

УДК 620.61.052

DOI <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.1.1/25>

**Волянська Я.Б.**

<https://orcid.org/0000-0002-3010-1684>

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

**Волянський С.М.**

<https://orcid.org/0000-0001-7922-0441>

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

**Волянський Ю.С.**

<https://orcid.org/0000-0003-4929-564X>

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

**Яценко В.С.**

<https://orcid.org/0009-0006-8498-7413>

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

**Мицик А.І.**

<https://orcid.org/0009-0005-5888-873X>

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

## ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ З УРАХУВАННЯМ СЕЗОННИХ ТА ДОБОВИХ КОЛИВАНЬ СОНЯЧНОЇ РАДІАЦІЇ ТА НАВАНТАЖЕННЯ

У статті здійснено аналіз кліматичних і технічних параметрів, які необхідно враховувати при оцінці ефективного функціонування сонячних електростанцій, підключених до розподільчих мереж 0,4–10 кВ і таких, що працюють за «зеленим» тарифом. Вони зменшують перетоки по мережах, знижують залежність споживачів від магістральних ліній і підвищують живучість електропостачання на локальному рівні. Розглянуто режим роботи СЕС, коли встановлена потужність PV-поля суттєво перевищує допустиму потужність, яку інвертор і мережа можуть передавати в точку загального приєднання (АС-ліміт). Показано, що у такому разі частина потенційного виробітку систематично «зрізається», що погіршує економіку проєкту, але водночас перерозмірене PV-поле дозволяє довше працювати на рівні ліміту, компенсуючи деградацію модулів та забруднення панелей. Додатковим чинником є наявність власного споживання у вузлі приєднання, яке частково «відбирає» генерацію, знижуючи обсяг відпуску в мережу, але підвищуючи ступінь використання встановленої потужності. Обґрунтовано ефект «розширеної полиці». Розроблено методику оцінки ефективності роботи сонячних електростанцій, які працюють за «зеленим» тарифом у розподільній мережі. Вона дозволяє за однакових кліматичних і конструктивних умов, але за наявності обмежень за активною потужністю на стороні змінного струму та різної структури власного споживання, визначити архітектурні вузькі місця та сформулювати рекомендації щодо використання накопичувачів енергії й алгоритмів управління. Це сприятиме підвищенню ефективності використання встановленої потужності та зменшенню втрат, пов'язаних із обмеженнями. Методика враховує міжнародно прийняті стандарти з розрахунків ефективності функціонування фотоелектричних установок. На основі реальних даних роботи СЕС виконано порівняльний аналіз вироблення станціями електроенергії, коефіцієнта використання встановленої потужності, питомої генерації та впливу структури власного споживання на енергетичні показники станцій. Намічено напрями подальших досліджень.

**Ключові слова:** генерація, енерговіддача, енергоефективність, сонячна електростанція, фотоелектричне поле.



**Постановка проблеми.** В умовах трансформації енергосистеми України, обумовленої як загальноєвропейським курсом на декарбонізацію, так і військовими руйнуваннями централізованої інфраструктури, особливого значення набуває розвиток децентралізованої генерації. Розподілені джерела електроенергії на базі відновлюваних джерел дозволяють підвищити живучість енергосистеми, знизити залежність від магістральних мереж та централізованих генеруючих потужностей, а також забезпечити стійке електропостачання споживачів на рівні розподільчих мереж 0,4–10 кВ.

Приватні сонячні електростанції (СЕС) малої та середньої потужності, інтегровані в розподільні мережі населених пунктів, фактично виконують роль локальних джерел покриття денних навантажень, зменшуючи перетікання по мережах та підвищуючи резервування електропостачання. При цьому питання узгодження режимів їх роботи з обмеженнями мережевої інфраструктури, а також економічної та енергетичної ефективності експлуатації стають критично важливими для подальшого масштабування таких рішень.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** В сучасних умовах зростає інтерес до оцінки ефективності функціонування сонячних електростанцій, як комплексного заходу, який включає як технічні параметри, так і економічні показники, що обумовлює значний ступінь актуальності цього питання і характеризується збільшенням наукових публікацій, присвячених дослідженням в цієї галузі. Питаннями ефективності кремнієвих сонячних елементів та пасивного охолодження фотоелектричних модулів займається дослідницька група під керівництвом Мартіна Грина [1, 2, 3]. Дослідженням багатоперехідних сонячних елементів та їх надійності присвячені роботи Сари Курц [4, 5]. Автором фундаментальних робіт з моделювання енергетичного виходу СЕС є Арно Сметс [6, 7]. Роботи [8, 9, 10] присвячено актуальним питанням створення цифрових двійників та їх використанню при моделюванні фотоелектричних установок; розробкам в області експлуатації гібридних систем на основі фотоелектричних батарей для згладжування пікових навантажень.

**Постановка завдання.** Метою статті є розробка методики для оцінки ефективності функціонування сонячних електростанцій, працюючих за «зеленим» тарифом у розподільній мережі, в умовах лімітування за активною потужністю на стороні змінного струму.

Об'єктами дослідження є дві приватні сонячні електростанції, які працюють за «зеленим» тарифом, обидві приєднані до розподільної мережі 0,4 кВ місцевого оператора системи розподілу. Відстань між станціями становить близько 3500 м, що дозволяє вважати їх кліматичні умови (рівень інсоляції, троянда вітрів, температурний режим) практично ідентичними.

Обидві станції розроблені, укомплектовані і змонтовані за типовим проектом та мають однакові основні технічні параметри:

- встановлена DC-потужність: фотоелектричне поле кожної станції сформоване з однакової за типом і кількістю модулів, що забезпечують сумарну встановлену DC-потужність близько 45 кВт;

- допустима потужність за змінним струмом (AC-потужність): кожна СЕС має мережні інвертори із загальною номінальною AC-потужністю 30 кВт, що відповідає договірному AC-ліміту 30 кВт у точці приєднання;

- тип модулів: кремнієві фотоелектричні панелі одного виробника та однієї серії, з однаковою номінальною потужністю окремих модулів та однаковою схемою включення в рядки (*strings*);

- тип інверторів: трифазні мережні інвертори ідентичного типу та конфігурації (однакова кількість MPPT (*maximum power point tracker*)-входів, однакові діапазони напруги DC та номінальна потужність за AC);

- схема підключення до мережі: в обох випадках реалізовано стандартне трифазне підключення через вступно-розподільний пристрій, вузол обліку електроенергії за «зеленим» тарифом та комутаційну апаратуру згідно з типовими технічними умовами оператора системи розподілу.

Кут нахилу фотоелектричних модулів, орієнтація з боків світла, умови монтажу та експлуатації для обох станцій ідентичні. Це дозволяє надалі розглядати їх як типові об'єкти з однаковими конструктивними та кліматичними умовами, а відмінності у режимах роботи та показниках ефективності пов'язувати переважно з особливостями власного споживання електроенергії на майданчику кожної станції.

Основна відмінність між станціями полягає у структурі та величині власних споживачів енергії (навантажень, підключених до тієї ж точки приєднання, що і СЕС). В одному випадку переважає більш виражене власне споживання, в іншому – станція більшу частину часу працює переважно на відпустку енергії в мережу. Це дозволяє в рамках дослідження порівнювати вплив профілю наван-

таження споживачів на фактичне вироблення та використання встановленої потужності при однаковій генераційній частині.

**Виклад основного матеріалу.** Суттєвий стимул розвитку приватних СЕС в Україні надала тарифна політика, орієнтована на підтримку поновлюваної генерації, зокрема механізм «зеленого» тарифу для домогосподарств та малого бізнесу. Можливість продажу надлишкової електроенергії у мережу за фіксованим підвищеним тарифом забезпечила привабливість інвестицій у сонячну генерацію для приватних власників. Подібні установки, розміщені на дахах і прилеглих територіях приватних домоволодінь, формують значний сегмент децентралізованої генерації. Вони не тільки скорочують споживання електричної енергії з традиційних джерел, але й вносять вклад у покриття локальних навантажень у вузлах розподільчої мережі. У сукупності це покращує екологічні показники, сприяє зниженню викидів парникових газів та частково розвантажує мережеву інфраструктуру у періоди денних піків навантаження.

Проте експлуатація приватних СЕС за «зеленим» тарифом багато в чому визначається не лише встановленою потужністю фотоелектричних модулів, а й технічними та договірними обмеженнями з боку операторів системи розподілу. В результаті реальне вироблення та обсяг відпуску енергії в мережу в ряді випадків суттєво відрізняються від теоретично можливих значень, розрахованих за встановленою по постійному струму (DC-потужністю) станції.

Типовим прикладом є ситуація, коли встановлена сумарна потужність фотоелектричних модулів (PV) перевищує максимально допустиму активну потужність, яку інвертор і приєднана мережа можуть передати в точку загального приєднання. У цьому випадку для приватної сонячної

електростанції з DC-потужністю порядку 45 кВт встановлено ліміт змінного струму (AC-ліміт) на рівні 30 кВт, обумовлений як параметрами інверторного обладнання, так і технічними умовами мережевої організації. На рис. 1 наведено добовий профіль потужності при AC-ліміті 30 кВт та оцінку потенційної кривої «без AC-ліміту».

При високих рівнях сонячної радіації та низькому власному споживанні об'єкта частина потенційного вироблення неминуче «зрізається» за рахунок обмеження потужності інвертора, що призводить до недовикористання встановленої потужності фотоелектричного поля. З іншого боку, наявність «перерозміряного» по DC поля панелей (45 кВт при AC-ліміті 30 кВт) має позитивну сторону. При правильно підібраному співвідношенні PV / AC-ліміту збільшується тривалість інтервалу, протягом якого станція здатна віддавати в мережу граничну потужність 30 кВт. При цьому формується розширена «полиця» добової кривої генерації на рівні AC-ліміту (рис. 2). Це призводить до зростання сумарної кількості переданої в мережу енергії порівняно з варіантом, коли встановлена потужність панелей близька до 30 кВт.

Також у реальних умовах профіль генерації, за змінної хмарності та швидких флуктуацій інсоляції, потужність може мати короточасні провали, які змінюють форму добової кривої та впливають на інтегральні показники ефективності (кольорова частина графіку рис. 1). Це створює передумови для технічних рішень, спрямованих на підвищення корисного відпуску енергії, зокрема за рахунок накопичення та перерозподілу енергії в часі. Концептуальний зміст такого зсуву в часі та заповнення «провалів» наведений на рис. 3.

Таким чином, проблема неповного використання встановленої потужності в умовах жорстких AC-лімітів і мережевих обмежень носить подвійний характер: з одного боку, має місце

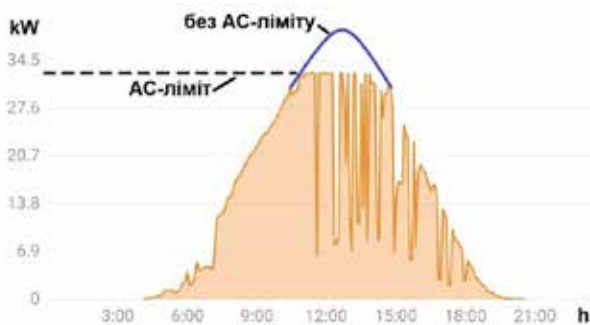


Рис. 1. Добовий профіль активної потужності СЕС при AC-ліміті 30 кВт та оцінка потенційної кривої «без AC-ліміту»



Рис. 2. Добовий профіль генерації у ясний день з характерною «полицею» на рівні AC-ліміту



**Рис. 3. Потенціал використання накопичувача енергії для зсуву генерації в часі: зона 1 – високопотужний інтервал, зона 2 – вечірній інтервал підтримки / компенсації**

зріз піків генерації, з іншого – перерозмірене PV-поле дозволяє збільшити інтегральне вироблення за лімітом 30 кВт і підвищити стійкість енерговіддачі до деградації та забруднень. Це вимагає пошук рішень, що дозволяють раціонально комбінувати вибір встановленої потужності PV, параметри інверторів, застосування накопичувачів енергії та алгоритмів керування потоками потужності між СЕС, накопичувачами та мережею у часі.

Аналіз роботи обох станцій виконувався з урахуванням фактичних експлуатаційних даних. Як вихідні дані використовувалися:

- звітні дані щодо генерації та відпуску електроенергії за «зеленим» тарифом за кожен зі станцій (помісячні значення обсягів вироблення та відпуски в мережу; за наявності – добові та / або погодинні дані, отримані з журналів інверторів та / або систем моніторингу, що включають активну потужність, вироблену енергію та стан інверторів);

- експлуатаційні дані щодо роботи обладнання (інформація про простой, аварійні та планові відключення; облік можливих обмежень з боку мережі або автоматики (спрацьовування захисту, обмеження напруги тощо));

- метеорологічні та погодні дані (зведення по сонячній інсоляції (добові та / або місячні значення сумарної сонячної радіації на горизонтальну поверхню; температура навколишнього повітря, а за наявності – оцінка температурного режиму панелей (наприклад, залежно «температура модуля – температура повітря – рівень інсоляції»)).

Зазначений набір вихідних даних дозволяє не лише оцінити інтегральні показники вироблення та використання встановленої потужності, але й за необхідності виконувати нормування параметрів за радіаційним та температурним режимами,

а також виділяти періоди з аномальними умовами (сильна хмарність, високі температури, забруднення панелей тощо).

Основними показниками для методики аналізу функціонування сонячних електростанцій та оцінки ефективності використання ними встановленої потужності DC / AC є наступні.

1. Місячне та річне вироблення електроенергії  $E_{\text{міс}}$ ,  $E_{\text{річ}}$  – обсяг електроенергії, виробленої кожною станцією за відповідний період, кВт·год. Розглядаються як загальна генерація, так і фактична відпустка до мережі за «зеленим» тарифом.

2. Питоме вироблення, кВт·год / кВт встановленої потужності.

Для кожної станції розраховуються питомі показники:

$$e_{DC} = E / P_{DC, \text{вст}}, \quad e_{AC} = E / P_{AC, \text{лім}}$$

де  $E$  – вироблення електроенергії за період;  $P_{DC, \text{вст}}$  – встановлена потужність по постійному струму (45 кВт);  $P_{AC, \text{лім}}$  – договірний AC-ліміт (30 кВт).

Ці показники дозволяють порівнювати ефективність станцій між собою та оцінювати, наскільки повно використовується встановлена потужність у розрахунку на 1 кВт.

3. Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП).

Коефіцієнт використання встановленої потужності для заданого періоду визначається як

$$\text{КВВП} = E / P_{\text{вст}} \cdot T,$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена потужність (за DC або за AC-лімітом, залежно від поставленого завдання аналізу),  $T$  – тривалість періоду, год.

КВВП відображає частку часу, умовно еквівалентну роботі станції на номінальній потужності, і служить інтегральним показником ефективності використання встановленої потужності.

4. Performance Ratio (PR).

Показник Performance Ratio характеризує відношення фактичного вироблення станції до теоретично можливого вироблення за заданих умов інсоляції та ідеальної роботи обладнання

$$PR = E_{\text{факт}} / E_{\text{теор}}$$

де  $E_{\text{теор}}$  визначається за даними про сонячну радіацію на площину модулів з урахуванням встановленої потужності, температурних коефіцієнтів та геометрії установки.

Показник Performance Ratio дозволяє оцінити сукупний вплив втрат (оптичних, електричних, температурних, через забруднення панелей, деградацію модулів тощо) та якість функціонування обладнання.

5. Втрати через обмеження АС-ліміту.

Окремо оцінюються втрати генерації, спричинені обмеженням активної потужності інвертора на рівні 30 кВт АС при встановленій потужності PV-поля 45 кВт DC, а саме різниця між потенційним виробленням станції за відсутності обмеження по АС-потужності і фактичним виробленням з урахуванням ліміту, тобто енергія, яка могла б бути вироблена і передана в мережу при іншій архітектурі (наприклад, при більшому АС-ліміті або наявності накопичувача енергії), але була «зрізана» алгоритмом обмеження потужності.

Використовуючи статистичні дані звітних форм, проведено оцінку річного сумарного вироблення (власне споживання + відпуск у мережу) для кожної станції. Відмінності між станціями становлять 0–5 % і пояснюються насамперед відмінностями в структурі та рівні власного споживання: за більш розвиненого локального навантаження менше енергії «втрачається» через АС-ліміт, оскільки частина генерації використовується на місці.

Для встановленої потужності 45 кВт DC і АС-ліміту 30 кВт за річного виробітку порядку 45 МВт·год середній КВВП за АС-лімітом становить приблизно 0,17, що відповідає діапазону 0,16–0,20, характерному для мережевих PV-установок в умовах півдня України. Це під-

тверджує коректність вихідних даних і відсутність грубих аномалій у режимі роботи станцій.

Для типових літніх місяців оцінено питомий виробіток, КВВП та показник Performance Ratio сонячних електростанцій. За даними звітних форм річний встановлено, що виробіток кожної станції, що досліджувались, становить орієнтовно 42,8–46,3 МВт·год, при цьому відмінності між станціями по роках досягають 4–5 % через відмінності в профілі навантаження споживачів.

**Висновки.** Розроблена методика для оцінки ефективності функціонування сонячних електростанцій, працюючих за «зеленим» тарифом у розподільній мережі, дозволяє в умовах лімітування за активною потужністю на стороні змінного струму та в ідентичних кліматичних та конструктивних умовах, але з різною структурою власного споживання, обґрунтовано виділити архітектурні вузькі місця та сформулювати рекомендації щодо застосування накопичувачів енергії та алгоритмів управління для підвищення ефективності використання встановленої потужності та зменшення втрат від обмеження.

Якісний аналіз добових профілів генерації показує ефективність використання встановленої потужності: у ясні весняно-літні дні добова крива потужності має виражену «полицю» на рівні 30 кВт у середині дня; у хмарні дні генерація рідко досягає АС-ліміту, і втрати є незначними.

#### Список літератури:

1. Green M., Zhou Z. Improved silicon solar cells by tuning angular response to solar trajectory. *Nature Communications*. 2025. Vol. 16 (1). P. 1–9. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-55681-1>.
2. Zhou Z., Bahl P., Tkachenko S., Hari A., Silva C., Timchenko V., Green M. Vortex generators for passive cooling of rooftop photovoltaic systems under free convection. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2023. Vol. 13 (5). P. 743–749. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2023.3299752>.
3. Dhimish M., Alrashidi A. Photovoltaic degradation rate affected by different weather conditions: A case study based on PV systems in the UK and Australia. *Electronics*. 2020. Vol. 9. № 4. Article 650. <https://doi.org/10.3390/electronics9040650>.
4. Reagan J., McKuin Brandi., Kurtz S. Comparison of Reflector Materials for a Vertical Bifacial Solar Canal. *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2025. Vol. 15. № 2. P. 343–352. <https://doi.org/10.1109/jphotov.2024.3521089>.
5. Mahmud Z., Kurtz S. Effect of solar panel orientation and EV charging profile on grid design. *Renewable Energy*. 2024. Vol. 231. Article 120923. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120923>.
6. Saitta F., Padmakumar G., Rodriguez P., Moya P., Santbergen R., Smets A. Time-Efficient, Accurate, and Experimentally Grounded Optical Modeling of Multiscale-Textured Thin-Film Solar Cells. *Global Challenges*. 2026. Vol. 10. e00448. <https://doi.org/10.1002/gch2.202500448>.
7. Limodio G., Bartesaghi D., Padmakumar G., Rajagopal D., Shah A., Hamers E., Smets A. Modulated surface texturing of temporary Al foils substrates for high-efficiency thin-film, flexible solar cells. *IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2020. P. 1103–1105. <https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300722>.
8. Angelova D. D., Carmona Fernández D., Calderón Godoy M., Álvarez Moreno J. A., González J. F. A review on digital twins and its application in the modeling of photovoltaic installations. *Energies*. 2024. – Vol. 17. № 5. – Article 1227. <https://doi.org/10.3390/en17051227>.
9. Værbak M., Billanes J. D., Jørgensen B. N., Ma Z. A digital twin framework for simulating distributed energy resources in distribution grids. *Energies*. 2024. Vol. 17, № 11. Article 2503. <https://doi.org/10.3390/en17112503>.
10. Jo K.-Y., Go S.-I. Operation method of PV–battery hybrid systems for peak shaving and estimation of PV generation. *Electronics*. 2023. Vol. 12. № 7. Article 1608. <https://doi.org/10.3390/electronics12071608>.

**Volianska Ya.B., Volyansky S.M., Volianskyi Yu.S., Yashchenko V.S., Mytsyk A.I. EVALUATION OF THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF SOLAR POWER PLANTS CONSIDERING SEASONAL AND DIURNAL VARIATIONS IN SOLAR IRRADIANCE AND LOAD DEMAND**

*The article analyzes the climatic and technical parameters that must be taken into account when evaluating the effective functioning of solar power plants connected to 0.4–10 kV distribution networks and operating at a «green» tariff. They reduce network flows, reduce consumers' dependence on main lines, and increase the survivability of power supply at the local level. The mode of operation of the SPP is considered, when the installed power of the PV field significantly exceeds the permissible power that the inverter and the network can transmit to the common connection point (AC limit). It is shown that in this case, part of the potential output is systematically «cut off», which worsens the project economics, but at the same time the overdimensioned PV field allows you to work longer at the limit level, compensating for the degradation of modules and contamination of panels. An additional factor is the presence of onsite consumption in the connection node, which partially «takes away» generation, reducing the volume of supply to the network, but increasing the degree of use of installed capacity. The «extended shelf» effect is justified. A methodology for evaluating the efficiency of solar power plants operating at a «green» tariff in the distribution network has been developed. It allows you to identify architectural bottlenecks and form recommendations for the use of energy storage devices and control algorithms under the same climatic and structural conditions, but with restrictions on active power on the side of alternating current and different structures of your onsite consumption. This will help to improve the efficiency of using installed capacity and reduce losses associated with restrictions. The methodology takes into account internationally accepted standards for calculating the efficiency of photovoltaic installations. Based on real data from the SPP operation, a comparative analysis of power generation by stations, the Installed Capacity Utilization Rate, specific generation and the influence of the structure of onsite consumption on the energy indicators of stations is performed. Directions for further research are outlined.*

**Keywords:** *generation, energy output, energy efficiency, solar power plant, photovoltaic field.*

Дата першого надходження статті до видання: 14.01.2026

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 10.02.2026

Дата публікації (оприлюднення) статті: 08.04.2026