е/е було проаналізовано фактичні погодинні дані потужності ГЕН в ОЕС України за 2019 р. [8], з яких визначено, що максимальна (пікова) потужність ГЕН впродовж року змінюється в межах періоду 16–24 год. Тому година пікової потужності ГЕН для кожної доби року визначається індивідуально:

$$\tau_n = \max_{t=16+24} \{ P_{nt}^{DEM} \}, \quad (4)$$

де  $\tau_n$  – година пікової потужності ГЕН для доби  $n$ , год;  $t = 16 \div 24$  – діапазон годин пікової потужності ГЕН;  $P_{nt}^{DEM}$  – потужність ГЕН для години  $t$  доби  $n$ , МВт.

Розряджання САЕ в межах однієї доби відбувається протягом 5 год (початок розряджання за 2 год та завершення розряджання через 2 год після піку ГЕН). Тому із урахуванням цього часу, потужність розряджання САЕ для кожної години доби визначається:

$$P_{nr}^{BESS} \cdot \Delta t = C_n^{BESSdisch} \cdot k_\tau, \quad \tau = (\tau_n - 2) \div (\tau_n + 2), \quad (5)$$

де  $P_{nr}^{BESS}$  – потужність розряджання САЕ у годину  $\tau$  із визначених годин пікової потужності ГЕН для доби  $n$ , МВт;  $k_\tau$  – екзогенно заданий коефіцієнт розряджання САЕ для кожної години  $\tau$ .

Заданою умовою спільної роботи СЕС та САЕ є те, що в межах однієї доби здійснюється один повний цикл заряджання/розряджання АБ, тому сума коефіцієнтів розряджання має дорівнювати «1»:

$$\sum_{\tau=\tau_n-2}^{\tau_n+2} k_\tau = 1. \quad (6)$$

При спільній роботі СЕС та САЕ для кожної доби в залежності від обсягів виробництва е/е формуються такі основні режими роботи: режим №1 – коли вся вироблена е/е на СЕС заряджається у АБ з подальшим розряджанням; режим №2 – лише частина виробленої е/е на СЕС переноситься у часі за допомогою заряджання/розряджання АБ, а інша частина відпускається в енергосистему напряму.

Для режиму №2 потужність відпуску е/е з СЕС при спільній роботі з САЕ визначається з умови:

$$P_{nt}^{PVout} = \begin{cases} 0 : P_{nt}^{PV} \leq P_n^{CL} \\ P_{nt}^{PV} - P_n^{CL} : P_{nt}^{PV} > P_n^{CL} \end{cases} \quad (7)$$

де  $P_{nt}^{PVout}$  – потужність відпуску е/е з СЕС при спільній роботі з САЕ у годину  $t$  доби  $n$ , МВт;  $P_n^{CL}$  – потужність обмеження відпуску е/е з СЕС напряму в енергосистему для доби  $n$ , МВт.

Потужність обмеження відпуску е/е з СЕС в енергосистему режиму №2 є постійною величиною в межах однієї доби, а для режиму роботи №1 вона дорівнює нулю. Умовою визначення потужності обмеження відпуску е/е в енергосистему, для кожної доби, є досягнення балансу між різницею обсягів виробленої/відпущеної е/е та ємністю заряджання САЕ із урахуванням ефективності перетворення:

$$\sum_{t=1}^T P_{nt}^{PV} \cdot \Delta t - \sum_{t=1}^T P_{nt}^{PVout} \cdot \Delta t = C^{BESSchg} \cdot \eta^{RTE}. \quad (8)$$

Сумарна потужність відпуску е/е в енергосистему при спільній роботі СЕС та САЕ  $P_{nt}^{SYSout}$  для кожної години доби визначається як сума потужності відпуску е/е в енергосистему із СЕС, враховуючи заряджання АБ, та потужність розряджання САЕ:

$$P_{nt}^{SYSout} = P_{nt}^{PVout} + P_{nr}^{BESS}. \quad (9)$$

**Формування добових профілів потужності СЕС при спільній роботі з САЕ.** Для побудови добових профілів на основі математичної моделі (1)–(9) було використано фактичні дані погодинної потужності виробництва е/е на СЕС в ОЕС України за 2019 р. [8]. На основі цих даних та помісячної встановленої потужності СЕС [1] було сформовано нормовані профілі потужності СЕС. Із урахуванням прийнятої встановленої потужності СЕС на рівні 11 ГВт для 2040 р. було сформовано прогнози профілі потужності СЕС.

При моделюванні враховувалась ефективність перетворення САЕ – 95% та екзогенно задані коефіцієнти розряджання АБ:  $k_{\tau_n-2} = k_{\tau_n+2} = 0,15$ ;  $k_{\tau_n-1} = k_{\tau_n+1} = 0,22$ ;  $k_{\tau_n} = 0,26$ . Отримані добові профілі режиму № 1 спільної роботи СЕС та АБ для доби з мінімальними обсягами виробництва е/е протягом року (за даними для 16 лютого) та режиму №2 для доби з максимальними обсягами виробництва е/е протягом року (17 жовтня) показано на рис. 1.

У режимі №1 вся вироблена е/е на СЕС у межах однієї доби переміщується у часі за допомогою заряджання та розряджання АБ. У цьому режимі без застосування АБ (крива «СЕС») відпуск е/е в енергосистему відбувається з 8:00 год по 18:00 год (протягом 10 год), з максимумом о 13:00 год. Впровадження АБ у структуру СЕС (крива «СЕС+АБ») забезпечує перенесення всієї

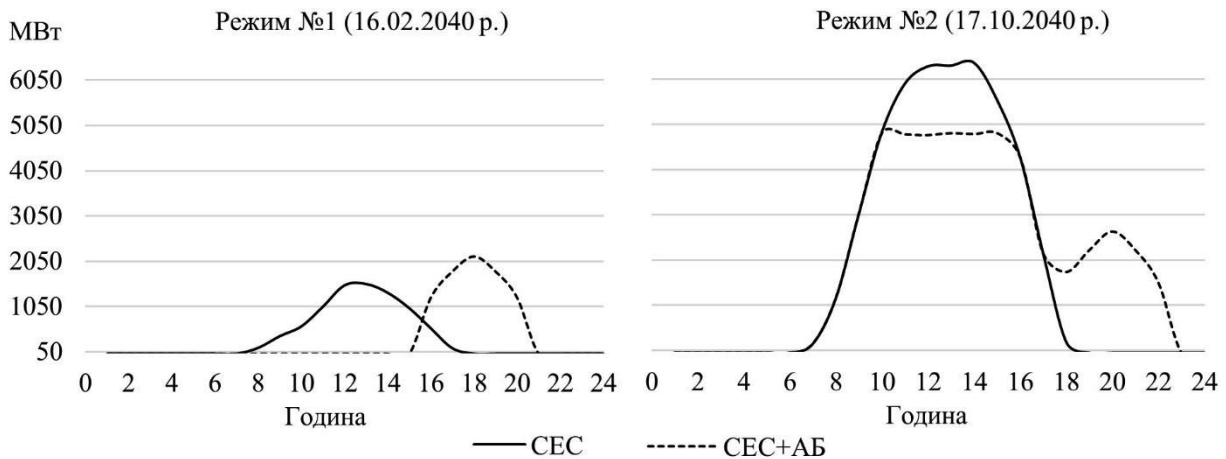


Рис. 1. Добові профілі «СЕС» та «СЕС+АБ»

виробленої е/е СЕС у часі. У такому випадку відпуск виробленої е/е в енергосистему відбувається з 15:00 год по 21:00 год, з максимумом о 18:00 год.

У режимі №2 лише частина (20%) виробленої е/е на СЕС переміщується у часі за допомогою заряджання та розряджання АБ. При індивідуальній роботі СЕС відпуск виробленої е/е в енергосистему відбувається з 7:00 по 18:00 год, а при спільній роботі СЕС та АБ – з 7:00 до 23:00 год, тобто зростає на 5 год. Таким чином, при загальній встановленій потужності СЕС на рівні 11 ГВт максимальна потужність відпуску е/е з СЕС для даної доби становить 6,4 ГВт. Впровадження АБ та перенесення обсягів виробництва е/е у часі призводить до зниження потужності відпуску е/е СЕС в енергосистему до рівня 4,8 ГВт. Тобто, при однакових обсягах виробництва е/е, впровадження АБ до СЕС забезпечує зниження сумарної потужності відпуску е/е в енергосистему на 25%.

На основі математичної моделі (1)–(9), при умові здійснення одного повного циклу заряджання/розряджання АБ протягом кожної доби року, було сформовано добові профілі спільної роботи СЕС та САЕ. Проведений аналіз отриманих добових профілів показав, що для перенесення у часі 20% від усіх обсягів виробленої е/е на СЕС для доби з найбільшим рівнем сонячного опромінення, потужність розряджання АБ повинна становити 37% від встановленої потужності інверторів, або 26% від встановленої потужності фотоелектричних модулів (при співвідношенні DC/AC ratio на рівні 1.43). Таким чином, для 2040 р. при прийнятій встановленій потужності СЕС на рівні 11 ГВт для перенесення 20% від усіх обсягів виробленої е/е сумарна потужність САЕ повинна бути біля 4 ГВт, а ємність заряджання (для 4-х годинного накопичувача) – 16 ГВт·год.

**Формування вхідних параметрів для моделювання завантаження генеруючих потужностей енергосистеми.** Для оцінки впливу дослі-

джуваних гібридних електростанцій на режими завантаження генеруючих потужностей в межах усієї енергосистеми використовувалась розроблена в Інституті загальної енергетики НАН України модель математичного програмування визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків ТЕС та ГАЕС при покритті добового ГЕН ОЕС України [9, 10].

При проведенні дослідження було враховано специфіку роботи гідроагрегатів ГАЕС – доступність обсягів накопиченої води в резервуарах та особливості їх роботи в генераторному та насосному режимах [9]. Також було враховано необхідність підтримувати резерви потужності ТЕС та ГАЕС для вторинного регулювання частоти відповідно до вимог Кодексу системи передачі (КСП) [10]. Основні параметри для моделювання роботи енергоблоків АЕС, вугільних енергоблоків ТЕС, ТЕЦ, блок-станцій підприємств (Бл.-Ст.), гідроагрегатів ГЕС та ГАЕС, електроустановок ВЕС, СЕС та загальносистемних САЕ (в режимі заряджання та розряджання) приймалися відповідно до раніше розглянутих умов дослідження [10].

Споживання е/е в енергосистемі станом на 2040 р. приймалось на рівні 190 млрд кВт·год (брутто), при абсолютному максимумі навантаження на рівні 30,6 ГВт та абсолютному мінімумі – 15,2 ГВт. ОЕС України розглядалась як ізольована, в якій баланс потужності забезпечується перенесенням е/е протягом доби за допомогою ГАЕС та загальносистемних САЕ. Максимальна потужність загальносистемних САЕ приймалась на рівні 2,5 ГВт.

Встановлена потужність електроустановок ВЕС приймалась на рівні 7 ГВт, СЕС – 11 ГВт. При моделюванні було прийнято, що на всіх існуючих та нових СЕС, які працюють в енергосистемі, у 2040 р. встановлено АБ із параметрами, визначеними для доби із максимальним сонячним опро-

мінням, які забезпечують перенесення 20% від обсягів усієї виробленої е/е. При недотриманні балансу виробництва-споживання енергосистеми у моделі враховувалась можливість обмеження потужностей ВЕС, СЕС за допомогою використання заданого обмежуючого коефіцієнту для кожної години протягом доби [11]. При дослідженні було прийнято максимально можливе обмеження потужності ВЕС на рівні 20% та СЕС – 25%.

Формування параметрів для моделювання та виведення результатів оптимізаційних розрахунків виконувалось за допомогою створених макросів (на мові VBA) табличного процесора MS Excel. Модель математичного програмування визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків енергосистеми [9–11] описана на мові алгебраїчного моделювання MathProg, оптимізаційні розрахунки проводились за допомогою пакету лінійного програмування GLPK [12].

**Результати моделювання завантаження генеруючих потужностей енергосистеми.** Результати оптимізації структури генеруючих потужностей ОЕС України при покритті ГЕН за даними для доби з низьким рівнем обсягів виробництва

е/е на ВЕС та СЕС – 3 січня 2040 р. сценарію дослідження «СЕС» показано на рис. 2 та сценарію «СЕС+АБ» – на рис. 3.

При індивідуальній роботі СЕС без впровадження АБ (рис. 2) початок відпуску е/е в енергосистему відбувається о 8:00 год та закінчується о 16:00 год, тобто генерація СЕС для даної доби відбувається протягом 8 год з максимумом в полуденний час о 12:00 год. При спільній роботі СЕС та АБ (рис. 3) сумарний відпуск е/е зміщується у часі з початком відпуску в енергосистему о 14:00 год та закінченням о 19:00 год, тобто генерація СЕС для даної доби відбувається протягом 5 год з максимумом у час пікового навантаження ГЕН о 17:00 год. Таким чином, у відповідності до розробленої математичної моделі спільної роботи СЕС та АБ, сумарний відпуск е/е в енергосистему переноситься з часу найбільшого рівня сонячного випромінювання у час піку ГЕН.

Результати оптимізації структури генеруючих потужностей ОЕС України при покритті ГЕН за даними для доби з високим рівнем обсягів виробництва е/е на ВЕС та СЕС – 19 травня 2040 р. сценарію дослідження «СЕС» показано на рис. 4 та сценарію «СЕС+АБ» – на рис. 5.

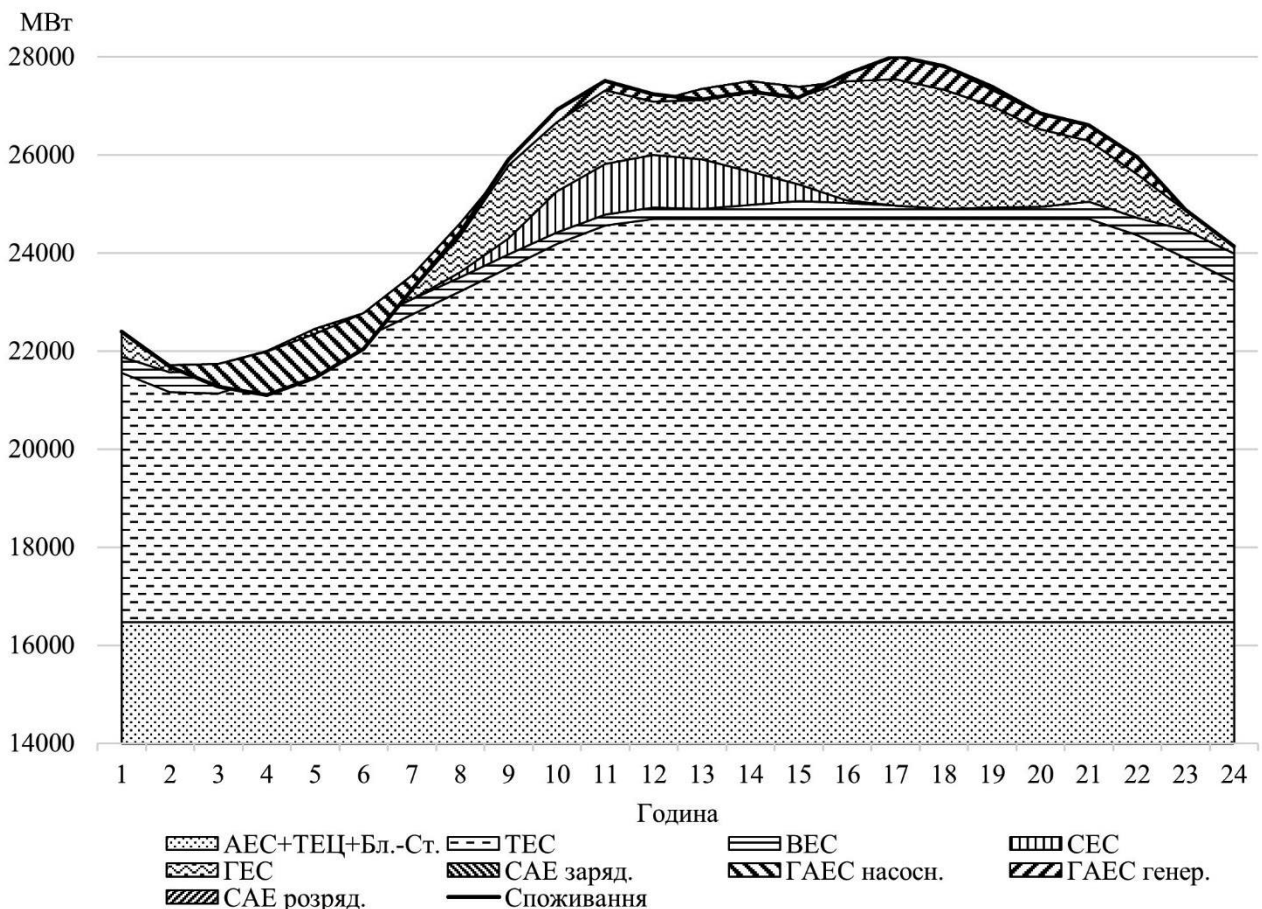


Рис. 2. Структура покриття ГЕН для сценарію «СЕС» для доби 3 січня 2040 р.

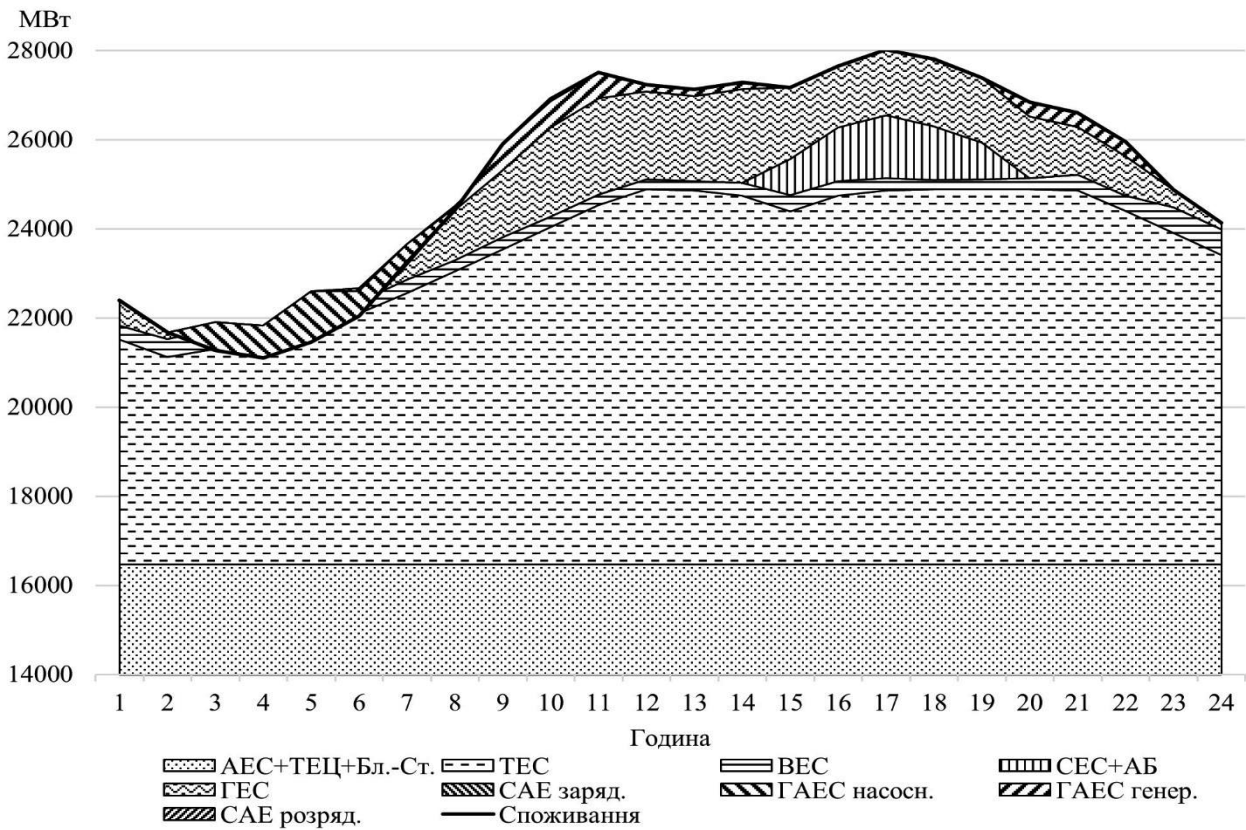


Рис. 3. Структура покриття ГЕН для сценарію «СЕС+АБ» для доби 3 січня 2040 р.

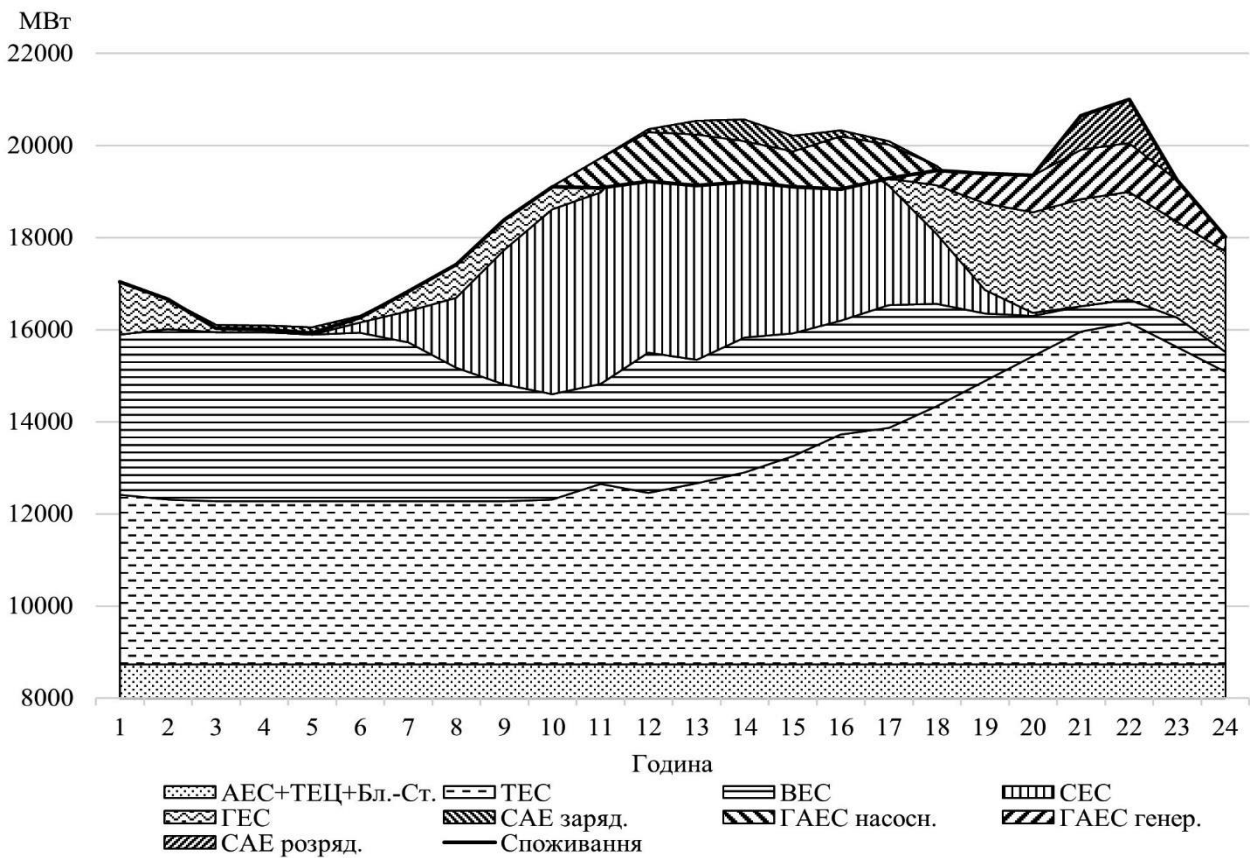


Рис. 4. Структура покриття ГЕН для сценарію «СЕС» для доби 19 травня 2040 р.

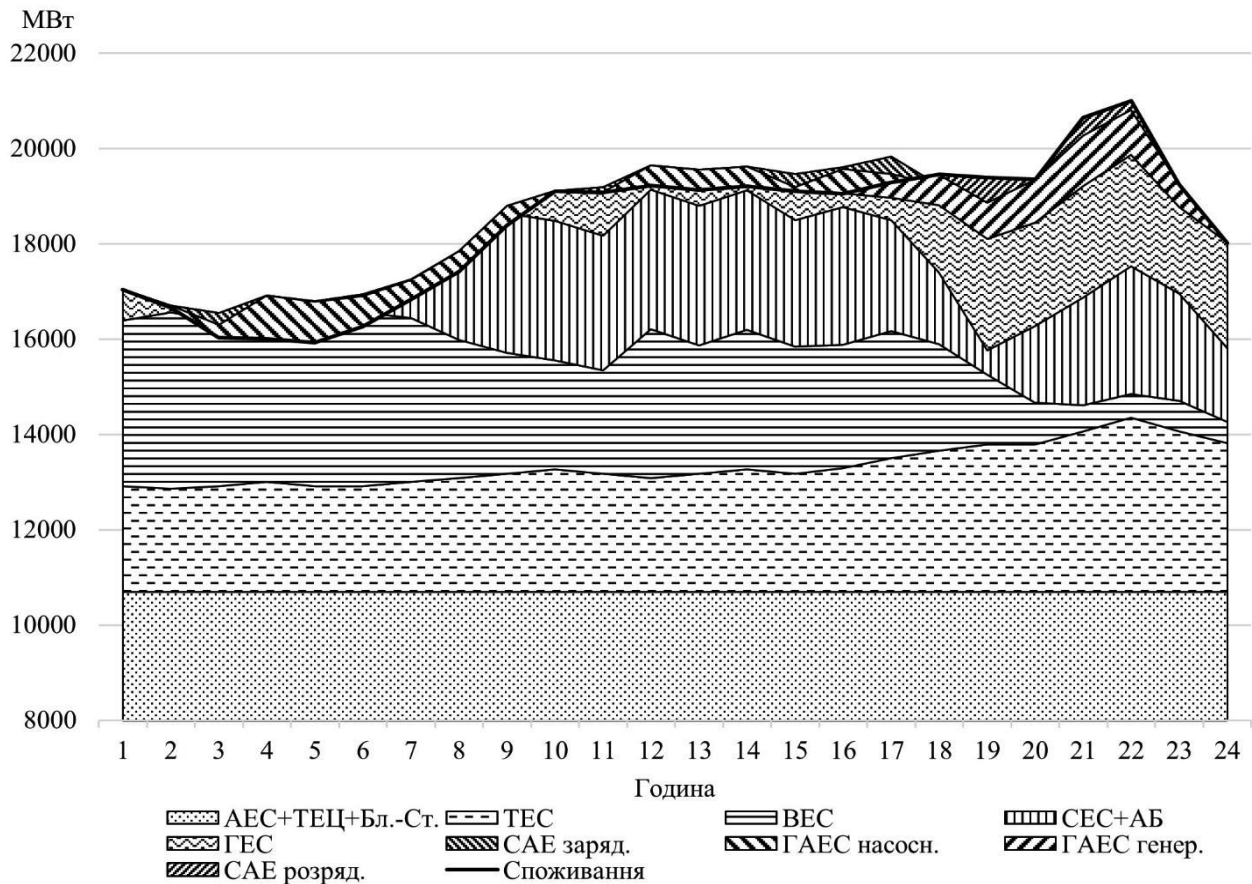


Рис. 5. Структура покриття ГЕН для сценарію «СЕС+АБ» для доби 19 травня 2040 р.

При індивідуальній роботі СЕС (рис. 4) початок відпуску е/е в енергосистему починається о 6:00 год та закінчується о 20:00 год, тобто генерація СЕС для даної доби відбувається 14 год з максимумом о 13:00 год. При спільній роботі СЕС та АБ (рис. 5) відпуск е/е в енергосистему починається о 6:00 год та закінчується о 24:00 год, тобто генерація для даної доби відбувається 18 год зі зниженням максимальної потужності на 2,1 ГВт о 13:00 год, на 1,5 ГВт о 15:00 год та нехарактерною, порівняно із індивідуальною роботою СЕС, потужністю на рівні 2,7 ГВт о 22:00 год (у час піку ГЕН). Загалом, при покритті добового ГЕН для досліджуваної доби сценарію «СЕС» приймають участь 8 енергоблоків АЕС, а для сценарію «СЕС+АБ» – 10 енергоблоків одиничною потужністю 1000 МВт.

Із отриманих у результаті сценарного моделювання показників функціонування структури генеруючих потужностей ОЕС України у 2040 р. (наведених у таблиці нижче) видно, що сценарій «СЕС» та «СЕС+АБ» відрізняються за річними обсягами виробництва е/е, а саме: обсяги виробництва е/е АЕС зростають на 8%; обсяги виробництва е/е на вугільних ТЕС зменшуються на 20%; обсяги генерації ГАЕС зменшуються на

4,5% та обсяги розрядження загальносистемних САЕ знижуються на 57%. Обсяги е/е, яка втрачалась при диспетчерському обмеженні протягом року, для ВЕС знижуються на 27% та СЕС майже на 70%. Впровадження АБ до СЕС призводить до зниження споживання вугілля в енергосистемі на 19%; викиди двоокису вуглецю, оксидів сірки, оксидів азоту та пилу зменшуються на 15–19%. При цьому, відбувається зменшення загальносистемної собівартості виробництва е/е на 2% та збільшення сумарних капіталовкладень на 7%.

### ВИСНОВКИ

Значні обсяги виробництва е/е на СЕС при низькій гнучкості енергосистеми призводять до проблем із її балансуванням та вимушених диспетчерських обмежень потужності ВДЕ. Обмеження балансуванням потужностей на СЕС та ВЕС є нерациональними, оскільки, у відповідності до чинного законодавства, ОСП повинен компенсувати виробнику за «зеленим» тарифом кошти за обсяги невідпущеної в мережу е/е. Перенести обсяги е/е, виробленої на СЕС, із часу її профіциту в енергосистемі можна за допомогою впровадження у склад електростанції системи акумулювання електроенергії на основі АБ.

**Таблиця.** Показники функціонування структури генеруючих потужностей ОЕС України у 2040 р.

№	Найменування	Одиниця виміру	Сценарій		Порівняння сценарію №2 відносно №1, %
			№1 – «СЕС»	№2 – «СЕС+АБ»	
1	Загальні річні обсяги виробництва е/е, в т. ч. на:	млрд кВт·год	193,8	192,72	-0,56
2	АЕС	млрд кВт·год	104,48	113,04	8,19
3	ТЕС	млрд кВт·год	44,73	35,67	-20,25
4	ТЕЦ та блок-станціях	млрд кВт·год	10,3	10,28	-0,19
5	ГЕС	млрд кВт·год	6,13	6,09	-0,65
6	ГАЕС у режимі генерації	млрд кВт·год	1,78	1,7	-4,49
7	ВЕС	млрд кВт·год	15,22	15,19	-0,2
8	СЕС	млрд кВт·год	10,74	10,57	-1,58
9	загальносистемних САЕ в режимі розрядження	млрд кВт·год	0,42	0,18	-57,14
10	Обсяги обмеження е/е на ВЕС	млрд кВт·год	0,30	0,21	-27,56
11	Обсяги обмеження е/е на СЕС	млрд кВт·год	0,23	0,07	-69,44
12	Споживання вугілля	млн т	23,15	18,57	-19,78
13	Викиди двоокису вуглецю (CO <sub>2</sub> )	млн т	55,1	45,53	-17,37
14	Викиди оксидів сірки (SO <sub>2</sub> )	тис т	48,2	39,58	-17,88
15	Викиди оксидів азоту (NO <sub>x</sub> )	тис т	34,2	28,83	-15,7
16	Викиди пилу	тис т	6,06	4,86	-19,8
17	Загальносистемна собівартість виробництва е/е	\$/МВт·год	59,9	58,55	-2,25
18	Сумарні капіталовкладення	млрд \$	61,86	66,36	7,27

На основі розробленої математичної моделі спільної роботи СЕС та САЕ за умови одного повного циклу заряджання/розряджання АБ протягом кожної доби року було визначено, що для перенесення 20% від обсягів виробленої е/е на СЕС у день із максимальним рівнем сонячного опромінення потужність АБ повинна становити 37% від встановленої потужності інверторів СЕС. Таким чином було визначено, що при прогнозній сумарній встановленій потужності СЕС на рівні 11 ГВт номінальна потужність АБ, встановлених на даних електростанціях, повинна бути 4 ГВт, а ємність заряджання – 16 ГВт·год.

Із використанням моделі математичного програмування визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків енергосистеми при покритті добового ГЕН для кожної доби року було визначено, що впровадження АБ до СЕС впливає на показники роботи енергосистеми в цілому. Перенесення 20% пікової потужності генерації СЕС, при її встановленій потужності 11 ГВт на рівні 2040 р., призводить до: зростання виробництва е/е АЕС на 8% зі збільшенням кількості енергоблоків встановленою потужністю 1000 МВт; обсяги виробництва е/е на вугільних ТЕС зменшуються на 20%; обсяги генерації ГАЕС зменшуються на 4,5% та обсяги розрядження загальносистемних САЕ знижуються на

57%. Зменшення споживання вугілля на 19% забезпечує скорочення на 15–19% викидів двоокису вуглецю, оксидів сірки, оксидів азоту та пилу, що є важливими результатами для досягнення екологічних цілей України.

*Роботу виконано за напрямом «Підтримка пріоритетних для держави наукових досліджень і науково-технічних (експериментальних) розробок» бюджетної програми КПКВ 6541230.*

1. Встановлена потужність енергосистеми України на 08/2021. НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/#08-2021> (дата звернення: 08.09.2021).

2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchyih-potuzhnostej-2019.pdf> (дата звернення: 04.06.2021).

3. Про затвердження Правил ринку: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення: 04.06.2021).

4. Uddin M., Romlic M.F., Abdullah M.F., Halim S.A., A.H.A. Bakar, Kwang T.C. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. No. 82. P. 3323—3332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>



5. Lazard (2021). Lazard's levelized cost of storage analysis – Version 7.0. URL: <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf> (дата звернення: 01.09.2021).

6. Denholm P., Margolis R. The Potential for Energy Storage to Provide Peaking Capacity in California under Increased Penetration of Solar Photovoltaics. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A20-70905. 2018. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70905.pdf> (дата звернення: 07.06.2021).

7. Буратинський І.М. Моделювання використання системи акумуляції для перенесення надлишкової електричної енергії сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 1(64). С. 38—44. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.038>

8. Погодинний баланс потужності ОЕС України за 2019 рік. *Єдиний державний вебпортал відкритих даних*. URL: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c> (дата звернення: 07.09.2021).

9. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакмулюючих електростанцій при покритті добового графіку електрич-

них навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 4(59). С. 13—23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>

10. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакмулюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 1(60). С. 14—23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>

11. Шульженко С.В. Оптимізація диспетчеризації генеруючих потужностей енергосистеми за умови обмеження генерації вітрових та сонячних електростанцій. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. № 4(63). С. 14—23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>

12. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/> (дата звернення: 12.07.2021).

*Надійшла до редколегії: 15.09.2021*