

ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ ВПРОВАДЖЕННЯ УСТАНОВОК НИЗЬКОВУГЛЕЦЕВОЇ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЛОКАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ

Отримано 19 черв. 2025 р.; рекомендовано до публікації 22 вер. 2025 р.
Доступно онлайн 30 вер. 2025 р.

Нечаєва Т. П.¹, Бабак В. П.², Денисов В. А.³

Автор для кореспонденції: Нечаєва Тетяна,
e-mail: nechaieva.tan@gmail.com

¹ канд. техн. наук
<https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

² академік НАН України, д-р. техн. наук, професор,
<https://orcid.org/0000-0002-9066-4307>

³ канд. техн. наук
<https://orcid.org/0000-0002-3297-1114>

^{1, 2, 3} Інститут загальної енергетики НАН України,
Київ, Україна

¹ ДУ «Центр оцінювання діяльності наукових установ та наукового забезпечення розвитку регіонів України Національної академії наук України»,
Київ, Україна

Анотація. Децентралізація енергетичного сектору з орієнтацією на розвиток розподіленої генерації є одним з ключових напрямів розвитку енергетики, підтримка якого проголошена у стратегічних документах державного рівня. Впровадження установок розподіленої генерації на ВДЕ в локальних енергосистемах потребує врахування їх місцевого енергетичного потенціалу, особливо для ВЕС та СЕС зі значно мінливою потужністю, залежною від природних та метеорологічних умов. У статті наведено підхід до вирішення актуальної задачі визначення економічно доцільних до впровадження обсягів розподіленої генерації з використанням низьковуглецевих та відновлюваних джерел енергії в межах локальної енергосистеми для максимального постачання електроенергії та скорочення викидів CO₂. Розроблений метод засновано на ітераційному застосуванні моделі математичного програмування визначення оптимального складу та режиму використання установок при покритті добових графіків навантаження локальної енергосистеми протягом року з формуванням результатів оптимізаційних розрахунків у місячному і річному підсумку для оцінки показників функціонування отриманих структур у визначених діапазонах обмежень змінних кількості установок розподіленої генерації. Вибір доцільної кількості установок ВЕС та СЕС забезпечується порівнянням результатів функціонування отриманих структур потужностей при покритті попиту на електроенергію локальної енергосистеми протягом року за такими показниками, як собівартість електроенергії, частка відновлюваної енергії у споживанні та викиди CO₂.

Ключові слова: ВЕС, викиди CO₂, графік навантаження, локальна енергосистема, модель математичного програмування, розподілена генерація, структура потужностей, СЕС, установка.

DETERMINING THE SCOPE OF IMPLEMENTATION OF LOW-CARBON DISTRIBUTED GENERATION INSTALLATIONS IN LOCAL ENERGY SYSTEMS

Received Jun. 19, 2025; accepted Sept. 22, 2025
Available online Sept. 30, 2025

Nechaieva T.¹, Babak V.², Denysov V.³

Author for correspondence: Nechaieva Tetiana,
e-mail: nechaieva.tan@gmail.com

¹ Cand. of Techn. Sciences (PhD)
<https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

² Academician of NAS of Ukraine, Dr. of Techn. Sciences, Professor
<https://orcid.org/0000-0002-9066-4307>

³ Cand. of Techn. Sciences (PhD)
<https://orcid.org/0000-0002-3297-1114>

^{1, 2, 3} General Energy Institute of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine

¹ State Institution "Center for evaluation of activity of research institutions and scientific support of regional development of Ukraine of NAS of Ukraine", Kyiv, Ukraine

Abstract. Decentralization of the energy sector, with a focus on developing distributed generation, is one of the key areas of energy development, the support of which is declared in state-level strategic documents. The implementation of RES distributed generation units in local power systems requires consideration of their local energy potential, particularly for WPPs and SPPs with significantly variable power, which depends on natural and meteorological conditions. The article presents an approach to

solving the current problem of determining economically feasible volumes of distributed generation using low-carbon and renewable energy sources within the local energy system to maximize electricity supply and reduce CO₂ emissions. The developed method is based on the iterative application of a mathematical programming model for determining the optimal structure and mode of use of units when covering the daily load schedules of the local power system during the year with the formation of the results of optimization calculations in a monthly and annual summary to assess the performance indicators of the obtained structures in the specified ranges of limitations of the variable number of distributed generation units. The choice of the appropriate number of WPP and PV units is ensured by comparing the results of the operation of the obtained capacity structures when covering the electricity demand of the local power system during the year according to such indicators as the cost of electricity, the share of renewable energy in consumption and CO₂ emissions.

Keywords: WPP, CO₂ emissions, load schedule, local power systems, mathematical programming model, distributed generation, structure of capacities, PV, unit.

Використані позначення та скорочення

PV – фотоелектрична установка (СЕС)

WPP – вітроенергетична установка (ВЕС)

АБ – електроаккумуляційна система

MILP – змішане цілочисельне лінійне програмування

UCP – задача диспетчеризації генерувальних установок

Вступ. Стратегічна мета декарбонізації національної енергетики України до середини поточного століття передбачає трансформацію енергосистеми з переходом на низьковуглецеву генерацію та широке використання ВДЕ. Одним з ключових принципів Енергетичної Стратегії України до 2050 року є децентралізація енергетичного сектору з розвитком розподіленої генерації, зокрема в територіальних громадах для підтримки стійкості інфраструктури до безпекових, соціальних та економічних викликів [1]. Пріоритетність розвитку розподіленої генерації на основі ВДЕ у поєднанні з гнучкими енергетичними потужностями та технологіями акумуляції енергії визначено у Національному плані з енергетики та клімату на період до 2030 року [2], що є стратегічним документом, спрямованим на узгодження енергетичної та кліматичної політики для забезпечення сталого розвитку й відновлення економіки України.

Розроблена у 2024 році Стратегія розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року [3] спрямована на вирішення нагальної потреби в прискореному будівництві та/або розміщенні нової розподіленої генерації з визначенням доцільних для створення систем розподіленої генерації типів генерувальних потужностей. До них віднесено: газотурбінні та газопоршневі установки на природному газі, когенераційні установки, в тому числі з використанням відновлюваних газів, зокрема біометану, ВЕС, СЕС, біоенергетичні електростанції, малі ГЕС та установки зберігання енергії. Техніко-економічний аналіз таких технологічних рішень, які можуть бути швидко реалізовані в Україні для підтримки розподіленої генерації та підвищення безпеки постачання електроенергії, наведено у розробленому Міністерством енергетики України в межах Українсько-Данського енергетичного партнерства Каталози критично важливих технологій для енергетичного сектору України [4].

Інтеграція установок розподіленої генерації на ВДЕ в локальні мікромережі спроможна забезпечити більш економічне, екологічно чисте та надійне постачання

електроенергії для забезпечення попиту кінцевих споживачів. Такі мікромережі можуть функціонувати або ізолювано від зовнішньої мережі, або бути під'єднаними до неї, зменшуючи навантаження на централізовану мережу завдяки використанню власної генерації. Принципи побудови систем локального енергозабезпечення, підходи і структурні моделі формування локальних мікроенергетичних систем на основі використання місцевих видів палив та відновлюваних джерел енергії наведено у [5].

Локальні енергетичні системи з розподіленою генерацією, зберіганням енергії та управлінням енергоспоживанням можуть забезпечити безперебійне електропостачання під час аварійних ситуацій, зменшуючи залежність від централізованих мереж [6]. Організації та оцінці економічної доцільності функціонування систем з розподіленою генерацією на ВДЕ та акумуляційними системами накопичення електроенергії для забезпечення гарантованої потужності цих установок, а також стабілізації частоти в енергосистемі, присвячене дослідження [7].

Постановка завдання. Впровадження установок розподіленої генерації на ВДЕ в локальних енергосистемах потребує врахування їх місцевого енергетичного потенціалу, зокрема ВЕС і СЕС зі значно мінливою потужністю, залежною від природних та метеорологічних умов. Тому актуальною задачею є визначення економічно доцільних до впровадження обсягів розподіленої генерації з використанням низьковуглецевих та відновлюваних джерел енергії в межах локальної енергосистеми для максимального забезпечення попиту споживачів.

Проблемі вибору оптимальних розмірів компонентів гібридних систем на основі ВДЕ, достатніх для задоволення всіх вимог до навантаження локальної мережі з можливими мінімальними інвестиційними та експлуатаційними витратами, присвячено багато досліджень.

У статті [8] наведено метод визначення встановленої потужності компонентів локальної енергосистеми таких,

як ВЕС, СЕС, резервна маневрена електростанція та система акумулювання надлишкової сонячної електричної енергії, заснований на аналітичних залежностях забезпечення добових балансів покриття попиту споживачів, складених на фактичних даних роботи централізованої енергосистеми, масштабованих до потреб локального рівня.

Грунтовний огляд сучасних методів оптимального розміщення та визначення потужності джерел розподіленої генерації у розподільчих електромережах, враховуючи технічні, економічні та екологічні аспекти, проведено у дослідженнях [9–14].

У роботі [15] запропоновано двоетапний підхід до оптимального за витратами планування гібридних мікромереж з ВДЕ з урахуванням їх стохастичності, режимів роботи мікромережі та внутрішньомережових обмежень з використанням методів змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP) для визначення оптимальних розмірів компонентів системи та змішаного цілочисельного нелінійного програмування (MINLP) для оптимального розміщення ресурсів та вибору провідників у внутрішній мережі.

Визначення складу та оптимального графіка навантаження установок для задоволення попиту при мінімальних витратах є ключовим завданням в управлінні енергосистемами, сформульованим як задача диспетчеризації генерувальних установок (Unit Commitment Problem (UCP)). Систематизацію та аналіз різноманітних методів вирішення UCP проведено у [16] з особливою увагою до їх адаптації до умов високої інтеграції відновлюваних джерел енергії та новітніх технологій зберігання енергії. Визначено, що змішане цілочисельне лінійне програмування (MILP) є домінуючим підходом завдяки його здатності знаходити глобальний оптимум. Всебічний огляд формулювань UC задачі з використанням методів змішаної цілочисельної оптимізації надано у публікації [17].

У роботі [18] формування енергетичних балансів громади проведено з використанням MILP моделі оптималь-

ного завантаження установок технологічної структури комбінованого енергозабезпечення при покритті добових графіків електричного та теплового навантаження мікроенергетичної системи. Використання генерації ВЕС та СЕС промодельовано участю їх фактичної потужності у погодинних балансах покриття попиту на електроенергію, що є результатом масштабування даних щодо погодинної потужності одиничних установок відповідно до варіантів їх встановленої потужності. Такі умови моделювання не дозволяють оцінити доцільну для певної територіальної громади потужність цих джерел ВДЕ з урахуванням енергетичного потенціалу для території їх розміщення та змінного попиту енергосистеми.

Метою роботи є розробка методу визначення оптимальної кількості установок ВЕС та СЕС одиничної потужності, доцільних до впровадження в локальній енергосистемі місцевої громади з урахуванням природних умов їх територіального розміщення з максимальним забезпеченням споживачів низьковуглецевою електричною енергією власного виробництва.

Матеріали та методи

Розроблений метод засновано на ітераційному застосуванні моделі математичного програмування визначення оптимального складу та режиму використання установок при покритті добових графіків навантаження локальної енергосистеми протягом року з формуванням результатів добових оптимізаційних розрахунків у місячному і річному підсумку для оцінки показників функціонування отриманих структур у визначених діапазонах обмежень змінних кількості установок розподіленої генерації.

Основним обмеженням оптимізаційної моделі є погодинний баланс покриття добового попиту на електричну енергію локальної енергосистеми, який забезпечується потужностями генерації ВЕС та СЕС, що формуються з погодинних профілів генерації одиничних установок та змінних їх кількості, а також генерацією маневрених та резервних установок, зарядом-розрядом акумуляційних систем та імпортом-експортом з централізованої мережі:

$$\sum_{k \in PV, WPP} n_{kd} P_{kdt} + \sum_{k \in K^{TPP}} x_{kdt}^{TPP} + y_{dt}^{AB} - y_{dt}^{AB} + z_{dt}^I - z_{dt}^E = D_{dt}, \quad t = \overline{1, 24}, d = \overline{1, 365}, \quad (1)$$

де n_{kd} – змінна кількості одиничних установок ВЕС, СЕС у добі d , що обмежуються заданими мінімальним та максимальним значеннями, $N_k^{MIN} \leq n_{kd} \leq N_k^{MAX}$; P_{ket} – потужність генерації одиничної установки ВЕС / СЕС у годину t доби d , МВт; K^{TPP} – множина маневрених та резервних установок, що працюють у змінному режимі навантаження; x_{kdt}^{TPP} – змінна сумарної потужності, що генерують установки типу k з множини K^{TPP} протягом години t доби d , МВт; y_{dt}^{AB}, y_{dt}^{AB} – змінні потужності розряду / заряду електроакумуляційної системи (АБ) протягом години t доби d , МВт; z_{dt}^I, z_{dt}^E – змінні потужності імпорту / експорту протягом години t доби d , МВт; D_{dt} – потужність споживання електроенергії локальної енергосистеми протягом години t доби d , МВт.

Моделювання участі установок, що працюють у змінному режимі навантаження з множини K^{TPP} , у покритті балансу електричного навантаження локальної енергосистеми базується на підході, наведеному в [19], щодо моделювання оптимального завантаження енергоблоків ТЕС.

Використання акумуляційної системи протягом години t залежить від стану її заряду на початку цієї години та доступної номінальної ємності. На кожному етапі протягом періоду моделювання стан заряду накопичувача визначається, виходячи з його стану на початку попереднього етапу з можливістю заряду або розряду в цей період:

$$y_{d(t+1)}^{AB} = y_{dt}^{AB} + y_{dt}^{AB} - y_{dt}^{AB} / \eta^{RT}, \quad (2)$$

де yS_{dt}^{AB} – змінна обсягу зарядженої енергії накопичувача на початку години t доби d року, МВт-год; η^{RT} – ефективність накопичувача. Поточний заряд накопичувача обмежується його доступною номінальною ємністю.

$$yr_{dt}^{AB} \leq ybr_{dt}^{AB} P_{-AB}^R, \quad yz_{dt}^{AB} \leq ybz_{dt}^{AB} P_{-AB}^Z, \quad ybr_{dt}^{AB} + ybz_{dt}^{AB} \leq 1, \quad (3)$$

де $ybr_{dt}^{AB}, ybz_{dt}^{AB}$ – булеві змінні (0 або 1); P_{-AB}^R, P_{-AB}^Z – максимальні потужності розряду / заряду накопичувача, МВт.

Умовою використання акумуляційної системи протягом доби є використання всієї зарядженої протягом доби енергії, що забезпечується рівнянням сумарної заряд-

женої енергії та сумарної розрядженої енергії з урахуванням втрат циклу заряду-розряду:

$$\sum_{t=1}^{24} yr_{dt}^{AB} = \sum_{t=1}^{24} yz_{dt}^{AB} \eta^{RT}. \quad (4)$$

Цільовою функцією моделі є мінімізація витрат на покриття попиту на електроенергію локальної енергосистеми для кожної доби року:

$$\sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{k \in K^{TPP}} x_{kdt}^{TPP} c_k^{TPP} + \sum_{k \in K^{TPP}} x n_{kdt}^{TPP} c n_k^{TPP} + \sum_{k=P, WPP} n_{kd} P_{kdt} c_k^R + yr_{dt}^{AB} c r^{AB} + yz_{dt}^{AB} c z^{AB} + z_{dt}^I c_t^I + z_{dt}^E c_t^E \right) \rightarrow \min, \quad (6)$$

де c_k^{TPP} – собівартість виробництва електроенергії установок типу k з множини K^{TPP} , \$/МВт-год, $x n_{kdt}^{TPP}$ – змінна кількості установок типу k з множини K^{TPP} , що можуть бути запущені у годину t доби d , $c n_k^{TPP}$ – питомі витрати на старт установки типу k з множини K^{TPP} , \$/МВт-год, c_k^R – собівартість виробництва електроенергії одиначної установки ВЕС / СЕС, \$/МВт-год, $c r^{AB}$ – вартість розряду акумуляційної системи, \$/МВт-год, $c z^{AB}$ – вартість заряду акумуляційної системи, \$/МВт-год, c_t^I, c_t^E – вартісні коефіцієнти при змінних імпорту-експорту з локальної енергосистеми, \$/МВт-год. Значення цих коефіцієнтів на порядок вище, ніж інших коефіцієнтів у цільовій функції для забезпечення максимального використання наявних потужностей локальної мережі.

Приклад застосування розробленого методу проведено на даних споживання електроенергії громади міста Сміла (населення та юридичні особи) [18]. Станом на 2021 рік 20–31 % від загальної потреби громади в електричній енергії забезпечувався місцевою міні-ТЕЦ на біомасі, а основна частина електроенергії споживалася з централізованої мережі. При моделюванні використано дані щодо річної погодинної потужності установок ВЕС та СЕС номінальною потужністю 1 МВт, характерні для їх географічного розташування в межах місцевої громади, сформовані з використанням системи моделювання генерації відновлюваних джерел енергії System Advisor Model (SAM) [20] Національної лабораторії відновлюваної енергії (NREL, США).

Для забезпечення попиту на електроенергію громади власною генерацією розглянуто впровадження від 1 до 20 установок ВЕС та СЕС одиначною потужністю 1 МВт, 2 газопоршневих установок (ГПУ) на біогазі одиначною потужністю 1 МВт, що виробляється з місцевих відходів сільськогосподарського виробництва, та 30 ГПУ на природному газі одиначною потужністю 0,5 МВт. Техніко-економічні характеристики високоманеврених газопоршневих електростанцій, з високим електричним ККД та широким діапазоном зміни потужності, серійним виробництвом та розвиненим сервісом, можливістю

використання різних видів палива, наведено в [21–23]. Собівартості виробництва електроенергії компонентів локальної енергосистеми прийнято на рівні: ВЕС – 100 \$/МВт-год, СЕС – 80 \$/МВт-год, ГПУ на природному газі – 180 \$/МВт-год, біогазової установки – 142 \$/МВт-год. Для балансування виробництва-попиту використовується електроакумуляційна система (АБ) доступною номінальною ємністю 10 МВт-год, вартість заряду – 80 \$/МВт-год, розряду – 200 \$/МВт-год.

Реалізацію математичної моделі з щодобовими оптимізаційними розрахунками та формуванням їх результатів у добовому, місячному та річному підсумку проведено з використанням програмно-інформаційного комплексу [24, 25], розробленого з використанням комбінації стандартного програмного забезпечення Microsoft Excel і надбудови SolverStudio. Ця надбудова [26] дозволяє розробляти, редагувати та виконувати моделі оптимізації безпосередньо в Excel, використовуючи популярні мови моделювання, зокрема й GMPL (GNU MathProg), на якій описано розроблену модель.

На першому етапі кількість одиначних установок ВЕС та СЕС обмежується діапазоном від 1 до 20. Структури помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади, сформованих на результатах щодобових оптимізаційних розрахунків для вибраного обмеження кількості установок ВЕС та СЕС (рис. 1) є достатньо збалансованими, без надлишку невикористаної електроенергії. Широкий діапазон обмеження змінних кількості установок ВЕС та СЕС дозволяє вибрати їх оптимальну для кожної доби кількість.

Аналіз використання кількості установок ВЕС та СЕС протягом року, отриманих в результаті щодобової оптимізації (рис. 2) показав, що по 20 установок ВЕС та СЕС було вибрано у найбільшій кількості днів року. Найчастіше 20 установок СЕС вибиралося в осінньо-зимовий період при найменшій тривалості світлового дня та інтенсивності сонячного випромінювання (рис. 3). Для ВЕС максимум спостерігається у листопаді–лютому та червні–липні. Це пояснюється тим, що для днів з мінімальною генерацією ВЕС або СЕС їх кількість може бути найбільшою.

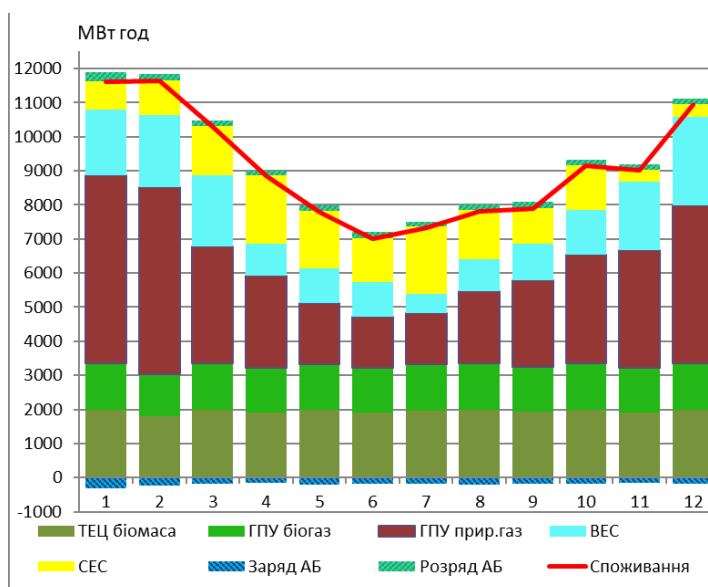


Рис. 1. Структури помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади для першого етапу розрахунків (кількість установок ВЕС та СЕС – від 1 до 20)

Fig. 1. Structures of monthly balances covering the community's electricity demand for the first stage of calculations (the number of WPP and SPP units, from 1 to 20)

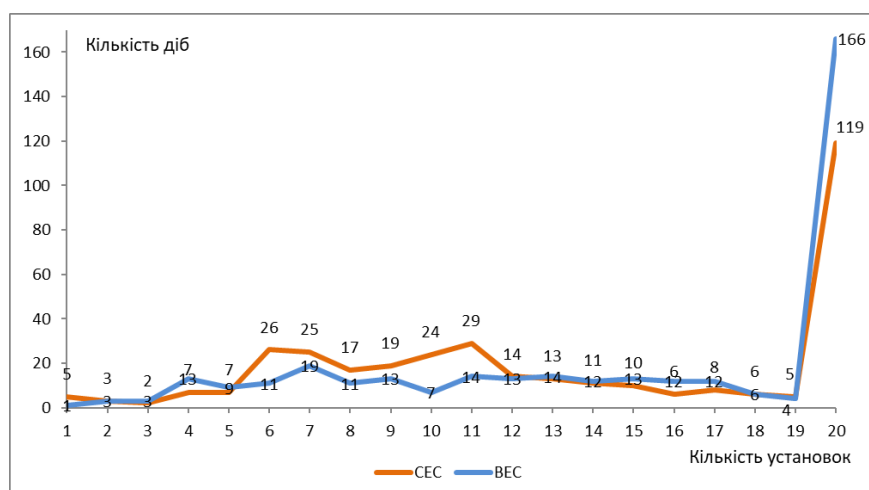


Рис. 2. Розподіл використання установок ВЕС та СЕС протягом року (етап 1)

Fig. 2. Distribution of the use of WPP and SPP units during the year (stage 1)

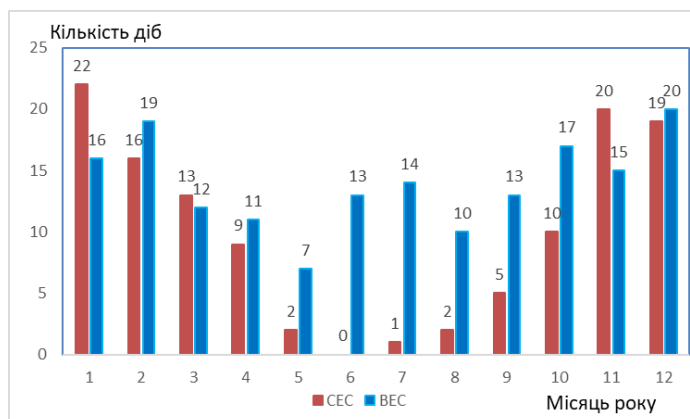


Рис. 3. Кількість днів у кожному місяці року, де використовуються 20 установок ВЕС та СЕС (етап 1)

Fig. 3. Number of days in each month of the year when 20 WPP and SPP units are used (stage 1)

Загалом, кількість діб, коли вибиралося 20 установок ВЕС, становить 46 % від загальної кількості днів року. Для СЕС цей показник становить 33 %. Моделювання роботи 20 установок ВЕС та СЕС одиничної потужності

протягом року (рис. 4) показало значний невикористаний надлишок згенерованої ВЕС та СЕС електроенергії, що в річному вимірі становив 12,9 % загального споживання, з найбільшою часткою 30,8 % у червні.

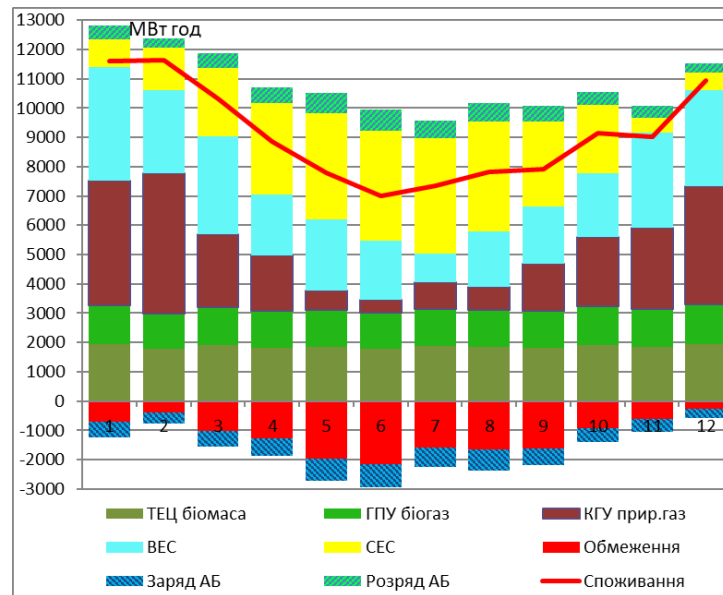


Рис. 4. Структури помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади при кількості ВЕС та СЕС – 20 од.

Fig. 4. Structures of monthly balances covering the community's electricity demand with the number of WPPs and SPPs – 20 units

На другому етапі, виходячи з форми графіків розподілу використання кількості установок ВЕС та СЕС протягом року (див. рис. 2), діапазон обмеження кількості установок ВЕС та СЕС було звужено від 6 до 15 одиниць. Розподіл використання кількості установок

ВЕС та СЕС протягом року, отриманих при подовбівій оптимізації протягом року (рис. 5) показав, що в переважній кількості днів було використано по 15 одиниць установок ВЕС та СЕС: 42 % днів року для ВЕС та 54 % – для СЕС

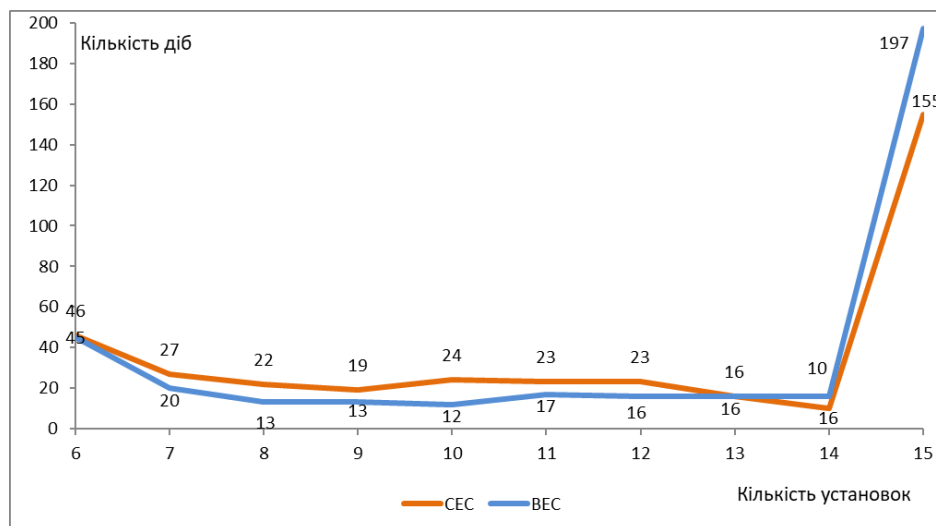


Рис. 5. Розподіл кількості використання установок ВЕС та СЕС протягом року (етап 2)

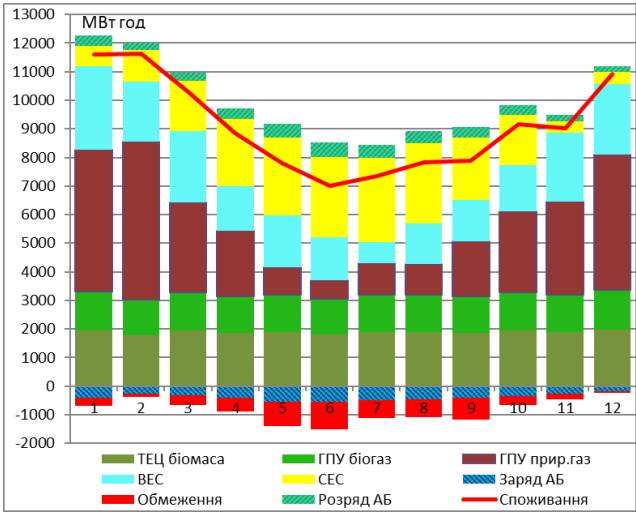
Fig. 5. Distribution of the use of WPP and SPP units during the year (stage 2)

Підсумкові структури помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади, отриманих внаслідок подовбівій оптимізаційних розрахунків із зафіксованою кількістю установок ВЕС та СЕС – 15, мають невикорис-

таний надлишок згенерованої електроенергії 5,1 % від загального споживання в річному вимірі, з найбільшою часткою 13,8 % у червні (рис. 6, а). При використанні по 6 одиничних установок ВЕС та СЕС збалансованість

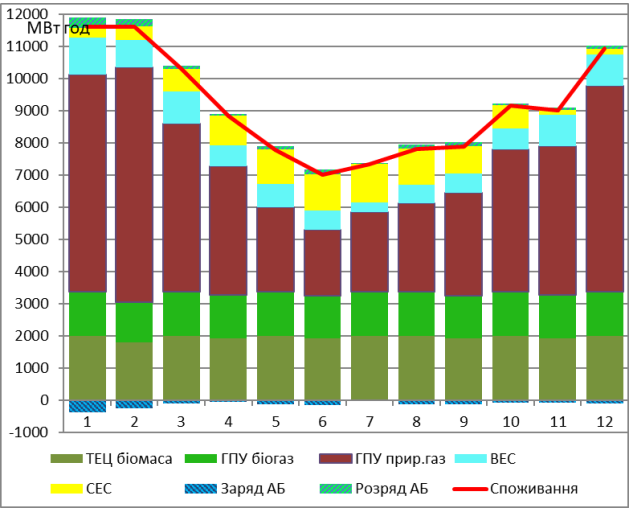
отриманих структур помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади (рис. 6, б) досягається

без обмежень генерації з переважаючим використанням потужностей на природному газі.



а) кількість ВЕС та СЕС – 15 од.

а) WPPs and SPPs – 15 units



б) кількість ВЕС та СЕС – 6 од.

б) WPPs and SPPs – 6 units

Рис. 6. Структури помісячних балансів покриття попиту на електроенергію громади (етап 2)

Fig. 6. Structures of monthly balances covering the community's electricity demand (stage 2)

Вибір доцільної кількості установок ВЕС та СЕС проведено порівнянням результатів функціонування отриманих структур покриття попиту на електроенергію локальної енергосистеми протягом року за такими показниками, як собівартість електроенергії,

частка відновлюваної енергії у споживанні та викиди парникових газів. Оцінки цих показників для структур, отриманих за результатами оптимізаційних розрахунків, виконаних на етапах 1 та 2, наведено у таблиці.

Таблиця. Річні показники функціонування потужностей локальної енергосистеми відповідно до діапазону обмеження кількості ВЕС та СЕС

Table. Annual performance indicators of the local energy system capacities by the range of limitation of the WPPs and SPPs units

Обмеження кількості установок ВЕС, СЕС, од.	Обсяг відпущеної електроенергії, тис МВт·год					Частка ВЕС та СЕС у споживанні	Надлишок електроенергії, тис МВт·год	Собівартість електроенергії, \$/МВт·год	Викиди CO ₂ , тис. т
	ТЕЦ біомаса	ГПУ біогаз	ГПУ прир. газ	СЕС	ВЕС				
1–20	23.4	16.0	37.9	14.8	17.6	29.6 %		124.4	9.6
20	22.4	15.4	26.9	29.3	30.1	41.3 %	14.2	131.4	6.9
6–15	23.4	16.0	40.0	14.4	15.7	27.5 %		126.0	10.2
15	22.7	15.6	32.4	22.0	22.6	35.6 %	5.6	126.7	8.3
6	23.6	16.2	51.8	8.8	9.02	16.3 %		134.9	13.2

Порівняння отриманих варіантів функціонування локальної енергосистеми (див. табл. 1) за такими показниками, як частка електроенергії від ВЕС та СЕС у загальному споживанні електроенергії, річна собівартість відпущеної електроенергії та річні обсяги викидів CO₂, показало, що варіант з найменшою кількістю ВЕС та СЕС (по 6 од.) є найменш прийнятним. Серед двох варіантів кількості ВЕС та СЕС – 15 та 20 – перший має перевагу за

собівартістю, другий – за часткою «зеленої» енергії та, відповідно, викидами CO₂. Але варіант з 20 установками ВЕС та СЕС має значні обмеження їх потужності, що вплине на окупність проєктів цих електростанцій. Тому найдоцільнішим є варіант з 15 установками ВЕС та СЕС.

Вибраний серед інших варіант з фіксованою кількістю установок ВЕС та СЕС хоча і забезпечує порівняно невисоку річну собівартість відпущеної електроенергії, але

має невикористаний надлишок згенерованої ними електроенергії, що характерно для весняно-літнього періоду збільшення інтенсивності сонячного випромінювання. Це потребує або збільшення ємності акумуляційних систем для переносу пікової сонячної генерації у години підвищення вечірнього попиту на електроенергію, або використання технологій перетворення на інші види енергії, в тому числі теплової.

Висновки

Інтеграція розподіленої генерації на ВДЕ як джерела власного енергопостачання в локальних мережах територіальних громад спроможна забезпечити більш економічне, екологічне та надійне постачання електроенергії споживачам. Визначення обсягів впровадження установок розподіленої генерації на ВДЕ в локальних енергосистемах потребує врахування їх місцевого енергетичного потенціалу, зокрема ВЕС і СЕС зі значно мінливою потужністю, залежною від природних та метеорологічних умов, а також змінності попиту на електроенергію.

Розроблений метод спрямований на вирішення актуальної задачі визначення економічно доцільних до впровадження обсягів розподіленої генерації з використанням низьковуглецевих та відновлюваних джерел енергії в межах локальної енергосистеми для максимального постачання електроенергії та скорочення викидів CO₂.

Використання розробленої математичної моделі визначення оптимального складу та режимів використання установок при покритті добових графіків навантаження локальної енергосистеми з її реалізацією у програмно-інформаційному комплексі, розробленому з використанням комбінації стандартного програмного забезпечення Microsoft Excel і надбудови SolverStudio, дозволяє формувати результати подобових оптимізаційних розрахунків у місячному та річному підсумку для порівняльного аналізу ефективності функціонування структури потужностей енергосистеми з заданими діапазонами обмежень кількості установок низьковуглецевої генерації.

Проведене моделювання обсягів впровадження установок ВЕС та СЕС у локальній енергосистемі показало, що можливість широкого діапазону вибору кількості одиничних установок ВДЕ для кожної доби року забезпечує більшу збалансованість покриття попиту локальної мережі без утворення надлишкової потужності ВДЕ. Але таке використання установок спричиняє обмеження значної частини потужності ВЕС та СЕС у дні їх максимальної генерації, що є економічно не вигідним і не окупним. Скорочення обмежувального діапазону кількості ВЕС та СЕС призводить до збільшення їх невикористаної надлишкової генерації, що потребує або збільшення обсягів її акумуляції, або перетворення на інші види енергії.

ПОСИЛАННЯ

1. Про затвердження Державної стратегії регіонального розвитку на 2021–2027 роки. Постанова Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2020 р. № 695

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/695-2020-%D0%BF#Text> (дата звернення: 23.10.2024).

2. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року. Міністерство економіки України. <https://me.gov.ua/view/bb0b9ef5-ea96-4b8a-8f2f-471faf32c9df> (дата звернення: 23.10.2024).
3. Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024–2026 роках. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 липня 2024 р. № 713-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-%D1%80#Text> (дата звернення: 23.10.2024).
4. Каталог критично важливих технологій для енергетичного сектору України. Міністерство енергетики України. URL: <https://mev.gov.ua/storinka/katalog-krytychno-vazhlyvykh-tekhnologiy-dlya-enerhetichnoho-sektoru-ukrayiny> (дата звернення: 23.10.2024).
5. Kaplun, V. (2023). Principles of resource-process modeling of territorial communities combined energy supply in the climate change prevention context. *System Research in Energy*, (4 (75)), 54–64. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.055>
6. Kostenko, G., & Zaporozhets, A. (2023). Enhancing the power system resilience through the application of micro power systems (microgrid) with renewable distributed generation. *System Research in Energy*, 2023(3), 25–38. doi:10.15407/srenergy2023.03.025.
7. Hotra, O., Kulyk, M., Babak, V., Kovtun, S., Zgurovets, O., Mroczka, J., & Kisala, P. (2024). Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies*, 17(1), 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>
8. Буратинський, І. і Запорожець, А. Метод визначення встановленої потужності електростанцій розподіленої генерації з відновлюваними джерелами енергії та установкою зберігання електроенергії. *Технічна електродинаміка*. № 1 (2025), 065. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.065>.
9. Prem Prakash, Dheeraj K. Khatod, Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, 2016, Pages 111–130, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.099>.
10. Erdinc O., Uzunoglu M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 3, 2012, Pages 1412–1425, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.011>
11. Quizhpe, K., Arévalo, P., Ochoa-Correa, D., & Villa-Ávila, E. (2024). Optimizing Microgrid Planning for Renewable Integration in Power Systems: A Comprehensive Review. *Electronics*, 13(18), 3620. <https://doi.org/10.3390/electronics13183620>

12. Agha Kassab, F.; Rodriguez, R.; Celik, B.; Locment, F.; Sechilariu, M. A Comprehensive Review of Sizing and Energy Management Strategies for Optimal Planning of Microgrids with PV and Other Renewable Integration. *Appl. Sci.* 2024, 14, 10479. <https://doi.org/10.3390/app142210479>
13. Deshmukh M. K., Deshmukh S. S. (2008). Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 12, Issue 1, Pages 235-249. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.011>
14. Cuisinier E., Bourasseau C., Ruby A., Lemaire P, Penz B. Technoeconomic planning of local energy systems through optimization models: a survey of current methods. *International Journal of Energy Research*. 2020;1–44. <https://doi.org/10.1002/er.6208>.
15. Santos, K.V.d., Higino Silva Santos, L., Bañol Arias, N. et al. Optimal Sizing and Allocation of Distributed Energy Resources in Microgrids Considering Internal Network Reinforcements. *J Control Autom Electr Syst* 34, 106–119 (2023). <https://doi.org/10.1007/s40313-022-00934-x>
16. Montero, L., Bello, A., & Reneses, J. (2022). A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 15(4), 1296. doi:10.3390/en15041296
17. Knueven, B., Ostrowski, J., & Watson, J.-P. (2020). On Mixed-Integer Programming Formulations for the Unit Commitment Problem. *INFORMS Journal on Computing*. doi:10.1287/ijoc.2019.0944
18. Nechaieva, T., Teslenko, O., Trokhaniak, V., & Makarevych, S. (2025). Modelling the energy balances community under conditions increasing energy independence and reducing greenhouse gas emissions. *Machinery & Energetics*, 16(1), 104-116. <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.104>
19. Шульженко С. В., Тюрютіков О. І., Іваненко Н. П. (2020). Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енерго. Системні дослідження в енергетиці, (1 (60), 14-23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>
20. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. <https://https://sam.nrel.gov>.
21. Халатов А., Фіалко Н. (2025). Газотурбінні та газопоршневі електростанції для децентралізованої енергетики України. Системні дослідження в енергетиці, (1 (81), 4-14. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004>
22. Тесленко О. (2024). Енергетичний потенціал розподіленої генерації на потужних котельнях України в умовах воєнної агресії. *Енерготехнології та ресурсозбереження*, 78(1), 47-59. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2024.04>
23. Гелетука Г., Крамар В. (2025). Розвиток розподіленої генерації як фактор збереження енергосистеми України в умовах війни. *Енерготехнології та ресурсозбереження*, 82(1), 23-35. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2025.02>
24. Denysov, V., & Babak, V. (2023). Software and information simulation complex of multinode integrated and autonomous power and heat supply systems. *System Research in Energy*, (3 (74), 50-63. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.050>
25. Zaporozhets, A., Kulyk, M., Babak, V., Denysov, V. (2025). Software and Information Complex for Modeling Integrated Multi-node and Autonomous Electric and Heat Supply Systems. In: *Structure Optimization of Power Systems with Renewable Energy Sources*. Studies in Systems, Decision and Control, vol 583. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-83697-8_3
26. Andrew J Mason (2013) SolverStudio: A New Tool for Better Optimisation and Simulation Modelling in Excel. *INFORMS Transactions on Education* 14(1):45-52. <https://doi.org/10.1287/ited.2013.0112>

REFERENCES

1. Pro zatverdzhennia Derzhavnoi stratehii rehionalnoho rozvytku na 2021-2027 roky. Resolution of Cabinet of Ministers of Ukraine, August 5, 2020 № 695 <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/695-2020-%D0%BF#Text> (Last access: 23.10.2024) [in Ukrainian]
2. National Energy and Climate Plan of Ukraine until 2030. URL: <https://me.gov.ua/view/bb0b9ef5-ea96-4b8a-8f2f-471faf32c9df> (Last access: 23.10.2024) [in Ukrainian].
3. Pro skhvalennia Stratehii rozvytku rozpodilenoї heneratsii na period do 2035 roku i zatverdzhennia operatsiinoho planu zakhodiv z yii realizatsii u 2024 - 2026 rokakh. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine; July 18, 2024, № 713-p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-%D1%80#Text> (Last access: 23.10.2024) [in Ukrainian]
4. Kataloh krytychno vazhlyvykh tekhnolohii dlia enerhetychnoho sektoru Ukrainy. Ministry of Energy of Ukraine. URL: <https://mev.gov.ua/storinka/kataloh-krytychno-vazhlyvykh-tekhnolohiy-dlya-enerhetychnoho-sektoru-ukrayiny> Last access: 23.10.2024) [in Ukrainian].
5. Kaplun, V. (2023). Principles of resource-process modeling of territorial communities combined energy supply in the climate change prevention context. *System Research in Energy*, (4 (75), 54-64. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.055>

6. Kostenko, G., & Zaporozhets, A. (2023). Enhancing of the power system resilience through the application of micro power systems (microgrid) with renewable distributed generation. *System Research in Energy*, 2023(3), 25–38. doi:10.15407/srenergy2023.03.025.
7. Hotra, O., Kulyk, M., Babak, V., Kovtun, S., Zgurovets, O., Mroczka, J., & Kisafa, P. (2024). Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies*, 17(1), 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>
8. Buratynskiy I. M., Zaporozhets A. O. Method Of Determining The Installed Capacity Of Distributed Generation Power Plants With Renewable Energy Sources And Energy Storage System. *TEKHNICHNA ELEKTRODYNAMIKA*. №1 (2025), 065. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.065>. [in Ukrainian]
9. Prem Prakash, Dheeraj K. Khatod, Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, 2016, Pages 111-130, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.099>.
10. Erdinc O., Uzunoglu M. Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 16, Issue 3, 2012, Pages 1412-1425, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.011>
11. Quizhpe, K., Arévalo, P., Ochoa-Correa, D., & Villa-Ávila, E. (2024). Optimizing Microgrid Planning for Renewable Integration in Power Systems: A Comprehensive Review. *Electronics*, 13(18), 3620. <https://doi.org/10.3390/electronics13183620>
12. Agha Kassab, F.; Rodriguez, R.; Celik, B.; Locment, F.; Sechilariu, M. A Comprehensive Review of Sizing and Energy Management Strategies for Optimal Planning of Microgrids with PV and Other Renewable Integration. *Appl. Sci.* 2024, 14, 10479. <https://doi.org/10.3390/app142210479>
13. Deshmukh M.K., Deshmukh S.S. (2008). Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 12, Issue 1, Pages 235-249. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.011>
14. Cuisinier E, Bourasseau C, Ruby A, Lemaire P, Penz B. Technoeconomic planning of local energy systems through optimization models: a survey of current methods. *International Journal of Energy Research*. 2020;1–44. <https://doi.org/10.1002/er.6208>.
15. Santos, K.V.d., Higino Silva Santos, L., Bañol Arias, N. et al. Optimal Sizing and Allocation of Distributed Energy Resources in Microgrids Considering Internal Network Reinforcements. *J Control Autom Electr Syst* **34**, 106–119 (2023). <https://doi.org/10.1007/s40313-022-00934-x>
16. Montero, L., Bello, A., & Reneses, J. (2022). A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 15(4), 1296. doi:10.3390/en15041296
17. Knueven, B., Ostrowski, J., & Watson, J.-P. (2020). On Mixed-Integer Programming Formulations for the Unit Commitment Problem. *INFORMS Journal on Computing*. doi:10.1287/ijoc.2019.0944
18. Nechaieva, T., Teslenko, O., Trokhaniak, V., & Makarevych, S. (2025). Modelling the energy balances community under conditions increasing energy independence and reducing greenhouse gas emissions. *Machinery & Energetics*, 16(1), 104-116. <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.104>
19. Shulzhenko S.V., Turutikov O.I., & Ivanenko N.P. (2020). Mixed-integer linear programming mathematical model for founding the optimal dispatch plan of Ukrainian thermal power plants' units and hydro pumping storages stations' units for balancing daily load profile of power system of Ukraine. *System Research in Energy*, 1(60), 14-23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>. [in Ukrainian]
20. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. <https://sam.nrel.gov>.
21. Khalatov, A., & Fialko, N. (2025). Gas turbine and gas piston power plants for distributed energy sector of Ukraine. *System Research in Energy*, 1(81), 4-14. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.01.004> [in Ukrainian]
22. Teslenko, O. (2024). Energy potential of distributed generation at powerful boiler houses of Ukraine in conditions of military aggression. *Energy Technologies & Resource Saving*, 78(1), 47-59. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2024.04> [in Ukrainian]
23. Geletukha, G., & Kramar, V. (2025). Development of distributed generation as a preserving factor for the Ukrainian energy system in the war conditions. *Energy Technologies & Resource Saving*, 82(1), 23-35. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2025.02> [in Ukrainian]
24. Denysov, V., & Babak, V. (2023). Software and information simulation complex of multinode integrated and autonomous power and heat supply systems. *System Research in Energy*, 3(74), 50-63. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.050>
25. Zaporozhets, A., Kulyk, M., Babak, V., Denysov, V. (2025). Software and Information Complex for Modeling Integrated Multi-node and Autonomous Electric and Heat Supply Systems. In: *Structure Optimization of Power Systems with Renewable Energy Sources*. Studies in Systems, Decision and Control, vol 583. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-83697-8_3
26. Andrew J Mason (2013) SolverStudio: A New Tool for Better Optimisation and Simulation Modelling in Excel. *INFORMS Transactions on Education* 14(1):45-52. <https://doi.org/10.1287/ited.2013.0112>