

Ігор ТВЕРДОВСЬКИЙ, Сергій СТЕПЕНКО

Україна, Національний університет «Чернігівська політехніка»

АДАПТАЦІЯ МЕТОДУ ОЦІНКИ ЗВАЖЕНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ІНВЕРТОРІВ ДО КЛІМАТИЧНИХ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ УМОВ УКРАЇНИ

Розроблено методику визначення регіональних зважених коефіцієнтів ефективності фотоелектричних інверторів на основі даних PVGIS SARAH-3 (2005–2023). Методику застосовано для 19 локацій України, що охоплюють п'ять кліматичних зон. Запропоновано та розраховано національний зважений коефіцієнт корисної дії (ККД) та проведено порівняння з європейським та каліфорнійським зваженими ККД. Встановлено, що розподіл робочих точок інверторів в Україні суттєво відрізняється від закладеного в європейському стандарті оцінки їхньої ефективності. Зокрема, вага домінуючої точки навантаження 50% зменшується більш ніж удвічі порівняно з європейською метрикою, а найбільшу частку річної енергії (майже 40%) акумулює точка 75%, яка взагалі відсутня в європейській формулі. На практиці це призводить до зміни рейтингу комерційних інверторів та має важливе значення для проєктування фотоелектричних систем в Україні.

Ключові слова: фотоелектричний інвертор, зважена ефективність, коефіцієнт корисної дії, національний зважений ККД, PVGIS, європейська ефективність, каліфорнійська ефективність.

Глобальна встановлена потужність фотоелектричних (ФЕ) систем перевищила 1,5 ТВт у 2024 році, при цьому Україна має понад 8 ГВт встановленої сонячної потужності [1], [2]. В умовах енергетичної кризи, спричиненої руйнуванням понад 65% генерувальних потужностей країни внаслідок системних і цілеспрямованих атак армії РФ, розподілена сонячна генерація стає критичним елементом енергетичної безпеки нашої держави. Кількість побутових споживачів-виробників (просьюмерів) зросла до 53 000, а частка нових установок з акумуляторними системами перевищує 40% [1].

Ефективність інвертора є ключовим параметром для проєктування ФЕ-систем та прогнозування вироблення електроенергії. Для порівняння інверторів використовуються зважені показники ефективності: європейська ефективність η_{EU} , визначена стандартом EN 50530 [3] та запропонована Jantsch, Schmidt і Schmid у Fraunhofer ISE (1992) [4], і каліфорнійська ефективність η_{CEC} [5]. Обидві метрики використовують фіксовані вагові коефіцієнти, що відображають розподіл сонячної іррадіації конкретних регіонів: центральної Європи (близько 48–50° пн. ш.) для η_{EU} та Каліфорнії для η_{CEC} . Математичні моделі ефективності інверторів, що використовуються у програмному забезпеченні для моделювання ФЕ-систем, детально описані у [6], а підхід Sandia National Laboratories до моделювання ефективності мережових ФЕ-інверторів — у [7].

Зважена європейська ефективність (*european efficiency, euro efficiency, euro-eta*) — це середньозважений коефіцієнт корисної дії (ККД) інвертора, що

враховує реальний розподіл часу функціонування пристрою на різних рівнях потужності протягом року. На відміну від максимальної (пікової) ефективності, яка досягається за ідеальних лабораторних умов при номінальному навантаженні, зважена ефективність відображає реальну продуктивність інвертора в польових умовах, де він працює з різною потужністю залежно від рівня сонячної іррадіації (хмарність, ранкові та вечірні години, сезонні зміни). Вища зважена ефективність (у сучасних інверторів вона сягає 97–98%) означає менші втрати енергії при перетворенні постійного струму від ФЕ-модулів у змінний струм для мережі або споживача, що безпосередньо впливає на економічну ефективність фотоелектричної станції.

У контексті інтеграції України до європейського енергетичного ринку (в березні 2022 року завершено синхронізацію з ENTSO-E, Україна отримала статус кандидата в ЄС, триває гармонізація стандартів) постає питання, чи адекватно європейські стандарти оцінки ефективності ФЕ-інверторів відображають реальні умови експлуатації в Україні. Для відповіді проаналізуємо дані сонячної іррадіації для 19 локацій України та надамо кількісну оцінку.

Аналіз публікацій та постановка проблеми

Зважена ефективність η_{EU} була запропонована Jantsch et al. [4] у 1992 році на базі Fraunhofer ISE (Фрайбург, Німеччина) та формалізована стандартом EN 50530 [3]. Стандарт визначає загальну ефективність інвертора як добуток ефективності перетворення та статичної ефективності відстеження точки максимальної потужності (*maximum power point tracking, MPPT*): $\eta_{total} = \eta_{conv} \eta_{MPPT}$. Стандарт IEEE 1526 [8] визначає ре-

комендовану практику тестування продуктивності автономних ФЕ-систем. У формулі для η_{EU} використовується шість точок навантаження з ваговими коефіцієнтами, що відображають частку енергії на кожному рівні:

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,10\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,20\eta_{100\%}. \quad (1)$$

Для каліфорнійської ефективності η_{SEC} використовується інший набір точок з домінуючою вагою 0,53 для 75% навантаження інвертора, що відображає вищу сонячну іррадіацію, типову для Каліфорнії:

$$\eta_{SEC} = 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%}. \quad (2)$$

Обмеженість обох стандартизованих підходів полягає у їх прив'язці до конкретного клімату. Це мотивувало дослідників з різних країн до розробки численних регіональних альтернатив. Моделювання електричної ефективності інверторів за межами стандартних кривих досліджено Driesse et al. [9]. Ongun та Ozdemir [10] запропонували коефіцієнт η_{IZMIR} для середземноморського клімату Туреччини. Rahman et al. [11] розробили метрику η_{EQUA} для екваторіальних регіонів (Малайзія), де 70% енергії генерується при сонячній іррадіації вище 500 Вт/м². Nasir [12] вивів коефіцієнт $\eta_{BAGHDAD}$ для аридного клімату Іраку. Vyamungu [13] адаптував методику для Південної Африки (Кейптаун), а Kalathil та Krishnamurthy [14] запропонували регіональні коефіцієнти для тропічного клімату Ченнаї (Індія). Harish et al. [15] провели аналогічне дослідження для індійських ФЕ-станцій. Dupont, Rech та Pinheiro [16] розробили методику обчислення зважених коефіцієнтів на основі експлуатаційних даних для умов Бразилії, а Burger та Ruther [17] дослідили вплив коефіцієнта завантаження інвертора на загальну продуктивність ФЕ-системи. Водночас для України аналогічних регіональних зважених коефіцієнтів досі не розроблено.

Аналіз провідних українських наукових фахових видань підтверджує наявність значного доробку у суміжних напрямках, проте не представлені дослідження саме зваженої ефективності інверторів для ФЕ-станцій. Так, в роботі [18] описано дослідження структури однофазних перетворювальних агрегатів для комбінованих систем електропостачання з ФЕ-перетворювачами, а у [19] запропоновано багатофункціональний перетворювач для однофазних комбінованих систем локальних об'єктів. Автори [20] проаналізували регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних мережах за допомогою розосереджених відновлюваних джерел енергії. Вплив сезонності генерації та навантаження на оптимальну ємність системи накопичення електроенергії мікромережі просьюмера описано у роботі [21]. Автори [22] дослідили характеристики кремнієвих ФЕ-перетворювачів при перегріванні, а також їх змі-

ни після струмових перевантажень [23]. В роботі [24] було розглянуто можливість оптимізації кутів нахилу та орієнтації ФЕ-панелей. Удосконалений метод оцінювання втрат потужності в імпульсних перетворювачах був запропонований авторами [25].

У роботі [26] автори провели порівняльний аналіз топологій та алгоритмів для відстежувачів точки максимальної потужності у ФЕ-системах. В статті [27] представлено огляд кращих інноваційних підходів, які впливають на подальший розвиток відновлюваних джерел енергії. Автори [28] виконали огляд та обґрунтували вибір накопичувачів електроенергії для роботи електроенергетичних об'єктів.

У роботі [29] проведено огляд масогабаритних та вартісних параметрів комерційних сонячних інверторів, що створює базу для порівняльного аналізу обладнання на українському ринку. Автори [30] дослідили параметри, характеристики і фактори, що впливають на ефективність та надійність роботи фотоелектричних перетворювачів у складі електроенергетичних систем. У статті [31] описано результати досліджень характеристик елементів автономних систем електроживлення на основі фотоелектричних перетворювачів.

У роботі [32] запропоновано нейромережевий метод SolarM2P для постобробки прогнозів сонячної іррадіації на основі чисельних моделей погоди. Результати цієї роботи можуть бути використані для підвищення точності вхідних даних при визначенні вагових коефіцієнтів ефективності інверторів, оскільки якість прогнозування сонячної іррадіації безпосередньо впливає на достовірність розподілу робочих точок інвертора.

Таким чином, можна констатувати, що попри значимий внесок зазначених робіт у розвиток сонячної енергетики та підвищення ефективності фотоелектричних систем, конкретна проблема визначення регіональних зважених коефіцієнтів ефективності сонячних інверторів для України залишається невирішеною.

Використання систем стеження за Сонцем (*solar tracking systems*) суттєво змінює розподіл робочих точок інвертора протягом доби та протягом року. Як показано в роботі [33], двоосьова система стеження підвищує добове вироблення енергії фотоелектричного модуля на 27% в умовах Чернігова завдяки утриманню панелі перпендикулярно до сонячних променів. Через це інвертор значно довше працює при середніх та високих навантаженнях, що впливає на величину зваженого ККД і підкреслює важливість правильного вибору вагових коефіцієнтів для конкретної конфігурації та розміщення фотоелектричної системи.

Важливим контекстом представленого дослідження є експериментальні роботи з вимірювання ефективності інверторів, а саме: оцінювання показників ефективності інвертора потужністю 2 кВт з жив-

ленням від акумуляторних батарей [34]; порівняння дворівневих квазіімпедансних інверторів на основі SiC технології та тривірневих Si-SiC квазіімпедансних інверторів для ФЕ-застосувань [35]; дослідження впливу DC-DC перетворювача драйвера силових ключів на ефективність ФЕ-інвертора [36]; аналіз вдосконалення двокаскадних мікроінверторів [37]. Спільною рисою цих робіт є використання місцевих показників сонячної іррадіації для визначення коефіцієнтів, адаптованих до реального кліматичного профілю регіону. Разом з тим, аналіз доступних джерел виявляє три суттєві прогалини:

- на сьогодні для східноєвропейського континентального клімату не розроблено жодної метрики;
- у відомих дослідженнях не проводилося систематичного порівняння наявних регіональних метрик на єдиній методичній основі;
- практичний вплив вибору метрики на рейтинг комерційних інверторів залишається недослідженим питанням для українського ринку.

Метою цієї роботи є визначення регіональних зважених коефіцієнтів ефективності ФЕ-інверторів для кліматичних умов України на основі даних PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) та їх порівняння з існуючими метриками європейської і каліфорнійської ефективності.

Методика виведення зважених коефіцієнтів ефективності

PVGIS — це безплатний вебінструмент, розроблений Спільним дослідницьким центром (*Joint Research Centre, JRC*) Європейської Комісії в м. Іспра (Італія), що дозволяє отримати дані про сонячну іррадіацію та оцінити продуктивність фотоелектричних систем [38]. У поточній версії PVGIS 5.3 основним джерелом даних є супутникова база SARAH-3 (*Surface Solar Radiation Data Set — Heliosat — Edition 3*), розроблена консорціумом CM SAF агентства EUMETSAT. База SARAH-3 охоплює період з 1983 року до теперішнього часу з просторовою роздільною здатністю $0,05^\circ \times 0,05^\circ$ (приблизно 5 км) та часовим кроком 30 хв. Порівняно з попередньою версією третя редакція містить удосконалені алгоритми обробки хмарності та пройшла розширену валідацію відносно наземних станцій.

Вхідними даними у цій роботі слугували повні 19-річні годинні ряди сонячної іррадіації та температури з бази SARAH-3 за період 2005–2023 рр. [38] для 19 локацій України, що охоплюють п'ять кліматичних зон: Західна (Ужгород, Львів, Рівне, Тернопіль), Північна (Житомир, Київ, Чернігів, Суми), Центральна (Вінниця, Черкаси, Полтава, Кропивницький), Східна (Харків, Дніпро, Запоріжжя), Південна (Одеса, Миколаїв, Херсон, Сімферополь — АР Крим, дані виключно супутникові). Загальний обсяг наявних у базі даних становить 3,16 млн годинних записів.

На відміну від методичного підходу деяких попередніх досліджень, наприклад [11], [12], де використовувалися дані типового метеорологічного року (*typical meteorological year, TMY*), у цій роботі застосовано повні багаторічні ряди. TMY конструюється за методом Sandia National Laboratories: для кожного календарного місяця з наявних років вибирається “найтипівіший” за статистикою Фінкельштейна–Шафера (*Finkelstein–Schäfer, FS*), яка оцінює близькість кумулятивної функції розподілу метеопараметрів кожного року до довгострокової кумулятивної функції [39]. У результаті TMY синтезується з 12 “найкращих” місяців різних років, що за визначенням пригнічує вплив крайніх областей функцій розподілу іррадіації: екстремально ясні та екстремально хмарні періоди виключаються як “нетипові”. Це вносить систематичну похибку (зміщення) у вагові коефіцієнти для крайніх точок навантаження (5% та 100%), що є критичним для задачі визначення зважених коефіцієнтів ефективності. Тому в цій роботі використано повні 19-річні годинні ряди, які зберігають повну статистичну інформацію про розподіл іррадіації.

PVGIS надає компоненти іррадіації на похилій поверхні (*plane of array, POA*) для оптимального кута нахилу і кожної локації: пряму $G_{b(i)}$ — визначається геометричним фактором перерахунку з горизонтальної площини; дифузну $G_{d(i)}$ — містить випромінювання, розсіяне атмосферою та хмарністю, та відбиту від земної поверхні $G_{r(i)}$ — залежить від коефіцієнта відбиття поверхні ρ (наприклад, для трав'яного покриття $\rho \approx 0,20$) [38]. З них складається сумарна іррадіація на площині фотоелектричного масиву:

$$G_{POA} = G_{b(i)} + G_{d(i)} + G_{r(i)}. \quad (3)$$

Температура фотоелектричного модуля визначається за моделлю Faiman [40]

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{G_{POA}}{U_0 + U_1 \cdot WS}, \quad (4)$$

де T_{cell} — температура фотоелектричної комірки;

T_{amb} — температура навколишнього повітря;

U_0 — коефіцієнт тепловіддачі конвекцією та випромінюванням за відсутності вітру,
 $U_0 = 25,0 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$;

U_1 — коефіцієнт, що описує додаткове охолодження вітром, $U_1 = 6,84 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})/(\text{м}/\text{с})$ [40];

WS — швидкість вітру на висоті 10 м.

Слід зазначити, що використані коефіцієнти тепловіддачі більшою мірою відповідають добре вентильованим наземним конструкціям, тоді як для ФЕ-масивів, установлених на похилих дахах, температура модулів може бути вищою через гірше охолодження, а профіль навантаження інвертора додатково зміщуватися в бік менших потужностей. Крім того, прийнятий сталий коефіцієнт відбиття $\rho \approx 0,20$ для трав'яного покриття не враховує зимові умови за наявності снігового шару із вищим альбедо, який

може локально збільшувати відбиту складову іррадіації, хоча й через невелику частку зимової генерації його вплив на річні вагові коефіцієнти очікується обмеженим.

Нормалізований рівень навантаження інвертора $p(t)$ в момент часу t (безрозмірна величина в діапазоні $[0; 1]$, що відповідає відношенню миттєвої входної потужності інвертора до його номінальної потужності) обчислювався з урахуванням температурної корекції модуля:

$$p(t) = \min \left[1; \text{ILR} \frac{G_{\text{POA}}(t)}{G_{\text{STC}}} \left[1 + \gamma (T_{\text{cell}}(t) - 25) \right] \right], \quad (5)$$

де ILR — коефіцієнт завантаження інвертора (*inverter loading ratio*);

G_{STC} — сонячна іррадіація за стандартних умов тестування (визначаються стандартом IEC 61215 [41]), $G_{\text{STC}} = 1000 \text{ Вт/м}^2$;

γ — температурний коефіцієнт потужності фотоелектричного модуля;

$\min(1; \dots)$ — функція, що обмежує рівень навантаження одиницею з огляду на те, що інвертор не може прийняти потужність понад номінальну.

Коефіцієнт завантаження інвертора ILR — безрозмірна величина, що визначається як відношення номінальної потужності ФЕ-масиву до номінальної потужності інвертора: $\text{ILR} = P_{\text{PV,nom}} / P_{\text{inv,nom}}$. У базовому розрахунку ILR = 1,0 (потужність масиву дорівнює потужності інвертора), що узгоджено з визначенням показників ефективності η_{EU} [3] та η_{SEC} [5].

Температурний коефіцієнт потужності фотоелектричного модуля для кристалічного кремнію (с-Si), що домінує на ринку (близько 95% установок), дорівнює $\gamma \approx -0,004/^\circ\text{C}$, тобто кожний градус перевищення температури модуля понад 25°C призводить до зниження його потужності на 0,4%.

Для всіх локацій j обчислено частку енергії на кожному з семи стандартних рівнів навантаження (5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75%, 100% від номінальної потужності):

$$w_{i,j} = \frac{\sum_{\{t: p_j(t) \in I_i\}} G_{\text{POA},j}(t) \Delta t}{\sum_{\{t: G_{\text{POA},j}(t) \geq G_{\min}\}} G_{\text{POA},j}(t) \Delta t}, \quad (6)$$

де $w_{i,j}$ — ваговий коефіцієнт для i -го рівня навантаження в j -й локації;

t — часовий відлік годинного ряду;

I_i — інтервал нормалізованого навантаження, що відповідає i -му стандартному рівню навантаження;

$G_{\min}$ — мінімальний рівень іррадіації, нижче якого вважається, що інвертор не виробляє електроенергію, $G_{\min} = 20 \text{ Вт/м}^2$;

Δt — часовий крок даних PVGIS, $\Delta t = 1 \text{ год}$.

Підсумовування в чисельнику цього рівняння охоплює всі години t , для яких рівень навантаження $p(t)$ потрапляє в інтервал i . Межі інтервалів визначали за методом найближчого центру: $[p_{\min}; 0,075)$, $[0,075; 0,15)$, $[0,15; 0,25)$, $[0,25; 0,40)$, $[0,40; 0,625)$, $[0,625; 0,875)$, $[0,875; 1,0+]$.

Національні коефіцієнти обчислювали як середнє зважене за встановленою потужністю ФЕ в регіоні:

$$w_i^{\text{UA}} = \sum_j (\alpha_j w_{i,j}) \quad (7)$$

де w_i^{UA} — національний ваговий коефіцієнт для i -го рівня навантаження;

α_j — вагова частка j -ї локації.

Значення α_j визначається відношенням встановленої ФЕ-потужності $C_{\text{PV},j}$ у відповідному регіоні до загальної встановленої потужності $C_{\text{PV,total}}$ по країні. Значення $C_{\text{PV},j}$ прийнято за оцінками регіонального розподілу встановленої потужності СЕС за даними НКРЕКП та відкритого набору даних Energy Map (DiXi Group) [42] з урахуванням втрат потужності у східних та південних областях внаслідок бойових дій. Аналіз чутливості показує, що вибір α_j слабо впливає на результати: для будь-якого розподілу потужностей національні коефіцієнти залишаються в межах діапазону значень окремих локацій (наприклад, 0,370–0,415 для точки 75%).

Зважена ефективність визначається як

$$\eta_{\text{UA}} = \sum_{i=1}^7 w_i^{\text{UA}} \eta(p_i), \quad (8)$$

де $\eta(p_i)$ — ефективність інвертора при i -му рівні навантаження, визначена за стандартною методикою вимірювання згідно з IEC 61683 [43] або EN 50530 [3].

Кліматичні умови функціонування фотоелектричних систем в Україні

За даними PVGIS SARAH-3 (2005–2023), середня сонячна іррадіація POA на площині масиву за оптимального кута нахилу в Україні варіюється від $154,3 \text{ Вт/м}^2$ (Львів, середнє за всі години) до $188,5 \text{ Вт/м}^2$ (Сімферополь). Різниця загального розподілу ресурсу (рівня сонячної іррадіації) по країні становить близько 22% (рис. 1). Середньорічна температура повітря коливається від $8,5^\circ\text{C}$ (Суми) до $12,2^\circ\text{C}$ (Одеса, Херсон). Технічно досяжний потенціал ФЕ-перетворення для України оцінено в роботі [44].

Сезонна нерівномірність є характерною для континентального клімату: якщо влітку (червень – серпень) забезпечується близько 36–40% річного вироблення електроенергії, то взимку (грудень – лютий) лише 9–13%. Середня кількість годин ефективної роботи інвертора (коли POA перевищує 20 Вт/м^2) становить 3 776–3 953 год/рік залежно від регіону. Така різниця пояснюється тим, що для координат розташування України, що охоплюють діапазон географічних широт $\varphi = 44–52^\circ$ пн. ш., навіть у літнє сон-

SOLAR RESOURCE MAP

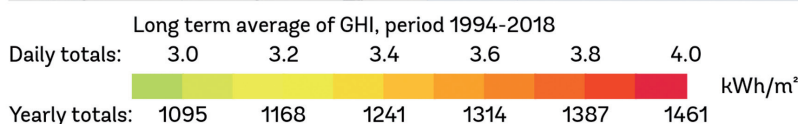
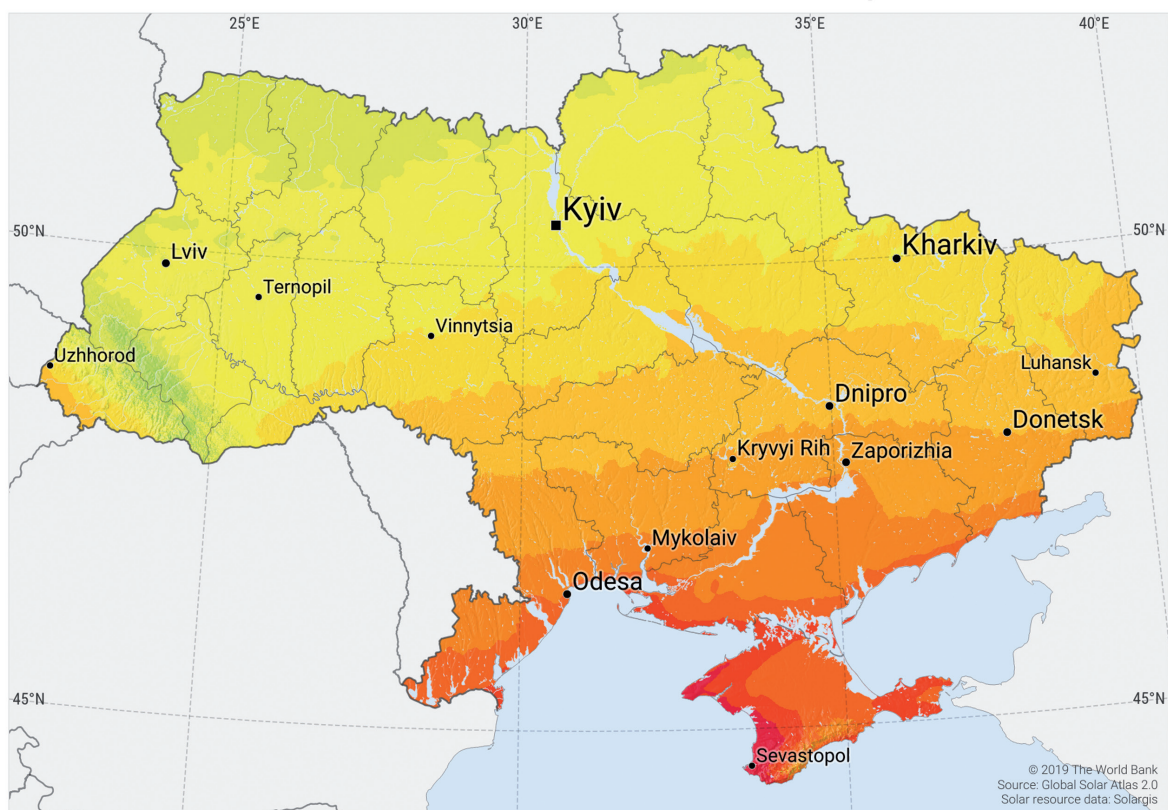
GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

UKRAINE



ESMAP

SOLARGIS



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Рис. 1. Карта глобальної горизонтальної іррадіації на території України [45]

пестояння максимальний кут піднесення сонця становить 62–70°, що обмежує пікову сонячну іррадіацію значеннями 950–1000 Вт/м². Середня річна кількість ясних днів (хмарність <20%) в Україні становить 45–65 залежно від регіону [46], [47].

Оптимальний кут нахилу ФЕ-панелей суттєво впливає на розподіл іррадіації РОА протягом року і, відповідно, на вагові коефіцієнти ефективності. Для досліджених локацій України оптимальний кут нахилу β (за критерієм максимізації річної іррадіації РОА) варіюється у вузькому діапазоні від 36° (південні локації — Одеса, Миколаїв, Херсон, Сімферополь) до 38° (Ужгород, Львів, Чернігів, Суми), дещо зростаючи з географічною широтою.

На **рис. 2** продемонстровано річну сонячну іррадіацію на горизонтальній площині (глобальна горизонтальна іррадіація — *global horizontal irradiance*, **GHI**) та на площині фотоелектричного масиву за

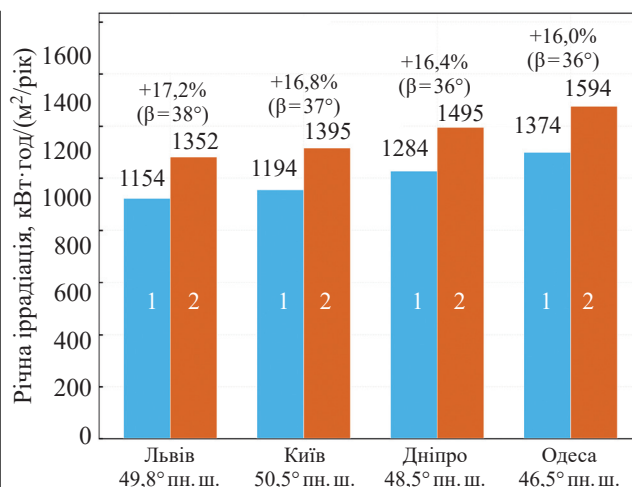


Рис. 2. Річна іррадіація на горизонтальній площині GHI (1) і на площині масиву за оптимального кута нахилу РОА (2) для чотирьох локацій України

оптимального кута нахилу для чотирьох репрезентативних міст України. Установлення панелей під оптимальним кутом нахилу β замість горизонтального розміщення збільшує річну іррадіацію на 16–17% залежно від широти локації. Водночас залежність річної іррадіації РОА від кута нахилу має пологий максимум: за результатами розрахунків відхилення $\pm 5^\circ$ від оптимуму призводить до втрати менше ніж 1% річної іррадіації, що свідчить про помірну чутливість річного вироблення енергії до точності встановлення кута нахилу панелей.

Результати та їх обговорення

Результати обчислення національних вагових коефіцієнтів w_{UA} та їх порівняння з ваговими коефіцієнтами європейської (w_{EU}) та каліфорнійської (w_{CEC}) метрик ефективності для різних рівнів навантаження наведено в **табл. 1**. Звідси видно, що найбільша кількісна відмінність між національною та європейською метриками спостерігається для точки 50% навантаження: її вага зменшується на 0,263 — з 0,480 для w_{EU} до 0,217 для w_{UA} . Водночас точка 75% навантаження, що взагалі відсутня у формулі європейської ефективності, акумулює найбільшу частку річної енергії в умовах України — 0,396. Вага точки повного навантаження також менша за європейську, проте не є мізерною: 0,156 проти 0,200 для w_{EU} . Це означає, що за базового коефіцієнта завантаження $ILR=1,0$ повне навантаження ФЕ-інвертора хоч і не є домінантним режимом, проте трапляється достатньо регулярно й акумулює близько шостої частини річної енергії. Години з іррадіацією РОА > 875 Вт/м², що відповідають інтервалу 100% навантаження, становлять 7,6–12,4% робочого часу інвертора залежно від кліматичної зони, а максимальне зареєстроване значення РОА досягає 1127 Вт/м² (для Чернігова). Отже, робочий профіль ФЕ-інверторів в Україні зміщено не до повного навантаження (як у регіонах з

високим рівнем інсоляції) і не до 50% навантаження (як у європейській метриці), а переважно до середніх та підвищених рівнів 50–75% із суттєвим внеском режиму 100%.

З даних, наведених у табл. 1, видно суттєвий перерозподіл вагових коефіцієнтів порівняно з європейською метрикою. Додатні значення Δw_{UA-EU} мають лише точки 30% (+0,006) та 75% (+0,396). Натомість вага низьких рівнів навантаження 5–20% є меншою за європейську, а для точки 50% спостерігається найбільше зниження — на 0,263 (з 0,480 до 0,217). Точка 100% також має меншу вагу: 0,156 проти 0,200, тобто $\Delta w_{UA-EU} = -0,044$.

У **табл. 2** наведено зональні (регіональні) вагові коефіцієнти w_{UA} для п'яти кліматичних зон України. Тут спостерігається чіткий градієнт з півночі на південь: вага точки 75% зростає від 0,383 (Західна зона) до 0,406 (Південна зона), а вага точки 100% — від 0,136 до 0,167, що відображає більшу концентрацію енергії на вищих рівнях навантаження у південних регіонах з інтенсивнішою сонячною іррадіацією.

На **рис. 3** наведено теплову карту часток річного вироблення електроенергії для кожної з 19 досліджуваних локацій. Візуалізація підтверджує систематичний характер регіональних відмінностей: південні локації (Одеса, Миколаїв, Херсон, Сімферополь) демонструють вищу концентрацію енергії на рівні 75%, тоді як західні та північні мають рівномірніший розподіл між точками 30–50%.

Отримані результати дозволяють стверджувати, що стандартна метрика η_{EU} не є адекватною для оцінювання ефективності ФЕ-інверторів в умовах України з таких причин:

1) структурна невідповідність — η_{EU} не містить точки 75%, яка в умовах України акумулює 39,6% енергії, тобто у формулі не враховується понад третина генерованої енергії;

Таблиця 1

Національні вагові коефіцієнти w_{UA} у порівнянні з w_{EU} та w_{CEC} для різних навантажень P_L

$P_L, \%$	w_{EU}	w_{CEC}	w_{UA}	Δw_{UA-EU}
5%	0,030	—	0,021	–0,009
10%	0,060	0,040	0,042	–0,018
20%	0,130	0,050	0,062	–0,068
30%	0,100	0,120	0,106	+0,006
50%	0,480	0,210	0,217	–0,263
75%	—	0,530	0,396	+0,396
100%	0,200	0,050	0,156	–0,044
	Σ			
	1,000	1,000	1,000	

Таблиця 2

Регіональні вагові коефіцієнти w_{UA} для п'яти кліматичних зон у порівнянні з w_{EU} для різних навантажень P_L

$P_L, \%$	w_{UA}					w_{EU}
	Захід	Північ	Центр	Схід	Південь	
5	0,024	0,024	0,023	0,021	0,018	0,030
10	0,053	0,046	0,046	0,040	0,038	0,060
20	0,068	0,068	0,066	0,062	0,057	0,130
30	0,114	0,108	0,107	0,107	0,103	0,100
50	0,222	0,226	0,221	0,215	0,211	0,480
75	0,383	0,386	0,389	0,395	0,406	—
100	0,136	0,142	0,148	0,160	0,167	0,200
	Σ					
	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

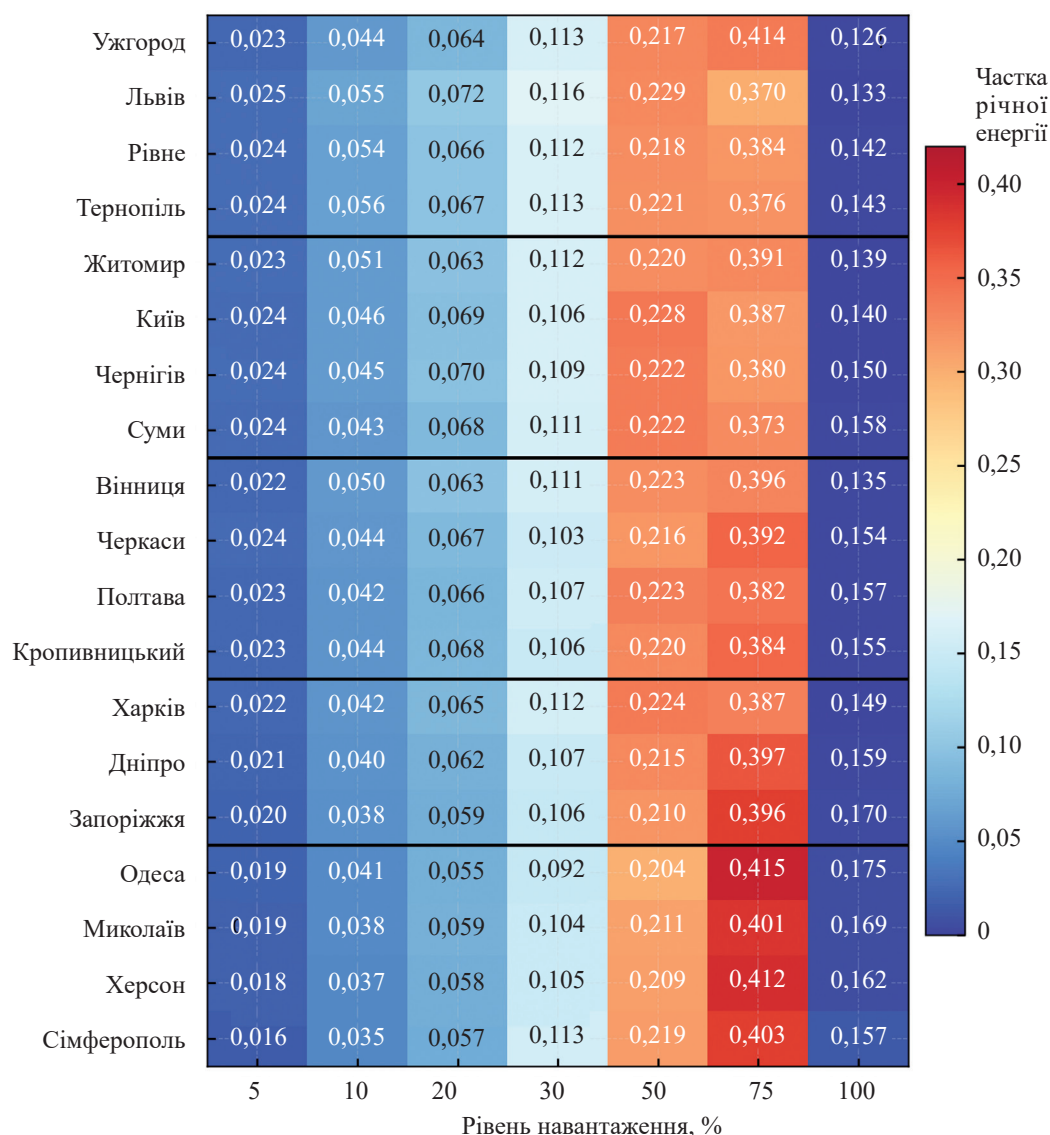


Рис. 3. Частки річного вироблення електроенергії на різних рівнях навантаження для 19 локацій України (впорядковано за кліматичними зонами з півночі на південь)

2) кількісне зміщення — абсолютна сумарна різниця вагових коефіцієнтів за шістьма спільними рівнями навантаження (без точки 75%, врахованої в п. 1) складає $\sum |w_{UA,i} - w_{EU,i}| = 0,408$, що свідчить про суттєвий перерозподіл значень вагових коефіцієнтів;

3) практичний наслідок — зміна рейтингу експлуатованих в Україні інверторів демонструє, що використання показника η_{EU} може призводити до неоптимального вибору обладнання.

Для практичної демонстрації впливу зважених коефіцієнтів на рейтинг обладнання було відібрано шість інверторів потужністю 5 кВт (найбільш поширений рівень для побутових ФЕ-систем в Україні) від найпопулярніших на українському ринку брендів за даними Асоціації сонячної енергетики України [48]: Huawei (30–35% ринку), Deye (20–25%), Growatt (15–18%), GoodWe (8–12%), Sungrow (8–10%),

Fronius (3–5%). Вибірка охоплює як мережеві інвертори (Fronius, GoodWe, Growatt, Sungrow), так і гібридні (Huawei, Deye), що забезпечує кращу репрезентативність результатів.

Застосування запропонованого національного зваженого коефіцієнта ефективності до шести обраних комерційних інверторів замість коефіцієнта європейської ефективності призвело до зміни рейтингу (рис. 4): GoodWe GW5000-NS піднявся з 4-ї позиції (за η_{EU}) на 3-тю (за η_{UA}), відтіснивши Fronius Primo 5.0-1. Це пояснюється вищою ефективністю GoodWe при 75% навантаження (0,978 проти 0,975), яке є найвагомішим для українських умов.

Всі інвертори демонструють вищу зважену ефективність за η_{UA} порівняно з η_{EU} — від +0,13 до +0,32 в. п. Основною причиною цього є не зменшення ваги точки 100% навантаження, яке є помірним

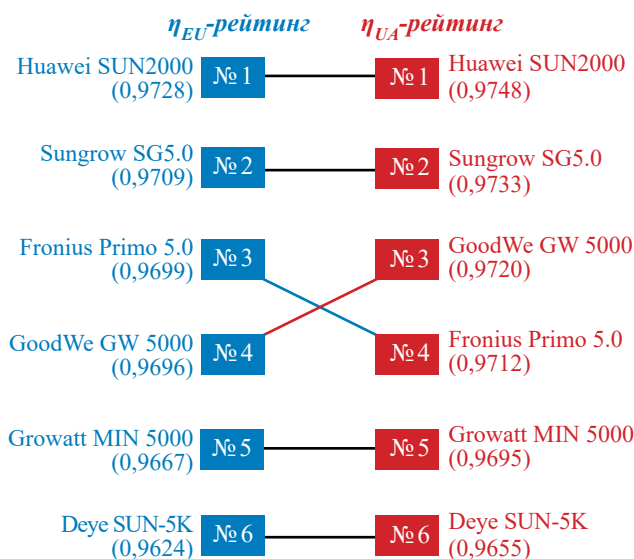


Рис. 4. Рейтинги комерційних інверторів за коефіцієнтами європейської η_{EU} та національної η_{UA} метрик ефективності

Таблиця 3

Довірчі інтервали (95%) національних вагових коефіцієнтів w_{UA} (метод повторної вибірки, 1000 вибірок)

Навантаження, %	w_{UA} в межах ДІ			Ширина ДІ
	середнє	нижня межа	верхня межа	
5	0,022	0,0214	0,0226	0,0013
10	0,044	0,0432	0,0459	0,0027
20	0,064	0,0624	0,0659	0,0035
30	0,108	0,1063	0,1102	0,0040
50	0,218	0,2165	0,2206	0,0040
75	0,392	0,3871	0,3959	0,0087
100	0,151	0,1452	0,1564	0,0112

(з 0,200 до 0,156), а перерозподіл ваги з низьких рівнів (5–20%), де ККД інверторів зазвичай найнижчий, у діапазон 30–75%, де сучасні інвертори працюють із максимальною або близькою до неї ефективністю.

Для оцінювання статистичної стійкості коефіцієнтів проведено аналіз методом повторної вибірки: з даних за 19 років сформовано 1000 випадкових вибірок по 19 років (з поверненням), і для кожної з них обчислено вагові коефіцієнти (табл. 3). 95%-й довірчий інтервал (ДІ) для національних коефіцієнтів не перевищує $\pm 0,006$ для жодного з розглянутих рівнів навантаження. Наприклад, для доміантної точки 75% $w = 0,392 \pm 0,004$ (95% ДІ: 0,387–0,396). Зазначимо, що наведене бутстреп-середнє (0,392) дещо відрізняється від національної оцінки з табл. 1 (0,396), оскільки при оцінюванні довірчих інтервалів усі 19 локацій враховано з однаковою вагою, тоді як національний коефіцієнт є середнім, зваженим за встановленою ФЕ-потужністю регіонів. Коефіцієнт варіації

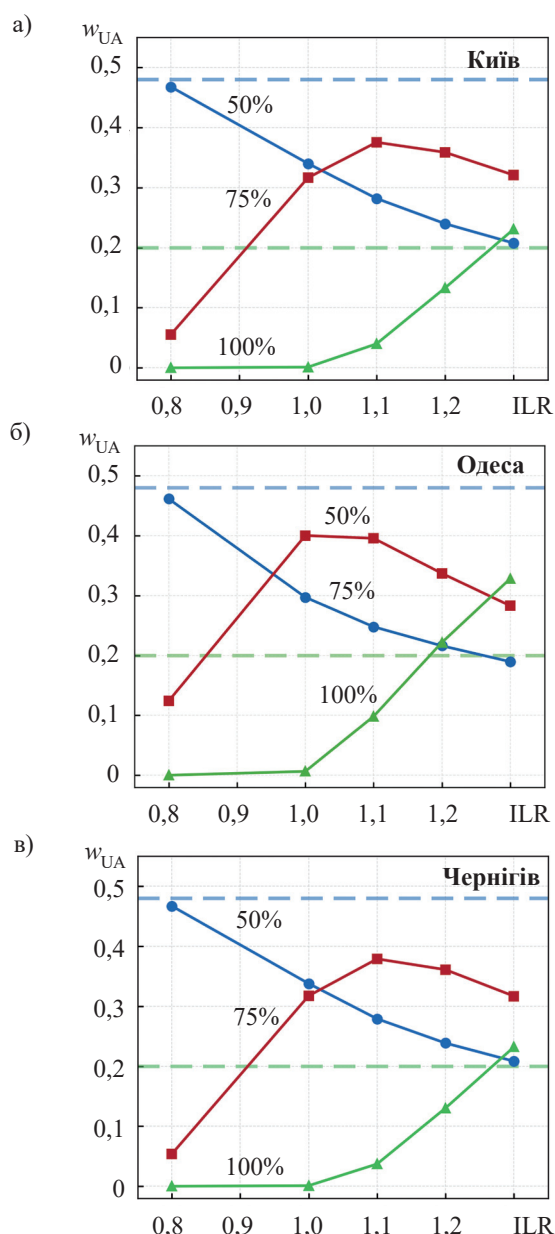


Рис. 5. Залежність національних вагових коефіцієнтів w_{UA} від коефіцієнта завантаження інвертора ILR для Києва (а), Одеси (б) і Чернігова (в) за різних навантажень (пунктирні лінії — значення η_{EU} за рівнів навантаження 50% та 100%)

для всіх основних точок (30%, 50%, 75%) становить менше ніж 2%, що підтверджує високу статистичну стійкість виведених коефіцієнтів.

На практиці ФЕ-масив часто проектується із запасом потужності — так зване надлишкове проектування, коли задається $ILR > 1,0$. Для оцінки стійкості отриманих результатів розраховувалися вагові коефіцієнти w_{UA} при трьох значеннях завантаження інвертора для Києва, Одеси та Чернігова, що дозволяє проаналізувати їхню чутливість до ILR. Так, на рис. 5 можна побачити, що при збільшенні ILR від 1,0 до 1,2 вага точки 100% зростає з 0,140 до 0,382

для Києва та з 0,175 до 0,451 для Одеси, суттєво перевищуючи $w_{EU}=0,200$. Водночас загальний характер розподілу зберігається: точки навантаження 50% та 75% залишаються домінуючими за будь-якого реалістичного значення $ILR \leq 1,2$. Це означає, що надлишкове проєктування швидко переводить інвертор у режим повного навантаження з кліпінгом; для таких конфігурацій визначальною стає ефективність при 100% навантаження.

Окремим фактором, що впливає на реальну ефективність ФЕ-інверторів в Україні, є нестабільність електромережі. За даними DiXi Group [49], у 2024 році побутові споживачі зазнали 1951 годину аварійних відключень (22% тривалості року) з піковим значенням 582 години у липні (78% місяця). Відповідно до ІЕС 62116, мережеві інвертори (*grid-tied*) обов'язково вимикаються під час відключень через захист від переходу в острівний режим (*islanded mode*), що призвело до втрати 15–20% потенційного обсягу річного вироблення електроенергії для систем без акумуляторів у 2024 р. Враховуючи постійні атаки РФ на енергетичну інфраструктуру України протягом 2025–2026 рр., можна стверджувати, що тривалість аварійних відключень та рівень втрат в цей період був ще більше. Водночас цей фактор не враховується жодною існуючою метрикою зваженої ефективності та є унікальною особливістю українського енергетичного контексту.

Висновки

Запропонований коефіцієнт ефективності η_{UA} є першою національною метрикою ефективності ФЕ-інверторів, виведеною для території України. На відміну від існуючих аналогів (η_{IZMIR} , η_{EQUA} , $\eta_{BAGHDAD}$), застосована у цій роботі методика базується на повних багаторічних рядах сонячної іррадіації (19 років замість типового метеорологічного року), що забезпечує статистичну стійкість результатів, підтверджену аналізом за методом повторної вибірки. Крім того, вперше проведено систематичне зональне картування зважених коефіцієнтів для п'яти кліматичних зон однієї країни, що дозволяє кількісно оцінити варіативність енергетичного профілю інверторів у її межах.

Використання отриманих в роботі результатів допоможе при проєктуванні фотоелектричних систем в Україні зробити правильний вибір інвертора завдяки застосуванню η_{UA} замість η_{EU} . Це забезпечить додаткове вироблення електроенергії через оптимальне узгодження характеристик обладнання з реальним кліматичним профілем. Запропонована методика є повністю відтворюваною та може бути застосована для будь-якого регіону, що охоплюється базою PVGIS (від Скандинавії до Середземномор'я).

Варто зазначити, що отримані коефіцієнти можуть слугувати основою для розроблення національного стандарту з оцінки ефективності ФЕ-інверторів для умов України. Залучення точки 75% навантажен-

ня, що акумулює майже 40% річної енергії, є ключовою відмінністю від чинного стандарту EN 50530, і це має бути враховано у національних нормативних документах.

Отримані результати дозволяють сформулювати такі практичні рекомендації:

- порівнюючи інвертори для експлуатації на території України, слід надавати перевагу моделям з високою ефективністю у діапазоні 50–75% навантаження, а за надлишкового проєктування — також при повному навантаженні;
- при виборі ILR слід враховувати, що вже за $ILR=1,0$ на 100% припадає 0,14–0,17 річної енергії, а при $ILR=1,1–1,2$ це вже 0,28–0,45, тобто критично важливою є ефективність при повному навантаженні;
- для проєктування сонячних електростанцій у Південній зоні рекомендується використовувати зональні коефіцієнти η_{UA} ;
- використання європейського коефіцієнта ефективності η_{EU} в моделях прогнозування, таких як PVsyst і SAM, для українських умов призводить до систематичного заниження прогнозу ефективності інвертора на 0,13–0,32 в. п.

Перспективними напрямками подальших досліджень вбачаються такі:

- адаптація η_{UA} для гібридних інверторів з урахуванням двох режимів роботи (мережевий та автономний), що є особливо актуальним для України в умовах постійних атак на енергетичну інфраструктуру та масових відключень електроенергії;
- експериментальна валідація виведених коефіцієнтів на основі даних моніторингу реальних ФЕ-систем в різних регіонах України;
- розширення методики на країни Східної Європи, що мають подібні кліматичні умови (Польща, Румунія) і також перебувають у процесі євроінтеграції (Молдова);
- дослідження впливу деградації інверторів на зважену ефективність протягом 25-річного терміну служби ФЕ-системи.

ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА

- [1] IEA, *Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System*, Paris, France: IEA, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system>
- [2] C. Winkler et al., “High-Resolution rooftop photovoltaic potential assessment for a resilient energy system in Ukraine,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 28, p. 101242, 2025. doi: 10.1016/j.ecmx.2025.101242.
- [3] *Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters*, EN 50530:2010+A1:2013, CENELEC, 2013. [Online]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/ca163ee5-96cc-4cd4-8be5-10dca018f9e4/en-50530-2010-a1-2013?srltid=AfmBOoq36RFnyRA1Eibax0nOXFGCLpsLoqPiPx4ml0e2yKkVwkWISZ>
- [4] M. Jantsch, H. Schmidt, and J. Schmid, “Results of the concerted action on power conditioning and control,” in *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, Switzerland, 1993, pp. 1589–1593. [Online]. Available: <https://www.>

tib.eu/en/search/id/BLCP:CN002262241/Results-of-the-Concerted-Action-on-Power-Conditioning?cHash=da43bae4c279d164f233788118ef5d4e

[5] S. Gonzalez, J. Newmiller, and D. Blodgett, *Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, Tech. Rep. SAND-2015-1817R, 2015. doi: 10.2172/1177757.

[6] G. A. Rampinelli, A. Krenzinger, and F. Chenlo Romero, "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 578–587, Jun. 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.03.047.

[7] D. L. King, S. Gonzalez, G. M. Galbraith, and W. E. Boyson, *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, Tech. Rep. SAND2007-5036, 2007. doi: 10.2172/920449.

[8] *IEEE Recommended Practice for Testing the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems*, IEEE Standard 1526-2020, 2020. doi: 10.1109/IEEESTD.2020.9142279.

[9] A. Driesse, P. Jain, and S. Harrison, "Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of PV inverters," in *Proceedings of the 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, San Diego, CA, USA, 2008, pp. 1–6. doi: 10.1109/PVSC.2008.4922827.

[10] I. Ongun and E. Ozdemir, "Weighted efficiency measurement of PV inverters: Introducing η_{IZMIR} ," *Journal of Optoelectronics and Advanced Materials*, vol. 15, no. 5-6, pp. 550–554, Jun. 2013. [Online]. Available: <https://joam.inoe.ro/articles/weighted-efficiency-measurement-of-pv-inverters-introducing-izmir/fulltext>

[11] A. A. Rahman, Z. Salam, S. Shaari, and M. Z. Ramli, "Methodology to Determine Photovoltaic Inverter Conversion Efficiency for the Equatorial Region," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 1, p. 201, Jan. 2020. doi: 10.3390/app10010201.

[12] B. Nasir, "Efficiency Assessment of an Inverter based on Solar PV Energy in Baghdad," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 14, no. 2, pp. 13425–13429, Apr. 2024. doi: 10.48084/etasr.6948.

[13] A. Byamungu, "The formulation and validation of PV inverter efficiency under South Africa climate conditions," M.Tech. thesis, Dept. Elect., Electron. Comput. Eng., Cape Peninsula Univ. Technol., Cape Town, South Africa, 2019. [Online]. Available: <https://etd.cput.ac.za/handle/20.500.11838/2823>

[14] A. Kalathil and H. Krishnamurthy, "Quantification of solar inverter efficiency for Indian tropical climatic conditions," in *Proceedings of the IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC)*, Chennai, India, 2014, pp. 108–113. doi: 10.1109/R10-HTC.2014.7026316.

[15] A. Harish et al., "Formulation of Efficiency of Inverters for Solar Photovoltaic Power Plants — Indian Case Study," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Power Electronics, Control and Automation (PEEC)*, Greater Noida, India, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PEEC47157.2019.8976638.

[16] F. H. Dupont, C. Rech, and J. R. Pinheiro, "A methodology to obtain the equations for the calculation of the weighted average efficiency applied to photovoltaic systems," in *Proceedings of the 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, Fortaleza, Brazil, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/INDUSCON.2012.6453445.

[17] B. Burger and R. Ruther, "Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 32–45, Jan. 2006. doi: 10.1016/j.solener.2005.08.012.

[18] О. О. Шавьолкін, "Структури однофазних перетворювальних агрегатів для комбінованих систем електропостачання з фотоелектричними сонячними батареями," *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 39–46, березень/квітень 2018. doi: 10.15407/techned2018.02.039.

[19] О. О. Шавьолкін та І. О. Шведчикова, "Багатофункціональний перетворювач для однофазних комбінованих систем електропостачання локальних об'єктів з фотоелектричними со-

нячними батареями," *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 92–100, вересень/жовтень 2018. doi: 10.15407/techned2018.05.092.

[20] І. В. Блінов, І. В. Трач, Є. В. Парус, Д. Г. Дерев'яно, та В. М. Хоменко, "Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних джерел енергії," *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 60–68, березень/квітень 2022. doi: 10.15407/techned2022.02.060.

[21] О. В. Кулапін та ін., "Вплив сезонності генерації та навантаження на оптимальну ємність системи накопичення електроенергії мікромережі просьюмера," *Технічна електродинаміка*, № 3, с. 73–82, травень/червень 2025. doi: 10.15407/techned2025.03.073.

[22] А. В. Іванченко, С. В. Мазурик, та А. С. Тонкошкур, "Дослідження характеристик кремнієвих фотоелектричних перетворювачів сонячних батарей при перегріванні," *Технологія і конструювання в електронній апаратурі (ТКЕА)*, № 4, с. 14–20, 2018. doi: 10.15222/ТКЕА2018.4.14.

[23] А. В. Іванченко та А. С. Тонкошкур, "Зміни характеристик кремнієвих фотоелектричних елементів сонячних батарей після струмових перегрузок," *Технологія і конструювання в електронній апаратурі (ТКЕА)*, № 3-4, с. 19–25, 2019. doi: 10.15222/ТКЕА2019.3.4.19.

[24] А. О. Єфіменко та Л. І. Присяжнюк, "Моделі та алгоритми оптимізації розташування сонячних батарей," *Технологія і конструювання в електронній апаратурі (ТКЕА)*, № 3-4, с. 24–34, 2023. doi: 10.15222/ТКЕА2023.3.4.24.

[25] О. Ф. Бондаренко, Т. О. Рижаківа, та Ю. В. Кожушко, "Удосконалений метод оцінювання втрат потужності у імпульсних перетворювачах машин мікроконтактного зварювання," *Технологія і конструювання в електронній апаратурі (ТКЕА)*, № 3, с. 38–42, 2018. doi: 10.15222/ТКЕА2018.3.38.

[26] Т. Якушкін, Р. Єршов, та С. Степенко, "Порівняльний аналіз топологій та алгоритмів для відстежувачів точки максимальної потужності у фотоелектричних системах," *Технічні науки та технології*, № 2 (32), с. 321–339, 2023. doi: 10.25140/2411-5363-2023-2(32)-321-339.

[27] О. Глушко та ін., "Огляд кращих інноваторів в енергетиці, що впливають на розвиток відновлюваної енергетики," *Технічні науки та технології*, № 1 (35), с. 274–284, 2024. doi: 10.25140/2411-5363-2024-1(35)-274-284.

[28] Д. Захарченко та С. Степенко, "Огляд та обґрунтування вибору накопичувачів електроенергії для роботи електроенергетичних об'єктів," *Технічні науки та технології*, № 4 (22), с. 198–209, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-4(22)-198-209.

[29] А. Фесенко, О. Гусев, А. Чуб, Д. Вінніков, та О. Матюшкін, "Огляд масогабаритних та вартісних параметрів комерційних сонячних інверторів," *Технічні науки та технології*, № 4 (14), с. 183–193, 2018. doi: 10.25140/2411-5363-2018-4(14)-183-193.

[30] О. Глушко та С. Степенко, "Параметри, характеристики і фактори, що впливають на ефективність та надійність роботи фотоелектричних перетворювачів у складі електроенергетичних систем," *Технічні науки та технології*, № 1 (23), с. 249–264, 2021. doi: 10.25140/2411-5363-2021-1(23)-249-264.

[31] К. Рева, та С. Степенко, "Дослідження характеристик елементів автономних систем електроживлення на основі фотоелектричних перетворювачів," *Технічні науки та технології*, № 2 (8), с. 162–171, 2017. [Online]. Available: <https://tst.stu.cn.ua/article/view/113126>

[32] O. Savchenko et al., "SolarM2P: map-to-point deep neural network for post-processing of numerical weather prediction-based solar irradiance forecasts," *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 101, no. 4, 2025. doi: 10.15199/48.2025.04.09.

[33] R. Kosenko, S. Stepenko, and O. Veligorskyi, "High-efficiency solar tracker development and effectiveness estimation," in *Proceedings of the International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kyiv, Ukraine, 2014, pp. 153–158. doi: 10.1109/IEPS.2014.6874169.

[34] S. Stepenko et al., “Experimental Evaluation of the Battery-Assisted 2kW Inverter Efficiency Indicators,” in *Proceedings of the 19th Biennial Baltic Electronics Conference (BEC)*, Tallinn, Estonia, 2024. doi: 10.1109/BEC61458.2024.10737971.

[35] S. Stepenko et al., “Experimental Comparison of Two-Level Full-SiC and Three-Level Si-SiC Quasi-Z-Source Inverters for PV Applications,” *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2509, Jul. 2019. doi: 10.3390/en12132509.

[36] S. Stepenko et al., “Physical Modeling and Analysis of Gate Drive DC-DC Converter Impact on Photovoltaic Inverter Efficiency,” in *Model-Based Design and Simulation in Industry 4.0. MODS 2022*, (Lecture Notes in Networks and Systems, vol. 667), Cham, Switzerland: Springer, 2023, pp. 261–270. doi: 10.1007/978-3-031-30251-0_20.

[37] A. Chub, D. Vinnikov, S. Stepenko, E. Liivik, and F. Blaabjerg, “Photovoltaic Energy Yield Improvement in Two-Stage Solar Microinverters,” *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3774, Oct. 2019. doi: 10.3390/en12193774.

[38] PVGIS v5.3, European Commission Joint Research Centre, Seville, Spain. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/

[39] T. Huld and A. M. Gracia Amillo, “Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum,” *Energies*, vol. 8, no. 6, pp. 5159–5181, Jun. 2015. doi: 10.3390/en8065159.

[40] D. Faiman, “Assessing the outdoor operating temperature of PV modules,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, no. 4, pp. 307–315, Jun. 2008. doi: 10.1002/pip.813.

[41] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval*, IEC Standard 61215:2021, International Electrotechnical Commission, 2021.

[42] *Встановлена електрична потужність виробників «зеленої» енергії (за даними НКРЕКП та Держенергоефективності)*, Energy Map, DiXi Group. [Online]. Available: <https://energy-map.info/uk/resources/699855af-945a-477a-93e7-d479b56f8e2c/>

[43] *Photovoltaic systems — Power conditioners — Procedure for measuring efficiency*, IEC Standard 61683:1999, International Electrotechnical Commission, 1999.

[44] H. Karpchuk, V. Budko, and O. Lysenko, “Technical achievable potential of photovoltaic conversion of solar radiation for the conditions of Ukraine,” *EPJ Photovoltaics*, vol. 15, art. 30, Oct. 2024. doi: 10.1051/epjpv/2024016.

[45] *Global Solar Atlas 2.0*, World Bank Group, Washington, DC, USA. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>

[46] С. О. Кудря (ред.), *Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України*, Київ, Україна: ІРЕ НАН України, 2020.

[47] I. Redko et al., “Estimation of the energy potential of solar radiation and comparison with normative data for Ukraine,” *Meteorology Hydrology and Water Management*, vol. 13, no. 1, pp. 60–73, 2025. doi: 10.26491/mhwm/208954.

[48] *Стан та перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні*, ASEU (Асоціація сонячної енергетики України). [Online]. Available: <https://www.aseu.solar/en/about-6>

[49] *Electricity outages lasted 2,000 hours for Ukrainian households in 2024*, DiXi Group. [Online]. Available: <https://dixigroup.org/en/electricity-outages-lasting-2-thousand-hours-for-ukrainian-households-in-2024/>

Надійшла до редакції 5.05.2026

Прийнято до друку 25.05.2026

DOI: 10.15222/TKEA2026.1.45
UDC 621.314.58:620.92:551.521(477)

Ihor TVERDOVSKIY, Serhii STEPENKO

Ukraine, Chernihiv Polytechnic National University

ADAPTATION OF THE WEIGHTED EFFICIENCY ASSESSMENT METHOD FOR PHOTOVOLTAIC INVERTERS TO CLIMATIC AND OPERATIONAL CONDITIONS OF UKRAINE

A reproducible methodology for deriving region-specific weighted efficiency coefficients for photovoltaic inverters from publicly available PVGIS data is developed and applied to 19 Ukrainian locations across five climate zones. Full 19-year hourly radiation series from PVGIS SARAH-3 (2005–2023) are used instead of TMY (typical meteorological year) data to avoid systematic bias in the distribution tails.

Results reveal that the Ukrainian inverter operating profile differs substantially from the EU standard (EN 50530): the dominant 50% load point weight decreases from 0.48 (EU) to 0.22 (Ukraine), while the 75% load point — which is absent from the EU formula — captures almost 0.40 of annual energy. The 100% load point weight is lower than in the EU formula: 0.16 vs 0.20. A clear north-south gradient is observed across five climate zones.

Application to six commercial inverters popular in the Ukrainian market demonstrates ranking changes between the EU and Ukraine-specific metrics. Uncertainty analysis using the resampling method (1000 resamples) confirms statistical robustness with 95% confidence intervals below ± 0.006 for all weighting coefficients. Sensitivity analysis shows that the results are stable for inverter loading ratios up to 1.2. The impact of Ukraine's grid instability (1,951 hours of blackouts in 2024) on effective inverter utilization is discussed. The methodology is transferable to any region covered by PVGIS.

Keywords: photovoltaic inverter, weighted efficiency, power conversion efficiency, national weighted efficiency, PVGIS, European efficiency, California efficiency.

REFERENCES

[1] IEA, *Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System*, Paris, France: IEA, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system>

[2] C. Winkler et al., “High-Resolution rooftop photovoltaic potential assessment for a resilient energy system in Ukraine,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 28, p. 101242, 2025. doi: 10.1016/j.ecmx.2025.101242.

- [3] Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters, EN 50530:2010+A1:2013, CENELEC, 2013. [Online]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/ca163ee5-96cc-4cd4-8be5-10dca018f9e4/en-50530-2010-a1-2013?srltid=AfmBOoq36RFnyRA1Eibax0nOXFGCLpsPsLoqPiPx4ml0e2yKkWvkWISZ>
- [4] M. Jantsch, H. Schmidt, and J. Schmid, "Results of the concerted action on power conditioning and control," in *Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, Switzerland, 1993, pp. 1589–1593. [Online]. Available: <https://www.tib.eu/en/search/id/BLCP:CN002262241/Results-of-the-Concerted-Action-on-Power-Conditioning?cHash=da43bae4c279d164f233788118ef5d4e>
- [5] S. Gonzalez, J. Newmiller, and D. Blodgett, *Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, Tech. Rep. SAND-2015-1817R, 2015. doi: 10.2172/1177757.
- [6] G. A. Rampinelli, A. Krenzinger, and F. Chenlo Romero, "Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 578–587, Jun. 2014. doi: 10.1016/j.rser.2014.03.047.
- [7] D. L. King, S. Gonzalez, G. M. Galbraith, and W. E. Boyson, *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, Tech. Rep. SAND2007-5036, 2007. doi: 10.2172/920449.
- [8] *IEEE Recommended Practice for Testing the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems*, IEEE Standard 1526-2020, 2020. doi: 10.1109/IEEESTD.2020.9142279.
- [9] A. Driesse, P. Jain, and S. Harrison, "Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of PV inverters," in *Proceedings of the 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, San Diego, CA, USA, 2008, pp. 1–6. doi: 10.1109/PVSC.2008.4922827.
- [10] I. Ongun and E. Ozdemir, "Weighted efficiency measurement of PV inverters: Introducing η IZMIR," *Journal of Optoelectronics and Advanced Materials*, vol. 15, no. 5-6, pp. 550–554, Jun. 2013. [Online]. Available: <https://joam.inoe.ro/articles/weighted-efficiency-measurement-of-pv-inverters-introducing-izmir/fulltext>
- [11] A. A. Rahman, Z. Salam, S. Shaari, and M. Z. Ramli, "Methodology to Determine Photovoltaic Inverter Conversion Efficiency for the Equatorial Region," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 1, p. 201, Jan. 2020. doi: 10.3390/app10010201.
- [12] B. Nasir, "Efficiency Assessment of an Inverter based on Solar PV Energy in Baghdad," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 14, no. 2, pp. 13425–13429, Apr. 2024. doi: 10.48084/etasr.6948.
- [13] A. Byamungu, "The formulation and validation of PV inverter efficiency under South Africa climate conditions," M.Tech. thesis, Dept. Elect., Electron. Comput. Eng., Cape Peninsula Univ. Technol., Cape Town, South Africa, 2019. [Online]. Available: <https://etd.cput.ac.za/handle/20.500.11838/2823>
- [14] A. Kalathil and H. Krishnamurthy, "Quantification of solar inverter efficiency for Indian tropical climatic conditions," in *Proceedings of the IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC)*, Chennai, India, 2014, pp. 108–113. doi: 10.1109/R10-HTC.2014.7026316.
- [15] A. Harish et al., "Formulation of Efficiency of Inverters for Solar Photovoltaic Power Plants — Indian Case Study," in *Proceedings of the IEEE International Conference on Power Electronics, Control and Automation (PEEC)*, Greater Noida, India, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PEEC47157.2019.8976638.
- [16] F. H. Dupont, C. Rech, and J. R. Pinheiro, "A methodology to obtain the equations for the calculation of the weighted average efficiency applied to photovoltaic systems," in *Proceedings of the 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, Fortaleza, Brazil, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/INDUSCON.2012.6453445.
- [17] B. Burger and R. Ruther, "Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 32–45, Jan. 2006. doi: 10.1016/j.solener.2005.08.012.
- [18] O. O. Shaviolkin, "Structures of single-phase converter units for combined power supply systems with photovoltaic solar batteries (in Ukrainian)," *Technical Electrodynamics*, no. 2, pp. 39–46, Mar./Apr. 2018. doi: 10.15407/techned2018.02.039.
- [19] O. O. Shaviolkin and I. O. Shvedchykova, "Multifunctional converter for single-phase combined power supply systems of local objects with photovoltaic solar batteries (in Ukrainian)," *Technical Electrodynamics*, no. 5, pp. 92–100, Sep./Oct. 2018. doi: 10.15407/techned2018.05.092.
- [20] I. V. Blinov, I. V. Trach, Ye. V. Parus, D. H. Derevianko, and V. M. Khomenko, "Voltage and reactive power regulation in distribution electrical networks using dispersed renewable energy sources (in Ukrainian)," *Technical Electrodynamics*, no. 2, pp. 60–68, Mar./Apr. 2022. doi: 10.15407/techned2022.02.060.
- [21] O. V. Kulapin et al., "Impact of generation and load seasonality on the optimal capacity of a prosumer microgrid energy storage system (in Ukrainian)," *Technical Electrodynamics*, no. 3, pp. 73–82, May/Jun. 2025. doi: 10.15407/techned2025.03.073.
- [22] A. V. Ivanchenko, S. V. Mazuryk, and A. S. Tonkoshkur, "Study of the characteristics of silicon photovoltaic converters of solar batteries during overheating (in Ukrainian)," *Technology and Design in Electronic Equipment*, no. 4, pp. 14–20, 2018. doi: 10.15222/TKEA2018.4.14.
- [23] A. V. Ivanchenko and A. S. Tonkoshkur, "Changes in the characteristics of silicon photovoltaic elements of solar batteries after current overloads (in Ukrainian)," *Technology and Design in Electronic Equipment*, no. 3-4, pp. 19–25, 2019. doi: 10.15222/TKEA2019.3-4.19.
- [24] A. O. Yefimenko and L. I. Prysyazhnyuk, "Models and algorithms for optimizing solar battery placement (in Ukrainian)," *Technology and Design in Electronic Equipment*, no. 3-4, pp. 24–34, 2023. doi: 10.15222/TKEA2023.3-4.24.
- [25] O. F. Bondarenko, T. O. Ryzhakova, and Yu. V. Kozhushko, "Improved method for estimating power losses in switching converters of microcontact welding machines (in Ukrainian)," *Technology and Design in Electronic Equipment*, no. 3, pp. 38–42, 2018. doi: 10.15222/TKEA2018.3.38.
- [26] T. Yakushkin, R. Yershov, and S. Stepenko, "Comparative analysis of topologies and algorithms for maximum power point trackers in photovoltaic systems," *Technical Sciences and Technologies*, no. 2 (32), pp. 321–339, 2023 (in Ukrainian). doi: 10.25140/2411-5363-2023-2(32)-321-339.
- [27] O. Hlushko et al., "Review of top energy innovators influencing the development of renewable energy (in Ukrainian)," *Technical Sciences and Technologies*, no. 1 (35), pp. 274–284, 2024. doi: 10.25140/2411-5363-2024-1(35)-274-284.
- [28] D. Zakharchenko and S. Stepenko, "Review and justification of the choice of electrical energy storage systems for energy facilities operation (in Ukrainian)," *Technical Sciences and Technologies*, no. 4 (22), pp. 198–209, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-4(22)-198-209.
- [29] A. Fesenko, O. Gusev, A. Chub, D. Vinnikov, and O. Matyushkin, "Review of weight, size, and cost parameters of commercial solar inverters (in Ukrainian)," *Technical Sciences and Technologies*, no. 4 (14), pp. 183–193, 2018. doi: 10.25140/2411-5363-2018-4(14)-183-193.

- [30] O. Hlushko and S. Stepenko, "Parameters, characteristics, and factors influencing the efficiency and reliability of photovoltaic converters operating within power systems (in Ukrainian)," *Technical Sciences and Technologies*, no. 1 (23), pp. 249–264, 2021. doi: 10.25140/2411-5363-2021-1(23)-249-264.
- [31] K. Reva and S. Stepenko, "Study of characteristics of elements of autonomous power supply systems based on photovoltaic converters (in Ukrainian)," *Technical Sciences and Technologies*, no. 2 (8), pp. 162–171, 2017. [Online]. Available: <https://tst.stu.cn.ua/article/view/113126>
- [32] O. Savchenko et al., "SolarM2P: map-to-point deep neural network for post-processing of numerical weather prediction-based solar irradiance forecasts," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 101, no. 4, 2025. doi: 10.15199/48.2025.04.09.
- [33] R. Kosenko, S. Stepenko, and O. Veligorskyi, "High-efficiency solar tracker development and effectiveness estimation," in *Proceedings of the International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kyiv, Ukraine, 2014, pp. 153–158. doi: 10.1109/IEPS.2014.6874169.
- [34] S. Stepenko et al., "Experimental Evaluation of the Battery-Assisted 2kW Inverter Efficiency Indicators," in *Proceedings of the 19th Biennial Baltic Electronics Conference (BEC)*, Tallinn, Estonia, 2024. doi: 10.1109/BEC61458.2024.10737971.
- [35] S. Stepenko et al., "Experimental Comparison of Two-Level Full-SiC and Three-Level Si-SiC Quasi-Z-Source Inverters for PV Applications," *Energies*, vol. 12, no. 13, p. 2509, Jul. 2019. doi: 10.3390/en12132509.
- [36] S. Stepenko et al., "Physical Modeling and Analysis of Gate Drive DC-DC Converter Impact on Photovoltaic Inverter Efficiency," in *Model-Based Design and Simulation in Industry 4.0. MODS 2022*, (Lecture Notes in Networks and Systems, vol. 667), Cham, Switzerland: Springer, 2023, pp. 261–270. doi: 10.1007/978-3-031-30251-0_20.
- [37] A. Chub, D. Vinnikov, S. Stepenko, E. Liivik, and F. Blaabjerg, "Photovoltaic Energy Yield Improvement in Two-Stage Solar Microinverters," *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3774, Oct. 2019. doi: 10.3390/en12193774.
- [38] PVGIS v5.3, European Commission Joint Research Centre, Seville, Spain. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/
- [39] T. Huld and A. M. Gracia Amillo, "Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum," *Energies*, vol. 8, no. 6, pp. 5159–5181, Jun. 2015. doi: 10.3390/en8065159.
- [40] D. Faiman, "Assessing the outdoor operating temperature of PV modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, no. 4, pp. 307–315, Jun. 2008. doi: 10.1002/pip.813.
- [41] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval*, IEC Standard 61215:2021, International Electrotechnical Commission, 2021.
- [42] *Installed electrical capacity of "green" energy producers (based on data from NEURC and State Energy Efficiency)* (in Ukrainian), Energy Map, DiXi Group. [Online]. Available: <https://energy-map.info/uk/resources/699855af-945a-477a-93e7-d479b56f8e2c/>
- [43] *Photovoltaic systems — Power conditioners — Procedure for measuring efficiency*, IEC Standard 61683:1999, International Electrotechnical Commission, 1999.
- [44] H. Karpchuk, V. Budko, and O. Lysenko, "Technical achievable potential of photovoltaic conversion of solar radiation for the conditions of Ukraine," *EPJ Photovoltaics*, vol. 15, art. 30, Oct. 2024. doi: 10.1051/epjpv/2024016.
- [45] *Global Solar Atlas 2.0*, World Bank Group, Washington, DC, USA. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>
- [46] S. O. Kudrya (ed.), *Atlas of Renewable Energy Potential of Ukraine* (in Ukrainian), Kyiv, Ukraine: Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2020.
- [47] I. Redko et al., "Estimation of the energy potential of solar radiation and comparison with normative data for Ukraine," *Meteorology Hydrology and Water Management*, vol. 13, no. 1, pp. 60–73, 2025. doi: 10.26491/mhwm/208954.
- [48] *State and development prospects of solar energy in Ukraine*, ASEU (Association of Solar Energy of Ukraine) (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://www.aseu.solar/en/about-6>
- [49] *Electricity outages lasted 2,000 hours for Ukrainian households in 2024*, DiXi Group. [Online]. Available: <https://dixigroup.org/en/electricity-outages-lasting-2-thousand-hours-for-ukrainian-households-in-2024/>

Відомості про авторів

Ігор Твердовський, аспірант, Національний університет «Чернігівська політехніка», Україна;
e-mail: igor.tverdovskiy@stu.cn.ua;
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2340-0605>

Сергій Степенко, канд. техн. наук, доцент, Національний університет «Чернігівська політехніка», Україна;
e-mail: serhii.stepenko@stu.cn.ua;
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7702-6776>

About the authors

Ihor Tverdovskiy, Ph.D. Student, Chernihiv Polytechnic National University, Ukraine;
e-mail: igor.tverdovskiy@stu.cn.ua;
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-2340-0605>

Serhii Stepenko, Ph.D., Associate Professor, Chernihiv Polytechnic National University, Ukraine;
e-mail: serhii.stepenko@stu.cn.ua;
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7702-6776>



Copyright: © 2026, The author(s). Licensee: Politekhperiodika, Odesa, Ukraine. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).