

УДК 621.314

doi:10.20998/2413-4295.2020.04.02

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Є. В. ВЕРБИЦЬКИЙ*, М. В. БІЛИЙ

кафедра електронних пристроїв та систем, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» Київ, УКРАЇНА

*e-mail: verbitskiy@bigmir.net

АНОТАЦІЯ Завдяки утворенню ринку електроенергії у 2019 р. доступ до нього отримали незалежні виробники. Дана ініціатива сприяла вільному ціноутворенню вартості електроенергії та в перспективі повинна одночасно зменшити вартість електроенергії й забезпечити стабільність енергосистеми України. Одним з перспективних джерел енергії, що може продаватись на ринку є енергія відновлюваних джерел. При цьому власники систем електроживлення з відновлюваною електроенергетикою мають нестабільну генерацію енергії, що розбалансовує об'єднану енергетичну систему України. Вільне ціноутворення сприятиме балансуванню енергетичної системи, бо на інтервалах дефіциту енергії вона матиме більшу вартість. Тому постачальники енергії з відновлювальних джерел будуть зацікавлені у встановленні акумулюючих потужностей з метою накопичення електроенергії на інтервалах, коли вона є дешевою, і продажу, за умови високої вартості. У статті аналізуються умови прибутковості систем електроживлення з системою акумулювання енергії і без неї залежно від рівня амортизаційних нарахувань і вартості електроенергії. При цьому енергія системи електроживлення без акумулювання енергії одразу продається в мережу без балансування системи, тому доцільнішим є використання системи з акумулюванням, для чого варто забезпечити значну різницю в ціні для проміжків часу з дефіцитом енергії. Доведено, що в системі електроживлення доцільно використовувати один найдешевший тип відновлювального джерела енергії. Тоді як для здешевлення системи електроживлення з акумулюванням енергії доречніше використовувати декілька джерел енергії, потужність яких слабо корелюється. У цьому випадку система акумулювання має меншу енергоемність і меншу вартість. Оскільки статистичні дані про потужність сонячної електроенергії та швидкості вітру для певного регіону задаються у виді масиву числових даних, як правило, параметри системи з максимальним прибутком шукаються чисельними методами, найчастіше – методом градієнтного спуску. При цьому для балансування енергосистеми доцільно, щоб прибуток системи з акумулюванням енергії перевищував прибуток системи без нього, що можливе за умови збільшення різниці максимальної і мінімальної ціни електроенергії протягом дня.

Ключові слова: система електроживлення з відновлювальними джерелами енергії; прибуток; амортизаційні нарахування

PECULIARITIES OF DESIGNING THE POWER SUPPLY SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE CONDITIONS OF THE ELECTRICITY MARKET

I. VERBYTSKYI, M. BILYI

Department of Electronic Devices and Systems, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, UKRAINE

ABSTRACT Due to the formation of the electricity market in 2019, independent producers gained access to the market. This initiative promotes free pricing of electricity costs and in the long run should simultaneously reduce the cost of electricity and ensure the stability of Ukraine's energy system. One of the promising sources of energy that can be sold on the market is renewable energy. At the same time, the owners of power supply systems with renewable electricity have unstable energy generation, which unbalances the unified energy system of Ukraine. Free pricing will help balance the energy system, because at intervals of energy deficit it will have a higher cost. Therefore, energy suppliers from renewable sources will be interested in installing storage capacity in order to accumulate electricity at intervals when it is cheap, and sell at a high cost. The article analyzes the conditions of profitability of power supply systems with and without energy storage system, depending on the level of depreciation and the cost of electricity. In this case, the energy of the power supply system without energy storage is immediately sold to the grid without balancing the system, so it is more appropriate to use a system with storage, which should provide a significant difference in price for periods of energy shortage. It is proved that it is expedient to use one of the cheapest types of renewable energy source in the power supply system. Whereas to reduce the cost of a power storage system with energy storage, it is more appropriate to use several energy sources whose power is weakly correlated. In this case, the storage system has less energy consumption and lower cost. Since the statistics on solar power and wind speed for a particular region are given as an array of numerical data, as a rule, the parameters of the system with the maximum profit are sought by numerical methods, most often - the gradient descent method. In this case, to balance the power system, it is advisable that the profit of the system with energy storage exceeds the profit of the system without it, which is possible provided that the difference between the maximum and minimum price of electricity during the day.

Keywords: power supply system with renewable energy sources; profit; depreciation charges

Вступ

Завдяки прийнятому у 2019 році закону України «Про ринок електричної енергії» держава позбулася монополії на продаж електричної енергії і

доступ до цього ринку отримали незалежні постачальники, які можуть продавати електроенергію на трьох ринках: ринок двосторонніх договорів, ринок на добу наперед та внутрішньодобовий ринок [1].

Дана ініціатива сприяє вільному ціноутворенню вартості електроенергії і в перспективі повинна одночасно зменшити вартість електроенергії та забезпечити стабільність енергосистеми України. Одним з перспективних джерел енергії, що може продаватись на ринку є енергія відновлюваних джерел, оскільки собівартість електроенергії, виробленої з цих джерел, стрімко зменшується і в найближчій перспективі повинна стати нижчою, ніж електроенергія з традиційних джерел [2].

На даний момент електроенергія з відновлюваних джерел енергії продається за фіксованим «зеленим тарифом», який діє до 01.01.2030 року [2]. При цьому власники систем електроживлення з відновлюваною електроенергетикою мають нестабільну генерацію енергії, що розбалансовує об'єднану енергетичну систему України. З часом зелений тариф буде спочатку зменшуватись, а потім буде відмінений і енергія відновлювальних джерел енергії продаватиметься на загальних засадах. На відміну від зеленого тарифу вільне ціноутворення сприятиме балансуванню енергетичної системи, бо на інтервалах дефіциту енергії вона матиме більшу вартість. Тому постачальники енергії з відновлювальних джерел будуть зацікавлені у встановленні акумулюючих потужностей з метою накопичення електроенергії на інтервалах, коли вона є дешевою, і продажу, за умов високої вартості. Однак встановлення акумулюючих потужностей є доцільним, лише якщо співвідношення між вартістю електроенергії у години пік і у інтервали з надлишком енергії перевищують певне значення.

У статті аналізується за яких умов у системах з відновлювальними джерелами енергії доцільно використовувати системи акумулювання енергії та пропонується алгоритм проектування систем електроживлення для обраної місцевості та ринкової вартості електроенергії на ринку електроенергії, що приноситиме максимальний прибуток [3].

Мета роботи

Метою статті є аналіз умови прибутковості систем електроживлення з системою акумулювання енергії і без неї, залежно від рівня амортизаційних нарахувань і вартості електроенергії.

Режими роботи системи

Існують три механізми продажу електроенергії – двосторонні договори, ринок електроенергії на добу наперед та внутрішньодобовий ринок. Двосторонні договори, як правило, укладаються між великими постачальниками та споживачами електроенергії на великі обсяги електроенергії, тому участь у ньому при невеликих встановлених потужностях (до 10 кВт) є недоречною. Участь у ринках на добу наперед і внутрішньодобовому ринку є більш перспективною [4]. Основна задача таких ринків – покривати дефіцит

електроенергії у ранкові (6–9 год.) та вечірні (18–22 год.) години пік, протягом яких ціна на електроенергію найвища.

При роботі на таких ринках можна дотримуватись двох стратегій:

- використовувати системи електроживлення без накопичувача і згенеровану енергію одразу продавати у мережу;

- використовувати систему з накопичувачем електроенергії і продавати електроенергію у години пік з максимальною вартістю.

За умови використання обох стратегій прогнозування потужності системи електроживлення дозволяє покращити баланс між запланованою і реально згенерованою енергією, що дозволяє збільшити прибуток та уникнути штрафних санкцій

Оскільки потужність системи електроживлення з відновлювальними джерелами енергії залежить від зовнішніх умов, для їх прогнозування є доцільним використовувати доступну інформацію сервісів прогнозу погоди у мережі інтернет. Разом з моделлю системи електроживлення така інформація дозволяє:

1) оцінити собівартість електроенергії для заданої структури системи електроживлення та строк її окупності для даної місцевості;

2) обрати структуру та стратегію керування системою електроживлення для отримання найбільшого прибутку;

3) ефективніше укласти угоди на ринку.

Структура типової системи електроживлення, що складається з сонячної батареї, вітрогенератора та акумулятора показана на рис. 1.

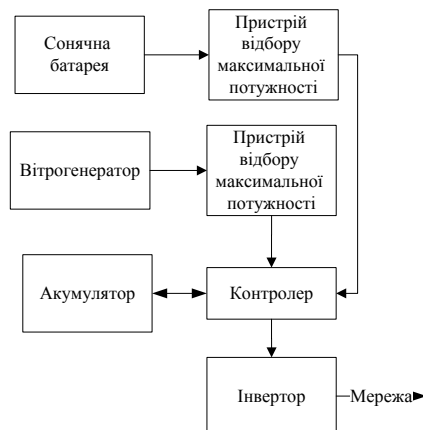


Рис. 1 – Структурна схема системи електроживлення

На етапі проектування системи, інформація про проведені торги на ринку електроенергії та метеорологічні умови в певній місцевості дозволяє обрати співвідношення між потужністю сонячної батареї, вітрогенератора та енергоємності акумулятора, що дозволить отримати найбільший прибуток для даної місцевості [5].

Для розрахунку прибутку необхідно проаналізувати:

1) вартість відновлювальних джерел енергії та акумулятора з врахуванням залежності між ціною та потужністю джерела;

2) раціональне співвідношення між встановленою потужністю акумулятора, сонячної батареї та вітрогенератора;

3) статистику щодо вартості електроенергії на ринку.

Розглянуті дані дозволяють знайти залежність між зовнішніми погодними умовами і собівартістю електроенергії, яка генерується в системі. Для цього вводиться поняття зовнішніх погодних умов та амортизації.

Можна виділити наступні погодні умови, як: $P_C(t)$ – потужність сонячного випромінювання та $P_B(t)$ – потужність вітру. Вони будуть враховуватись для розрахунку кількості згенерованої електроенергії з урахуванням втрат вітрогенератора та сонячної батареї [6, 7].

Собівартість визначається як сума початкових та амортизаційних, що розподілені рівномірно в часі. Початкові витрати включають в себе витрати на саму сонячну батарею, вітрогенератор та акумулятор і їх установку та підключення. Коли система встановлена, одразу, окрім прибутку вона потребує обслуговування, яке враховується як амортизаційні відрахування. В загальному випадку чистий прибуток від системи електроживлення буде розраховуватись за формулою:

$$\left(\int_0^T (P_{EH}(t) \cdot B_{EH}(t) - A(t, P_{EH})) dt \right) - ПВ = П, \quad (1)$$

де P_{EH} – встановлена потужність системи, p_{EH} – миттєва потужність системи у момент часу t , B_{EH} – вартість електроенергії в момент часу t , A – амортизаційні витрати, $П$ – чистий прибуток за час експлуатації T , $ПВ$ – початкові витрати на придбання обладнання.

Сумарна миттєва потужність енергосистеми p_{EH} є сумою згенерованої енергії вітрогенератора та сонячної батареї.

$$p_{EH}(t) = p^{BG}(t) + p^{CB}(t). \quad (2)$$

У свою чергу кожен із цих параметрів залежить від зовнішніх умов F_C та F_B . Враховуючи ККД сонячної батареї та вітрогенератора, отримаємо наступні формули:

$$p^{CB}(t) = f(F_C) \cdot \eta^{CB}; \quad (3)$$

$$p^{BG}(t) = f(F_B) \cdot \eta^{BG}. \quad (4)$$

Амортизаційні витрати залежать від часу і від потужності, оскільки технічні показники пристроїв швидше деградують і потребують частішого обслуговування під більшим навантаженням [8, 9]. Тому для кожного джерела вони нараховуються по різному.

У загальному випадку формула амортизації визначається наступним чином:

$$A_{EH}(t, P_{EH}) = A^{CB}(t) + A^{BG}(t) + A^{AK}(t), \quad (5)$$

де A_{EH} , P_{EH} – загальні амортизаційні витрати та встановлена потужність енергосистеми, A^{CB} , A^{BG} , A^{AK} – амортизаційні витрати на обслуговування сонячної батареї, вітрогенератора і акумулятора відповідно.

При цьому вважається, що параметри сонячної батареї зі збільшенням її миттєвої потужності деградує незначно, тоді як вплив миттєвої потужності на параметри вітрогенератора та акумулятора є суттєвим.

Коли система працює на мережу, без акумулятора, формула (1), з врахуванням структури втрат у системі згідно з рис. 1, перетворюється до виду:

$$\int_0^T ((p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{HNB} - (A^{CB}(t) + A^{BG}(t))) dt - ПВ = П^{BE3-AK}, \quad (6)$$

де, η^{HNB} – ККД інвертора, η_{MPPT}^{CB} – ККД контролера сонячної батареї, η_{MPPT}^{BG} – ККД контролера вітрогенератора, η^{BG} і η^{CB} – ККД вітрогенератора та сонячної батареї відповідно, $П^{BE3-AK}$ – чистий прибуток від експлуатації системи електроживлення без акумулятора, $ПВ^{BE3-AK}$ – початкові витрати на систему без акумулятора.

При роботі з акумулятором формула (6) зміниться, оскільки виникають додаткові втрати при транспортуванні та зберіганні енергії в акумуляторі:

$$\int (p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t) + p^{AK}(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{HNB} \cdot \eta^{AK} - (A^{CB}(t) + A^{BG}(t) + A^{AK}(t))) dt - ПВ^{3-AK} = П^{3-AK}, \quad (7)$$

де, η^{AK} – ККД акумулятора, $П^{3-AK}$ – чистий прибуток від експлуатації системи електроживлення з акумулятором, $ПВ^{3-AK}$ – початкові витрати на систему з акумулятором, p^{AK} – потужність акумулятора, що може бути як від'ємною так і додатною.

Доцільність використання акумулятора визначається різницею між середньою вартістю енергії та максимальною. Чим вона більша, тим більша ефективність використання акумулятора. Якщо акумулятор має достатню ємність, він може накопичувати всю електроенергію від джерел, коли вартість на неї низька і віддавати у мережу – коли велика. Тоді рівняння (7) перетвориться до виду:

$$\int (p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t)) B_{max} \eta^{HNB} \cdot \eta^{AK} - (A^{CB}(t) + A^{BG}(t) + A^{AK}(t))) dt - ПВ^{3-AK} = П^{3-AK}. \quad (8)$$

Використання систем з акумулятором має сенс, якщо різниця між мінімальною і максимальною вартістю енергії вище певного порогового значення, тобто коли прибуток від продажу енергії по піковій вартості з акумулятором буде більшим за прибуток, отриманий при прямій роботі системи на мережу.

$$П^{3-AK} - П^{BE3-AK} > 0. \quad (9)$$

Розписавши та спростивши ці вирази, отримаємо наступне співвідношення:

$$\int_0^T (p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB} \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t)) \cdot \eta^{IHB} B_{EH} \left(\left(1 + \left(\frac{B_{max} - B_{cp}}{B_{max}} \right) \right) \cdot \eta^{AK} - 1 \right) - A^{AK}(t) dt - ПВ^{AK} > 0, \quad (10)$$

де $ПВ^{AK}$ – початкові витрати на придбання акумулятора, B_{cp} і B_{max} – середньозважена і максимальна вартість електроенергії відповідно.

Виконання умови (10) буде свідчити про доцільність запасаження енергії в акумулятор з подальшим її продажем в піковий момент її вартості. Але при цьому слід розуміти, що на практиці ефективність від системи з акумулятором буде нижчою, оскільки умова (10) отримана за умови необмеженої розрядної потужності акумулятора, що дозволяє продавати електроенергію лише у обмежені часі інтервали з найвищою ціною на неї.

Амортизаційні витрати у формулах (1)-(10) у загальному випадку складаються з трьох компонент:

- початкові витрати A_0 , які характеризують початковий внесок в розмірі біля $K_0 = 20\%$ від початкової вартості, постійні витрати протягом експлуатації;

- поточні постійні витрати A_1 , що лінійно зростають в часі і загалом не перевищують $K_1 = 50\%$ від початкових витрат та характеризують обсяг витрат на амортизацію за одиницю часу;

- поточні змінні витрати A_2 , що залежить від потужності і характеризують рівень зношення обладнання і загалом не перевищують $K_2 = 50\%$ від початкових витрат.

$$A_0 = K_0 ПВ; \quad (11)$$

$$A_1 = K_1 \frac{ПВ}{T}; \quad (12)$$

$$A_2 = K_2 \frac{ПВ}{T} p^*, \quad (13)$$

де $p^* = p/P$ – відносна потужність джерела енергії.

Аналіз витрат свідчить, що на обслуговування сонячної батареї потребує початкових A_0 і поточних постійних витрат A_1 , а при обслуговуванні вітрогенератора та акумулятора присутні всі типи амортизаційних нарахувань A_0 , A_1 і A_2 :

$$A^{CB} = A_0^{CB} + A_1^{CB} \cdot t; \quad (14)$$

$$A^{BG} = A_0^{BG} + A_1^{BG} \cdot t + A_2^{BG} (p_{BG}^*) \cdot t; \quad (15)$$

$$A^{AK} = A_0^{AK} + A_1^{AK} \cdot t + A_2^{AK} (p_{AK}^*) \cdot t. \quad (16)$$

Після підстановки виразів для амортизаційних відрахувань (11)-(16) у формулу (6), отримаємо вираз для розрахунку прибутку, коли система працює на мережу, без акумулятора:

$$\int_0^T ((p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB} \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{IHB} - (A_1^{CB} + A_1^{BG} + A_2^{BG})) dt - A_0^{CB} - A_0^{BG} - ПВ = П^{БЕЗ-АК}. \quad (17)$$

Та при роботі з акумулятором:

$$\int_0^T ((p^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p^{CB} \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t) + p^{AK}(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{IHB} \cdot \eta^{AK} - (A_1^{CB} + A_1^{BG} + A_2^{BG} + A_1^{AK} + A_2^{AK})) dt - A_0^{CB} - A_0^{BG} - A_0^{AK} - ПВ = П^{3-АК}. \quad (18)$$

При аналізі прибутку від системи електроживлення одним з факторів, що потрібно враховувати, є залежність амортизаційних нарахувань від потужності джерел енергії. Для сонячної батареї залежність амортизаційних нарахувань від потужності можна вважати лінійною, оскільки сонячна електростанція складається з набору однотипних модулів. Тоді як для вітрогенератора та акумулятора потрібно оцінити залежності їх вартостей від потужностей. Для цього було оцінено вартість лінійок акумуляторів і вітрогенераторів окремих виробників: EW та FA – для вітрогенераторів [10] і Merlion GP, RITAR DC та Luxeon LX [11] – для акумуляторів. Результуючі графіки залежності вартості від потужності акумуляторів та вітрогенераторів можна побачити на рис. 2 а) та б) відповідно.

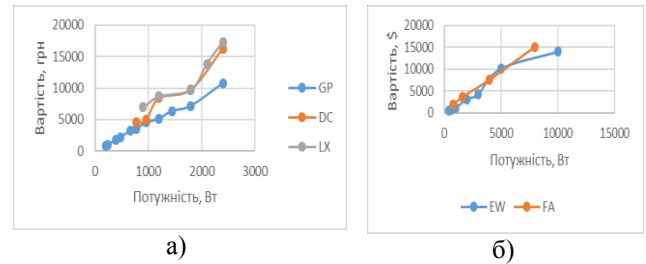


Рис. 2 – Залежність вартості від потужності: а) акумуляторних батарей; б) вітрогенераторів

Наведені залежності вартості від потужності мають лінійний тренд, тому можна вважати, що амортизаційні нарахування будуть приблизно пропорційні до їх потужності, що дозволяє аналізувати систему з нормованими потужностями сонячної батареї і вітрогенератора: $k_{CB} + k_{BG} = 1$. Та визначити значення p_{CB}^* і p_{BG}^* для яких отримується максимальний прибуток, а потім масштабувати систему на потрібну потужність. У цьому випадку формули (17) і (18) перетворюються до виду:

$$\int_0^T (p_{BG}^* \cdot k^{BG}(t) \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p_{CB}^* \cdot k^{CB} \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{IHB} - (A_{1(1)}^{CB} \cdot k^{CB} + k^{BG} (A_{1(1)}^{BG} + A_{2(1)}^{BG})) dt - A_{0(1)}^{CB} \cdot k^{CB} - A_{0(1)}^{BG} \cdot k^{BG} - ПВ_{(1)} = П_{(1)}^{БЕЗ-АК}; \quad (19)$$

$$\int_0^T ((p_{BG}^* \cdot k^{BG} \cdot \eta_{MPPT}^{BG} + p_{CB}^* \cdot k^{CB} \cdot \eta_{MPPT}^{CB}(t) + p_{AK}^*(t)) B_{EH}(t) \cdot \eta^{IHB} \cdot \eta^{AK} - (A_{1(1)}^{CB} k^{CB} + A_{1(1)}^{BG} k^{BG} + A_{2(1)}^{BG} k^{BG} + A_{1(1)}^{AK} W^{AK} + A_{2(1)}^{AK} W^{AK})) dt - A_{0(1)}^{CB} k^{CB} - A_{0(1)}^{BG} k^{CB} - A_{0(1)}^{AK} W^{AK} - ПВ = П_{(1)}^{3-АК}. \quad (20)$$

Принцип розрахунку співвідношень потужностей джерел енергії в системі електроживлення

За умови визначених значень нормованих амортизаційних нарахувань на використання сонячної

батареї $A_{0,(1)}^{CB}$, $A_{1,(1)}^{CB}$, вітрогенератора $A_{0,(1)}^{BF}$, $A_{1,(1)}^{BF}$, $A_{2,(1)}^{BF}$ та акумулятора $A_{0,(1)}^{AK}$, $A_{1,(1)}^{AK}$, $A_{2,(1)}^{AK}$; кривої вартості електроенергії B_{EH} , як функції часу $B_{EH} = f(t)$; нормованих початкових витрат $ПВ_{(1)}$; коефіцієнтів корисної дії складових системи η^{IHB} , η_{MPPT}^{CB} , η_{MPPT}^{BF} , η^{AK} , та поточних погодних умов (потужність сонячного випромінювання та сила вітру), з рівняння (19) можливо визначити співвідношення потужностей сонячної батареї k^{CB} і вітрогенератора k^{BF} , при яких буде досягатись максимальний прибуток у системі без акумулятора $\Pi_{(1)}^{BE3-AK}$, а з рівняння (20) – співвідношення k^{CB} , k^{BF} і w^{AK} – енергоємності акумуляторної батареї, для забезпечення максимального прибутку від використання системи з акумулятором Π^{3-AK} .

Максимум прибутку від системи досягається при певному співвідношенні k^{CB} і k^{BF} , що шукається з рівняння (19) з умови:

$$\left. \frac{d\Pi_{(1)}^{BE3-AK}}{dk^{BF}} \right|_{k^{CB}=1-k^{BF}} = 0. \quad (21)$$

Змінюючи порядок виконання операцій у формулі (19) та спочатку виконавши операцію диференціювання за змінною k^{CB} , у підінтегральному виразі буде усунуто параметр k^{BF} , що свідчить про відсутність екстремуму. Виходячи з цього можна зробити висновок, що у системі без акумулявання енергії доцільно використовувати один тип джерела енергії, що приносить найбільший прибуток. Якщо

$$\left. \frac{d\Pi_{(1)}^{BE3-AK}}{dk^{BF}} \right|_{k^{CB}=1-k^{BF}} < 0, \quad (22)$$

то у системі доцільно використовувати сонячні батареї, якщо ж значення похідної більше нуля – вітрогенератори.

Використання двох або більше різнотипних джерел електроенергії стає доцільним за таких умов [12,13]:

- 1) використання системи акумулявання енергії;
- 2) обидва джерела мають нестабільну вихідну потужність;
- 3) часова залежність вихідної потужності джерел суттєво відрізняється, тобто їх коефіцієнт кореляції r не перевищує 0.5, $r \leq 0.5$;
- 4) існує велика кількість інтервалів між максимумами ціни на електроенергію де потужність кожного джерела суттєво нижче максимальної.

Графічна ілюстрація роботи системи з одним джерелом енергії і двох джерел енергії, що відповідають переліченим умовам, показана на рис. 3 і 4 відповідно.

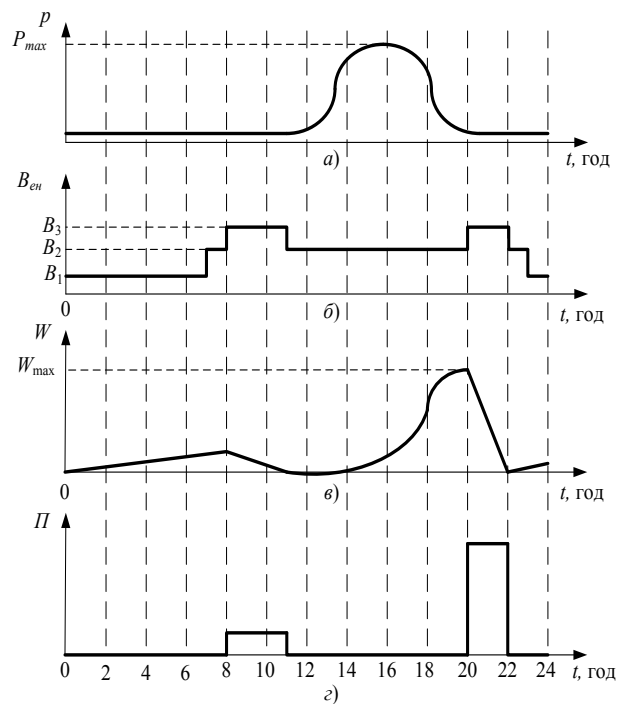


Рис. 3 – Ілюстрація роботи системи електроживлення з одним джерелом енергії: а) миттєве значення потужності джерела; б) крива вартості електроенергії за трizonним тарифом; в) обсяг енергії, накопичений в акумуляторі; г) прибуток від системи електроживлення

Згідно з рис. 3 принцип роботи системи електроживлення з системою акумуляванням енергії полягає у накопиченні енергії коли вартість електроенергії нижче максимальної B_1 і B_2 і продаж всієї енергії при піковому значенні вартості B_3 , рис 3 б). Через нестабільну вихідну потужність відновлювального джерела p , зображену на рис. 3 а), система акумулявання працює неефективно, оскільки в період 0..8 годин, ємність акумулятора майже не використовується, бо вихідна потужність джерела на цьому часовому інтервалі мінімальна.

Якщо ж у системі електроживлення використовуються два або більше джерела енергії, вихідна потужність яких корелюються слабо, як показано на рис. 4 а) і б), навантаження на систему акумулявання стає рівномірнішим, що дозволяє зменшити енергоємність акумулятора і собівартість системи електроживлення в цілому.

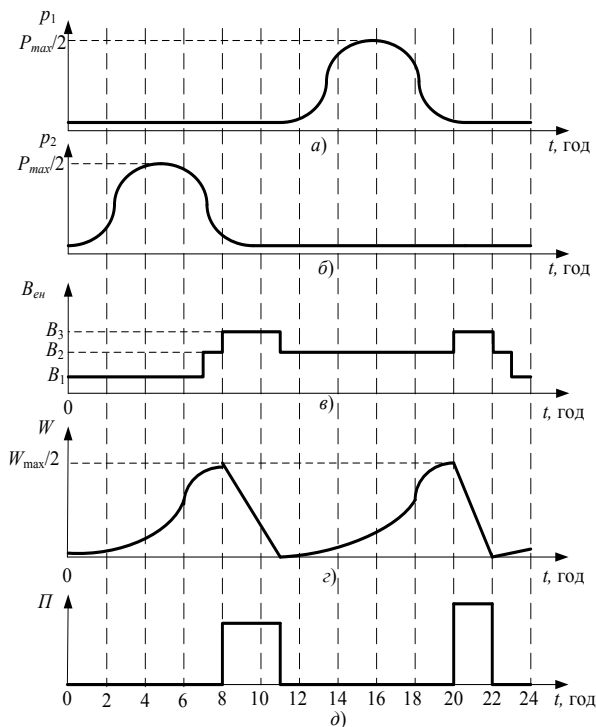


Рис. 4. Ілюстрація роботи системи електроживлення з двома джерелами енергії:

- а) миттєві значення потужності першого джерела;
б) миттєві значення потужності другого джерела;
в) крива вартості електроенергії за тризонним тарифом; г) обсяг енергії, накопичений в акумуляторі; д) прибуток від системи електроживлення

Знаходження максимального прибутку для системи з акумуляванням енергії передбачає корекцію кривої потужності системи, що здійснюється за допомогою заряджання-розряджання акумулятора та її подальшої оптимізації згідно з формулою:

$$\left. \frac{d\Pi_{(1)}^{3_AK}}{dk^{BR}} \right|_{k^{CB} = 1 - k^{BR}} + \frac{d\Pi_{(1)}^{3_AK}}{dw^{AK}} = 0. \quad (23)$$

Оскільки статистичні дані про потужність сонячної електроенергії та швидкості вітру для певного регіону задаються у виді масиву числових даних, як правило, параметри системи з максимальним прибутком шукаються чисельними методами, найчастіше – методом градієнтного спуску [14, 15]. При цьому для балансування енергосистеми доцільно, щоб прибуток системи з акумуляванням енергії перевищував прибуток системи без нього, що можливе за умови збільшення різниці максимальної і мінімальної ціни електроенергії протягом дня.

Висновки

У статті проаналізовано проблеми використання відновлювальної енергетики і показано,

що для балансування енергосистеми доцільно залучати її продавців до ринку електроенергії. У цьому випадку виробники електроенергії з відновлювальних джерел будуть зацікавлені у модернізації систем електроживлення та встановлення систем акумулявання з метою продавати електроенергію на інтервалах пікових навантажень і тим самим балансуватимуть енергосистему.

Аналіз систем без акумулявання і з акумуляванням енергії показав, що:

- 1) систему без акумулявання енергії доцільно проектувати на основі відновлювального джерела з найменшою собівартістю;
- 2) при використанні системи акумулявання енергії доцільно використовувати декілька джерел з невеликим значенням коефіцієнта кореляції, який не перевищує 0.5, що дозволяє зменшити енергоємність акумулятора.

Список літератури

1. Monaaf D. A. Al-falahi, Jayasinghe S.D.G., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management*. 2017. Vol. 143. P. 252–274. doi: 10.1016/j.enconman.2017.04.019.
2. Abba LawanBukar, Chee WeiTana. A review on stand-alone photovoltaic-wind energy system with fuel cell: System optimization and energy management strategy. *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 221. P. 73–88. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.228.
3. Weiping Zhang, Akbar Maleki, Marc A. Rosen, Jingqing Liu. Sizing a stand-alone solar-wind-hydrogen energy system using weather forecasting and a hybrid search optimization algorithm. *Energy Conversion and Management*. 2019. Vol. 180. P. 609–621. doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.102.
4. Hemeida A. M., El-Ahmar M. H., El-Sayed A. M., Hasanien Hany M., Alkhalaf Salem, Esmail M. F. C., Senjyu T. Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area. *Ain Shams Engineering Journal*. 2020. Vol. 11. Iss. 1. P. 11–23. doi: 10.1016/j.asej.2019.08.005.
5. NSRDB Data Viewer. URL: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/> (дата звернення: 15.11.2020).
6. Krajačić G., Duić N., Zmijarević Z., Mathiesen B. V., Vučinić A. A., & da Graça Carvalho M. Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction. *Applied Thermal Engineering*. 2011. 31(13). P. 2073–2083. doi:10.1016/j.applthermaleng.2011.03.014.
7. Kyselova A. G., Verbitskyi I. V., Kyselov G. D. Context-aware framework for energy management system. *2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv. 2016. P. 1–4. doi:10.1109/IEPS.2016.7521890.
8. Zhou W., Lou C., Li Z., Lu L., Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems. *Applied Energy*. 2010. 87(2). P. 380–389. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.08.012.
9. Khan F. A., Pal N., Saeed S. H. Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis

- methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, 92, P. 937–947. doi:10.1016/j.rser.2018.04.107.
10. Вітрогенератори для дому та дачі по всій Україні. URL: <https://avante.com.ua/ua/catalog/1.elektrotexnika/vetrogeneratory> (дата звернення: 13.11.2020).
 11. VoltmarketUA Автомобільні акумулятори. URL: <https://voltmarket.ua/avtomobilnye-akkumulyatory> (дата звернення: 14.11.2020).
 12. Вербицький С. В., Кисельова А. Г. Контекстний підхід керування системою електроживлення. *Вісник НТУ «ХПІ»*, Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. 2016. № 18 (1190). С. 123–127. doi:10.20998/2413-4295.2016.18.18.
 13. Verbitskiy Ie., Kyselova A., Kyselov G. Power grid converter control improvement based on contextual data. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*. 2017. P. 599–604. doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100311.
 14. Yiheng Wei, Yu Kang, Weidi Yin, Yong Wang. Design of generalized fractional order gradient descent method. Department of Automation, University of Science and Technology of China, preprint. URL: <https://arxiv.org/abs/1901.05294>.
 15. Balamurali A., Feng G., Lai C., Tjong J., Kar N. C. Maximum Efficiency Control of PMSM Drives Considering System Losses using Gradient Descent Algorithm Based on DC Power Measurement. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2018, 1–1. doi:10.1109/tec.2018.2852219.
 5. NSRDB Data Viewer. Available at: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/> (accessed 15.11.2020).
 6. Krajačić G., Duić N., Zmijarević Z., Mathiesen B. V., Vučinić A. A., & da Graça Carvalho M. Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction. *Applied Thermal Engineering*, 2011, 31(13), pp. 2073–2083, doi:10.1016/j.applthermaleng.2011.03.014.
 7. Kyselova A. G., Verbitskiy I. V., Kyselov G. D. Context-aware framework for energy management system. *2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv, 2016, pp. 1–4, doi: 10.1109/IEPS.2016.7521890.
 8. Zhou W., Lou C., Li Z., Lu L., Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems. *Applied Energy*, 2010, 87(2), pp. 380–389, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.08.012.
 9. Khan F. A., Pal N., Saeed S. H. Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, 92, pp. 937–947, doi:10.1016/j.rser.2018.04.107.
 10. Wind turbines for home and cottage throughout Ukraine. Available at: <https://avante.com.ua/ua/catalog/1.elektrotexnika/vetrogeneratory> (accessed 13.11.2020).
 11. VoltmarketUA Car batteries Available at: <https://voltmarket.ua/avtomobilnye-akkumulyatory> (accessed 14.11.2020).
 12. Verbitskiy I. V., Kyselova A. G. Context approach for electric grid control. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: New solutions in modern technology*. 2016, 18 (1190), pp. 123–127, doi: 10.20998/2413-4295.2016.18.18.
 13. Verbitskiy Ie., Kyselova A., Kyselov G. Power grid converter control improvement based on contextual data. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, 2017, pp. 599-604, doi: 10.1109/UKRCON.2017.8100311.
 14. Yiheng Wei, Yu Kang, Weidi Yin, Yong Wang. Design of generalized fractional order gradient descent method. Department of Automation, University of Science and Technology of China, preprint. Available at: <https://arxiv.org/abs/1901.05294>.
 15. Balamurali A., Feng G., Lai C., Tjong J., Kar N. C. Maximum Efficiency Control of PMSM Drives Considering System Losses using Gradient Descent Algorithm Based on DC Power Measurement. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2018, 1–1, doi:10.1109/tec.2018.2852219.

References (transliterated)

1. Monaaf D. A. Al-falahi, Jayasinghe S. D. G., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies for stand-alone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management*, 2017, Vol. 143, pp. 252–274, doi: 10.1016/j.enconman.2017.04.019.
2. Abba LawanBukar, Chee WeiTana. A review on stand-alone photovoltaic-wind energy system with fuel cell: System optimization and energy management strategy. *Journal of Cleaner Production*, 2019, Vol. 221, pp. 73–88, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.228.
3. Weiping Zhang, Akbar Maleki, Marc A. Rosen, Jingqing Liu. Sizing a stand-alone solar-wind-hydrogen energy system using weather forecasting and a hybrid search optimization algorithm. *Energy Conversion and Management*, 2019, Vol. 180, pp. 609–621, doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.102.
4. Hemeida A. M., El-Ahmar M. H., El-Sayed A. M., Hasanien Hany M., Alkhalaf Salem, Esmail M. F. C., Senjyu T. Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area. *Ain Shams Engineering Journal*, 2020, Vol. 11, Issue 1, pp. 11–23, doi: 10.1016/j.asej.2019.08.005.

Відомості про авторів (About authors)

Вербицький Євген Володимирович – кандидат технічних наук, доцент кафедри електронних пристроїв та систем, факультет електроніки, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, Україна; ORCID: 0000-0001-7275-5152; e-mail: verbitskiy@bigmir.net.

Ievgen Verbitskiy – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Ph. D., Assoc. Prof., Department of Electronic Devices and Systems, Faculty of Electronics, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine; ORCID: 0000-0001-7275-5152; e-mail: verbitskiy@bigmir.net

Білий Максим В'ячеславович – магістр, кафедра електронних пристроїв та систем, факультет електроніки Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, Україна; ORCID: 0000-0002-0893-4583; e-mail: mxbely98@gmail.com.

Махым Bilyi – Master, Department of Electronic Devices and Systems, Faculty of Electronics, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine; ORCID: 0000-0002-0893-4583; e-mail: mxhbely98@gmail.com

Будь ласка, посилайтесь на цю статтю наступним чином:

Вербицький Є. В., Білий М. В. Особливості проектування системи електроживлення з відновлювальними джерелами енергії в умовах ринку електроенергії. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». 2020. № 4 (6). С. 14-21. doi:10.20998/2413-4295.2020.04.02.

Please cite this article as:

Verbytskyi I., Bilyi M. Peculiarities of designing the power supply system with renewable energy sources in the conditions of the electricity market. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: New solutions in modern technology.* – Kharkiv: NTU "KhPI", 2020, no. 4 (6), pp. 14-21, doi:10.20998/2413-4295.2020.04.02.

Пожалуйста, ссылайтесь на эту статью следующим образом:

Вербицкий Е. В. Белый М. В. Особенности системы электропитания из возобновляемых источников энергии в условиях рынка электроэнергии. *Вестник Национального технического университета «ХПИ».* Серия: Новые решения в современных технологиях. – Харьков: НТУ «ХПИ». 2020. № 4 (6). С. 14-21. doi:10.20998/2413-4295.2020.04.02.

АННОТАЦИЯ Благодаря образованию рынка электроэнергии в 2019 году доступ к рынку получили независимые производители. Данная инициатива способствовала свободному ценообразованию стоимости электроэнергии и в перспективе должна одновременно уменьшить стоимость электроэнергии и обеспечить стабильность энергосистемы Украины. Одним из перспективных источников энергии, это энергия возобновляемых источников. При этом владельцы систем электропитания с возобновляемой электроэнергетикой имеют нестабильную генерацию энергии и разбалансируют объединенную энергетическую систему Украины. Свободное ценообразование будет способствовать балансировке энергетической системы, потому что на интервалах дефицита энергии она будет больше стоить. Поэтому поставщики энергии из возобновляемых источников будут заинтересованы в установленные аккумулярующих мощностей с целью накопления электроэнергии на интервалах, когда она является дешевой, и продажи, при условии высокой стоимости. В статье анализируются условия прибыльности систем электропитания с системой аккумулярования энергии и без нее в зависимости от уровня амортизационных начислений и стоимости электроэнергии. При этом энергия системы электропитания без аккумулярования энергии сразу продается в сеть без балансировки системы, поэтому целесообразным является использование системы с аккумулярованием, для чего следует обеспечить значительную разницу в цене для промежутков времени с дефицитом энергии. Доказано, что в системе электропитания целесообразно использовать один дешевый тип восстановительного источники энергии. Тогда как для удешевления системы электропитания с аккумулярованием энергии уместнее использовать несколько источников энергии, мощность которых слабо коррелируется. В этом случае система аккумулярования имеет меньшую энергоемкость и меньшую стоимость. Поскольку статистические данные о мощности солнечной электроэнергии и скорости ветра для определенного региона задаются в виде массива числовых данных, как правило, параметры системы с максимальной прибылью рассчитываются численными методами, чаще всего - методом градиентного спуска. При этом для балансировки энергосистемы целесообразно, чтобы прибыль системы с аккумулярованием энергии превышала прибыль системы без нее, что возможно при условии увеличения разницы максимальной и минимальной цены электроэнергии в течение дня.

Ключевые слова: система электропитания с возобновляемыми источниками энергии; прибыль; амортизационные начисления

Надійшла (received) 21.11.2020