

УДК 621.311.25

РОБОТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПРИ НАПРУГАХ НА ШИНАХ ВИЩЕ ДОПУСТИМИХ НОРМ

Отримано 18 жовт. 2021; рекомендовано до публікації 21 бер. 2022.
Доступно онлайн 18 квіт. 2022

**А. В. Сагара¹, В. І. Будько²,
М. О. Будько³, О. В. Козачук⁴**

Автор для кореспонденції: Василь Будько
e-mail: solar_budko@ukr.net

Зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемі України посилює проблему підтримки параметрів електричної енергії в межах допустимих норм, визначених чинним стандартом. З погляду цього питання в роботі проаналізовано параметри фотоелектричної станції, що підключена до центральної електромережі з метою видачі електричної енергії протягом року. Результати аналізу реальних даних роботи станції підтвердили наявність проблем перевищення напруги в точці підключення фотоелектростанції до центральної електромережі. Проаналізовано можливість підтримки параметрів електричної енергії та підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності фотоелектричної станції за рахунок застосування буферних електрохімічних акумуляторів, що дають змогу накопичувати електричну енергію, яка приводить до підвищення напруги мережі, та віддавати накопичений запас на споживача при нормованих значеннях напруги в точці підключення.

Для оцінки ефективності запропонованого підходу проведено аналіз роботи фотоелектричної станції з урахуванням обмежень центральної мережі щодо якості електричної енергії. Визначено об'єми електричної енергії, яка віддається в мережу на підвищеній напрузі. Встановлено, що застосування буферного електрохімічного акумулятора сприяє стабілізації параметрів вихідної електроенергії від фотоелектростанції в мережу, що зменшує негативний вплив на найближчих споживачів. Проведено оцінку рентабельності застосування буферного акумулятора в складі мережевої фотоелектростанції та показана доцільність створення оптимізаційної моделі вибору необхідної ємності, що дасть змогу зменшити капіталозатрати такого рішення.

Наукові положення, висновки та рекомендації, що сформульовані в роботі, базуються на результатах статистичного аналізу даних діючої фотоелектричної станції, теоретичних і практичних засадах.

Ключові слова. фотоелектрична станція, електрохімічний акумулятор, параметри електричної енергії, відновлювані джерела енергії.

¹ аспірант каф. відновлюваних джерел енергії
<https://orcid.org/0000-0002-7194-1006>

² д-р техн. наук, зав. каф. відновлюваних джерел енергії <https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

³ канд. техн. наук, доцент каф. відновлюваних джерел енергії <https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

⁴ асистент, каф. відновлюваних джерел енергії
<https://orcid.org/0000-0003-1968-8178>

^{1, 2, 3, 4} ф-т електроенергетехніки та автоматики, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, Україна

^{2, 3, 4} Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ, Україна

FEATURES OF PHOTOVOLTAIC STATION OPERATION ON AC VOLTAGE THAT EXCEEDS ACCEPTABLE LIMITS

Received 18 Oct. 2021; accepted 21 March 2022.
Available online 18 April 2022

A. Sahara¹, V. Budko², M. Budko³, O. Kozachuk⁴

Author for correspondence Vasyl Budko
e-mail: solar_budko@ukr.net

The growing power of renewable energy sources in the energy systems of Ukraine causes the problem of maintaining the parameters of electricity within acceptable limits set by the current country standards. In the context of this issue, the paper analyzes the parameters of the photovoltaic plant, which are connected to the central grid, during the year. The results of the analysis of the real

¹ PhD student in Department of Renewable Energy Sources of the Faculty of Electric Power Engineering and Automatics, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine <https://orcid.org/0000-0002-7194-1006>

² DScTech, Head of the Department of the Renewable Energy Sources, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv; Institute of Renewable Energy at the NAS of Ukraine, Kyiv <https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

data of the station confirmed the presence of the problem of over-voltage at the terminals of the photovoltaic power plant and nearest grid. This paper presents the analysis of parameters of electrochemical batteries which provide support for the central grid and increase the efficiency of photovoltaic stations. The battery stores electric energy during an increase of voltage in the network and discharges energy to the consumer when the voltage level at the connection point is normal.

To assess the effectiveness of the proposed approach, an analysis of the specifics of the photovoltaic plant operation accepting limitations of the energy quality is proposed. The amount of electricity supplied to the network at the overvoltage level is determined. It is established that the use of a battery storage system helps to stabilize the parameters of the output electricity from the PV plant to the network and reduces the negative impact on nearby consumers. The profitability of the buffer accumulator as a part of the network photovoltaic power plant is estimated and the advisability of creating an optimization model for selecting the required capacity is shown, which will reduce the capital costs of such a solution.

Scientific provisions, conclusions and recommendations formulated in the paper are based on the results of statistical analysis of data from the existing photovoltaic plant, theoretical and practical provisions.

Keywords: photovoltaic station, electrochemical battery, parameters of electric energy, renewable energy sources.

Перелік використаних скорочень та позначень:

E_{highV} – енергія ФЕС, передана в мережу при підвищеній напрузі

$E_{normalV}$ – енергія ФЕС, передана в мережу при нормативній напрузі

$E_{operation}$ – загальна енергія ФЕС

U_{max} – нормативна максимальна напруга

АБ – акумуляторна батарея

C_{bat} – ємність акумуляторної батареї

Вступ. Мережеві фотоелектричні станції (ФЕС) щороку збільшують свій внесок у сумарний показник виробництва електричної енергії в Україні. Зокрема, лише за 2020 рік приріст потужності склав 23,74 % (станом на 01.01.2021 сумарна потужність введених в експлуатацію ФЕС, що підключені за «зеленим» тарифом, складає 6093,6 МВт, з яких 1168,9 МВт-год введено у 2020 році), згенеровано 5968,7 млн кВт-год електричної енергії за рік [1].

З іншого боку, до роботи ФЕС висуваються жорсткі вимоги з дотримання параметрів якості електричної енергії, адже їх порушення створює небезпечні режими роботи споживчого електрообладнання. У разі невідповідності встановленим нормам станція повинна відключатися від мережі або значно знижувати генерацію на певні періоди, що призводить до неефективної експлуатації обладнання.

Вирішити питання підтримки параметрів електричної енергії ФЕС та інших електростанцій на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в заданих межах, що відповідають діючим вимогам, можливо шляхом включення до складу таких систем блока буферного акумулювання енергії, що дає змогу ба-

лансувати енергію відновлюваного джерела. Питанням використання акумуляторів енергії в складі електричних станцій на основі ВДЕ займаються ряд вітчизняних та закордонних науковців [2–8]. Попередні результати вказують на актуальність проблеми балансування та важливість такого поєднання, що в кінцевому підсумку дозволить підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності ФЕС. Застосування систем акумулювання дозволяє зробити роботу ФЕС більш прогнозованою за рахунок наявного буфера енергії, а приєднана станція не спричинятиме порушення нормативних вимог щодо надійності електропостачання, стійкості енергосистеми та якості електричної енергії [9].

Постановка завдання. Мета роботи: підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності ФЕС за рахунок введення до її складу буферного акумулятора енергії для підтримки параметрів вихідної електроенергії, що відповідають діючим вимогам [10]:

- Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загального призначення має значення 220 В між фазним і нульовим прово-

дом або між фазними проводами:

- 1) для трифазних чотирипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазним та нульовим проводом;
 - 2) для трифазних трипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазними проводами.
- Зміна напруги не повинна перевищувати ± 10 % величини номінальної напруги.
 - Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:
 - 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України, – $50 \text{ Гц} \pm 1$ % протягом 99,5 % часу за рік та $50 \text{ Гц} + 4$ % (– 6 %) протягом 100 % часу;
 - 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України – $50 \text{ Гц} \pm 2$ % протягом 99,5 % часу за рік та $50 \text{ Гц} \pm 15$ % протягом 100 % часу.

Задачі дослідження:

- 1) проаналізувати специфіку роботи ФЕС з урахуванням обмежень центральної мережі за якістю електричної енергії;
- 2) розробити алгоритм визначення енергії E_{highV} , що передається до мережі на підвищеній напрузі;
- 3) оцінити вплив електрохімічного акумулятора на стабілізацію параметрів вихідної електроенергії від ФЕС у мережу;
- 4) оцінити рентабельність застосування буферного акумулятора в складі мережевих ФЕС.

Виклад основного матеріалу. Алгоритм роботи мережевої ФЕС передбачає передачу виробленої енергії у мережу, що в свою чергу впливає на параметри електричної енергії. Електроенергія розподіляється за правилом найменшого питомого опору до найближчих споживачів. Інвертор підіймає напругу на шинах СЕС для створення достатньої різниці потенціалів, щоб передати енергію. Значення напруги на клеммах ФЕС залежить від таких параметрів:

- напруга на клеммах трансформатора;
- опір лінії електропередачі та відстань до споживачів.

Найбільше зростання напруги спостерігається у час, коли енергія від ФЕС більша, ніж необхідно споживачам на лінії, або споживачі відключені від мережі чи сильно віддалені від точки генерації. В такому разі інвертор має забезпечити умови, що дозволять подолати падіння напруги на опорі лінії електропередачі та створити достатню різницю потенціалів відносно трансформатора. Водночас найближчі споживачі можуть мати небезпечний рівень напруги, що призводить до зменшення строку експлуата-

ції обладнання та його передчасного виходу з ладу. Це є актуальною проблемою сучасних ФЕС. І цьому питанню присвячена дана робота.

На першому етапі аналізу специфіки роботи ФЕС було проведено оцінку статистичних даних роботи мережевої станції потужністю 10 кВт у період з 01.05.2020 по 30.04.2021. Об'єкт дослідження розташований у Київській обл., у с. Гнідин. Номінальна сумарна потужність фотомодулів за STC (Standart Testing Conditions) складає 13,6 кВт. Станція орієнтована на південь під кутом 25 градусів.

Статистичні дані збирались щоденно впродовж світлового дня з інтервалом ~ 320 секунд і включають в себе значення напруги, струму й потужності масиву сонячних фотомодулів і напруги, струму, потужності, частоти та згенерованої енергії з боку змінного струму на кожній фазі.

Проаналізовано напругу на шинах ФЕС (рис. 1). Криві червоного, зеленого та синього кольорів відповідають щоденним рівням напруги на кожній фазі від мінімального значення до максимального. Лінія жовтого кольору – нормативне значення максимального рівня напруги, що складає 242 В.

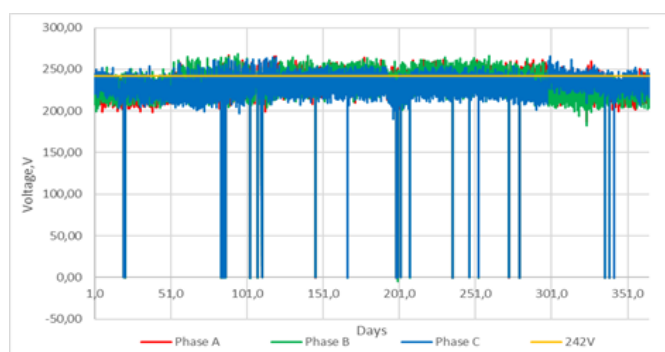


Рис. 1. Зміна напруги на шинах СЕС впродовж року

Fig. 1. Fluctuation of voltage on terminals of PV station during the year of operation

Аналіз отриманих статистичних даних показав, що є значні проблеми з перевищенням напруги впродовж часу роботи, а саме:

- 1889,9 годин роботи на напрузі хоча б по одній фазі;
- 467,6 годин роботи на напрузі по двох фазах;
- 33,9 годин роботи на напрузі по трьох фазах.

Упродовж року рівень напруги, що перевищував встановлені норми, лежав у діапазоні 242,1–268,1 В.

В результаті аналізу експериментальних даних, було визначено енергію E_{highV} , що впливала на понаднормове зростання напруги на шинах ФЕС. За-

гальну кількість енергії від ФЕС можна отримати як:

$$E_{operation} = E_{highV} + E_{normalV} \quad (1)$$

Під час дослідження було розроблено такий алгоритм відділення E_{highV} від загальної згенерованої енергії $E_{operation}$:

- 1) визначаємо проміжки часу, в яких напруга $U > U_{max}$;
- 2) знаходимо вироблену кількість енергії $E_{operation.normalV}$ на попередньому проміжку, де $U \leq U_{max}$;
- 3) знаходимо вироблену кількість енергії $E_{operation.highV}$ на проміжку перевищення напруги;

- 4) визначаємо E_{highV} за поточний проміжок часу:

$$E_{highV} = E_{operation.highV} - E_{operation.normalV} \quad (2)$$

Отже, алгоритм базується на припущенні, що зниження кількості виробленої енергії на інтервалі часу перевищення напруги до рівня виробленої енергії під час нормального режиму напруги приведе до нормального режиму напруги на шинах ФЕС. Розрахунок проводиться для кожної фази з припущенням, що встановлено три однофазні інвертори, що можуть видавати потужність по кожній фазі окремо і частину енергії з фази з перевищенням направляти на акумулятори енергії.

На основі аналізу експериментальних даних отримано значення енергії, які відповідають інтервалам при підвищених напругах.

- Максимальне значення E_{highV} за день – 32,7 кВт-год.
- Середньорічне значення E_{highV} за день – 6,4 кВт-год.

На основі отриманих даних побудовано добовий графік зміни енергії $E_{operation}$ (повна енергія ФЕС) та $E_{operation.normalV}$ протягом року (рис. 2). Аналіз отриманої залежності показує, що базовий нормальний рівень напруги перевищується в основному в періоди року з високою інтенсивністю сонячного випромінювання.

Дослідження $E_{highV}/E_{operation}$ протягом року (рис. 3) показало, що максимальний відсоток енергії E_{highV} за день склав 39,7 %. Частка E_{highV} від річної генерації складає 19,44 %.

Крім того, встановлено, що частки E_{highV} по фазах А, В та С за рік складають 37,87, 45,36 та 16,77 % відповідно. Оскільки інвертор генерує потужність однаково по всіх фазах, значна різниця E_{highV} між фазами вказує на нерівномірний розподіл навантаження на досліджуваній лінії.

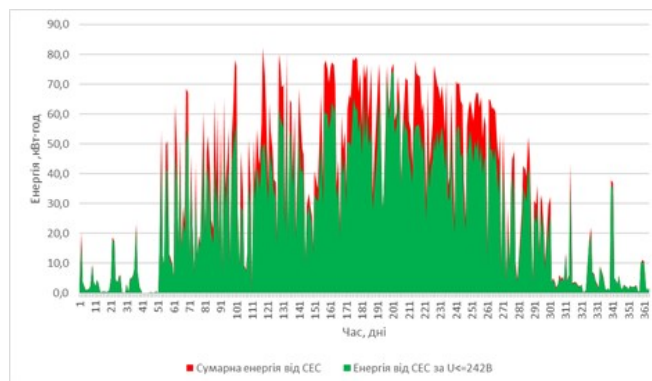


Рис. 2. Зміна $E_{operation}$ та $E_{operation.normalV}$ впродовж року

Fig. 2. Fluctuation of $E_{operation}$ and $E_{operation.normalV}$ during the year of operation

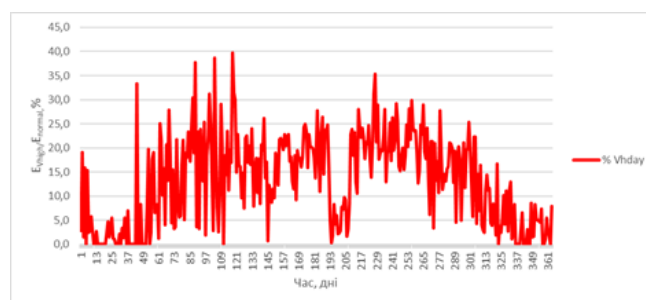


Рис. 3. Відсоток $E_{exceeds.day}$ впродовж року

Fig. 3. Percentage of $E_{exceeds.day}$ during year

Як відомо, інвертори, що працюють з зовнішньою мережею, умовно можна поділити на два типи:

- мережеві;
- гібридні.

Мережеві інвертори не мають власного механізму створення синусоїдального сигналу, тому можуть працювати лише за наявності зовнішнього живлення. Якщо параметри підключення незадовільні, система значно зменшує або повністю припиняє видачу енергії. Це призводить до зниження коефіцієнта використання встановленої потужності за рахунок простою та, як результат, зменшення виробітку електроенергії.

Під задовільними маються на увазі не граничні параметри для інвертора, а нормативні значення роботи, які прописані у мережевому коді, – інструкції

для роботи, визначені для певної країни, що включають в себе ліміти параметрів електричної енергії для обладнання та порядок дій у разі їх порушення.

Гібридні інвертори можуть жити навантаження як за наявності мережі, так і коли вона відсутня. В цьому разі обладнання теж працює на основі мережевих кодів, але, на відміну від мережевих інверторів, за умови незадовільних параметрів живлення система відключається від зовнішніх джерел енергії. Таким чином, для уникнення втрат енергії під час відключення необхідно передбачати запас ємності АБ.

Оскільки використання електрохімічних акумуляторів потребує значних капіталовкладень, необхідно розробити алгоритм підбору раціональної ємності АБ, при якій система зможе функціонувати в межах допустимих параметрів. Для оптимізації ємності буферних акумуляторів можна застосувати алгоритм роботи ФЕС, відповідно до якого акумулятори заряджаються лише енергією E_{highV} , що призводить до зростання напруги вище 242 В. У разі зниження напруги нижче максимального рівня, необхідно розряджати АБ такою потужністю, яка не призведе до перевищення обмежень по напрузі в системі.

Максимальна денна надлишкова кількість енергії за рік склала 32,7 кВт·год. Отже, для використання 100 % понаднормової енергії знадобиться ємність АБ $C_{bat.max}$, що складає:

$$C_{bat.max} = E_{exc.max} \cdot \eta_{ch} / U_{bat}, \quad (3)$$

де: $E_{exc.max}$ – максимальна річна понаднормова енергія, кВт·год;

U_{bat} – номінальна напруга АБ (для 15-елементного АБ на $LiFePO_4$ – 49,5 В);

η_{ch} – ККД зарядки АБ (приймаємо 0,95).

Отже:

$$C_{bat.max} = 32700 \cdot 0,95 / 49,5 = 627,6 \text{ А·год.}$$

Для впровадження балансування електричної енергії за рахунок акумуляторної батареї необхідно досягнути як мінімум рівня беззбитковості таких систем. Проведено техніко-економічний розрахунок використання АБ як буфера для балансування мережі. Перед проведенням аналізу було зроблено припущення, що енергія, вироблена на напрузі понад 242 В, є надлишковою в поточний момент часу і може бути або накопичена, або обмежена за допомогою алгоритмів роботи інвертора.

Залежність між розміром буфера енергії АБ та використаною енергією E_{highV} (рис. 4) не лінійна. Крива

виходить майже на стаціонарне значення використаної енергії E_{highV} вже на ємності АБ 320 А·год, що відповідає 95,5 % E_{highV} .

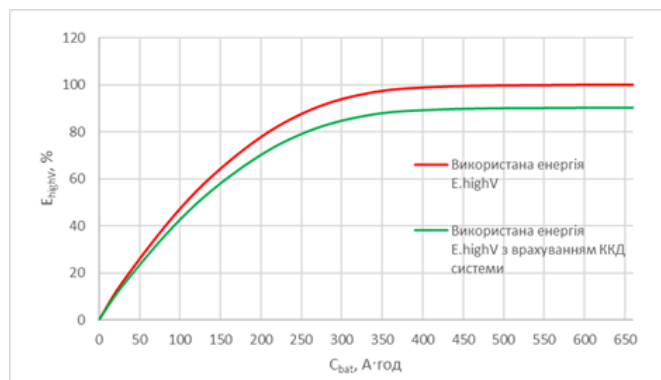


Рис. 4. Залежність між ємністю АБ та використаною надлишковою енергією

Fig. 4. Dependence between the capacity of battery and consumption of excess energy

Для розрахунку періоду повернення інвестицій в систему акумулювання прийнято такі дані:

- 1) Використовуємо акумулятор одиничною потужністю 50 А·год, вартість якого складає 32936 грн (~1215 дол. США) [11].
- 2) Вартість проданої електроенергії дорівнює поточній ставці «зеленого» тарифу з вирахуванням податком і складає 0,152 дол. США/кВт·год [12].
- 3) Для системи акумулювання використаємо три однофазні гібридні інвертори потужністю по 3 кВт. Вартість системи 144 201 грн (~5319 дол. США) [12].

У результаті аналізу отримано залежність терміну повернення інвестицій від ємності АБ (рис. 5).

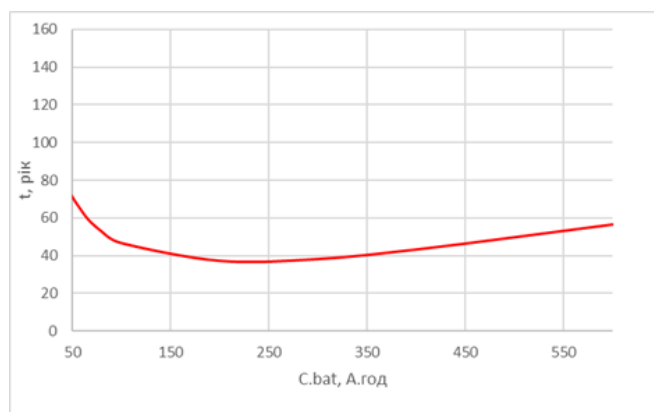


Рис. 5. Залежність повернення інвестицій від використаної ємності АБ

Fig. 5. Dependence between the payback period and capacity of battery in system

При прийнятому значенні ємності системи 200 А·год термін є також мінімальним і складає 37,14 року, а при встановленні ємності, що забезпечує ~ 100 % потреб в акумулюванні (650 А·год) – 56,5 року.

Висновки

Результати аналізу статистичних даних підтверджують наявність проблеми погіршення якості електричної енергії у точці підключення джерел ВДЕ, а саме підвищення напруги. Отримані результати вказують на можливість вирішення проблеми стабілізації параметрів електричної енергії ФЕС за рахунок використання електрохімічних акумуляторів як енергетичного буфера. В цьому дослідженні для забезпечення балансування 77,7 % енергії, що призводить до підвищення напруги вище нормативного рівня, необхідно залучити 30,7 % максимального за рік необхідного значення ємності АБ, а саме 200 А·год. Наразі такі системи не є рентабельними через значну вартість електрохімічних акумуляторів на основі літію. Для підвищення економічної доцільності таких систем необхідно розробити алгоритм підбору оптимальної ємності, який враховуватиме можливість підтримки рівня напруги на верхньому діапазоні за рахунок зарядки у пікові години з $U > 242$ В, та розрядки за $U \leq 242$ В. Під час вибору ємності буферного акумулятора доцільно враховувати можливість обмеження генерації пікових значень енергії алгоритмами інвертора. У разі приєднання ОЕС України до Європейської енергосистеми гостріше ставитиметься питання до якості електроенергії та мінімізації впливу місцевих генераторів електричної енергії (зокрема СЕС) на параметри напруги мережі.

ПОСИЛАННЯ

1. Статистика щодо розвитку відновлюваної енергетики. [Електронний ресурс]. Доступно: <https://sae.gov.uk/content/informatsiyni-materialy>
2. F. Marra, G. Yang, C. Træholt, J. Østergaard, and E. Larsen, "A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders with Photovoltaics", *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5 (2), pp. 974–981, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2281175>
3. UGK Mulleriyawage, and WX Shen. "Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: an Australian household case study", *Renew Energy*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.022>.
4. R. Gupta, F. Sossan, and M. Paolone, "Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland", *Applied Energy*, vol. 281, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116010>
5. E. Galvan, P. Manda, and Y. Sang, "Networked microgrids with roof-top solar PV and battery energy storage to improve distribution grids resilience to natural disasters". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, Dec. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106239>
6. Giorgos S. Georgiou, Paul Christodoulides, and Soteris A. Kalogirou, "Optimizing the energy storage schedule of a battery in a PV grid-connected nZEB using linear programming", *Energy*, vol. 208, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118177>
7. В. І. Будько, та Я. В. Вайнштейн, "Перекриття небалансів згенерованої та прогнозованої електроенергії сонячною електростанцією за рахунок системи акумулювання електричної енергії", *Відновлювана енергетика*, № 4 (67), с. 25–31, 2021. [https://doi.org/10.36296/18198058.2021.4\(67\).25-31](https://doi.org/10.36296/18198058.2021.4(67).25-31)
8. Г. Л. Карпчук, М. О. Будько, "Особенности работы системы полікремнієва фотобатарея – протонообмінний електролізер", *Відновлювана енергетика*, № 3 (62), с. 16–26, 2020. [https://doi.org/10.36296/18198058.2020.3\(62\).16-26](https://doi.org/10.36296/18198058.2020.3(62).16-26)
9. СОУ НЕК 341.001:2019 «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України», [Електронний ресурс]. Доступно: https://ua.energy/wpcontent/uploads/2019/06/SOU-NEK-341.001_2019.pdf
10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності, затверджені наказом Міністерства економічного розвитку і торгівлі України (ДСТУ EN 50160:2014): [Електронний ресурс]. Доступно: <https://www.en.lg.ua/images/stories/2019/standart-yakosti.pdf>
11. LiFePO₄ АКБ для сонячних електростанцій. [Електронний ресурс]. Доступно: <https://solar-tech.com.ua/thermalequipment/storagebatteries/akkumulyatornaya-batareya-pylontech-us2000b-plus-lifepo4-48v-2-4-kvt-ch.html>
12. Закон України Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. 2020. [Електронний ресурс]. Доступно: <https://>

zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text

13. Гібридний інвертор Victron Energy. [Електронний ресурс]. Доступно: <https://220volt.com.ua/sistema-ibp-dlya-doma-multiplus-ii-48-3000-35-32-230v-gx-pmp482306000/>

REFERENCES

1. Statistics of renewable energy sources in Ukraine, (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://www.nerc.gov.ua/?id=26435>
2. F. Marra, G. Yang, C. Traeholt, J. Ostergaard and E. Larsen, "A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders with Photovoltaics", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 974–981, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2281175>
3. UGK Mulleriyawage, and WX Shen, "Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: an Australian household case study", *Renew Energy*, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.022>.
4. R. Gupta, F. Sossan, and M. Paolone. "Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland", *Applied Energy*, vol. 281, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116010>
5. E. Galvan, P. Mandal, and Y. Sang. "Networked microgrids with roof-top solar PV and battery energy storage to improve distribution grids resilience to natural disasters". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, Dec. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106239>
6. Giorgos S. Georgiou, Paul Christodoulides, and Soteris A. Kalogirou, "Optimizing the energy storage schedule of a battery in a PV grid-connected nZEB using linear programming", *Energy*, vol. 208, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118177>
7. V. Budko, and Y. Vainshtein, "Overlapping imbalances of generated and forecast electricity by solar power plant at the expense of the electricity accumulation system", (in Ukrainian), *Vidnovliuvana Energetyka*, vol. 4 (67), pp. 25–31, 2021. [https://doi.org/10.36296/18198058.2021.4\(67\).25-31](https://doi.org/10.36296/18198058.2021.4(67).25-31)
8. H. Karpchuk, and M. Budko, "Features of operation of the system "poly silicon photovoltaic module – proton exchange membrane electrolyser", (in Ukrainian), *Vidnovliuvana Energetyka*, vol. 3 (62), pp. 16–26, 2020. [https://doi.org/10.36296/18198058.2020.3\(62\).16-26](https://doi.org/10.36296/18198058.2020.3(62).16-26)
9. Requirements for wind and solar power plants during their operation in parallel with the unified energy system of Ukraine, (in Ukrainian). [Online]. Available: https://ua.energy/wpcontent/uploads/2019/06/SOU-NEK-341.001_2019.pdf
10. Quality standards of electrical energy in Ukraine, (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://www.nerc.gov.ua/?id=19529>
11. LiFePO₄ battery for PV stations, (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://solar-tech.com.ua/thermalequipment/storagebatteries/akkumulyatornaya-batareya-pylontech-us2000b-plus-lifepo4-48v-2-4-kvt-ch.html>
12. Law of Ukraine about renewable energy sources 2020, (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>
13. Hybrid inverter Victron Energy, (in Ukrainian). [Online]. Available: <https://220volt.com.ua/sistema-ibp-dlya-doma-multiplus-ii-48-3000-35-32-230v-gx-pmp482306000/>