

ОЦІНКА НЕРІВНОМІРНОСТІ ВІДБОРУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ

С.П. Денисюк*, докт. техн. наук, Д.Г. Дерев'янку**, канд. техн. наук, І.І. Богойко***
НТУ України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна,
e-mail: spdens@ukr.net.

Розглянуто особливості розрахунку енергоємності акумуляторних батарей в системах розподілу та використання електроенергії зі змінними у часі навантаженнями за різної інтенсивності їхньої розряду. Показано, що оцінку нерівномірності відбору електроенергії в системах з акумуляторними батареями можна здійснювати за рахунок застосування такого інтегрального показника як модифікована потужність Фризе, що розглядається як показник роботи конкретного елемента в системі (оцінка загальносистемної енергоефективності). Отримано залежності нерівномірності розряду акумуляторних батарей у вигляді безрозмірної функції, яка дає можливість у тривимірному просторі отримати наочне представлення оцінки рівня нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями в залежності від тривалості інтервалів, на яких відбір потужності є постійним, так і інтенсивності розряду акумуляторної батареї на цих інтервалах. Введено інтегральну характеристику оцінки нерівномірності розряду акумуляторної батареї, яка є індикатором енергоефективності роботи цієї батареї як елемента системи. Бібл. 19, рис. 4, табл. 1.

Ключові слова: електромережі, акумуляторна батарея, ємність акумулятора, реактивна потужність Фризе, системи розподілу та використання електроенергії, змінні у часі навантаження, оцінка нерівномірності графіка електроспоживання.

Вступ. На сьогодні у світі зростає інтерес до нових принципів генерації, розподілу та споживання енергії, які передбачають реалізацію концепції *Smart Grid* [1]. До таких нововведень на рівні систем розподілу та використання електроенергії належить широке застосування в системах накопичувачів енергії під час вирішення проблем балансування та гнучкості, а також розвиток сфер застосування активних споживачів (*prosumers*), які не тільки купують, а й також виробляють і продають електроенергію, в основному використовуючи власну генерацію на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [2–4].

Завдяки своїй універсальності та масштабованості акумуляторні батареї (АКБ) найбільш комплексно задовольняють вимогам до ефективного балансування та гнучкості електромереж [3]. Особливо це стосується літій-іонних батарей, які становлять останніми роками основну частину щорічного приросту обсягів введення в експлуатацію систем акумуляування електроенергії. АКБ забезпечують компенсацію непостійності та нерівномірності генерації електроенергії ВДЕ, обумовлену особливістю їхньої роботи, покращення якості та надійності електропостачання. Переривчастість виробництва електроенергії ВДЕ (передбачувана мінливість, наприклад, цикл день-ніч) та непередбачувана частина обсягів генерації електроенергії (недосконалий прогноз погоди) створюють низку проблем для керування в електроенергетичній системі, а накопичення електроенергії широко визнано потенційним напрямком їхнього вирішення.

Перспективні системи з АКБ можуть додатково включати централізоване керування, що дає змогу енергокомпаніям генерувати додаткові потоки доходу шляхом надання допоміжних послуг [2, 4]. Так, системи накопичення на базі АКБ, які підключено до систем розподілу з фотоелектричною генерацією (*PV* панелями), мають потенціал для зменшення коливань напруги, зворотних потоків електроенергії та згладжування попиту на електроенергію (вирівнювання графіка споживання електроенергії), а також низку інших позитивних ефектів, пов'язаних з тим, що батареї не розташовані на стороні клієнта.

© Денисюк С.П., Дерев'янку Д.Г., Богойко І.І., 2025
ORCID: * <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>; ** <https://orcid.org/0000-0002-4877-5601>;
*** <https://orcid.org/0000-0002-6816-6352>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

Застосування бізнес-моделі «Зберігання енергії як послуга» (*Energy storage as a service, ESaaS*) дає змогу об'єкту скористатися перевагами системи накопичення енергії шляхом укладення угоди про надання послуг без покупки цієї системи [5]. Функціонування системи *ESaaS* – це поєднання удосконаленої системи накопичення на базі АКБ, системи керування потоками енергії та контракту на обслуговування, які можуть забезпечити надійне електроживлення більш економічно доцільним шляхом [6]. Із зниженням вартості АКБ у споживачів з'являються додаткові можливості взяти на себе контроль над використанням електроенергії та наростити власне споживання електроенергії, виробленої власними *PV* панелями.

Широке застосування *Smart*-інверторів і сучасних АКБ та нових регуляторних стимулів інтенсифікували розвиток технологій локальної генерації на базі *PV* панелей на багатьох ринках електроенергії. Як розвиток концепції просюмерів – «*prosumers*» (*PROducers and conSUMERS*, виробники та споживачі) сформувалася концепція просюмеджів – «*prosumage*», яка передбачає додаткове включення децентралізованих накопичувачів енергії (*PROducers, conSUMers and storAGE*, виробників, споживачів та сховищ [7]). Просюмеджі можуть суттєво змінити електроспоживання від мережі та доходи роздрібною торгівлі, надаючи можливість домогосподарствам наростити загальну частку власної генерації. Зменшення вартості *PV* та АКБ стимулює домогосподарства інвестувати в *PV* батареї просюмеджів, що сприяє зменшенню рахунків за електроенергію.

Використання зарядки акумуляторів просюмеджів від електромережі завжди знижує вартість виробництва електроенергії по країні в цілому [6, 7]. Економічні вигоди для домогосподарств від їхніх систем зазвичай виникають через різницю між роздрібними та оптовими цінами на електроенергію. Це обумовлено тим, що електроенергія, яка споживається для власних потреб та подається в мережу домогосподарствами, часто оцінюється на рівні оптового ринку, тоді як роздрібна ціна придбаної електроенергії зазвичай вища, включаючи податки на електроенергію та плату за підключення до електромережі. При цьому врахування найбільш доречних графіків (профілів) навантаження має важливе значення для балансування системи та формування відповідних алгоритмів застосування систем з *PV* та АКБ, що сприятиме зменшенню рахунків за електроенергію.

Розподілене накопичення енергії у багатьох випадках потребує централізованого координування, щоб принести максимальні вигоди як власнику накопичувача, так і розширюючи можливості роботи електроенергетичної системи, сприяючи енергетичному арбітражу, балансуванню та низці інших послуг [3, 4, 6, 7]. Крім того, загальні системні витрати нижчі, якщо децентралізовані батареї працюють системно-орієнтованим способом, що потребує застосування *Smart*-інверторів та розробки відповідного науково-методологічного забезпечення. Також важливо дослідити наслідки поведінки просюмеджів у інтегрованій моделі диспетчеризації, тобто зміни загальної вартості виробництва електроенергії, а також її втрат залежно від рівня зміни електроспоживання домогосподарствами.

Доцільно проаналізувати, яким чином оптимальна для домашнього господарства робота *PV* та АКБ відрізняється від загальної оптимальної роботи системи в цілому. Як наслідок, потребують більш детального аналізу особливості функціонування АКБ в системах з сонячною генерацією з урахуванням як впливу АКБ на загальносистемні процеси, так і впливу різноманітних факторів на процеси в АКБ, зокрема, у разі змінного у часі навантаження, для наступних рівнів застосування АКБ, що обумовлює нерівномірність електроспоживання (таблиця). Досягнення рівномірного споживання електроенергії є важливою задачею в системах розподілу та використання електроенергії з точки зору стабільного постачання електроенергії, уникнення перевантажень та підвищення ефективності енергопостачання [8, 9]. Тому для систем в цілому важливо забезпечити рівномірність генерації та споживання електроенергії (їх балансування), що досягається, зокрема, використанням

Рівень	Характеристика системи	Застосування АКБ (функціональні особливості)
1	Активний споживач (<i>prosumers, prosumage</i>)	Одна акумуляторна батарея та <i>Smart</i> -інвертор
2	Локальна автономна система електропостачання з джерелами обмеженої потужності (локальна <i>Microgrid</i>)	АКБ можуть бути розміщені як біля джерела електроенергії, так/чи біля навантаження
3	<i>Microgrid</i> , яка працює як в автономному режимі (режимі островкування) та/чи сумісно з електричною мережею	АКБ можуть бути розміщені як біля джерела електроенергії, так/чи біля навантаження; можлива координація роботи АКБ зі сторони електромережі.

АКБ, а також оцінку нерівномірності.

Метою статті є оцінка нерівномірності відбору енергії від АКБ в системах розподілу та використання електроенергії зі змінним у часі навантаженням з використанням модифікованої реактивної потужності Фризе в однофазних системах.

1. Ємність акумуляторних батарей. Існує кілька типів АКБ, які використовуються в системах розподілу та використання електроенергії із змінними у часі навантаженнями (далі такі системи позначимо СЕП), зокрема, свинцево-кислотні (з технологією *Absorbent Glass Mat (AGM)* або гелеві (*GEL*)), літій-іонні (*Li-ion*) та літій-полімерні (*Li-pol*) акумулятори, а також нікель-кадмієві (*NiCd*) та нікель-металогідридні (*NiMH*) [10].

Головним завданням використання АКБ у складі СЕП є зменшення витрат електроенергії шляхом зберігання електроенергії з власних джерел розподіленого виробництва або мережі електропостачання в періоди з низькими тарифами і використання її в періоди з підвищеними тарифами [8, 9]. Перемикання навантаження на живлення від акумуляторних батарей в години з високими тарифами, крім економії для споживача, також сприяє зменшенню загального навантаження мережі в періоди пікового та напівпікового навантаження, що, в свою чергу, підвищує енергоефективність системи електропостачання.

Оцінка енергоефективності використання АКБ у СЕП може включати такі критерії: оцінка кількості циклів заряду-розряду, оцінка втрат енергії під час зарядки, розрядки та зберігання АКБ, оцінка ефективності використання АКБ для таких завдань як згладжування пікових навантажень, забезпечення резервного живлення або підтримка стійкого енергозабезпечення для певних застосувань АКБ.

З точки зору самої АКБ енергоефективність – це показник кількості енергії, яку можна отримати від акумулятора, порівняно з кількістю енергії, яка була заряджена в акумулятор до цього. Щодо власне АКБ, то для оцінки економічності їхньої експлуатації введено поняття кулонівська ефективність (зарядний фактор) чи вольтамперна ефективність [11–13].

Акумуляторні батареї можуть бути використані для керування потоками енергії в СЕП багатьма різними способами. Для вибору необхідного числа та ємності АКБ важливо враховувати такі фактори, як: напруга живлення навантаження, розрахункова потужність навантаження в тривалому режимі, пікова потужність навантаження, кількість циклів «заряд/розряд», глибина розряду, час автономної роботи навантаження та температура навколишнього середовища. Важливо враховувати, що ємність акумуляторних батарей може значно знижуватися у разі зниження температури.

Під час підключення до акумулятора еталонного навантаження без перетворювача значення струму, який відбирається від АКБ, залишається незмінним. У цьому випадку ємність АКБ можна розрахувати із співвідношення: $Q=I \cdot t$, де Q – ємність акумулятора (А·год); I – постійний струм розряду акумулятора (А); t – час розряду батареї (год). На ємність батареї впливають різні фактори, зокрема, температура, швидкість розряду, старіння та специфічний хімічний склад батареї [13].

Здатність до накопичення енергії батареєю пов'язана з часом розряду: чим він більший, тим більше енергії може віддати АКБ. Обсяг накопиченої електричної енергії визначається із співвідношення: $W=I \cdot U \cdot T$, де W – енергія, накопичена батареєю (Дж); U – напруга акумулятора (В); I – постійний струм (А); T – час розряду (год).

Наведені вирази для визначення Q та W потребують уточнення під час врахування реальних режимів роботи джерел електроенергії, які для локальних електроенергетичних систем є генераторами обмеженої потужності, електромережі в цілому, АКБ та навантаження. Так, через зниження температури довкілля енергоемність, яку акумулятор здатний віддати за даної температури, знижується [13, 14], тобто необхідно розраховану ємність помножити на відповідний температурі коефіцієнт k_t (наприклад, за 26,7 °С коефіцієнт $k_t=1,00$, за 4,4 °С – $k_t=1,30$, а за -6,7 °С – $k_t=1,59$).

Обсяг електроенергії, яку можна отримати від акумулятора, залежить також від глибини та інтенсивності його розряду [15]. Глибина розряду (*Depth of discharge, DOD*) – це міра того, скільки енергії відбирається з акумулятора під час циклу розряду, виражена у відсотках від ємності акумулятора. За надто великого струму розряду акумулятор розряджається швидше і віддає менше електроенергії (ефект Пейкерта, *Peukert*), час розряду акумулятора дорівнює $t=C_p / I^n$, де n – експонента Пейкерта (діапазон від 1,1 до 1,3); C_p – ємність Пейкерта, тобто ємність акумулятора, виміряна за струму розряду 1 А; I – струм розряду, для якого здійснено розрахунок. На рис. 1 показано, що напруга акумулятора U суттєво змінюється протягом часу за різних значень струму розряду I [15]. Власне енергоемність акумулятора залежить від швидкості розряду. Швидкість, з якою

аккумулятор розряджається, виражається як рейтинг C [16]. Рейтинг C вказує на те, скільки годин прослужить аккумулятор заданої ємності за заданого струму розряду.

Вплив зовнішніх факторів на роботу АКБ в СЕП, які обумовлені у тому числі режимами роботи системи та її елементів, визначає доцільність кількісної оцінки такого впливу. З технічної точки зору підвищення **енергоефективності** роботи АКБ в СЕП досягається застосуванням контролера заряду аккумулятора (*Battery Management System, BMS*), що обмежує пікову напругу кожної комірки під час зарядки, оскільки надмірна напруга може пошкодити їх; у багатоелементних аккумуляторах комірки заряджаються послідовно через один роз'єм живлення так, щоб на вході кожної з комірок напруга не була вища за необхідну (різні елементи можуть вимагати різного рівня заряду); запобігає надто низькому падінню напруги елемента під час розряду (глибокому розряду).

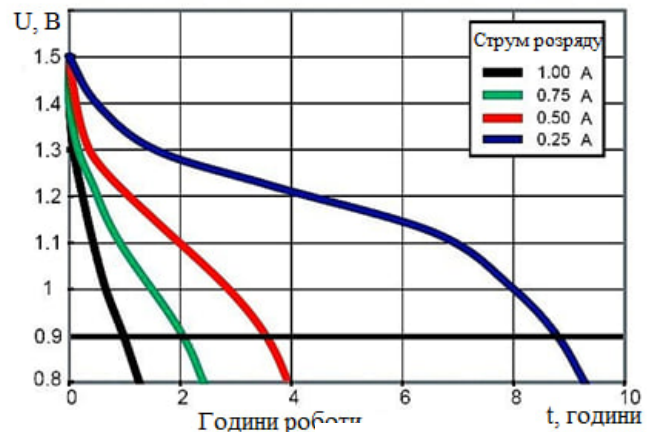


Рис. 1

Надалі під час аналізу роботи АКБ будемо розглядати однофазні системи зарядки (220 В), а енергоемність (*Power Capacity*) АКБ тільки у разі опосередкованого врахування обмеження на величину його струму (*Power Capability*), що визначається величиною рейтингу C [16].

2. Розрахунок енергоемності аккумуляторної батареї. Покладемо, що робота СЕП забезпечує заряджання АКБ до заданих рівнів ємності батареї. Оцінка ємності АКБ в режимі розряджання визначає обсяги енергії для тривалої роботи СЕП в автономному режимі та здійснюється згідно стандартної формули

$$Q = (P_H \cdot t) / (U \cdot S), \quad (1)$$

де Q – розрахункова ємність АКБ (А·год); P_H – потужність навантаження (Вт); t – час розряду (год); U – напруга батареї (В); S – коефіцієнт, що відображає, яка частина ємності АКБ використовується. Значення коефіцієнта S компенсує ситуацію неповного заряду батареї. Як приклад зазначимо, що для забезпечення потреб у 1550 Вт протягом 30 хв. з глибиною розряду 70 % згідно (1) необхідна ємність АКБ буде становити

$$Q = (P_H \cdot t) / (U \cdot S) = (1550 \cdot 0,5) / (24 \cdot 0,7) = 46,13 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

У випадку відключення від електромережі вихідна потужність сонячної генерації PV панелями може визначатися як максимальна потужність навантаження за формулою

$$P_H = \max \{P_{Hj}\}, \quad \forall j \in 1, 2, \dots, m, \quad (2)$$

де m – кількість виділених інтервалів часу. Витрата енергоемності ΔQ аккумуляторної батареї СЕП за час живлення навантаження Δt_H розраховується як

$$\Delta Q = P_H \cdot \Delta t_H / U_H, \quad (3)$$

де P_H – номінальна потужність навантаження; U_H – номінальна напруга навантаження.

Ступінь розрядженості АКБ в СЕП з врахуванням співвідношення (3) визначається наступним чином:

$$S = ((Q_H - Q_{\min}) / Q_H) \cdot 100\% = (\Delta Q / Q_H) \cdot 100\%. \quad (4)$$

З (3) та (4) отримуємо вираз задля визначення необхідної ємності Q_H АКБ

$$Q_H = 100 \cdot P_H \cdot \Delta t_H / (S \cdot U_H), \quad (5)$$

де Δt_H – час розряджання аккумуляторів; U_H – номінальна напруга навантаження

Рівняння (5) дає можливість легко розрахувати необхідну ємність АКБ за постійного навантаження.

Чим більша вихідна напруга АКБ, тим менша ємність та струм розряду аккумуляторної батареї $I = P_H / U_H$. Енергія, накопичена в аккумуляторній батареї СЕП, обчислюється як

$$W = Q_H \cdot U_H. \quad (6)$$

В СЕП з АКБ різнотипні навантаження можуть споживати електроенергію як на змінному, так і постійному струмі. Причому від АКБ струм може відбиратися по паралельних лініях, з різними значеннями вхідних напруги та струму для окремих груп навантажень. Для режиму розряду АКБ з врахуванням роботи змінного у часі навантаження розглянемо двоступінчастий графік зміни навантаження (рис. 2, а) з інтервалами часу Δt_1 і Δt_2 та потужностями навантаження P_{H1} і P_{H2} при $U_H = \text{const}$. Інтервали часу розряду Δt_1 та Δt_2 визначено як суми виділених підінтервалів часу (які можуть бути незв'язаними) з двома рівнями навантаження. Тобто будемо розглядати два режими з різною інтенсивністю розряду АКБ, що обумовлено роботою змінного у часі навантаження. Фактично графік споживання електроенергії від АКБ, наприклад, протягом доби, апроксимується двоступінчастим графіком з «високою» та «низькою» інтенсивністю розряду АКБ. Графік зміни ємності акумуляторної батареї СЕП у разі двоступінчастого навантаження представлений на рис. 2, б.

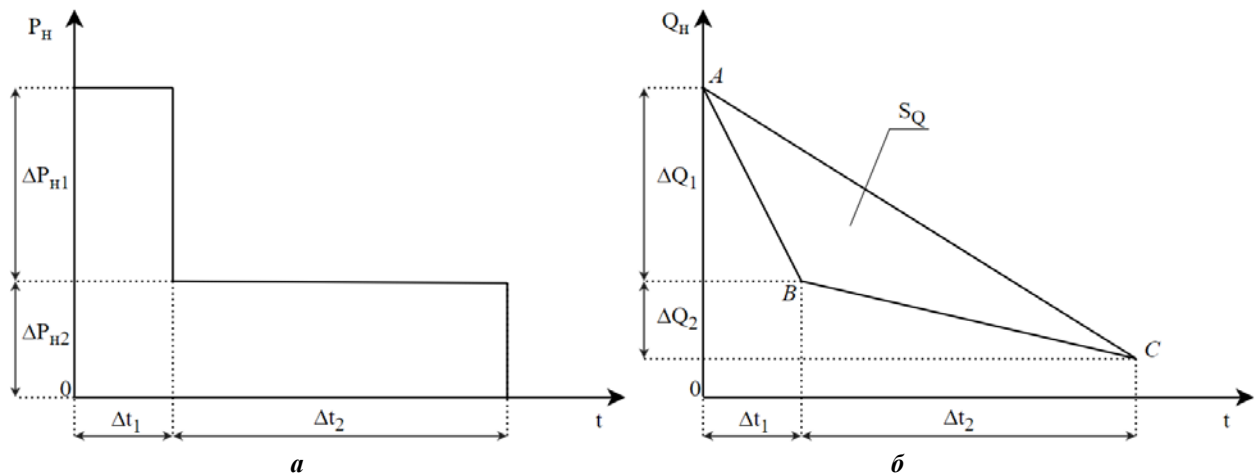


Рис. 2

На першому інтервалі часу Δt_1 витрата ємності акумуляторної батареї визначається як

$$\Delta Q_1 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (S \cdot U_H), \quad (7)$$

а на другому

$$\Delta Q_2 = (P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H). \quad (8)$$

Із співвідношень (7) та (8) випливає, що $\Delta Q_1 / \Delta Q_2 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (P_{H2} \cdot \Delta t_2)$.

З огляду на те, що $\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$, з рівнянь (4), (7) та (8) отримуємо вираз для визначення необхідної ємності АКБ у вигляді

$$Q_H = 100 \cdot (P_{H1} \cdot \Delta t_1 + P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H) \quad (9)$$

за мінімально допустимого значення розряду АКБ

$$Q_{\text{MIN}} = Q_H \cdot (1 - S / 100). \quad (10)$$

Очевидно, що розрахунок за рівнянням (9) дає наближене значення необхідної ємності АКБ. Задля більш точного визначення необхідної ємності АКБ потрібно більш точно врахувати зміну графіка навантаження (збільшити кількість інтервалів апроксимації кусочно-постійними функціями) на виділеному інтервалі часу, а також можливість зміни величини U_H на окремих інтервалах.

У разі виділення n_p інтервалів розряду АКБ тривалістю Δt_j , $j = 1, \dots, n_p$, кожному з яких відповідає потужність навантаження P_{Hj} , формула (9) набуде вигляду

$$Q_H = 100 \cdot \sum_{j=1}^{n_p} (P_{Hj} \cdot \Delta t_j) / (S \cdot U_H). \quad (11)$$

Як приклад оцінки параметрів системи з АКБ представимо наближений розрахунок потужності основної шини СЕП. Будемо вважати, що усі споживачі електроенергії та зарядний пристрій АКБ живляться через основну шину. Пропускна потужність основної шини СЕП визначається як сума потужностей навантаження та заряду акумуляторної батареї

$$P_{\text{ОШ}} = P_{\text{HMAX}} + P_{\text{ЗП}} / \eta_2, \quad (12)$$

де $P_{\text{HMAX}} = \max \{P_{\text{H1}}, P_{\text{H2}}\}$ – максимальна потужність навантаження СЕП; $P_{\text{ЗП}}$ – потужність зарядного пристрою СЕП; η_2 – ККД зарядного пристрою СЕП. Так, для АКБ в СЕП необхідна потужність сонячної батареї визначається співвідношенням

$$P_{\text{СБ}} = P_{\text{ОШ}} / \eta_1 = P_{\text{HMAX}} / \eta_1 + P_{\text{ЗП}} / (\eta_1 \cdot \eta_2), \quad (13)$$

де η_1 – ККД перетворювача постійної напруги.

Оцінка енергоефективності роботи сонячної електростанції на основі PV панелей згідно (12), (13) визначається коефіцієнтом корисної дії ККД СЕП

$$\eta = P_{\text{H}} / P_{\text{СБ}} = (P_{\text{HMAX}} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2) / (P_{\text{HMAX}} \cdot \eta_2 + P_{\text{ЗП}}). \quad (14)$$

У свою чергу, потужність інвертора, який забезпечує підключення сонячної електростанції до навантаження домогосподарства, підбирають, наприклад, за сумарною електричною потужністю одночасно підключених електроприладів. Здатність деяких електричних побутових приладів у момент пуску споживати потужність, що перевищує паспортне значення, потребує під час вибору інвертора враховувати коефіцієнт запасу потужності (на рівні 1,1 та вище), оскільки такі інвертори повинні витримувати короточасні перевантаження [13–15].

3. Оцінка нерівномірності процесу відбору потужності від електричної мережі та акумуляторної батареї. Важливим елементом оцінки енергоефективності роботи СЕП з АКБ є оцінка потенційних можливостей найбільш прийняттого алгоритму відбору потужності від мережі та акумуляторної батареї у разі зміни струму навантаження (включення/виключення одного навантаження або групи навантажень). Такі зміни надалі будемо представляти як стрибкоподібні.

Графік електроспоживання $p(t)$ будемо моделювати кусково-постійними функціями

$$p(t) = \{p(t), i \in N, t \in [t_{i-1}, t_i], t_0 = 0, t_N = T\}. \quad (15)$$

Нерівномірність відбору потужності будемо оцінювати з точки зору роботи СЕП в цілому. Як критерій оцінки вибрано ступінь відхилення від рівномірного енергоспоживання по відношенню до середнього рівня передачі активної енергії (активної потужності) за визначений (заданий) інтервал часу. З цією метою застосуємо такий інтегральний показник як модифіковану потужність Фризе, розширивши її застосування як квадратичної нев'язки між повною потужністю S та активною потужністю P на довільний інтервал часу [17]. Надалі використаємо для позначення модифікованої потужності Фризе величину $Q_{\text{Ф}}$ [18, 19].

Визначення модифікованої потужності $Q_{\text{Ф}}$ задля оцінки нерівномірності процесів в СЕП у загальному вигляді покажемо на прикладі режиму, що характеризується діючими значеннями напруги U_i і струму I_i , $i = 1, \dots, n$, де t_i – тривалість i -го інтервалу, та $P = U_0 \cdot I_0$, де U_0, I_0 – усереднені значення напруги та струму. За умови $\cos \varphi = 1$ для інтервалу часу T можна записати вираз для потужності Фризе $Q_{\text{Ф}}$ у вигляді [18]

$$Q_{\text{Ф}} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n U_i^2 \frac{\Delta t_i}{T}\right) \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{\Delta t_j}{T}\right) - U_0^2 I_0^2}, \quad (16)$$

який за умови $\delta_i = \Delta t_i / T$; $\sum_{i=1}^n \delta_i = 1$ набуває вигляду

$$Q_{\text{Ф}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n U_i^2 \delta_i \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \delta_i - \left(\sum_{i=1}^n U_i I_i \delta_i\right)^2}. \quad (17)$$

Для системи у процесі виділення двох інтервалів тривалістю Δt_1 та Δt_2 (рис. 2, а) струм навантаження дорівнює відповідно $I_{\text{H},1}$ та $I_{\text{H},2}$. Припустимо, що струми $I_{\text{H},1}$ та $I_{\text{H},2}$ формуються із двох складових: струму, що відбирається від електромережі (індекс «М»), та струму, що відбирається від акумуляторної батареї (індекс «А»)

$$I_{\text{M},1} + I_{\text{A},1} = I_{\text{H},1}; \quad I_{\text{M},2} + I_{\text{A},2} = I_{\text{H},2}. \quad (18)$$

Введемо позначення: $\delta_1 = \Delta t_1 / (\Delta t_1 + \Delta t_2)$; $\delta_2 = \Delta t_2 / (\Delta t_1 + \Delta t_2)$. З врахуванням вище означеного згідно співвідношень (16), (17) запишемо вирази для потужності Фризе в перетинах електромережі $Q_{ФМ}$, а також для лінії, якою підключена акумуляторна батарея $Q_{ФА}$ та навантаження $Q_{ФН}$ за умови $U_1 = U_2 = U_H$.

$$\begin{aligned} Q_{ФМ}^2 &= U_H^2((I_{М,1}^2\delta_1 + I_{М,2}^2\delta_2) - (I_{М,1}\delta_1 + I_{М,2}\delta_2)^2); \\ Q_{ФА}^2 &= U_H^2((I_{А,1}^2\delta_1 + I_{А,2}^2\delta_2) - (I_{А,1}\delta_1 + I_{А,2}\delta_2)^2); \\ Q_{ФН}^2 &= U_H^2((I_{Н,1}^2\delta_1 + I_{Н,2}^2\delta_2) - (I_{Н,1}\delta_1 + I_{Н,2}\delta_2)^2) = \\ &= U_H^2(((I_{М,1} + I_{А,1})^2\delta_1 + (I_{М,2} + I_{А,2})^2\delta_2) - ((I_{М,1} + I_{А,1})\delta_1 + (I_{М,2} + I_{А,2})\delta_2)^2). \end{aligned} \quad (19)$$

Квадратична нев'язка $\Delta Q_{Ф}$ між складовими $Q_{ФМ}$, $Q_{ФА}$ та $Q_{ФН}$ із співвідношення (19) знаходиться за наступною формулою:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Ф} &= (Q_{ФМ}^2 + Q_{ФА}^2) - Q_{ФН}^2 = U_H^2\{[(I_{А,1}^2\delta_1 + I_{А,2}^2\delta_2) - (I_{А,1}\delta_1 + I_{А,2}\delta_2)^2 + \\ &+ (I_{М,1}^2\delta_1 + I_{М,2}^2\delta_2) - (I_{М,1}\delta_1 + I_{М,2}\delta_2)^2] - [(I_{Н,1}^2\delta_1 + I_{Н,2}^2\delta_2) - (I_{Н,1}\delta_1 + I_{Н,2}\delta_2)^2]\} = \\ &= U_H^2\delta_1\delta_2\{(I_{А,1} - I_{А,2})^2 + (I_{М,1} - I_{М,2})^2 - (I_{Н,1} - I_{Н,2})^2\}. \end{aligned} \quad (20)$$

Із врахуванням (18) співвідношення (20) можемо представити у вигляді

$$\Delta Q_{Ф} = U_H^2\delta_1\delta_2 \cdot \Delta I_M \cdot \Delta I_A, \quad (21)$$

де $\Delta I_M = I_{М,1} - I_{М,2}$; $\Delta I_A = I_{А,1} - I_{А,2}$.

Вирази (19) – (21) описують зміни потужності $Q_{Ф}$ на навантаженні у порівнянні з сумою змін цієї потужності у електромережі та на виході АКБ. Якщо струм мережі чи АКБ не змінюється під час зміни навантаження, то $\Delta Q_{Ф} = 0$. Вираз (21) показує, що на квадратичну нев'язку $\Delta Q_{Ф}$ впливають як режими роботи системи в цілому (U_H , δ_1 , δ_2), так і режими роботи окремих елементів (ΔI_M , ΔI_A), зокрема, має місце прямо пропорційна залежність від зміни діючих значень струму як електромережі, так і струму від АКБ.

У подальшому будемо враховувати, що режими роботи АКБ організовано таким чином, що діапазон розряду АКБ лежить в межах від Q_H до Q_{\min} , тому в подальшому ступінь розрядженості S не враховується.

У процесі розряду АКБ зміна її енергоємності ΔQ на інтервалі часу Δt визначається із співвідношень $\Delta Q = P_H \cdot \Delta t / U_H$; $\Delta Q = I_H \cdot \Delta t$, де P_H , U_H та I_H – відповідно потужність, напруга та струм навантаження. Тому як узагальнений показник нерівномірності розряду АКБ можемо застосувати оцінку потужності Фризе з використанням вище наведених співвідношень між струмом та витратами енергоємності ΔQ (співвідношення (20), (21)).

Для двох інтервалів часу Δt_1 та Δt_2 за заданої постійної напруги U_H , величину нерівномірності розряду АКБ з точки зору протікання енергетичних процесів в СЕП для відповідних значень величин ΔQ_1 та ΔQ_2 , де $I_1 = \Delta Q_1 / \Delta t_1$ та $I_2 = \Delta Q_2 / \Delta t_2$ (різна інтенсивність розряду), визначимо через потужність Фризе $Q_{ФQ}$

$$\begin{aligned} Q_{ФQ}^2 &= U_H^2(I_1^2\delta_1 + I_2^2\delta_2) - U_H^2(I_1\delta_1 + I_2\delta_2)^2 = \\ &= U_H^2(((\Delta Q_1/\Delta t_1)^2\delta_1 + (\Delta Q_2/\Delta t_2)^2\delta_2) - ((\Delta Q_1/\Delta t_1)\delta_1 + (\Delta Q_2/\Delta t_2)\delta_2)^2) = \\ &= (U_H/T)^2(\Delta Q_1^2(\delta_2/\delta_1) + \Delta Q_2^2(\delta_1/\delta_2) - 2\Delta Q_1\Delta Q_2). \end{aligned} \quad (22)$$

Припустимо, що на інтервалі T у процесі розряду АКБ є сумарна витрата ємності ΔQ_{Σ} , яка визначається співвідношеннями

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_c} \Delta Q_i; \quad T = \sum_{i=1}^{n_c} t_i, \quad (23)$$

де n_c – кількість інтервалів апроксимації графіка навантаження кусково-постійними функціями.

Визначимо характеристику розряду ємності АКБ як безрозмірної величини $\delta_{Ci} = \Delta Q_i / \Delta Q_\Sigma$ при $\delta_i = \Delta t_i / T$, $i = 1, \dots, n_c$, а співвідношенню δ_{Ci} / δ_i поставимо у відповідність кут $\alpha_{Ci} = \arctg(\delta_{Ci} / \delta_i)$. Множину кутів $\{\alpha_{Ci}\}$, $i = 1, \dots, n_c$, можна розглядати як характеристику інтенсивності розряду АКБ. Для величин δ_i , δ_{Ci} та $\tg\alpha_{Ci}$ виконуються співвідношення

$$\sum_{i=1}^{n_c} \delta_i \cdot \tg\alpha_{Ci} = 1; \quad \sum_{i=1}^{n_c} \delta_{Ci} / \tg\alpha_{Ci} = 1. \quad (24)$$

Значення $\alpha_{Ci} = 45^\circ$ приймається як усереднена характеристика рівномірності розряду АКБ (виконання умови $\delta_{Ci} = \delta_i$). Ця умова відображає сталість інтенсивності розряду АКБ на кожному із виділених інтервалів. Тому можна покласти, що за $\alpha_{Ci} < 45^\circ$ інтенсивність розряду АКБ нижче середнього рівня; $\alpha_{Ci} > 45^\circ$ інтенсивність розряду АКБ вище середнього рівня.

Якщо від АКБ на інтервалі T відбирається потужність P_H , то середній струм I_{CP} відбору енергії від АКБ та середня напруга U_{CP} визначаються із співвідношень $I_{CP} = \Delta Q_\Sigma / T$; $U_{CP} = P_H / I_{CP}$. Для заданих величин ΔQ_Σ та P_H ми можемо визначити усереднені значення струму I_{CP} та напруги U_{CP} , по відношенню до яких ми будемо розглядати нерівномірність процесу розряду АКБ. У нашому випадку $U_{CP} = U_H = \text{const}$. Величина I_{CP} визначається як середнє значення струмів I_1 та I_2 відповідно на інтервалах Δt_1 та Δt_2 ($I_{CP} = I_1 \delta_1 + I_2 \delta_2$).

Для величин I_{CP} та U_{CP} визначимо $Q_{\Phi Q}$ як характеристику нерівномірності розряду на двох інтервалах Δt_1 та Δt_2 відповідно до режиму із значеннями струму I_{CP} та напруги U_{CP}

$$\begin{aligned} Q_{\Phi Q}^2 &= (U_H^2 I_1^2 \delta_1 + U_H^2 I_2^2 \delta_2) - (I_{CP} U_{CP})^2 = \\ &= (U_H^2 I_1^2 \delta_1 + U_H^2 I_2^2 \delta_2) - (U_H \delta_1 + U_H \delta_2)^2 \cdot (\Delta Q_\Sigma / T_A)^2 = \\ &= U_H^2 \delta_1 (I_1^2 - \delta_1 I_{CP}^2) + U_H^2 \delta_2 (I_2^2 - \delta_2 I_{CP}^2) - 2 U_H^2 \delta_1 \delta_2 I_{CP}^2. \end{aligned} \quad (25)$$

Інтенсивність розряду (струм розряду) на інтервалах Δt_1 , Δt_2 та сумарному інтервалі T ($T = \Delta t_1 + \Delta t_2$) можемо записати наступним чином:

$$I_1 = \Delta Q_1 / \Delta t_1; \quad I_2 = \Delta Q_2 / \Delta t_2; \quad I_{CP} = (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) / T. \quad (26)$$

Формула (25) для двох інтервалів Δt_1 та Δt_2 на інтервалі T ($T = \Delta t_1 + \Delta t_2$; $\delta_1 = \Delta t_1 / T$; $\delta_2 = \Delta t_2 / T$) може бути представлена у вигляді

$$\begin{aligned} Q_{\Phi Q}^2 &= U_H^2 (I_1^2 \cdot \delta_1 + I_2^2 \cdot \delta_2 - I_1^2 \cdot \delta_1^2 - I_2^2 \cdot \delta_2^2 - 2 \cdot I_1 \cdot I_2 \cdot \delta_1 \cdot \delta_2) = \\ &= U_H^2 \cdot \delta_1 \cdot \delta_2 \cdot (I_1 - I_2)^2 = U_H^2 \cdot (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1)^2 / (T^2 \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2). \end{aligned} \quad (27)$$

Під час врахування позначень $\Delta Q_1 = \delta_{C1} \cdot \Delta Q_\Sigma$ та $\Delta Q_2 = \delta_{C2} \cdot \Delta Q_\Sigma$ співвідношення (27) можемо представити наступним чином:

$$Q_{\Phi Q}^2 = (U^2 \cdot \Delta Q_\Sigma^2 / T^2) \cdot (\delta_{C1} \cdot \delta_2 - \delta_{C2} \cdot \delta_1)^2 = (U^2 \cdot \Delta Q_\Sigma^2 / T^2) \cdot F(\delta_C, \delta), \quad (28)$$

де $F(\delta_C, \delta) = (\delta_{C1} \cdot \delta_2 - \delta_{C2} \cdot \delta_1)^2$; $\delta_{C1} + \delta_{C2} = 1$; $\delta_1 + \delta_2 = 1$.

Вид функції $F(\delta_C, \delta)$ представлено на рис. 3. Із співвідношення (28) випливає, що $Q_{\Phi Q} = 0$ за $\delta_{C1} \cdot \delta_2 = \delta_{C2} \cdot \delta_1$ або виконанні співвідношення $\delta_{C1} / \delta_{C2} = \delta_1 / \delta_2$ (інтенсивність зміни енергоємності у процесі розряду АКБ пропорційна тривалості інтервалів, на яких відбувається розряд).

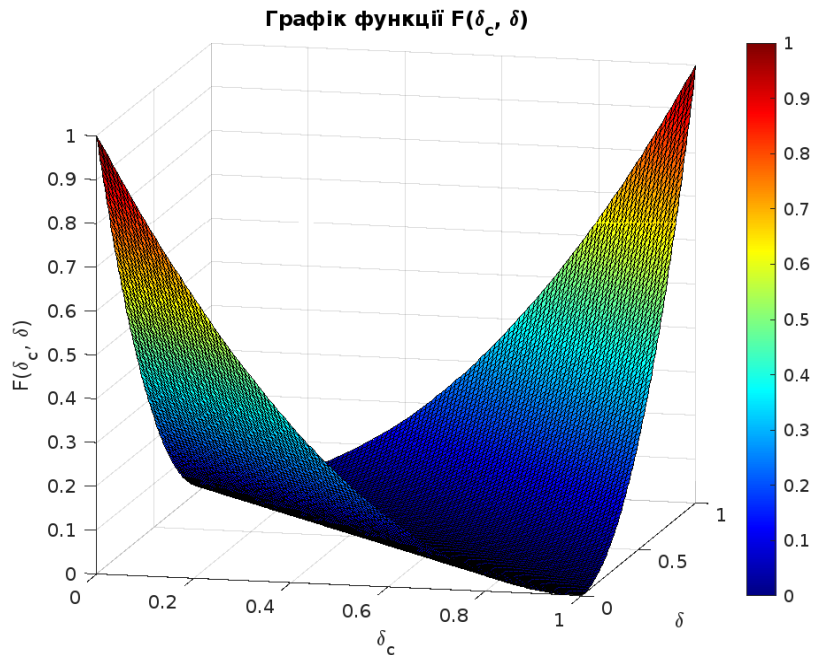


Рис. 3

Сформована безрозмірна функція $F(\delta_c, \delta)$ дає можливість у тривимірному просторі отримати наочне представлення як оцінки нерівномірності споживання електроенергії навантаженнями в залежності від тривалості інтервалів, на яких відбір потужності є постійний, так і інтенсивності розряду АКБ на цих інтервалах.

Якщо ввести номінальне $Q_{\text{НОМ}}$ та мінімально допустиме $Q_{\text{МИН}}$ значення енергоємності акумуляторної батареї, то для величин $Q_{\text{НОМ}}$ та $Q_{\text{МИН}}$ повинні виконуватися умови

$$Q_{\text{НОМ}} > \Delta Q_1 + \Delta Q_2 - Q_{\text{МИН}}; \quad \Delta Q_1 + \Delta Q_2 < Q_{\text{НОМ}} - Q_{\text{МИН}}. \quad (29)$$

Для оцінки нерівномірності розряду АКБ (*Irregular Battery Discharge*) ΔQ_{IBD} розглянемо графіки на рис. 2, б. Оскільки функціональні залежності на цьому рисунку задані у двовірному метричному просторі L^2 , то можемо визначити метричну відстань між функцією $f_{Q1}(t)$, задану відрізками AB та BC , з однієї сторони, та функцією $f_{Q2}(t)$, задану відрізком AC , з другої. Відстань між функціями $f_{Q1}(t)$ та $f_{Q2}(t)$ визначимо як нормовану інтегральну нев'язку

$$d_Q = (1/T) \int_0^T (f_{Q2}(t) - f_{Q1}(t)) \cdot dt = S_Q/T, \quad (30)$$

де інтеграл представляється площею S_Q на рис. 2, б. При цьому розмірність ΔQ_{IBD} становить А·год. Співвідношення для розрахунку ΔQ_{IBD} можемо записати наступним чином:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{IBD}} &= (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) \cdot (\Delta t_1 + \Delta t_2) / 2 - (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_1) / 2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1 - (\Delta Q_2 \cdot \Delta t_2) / 2T = \\ &= (\Delta Q_1 \cdot \Delta t_2 - \Delta Q_2 \cdot \Delta t_1) / 2T, \end{aligned} \quad (31)$$

за умови $\Delta Q_1 / \Delta t_1 > \Delta Q_2 / \Delta t_2$ або

$$\Delta Q_{\text{IBD}} = (\Delta Q_1 \cdot \delta_2 - \Delta Q_2 \cdot \delta_1) / 2. \quad (32)$$

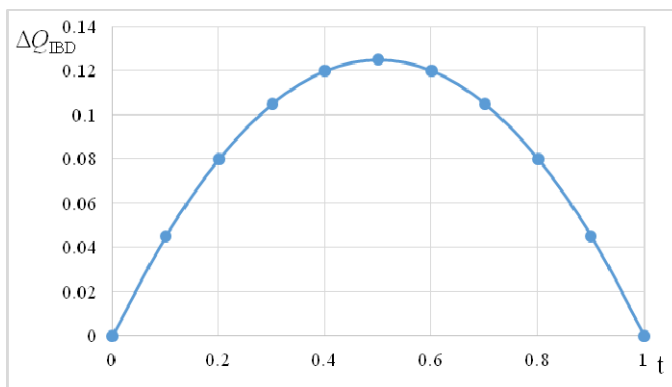


Рис. 4

Величина ΔQ_{IBD} може бути представлена в іншій формі

$$\Delta Q_{\text{IBD}} = ((\Delta Q_1 / \Delta t_1 - \Delta Q_2 / \Delta t_2) \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2) / 2T. \quad (33)$$

Якщо ввести величину $\Delta I = I_1 - I_2$, то ΔQ_{IBD} згідно (33) набуде вигляду $\Delta Q_{\text{IBD}} = \Delta I \cdot \Delta t_1 \cdot \Delta t_2 / 2T$. Задля демонстрації зміни ΔQ_{IBD} , тобто якісної картини зміни нерівномірності розряду АКБ від впливу тривалості двох інтервалів Δt_1 та Δt_2 , на рис. 4 наведено графік зміни ΔQ_{IBD} за $\Delta I = 1$ А та $T = 1$ с (виконання умови $\Delta t_1 + \Delta t_2 = 1$ с). Як видно з графіка на рис. 4, максимальна величина ΔQ_{IBD} досягається за умови $\Delta t_1 = \Delta t_2$.

Відношення потужності Фризе (згідно виразу (27)) до нерівномірності інтенсивності розряду АКБ (співвідношення (33)) позначимо $Q_{\Phi Q}/\Delta Q_{IBD}$. Для цієї величини можемо записати наступні співвідношення:

$$(Q_{\Phi Q}/\Delta Q_{IBD})^2 = 4 \cdot U_H^2 / (\Delta t_1 \cdot \Delta t_2); \quad Q_{\Phi Q}/\Delta Q_{IBD} = 2 \cdot U_H / (\Delta t_1 \cdot \Delta t_2)^{1/2}. \quad (34)$$

Співвідношення (19) та (21) описують зміни потужності $Q_{\Phi Q}$ на навантаженні та вказують, що на квадратичну нев'язку ΔQ_{Φ} впливають режими роботи системи та окремих елементів, зокрема, має місце прямопропорційна залежність від зміни діючих значень струму як електромережі, так і струму від АКБ.

Для характеристики оцінки енергоефективності роботи АКБ в системах розподілу та використання електроенергії зі змінними у часі навантаженнями використовуються співвідношення (27), (33) та (34), де ΔQ_{IBD} є індикатором енергоефективності роботи АКБ як елемента системи (часткова енергоефективність); $Q_{\Phi Q}$ є індикатором роботи АКБ у системі (загальносистемна енергоефективність). При цьому слід враховувати, що наведені співвідношення доцільно використовувати під час оцінки нерівномірності відбору енергії від АКБ у виділених СЕП. У разі розгляду інших режимів систем енергопостачання система показників ефективності роботи АКБ може бути інша.

У подальшому для більш точної деталізації режимів роботи СЕП з АКБ (графіків нерівномірності процесів) потрібно враховувати особливості різних типів АКБ, зокрема, кількість допустимих циклів заряду-розряду, допустиму глибину розряду, рейтинг C конкретних типів АКБ, зміни напруги U_H на окремих інтервалах часу, а також накладання обмежень на глибину розряду АКБ та врахування циклічності процесів «заряд/розряд» таким чином, щоб тривалість заряджання АКБ могла забезпечити досягнення максимально допустимих рівнів їхнього заряду.

Висновки.

1. Показано, що у процесі розрахунку енергоємності акумуляторної батареї у СЕП потрібно враховувати наявність режимів роботи АКБ різної інтенсивності розряду, що обумовлюється роботою змінних у часі навантажень СЕП та визначається особливостями формування нерівномірних у часі графіків електроспоживання (наприклад, протягом доби). Визначено, що важливим елементом оцінки ефективності роботи СЕП з АКБ є оцінка потенційних можливостей найбільш прийнятеного відбору потужності від мережі та акумуляторної батареї у разі зміни струму навантаження (включення/виключення одного навантаження або групи навантажень), а власне таку оцінку доцільно здійснювати за рахунок застосування такого інтегрального показника як модифікована потужність Фризе.

2. Задля оцінки нерівномірності відбору електроенергії у виділених СЕП визначено перелік показників ефективності, які враховують особливості роботи різних типів АКБ, зокрема:

– *коефіцієнт використання ємності* (застосовується в системах, де важливо максимізувати використання наявної ємності батареї задля забезпечення стабільного живлення);

– *реактивна потужність Фризе* (застосовується для аналізу ефективності роботи систем, особливо в гібридних системах (*Microgrid*), які можуть працювати як автономно, так і інтегруватися з загальною електромережею, де оцінка нерівномірності є критично важливою для оптимізації енергоспоживання);

– *кількість циклів заряду-розряду* (показник є ключовим для оцінки життєвого циклу АКБ у електромобілях, де акумулятори піддаються інтенсивним навантаженням та частим циклам заряду-розряду);

– *глибина розряду* (використовується у системах, де АКБ інтегруються з ВДЕ (сонячні та вітрові електростанції) і де важливо забезпечити оптимальне використання ємності батареї).

3. Отримані співвідношення та показники оцінки енергоефективності роботи АКБ дають змогу співставити різні режими роботи АКБ із врахуванням зміни режимів роботи як системи в цілому, так і різних типів АКБ та навантажень системи, що особливо важливо під час вирівнювання графіків генерації та споживання електроенергії (балансування енергопроцесів) у станціях заряджання електромобілів.

1. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О., Танкевич С.С., Трач І.В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: К.: Ін-т електродинаміки НАН України,

2015. 399 с.

2. Say K., Schill W.-P., John M. Degrees of displacement: the impact of household PV battery prosumage on utility generation and storage. *Applied Energy*. 2020. Vol. 276. 115466. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115466>.
3. Soini M.Ch., Parra D., Patel M.K. Impact of prosumer battery operation on the cost of power supply. *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 29. 101323. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101323>.
4. Heinisch V., Odenberger M., Göransson L., Johnsson F. Prosumers in the Electricity System—Household vs. System Optimization of the Operation of Residential Photovoltaic Battery Systems. *Frontiers in Energy Research*. 2019. Vol. 6. Article 145. Pp. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00145>.
5. Vishnu Menon, Yogesh Bichpuriya, Venkatesh Sarangan, Narayanan Rajagopal. A Best-effort Energy Storage as a Service Model for Supporting Renewable Generators in Day-ahead Electricity Markets. In The 14th ACM International Conference on *Future Energy Systems* (e-Energy '23), Orlando, FL, USA. June 20–23, 2023. Pp. 485–496. DOI: <https://doi.org/10.1145/3575813.3597355>.
6. IEA-RETD. Residential Prosumers – Drivers and Policy Options (REProsumers). URL: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/09/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf (дата звернення 16.01.2024).
7. Schill W.-P., Zerrahn A., Kunz F., Kemfert C. Decentralized solar prosumage with battery storage: System orientation required. *DIW Economic Bulletin*. 2017. Vol. 7. Iss. 12/13. Pp. 141-151.
8. Базюк Т.М. Підвищення енергоефективності локальних систем енергопостачання із активними споживачами та розосередженою генерацією: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01. Національний технічний університет України «КПІ». Київ. 2016. 226 с.
9. Денисюк С.П., Базюк Т.М. Оцінка додаткових втрат та ефективність регулювання споживання електроенергії в локальних системах електропостачання. *Енергетика: економіка, техніка, екологія*. 2020. № 3. С. 7–21.
10. Wang S., Wu T., Xie H., Li C., Zhang J., Jiang L., Wang Q. Effects of Current and Ambient Temperature on Thermal Response of Lithium Ion Battery. *Batteries*. 2022. Vol. 8(11). 203. DOI: <https://doi.org/10.3390/batteries8110203>.
11. Sauer D.U. BATTERIES| charge–discharge curves. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. 2009. Pp. 443–451. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00052-6>.
12. Yang Fangfang, Dong Wang, Yang Zhao, Kwok-Leung Tsui, Suk Joo Bae. A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries. *Energy*. 2018. Vol. 145. Pp. 486–495. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.144>.
13. Xiao Jie, Qiuyan Li, Yujing Bi, Mei Cai, Bruce Dunn, Tobias Glossmann, Jun Liu, Tetsuya Osaka, Ryuta Sugiura, Bingbin Wu, Jihui Yang, Ji-Guang Zhang, M. Stanley Whittingham. Understanding and applying coulombic efficiency in lithium metal batteries. *Nature energy*. 2020. Vol. 5. Pp. 561–568.
14. Gevorgian V., Koralewicz P., Shah S., Mendiola E., Wallen R., Pico H.V. Photovoltaic Plant and Battery Energy Storage System Integration at NREL's Flatirons Campus. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2022. NREL/TP-5D00-81104. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/81104.pdf> (дата звернення 16.01.2024).
15. Zhang Q., Cui N., Shang Y., Duan B., Zhang C. An improved Peukert battery model of nonlinear capacity considering temperature effect. *IFAC-PapersOnLine*. 2018. Vol. 51. Pp. 665–669.
16. Power Capacity and Power Capability. URL: <https://learn.adafruit.com/all-about-batteries/power-capacity-and-power-capability> (дата звернення 16.01.2024).
17. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 4. С. 62–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062>.
18. Денисюк С.П., Опришко В.П. Оцінка нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних електроенергетичних системах. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2017. № 48. С. 43–51.
19. Жаркін А.Ф., Денисюк С.П., Попов В.А. Системи електропостачання з джерелами розосередженої генерації. Київ: Наукова думка, 2017. 230 с.

ASSESSMENT OF UNEVENNESS OF ELECTRICITY WITHDRAWAL IN ELECTRICITY DISTRIBUTION AND USE SYSTEMS WITH ACCUMULATORY BATTERIES

S.P. Denysiuk, D.G. Derevianko, I.I. Bohoiko

National Technical University of Ukraine "Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute",

Beresteiskiy Ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: spdens@ukr.net.

The peculiarities of calculating the energy capacity of storage batteries in systems of distribution and use of electricity with time-varying loads at different intensities of their discharge are considered. It is shown that the assessment of the unevenness of electricity selection in systems with storage batteries can be made due to the use of such an integral indicator as the modified Friese power, which is considered an indicator of the operation of a specific element in the system (assessment of the overall system energy efficiency). The dependencies of the unevenness of the battery

discharge are obtained in the form of a dimensionless function, which allows you to get a visual representation of the assessment of the level of unevenness of electricity consumption by loads in three-dimensional space depending on the duration of the intervals in which the power draw is constant, and the intensity of the battery discharge during these intervals. An integral characteristic of the assessment of unevenness of the battery discharge, which is an indicator of the energy efficiency of the battery as an element of the system, is introduced. References 19, Figures 4, Table 1.

Key words: power grids, storage battery, battery capacity, Fryse reactive power, electricity distribution and use systems, load time variables, assessment of unevenness of the electricity consumption schedule.

1. Baziuk T.M., Blinov I.V., Butkevych O.F., Goncharenko I.S., Denysiuk S.P., Zhuikov V.Ya., Kyrlyenko O.V., Lukianenko L.M., Mykolaets D.A., Osypenko K.S. Intelligent electrical networks: elements and modes: Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. 400 p. (Ukr)
2. Say K., Schill W.-P., John M. Degrees of displacement: the impact of household PV battery prosumage on utility generation and storage. *Applied Energy*. 2020. Vol. 276. 115466. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115466>.
3. Soini M.Ch., Parra D., Patel M.K. Impact of prosumer battery operation on the cost of power supply. *Journal of Energy Storage*. 2020. Vol. 29. 101323. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101323>.
4. Heinisch V., Odenberger M., Göransson L., Johnsson F. Prosumers in the Electricity System–Household vs. System Optimization of the Operation of Residential Photovoltaic Battery Systems. *Frontiers in Energy Research*. 2019. Vol. 6. Article 145. Pp. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00145>.
5. Vishnu Menon, Yogesh Bichpuriya, Venkatesh Sarangan, Narayanan Rajagopal. A Best-effort Energy Storage as a Service Model for Supporting Renewable Generators in Day-ahead Electricity Markets. In The 14th ACM International Conference on *Future Energy Systems* (e-Energy '23), Orlando, FL, USA. June 20–23, 2023. Pp. 485–496. DOI: <https://doi.org/10.1145/3575813.3597355>.
6. IEA-RETD. Residential Prosumers – Drivers and Policy Options (REProsumers). URL: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/09/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf (accessed at 16.01.2024).
7. Schill W.-P., Zerrahn A., Kunz F., Kemfert C. Decentralized solar prosumage with battery storage: System orientation required. *DIW Economic Bulletin*. 2017. Vol. 7. Iss. 12/13. Pp. 141–151.
8. Baziuk T.M. Increasing the energy efficiency of local energy supply systems with active consumers and distributed generation: dissertation. ... candidate technical Sciences: 05.14.01. National Technical University of Ukraine KPI. Kyiv. 2016. 226 p. (Ukr)
9. Denysiuk S.P., Baziuk T.M. Assessment of additional losses and efficiency of regulation of electricity consumption in local power supply systems. *Energetika: ekonomika, tekhnika, ekologiia*. 2020. No 3. Pp. 7–21. (Ukr)
10. Wang S., Wu T., Xie H., Li C., Zhang J., Jiang L., Wang Q. Effects of Current and Ambient Temperature on Thermal Response of Lithium Ion Battery. *Batteries*. 2022. Vol. 8(11). 203. DOI: <https://doi.org/10.3390/batteries8110203>.
11. Sauer D.U. BATTERIES| charge–discharge curves. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. 2009. Pp. 443–451. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00052-6>.
12. Yang Fangfang, Dong Wang, Yang Zhao, Kwok-Leung Tsui, Suk Joo Bae. A study of the relationship between coulombic efficiency and capacity degradation of commercial lithium-ion batteries. *Energy*. 2018. Vol. 145. Pp. 486–495. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.144>.
13. Xiao Jie, Qiuyan Li, Yujing Bi, Mei Cai, Bruce Dunn, Tobias Glossmann, Jun Liu, Tetsuya Osaka, Ryuta Sugiura, Bingbin Wu, Jihui Yang, Ji-Guang Zhang, M. Stanley Whittingham. Understanding and applying coulombic efficiency in lithium metal batteries. *Nature energy*. 2020. Vol. 5. Pp. 561–568.
14. Gevorgian V., Koralewicz P., Shah S., Mendiola E., Wallen R., Pico H.V. Photovoltaic Plant and Battery Energy Storage System Integration at NREL’s Flatirons Campus. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2022. NREL/TP-5D00-81104. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/81104.pdf> (accessed at 16.01.2024).
15. Zhang Q., Cui N., Shang Y., Duan B., Zhang C. An improved Peukert battery model of nonlinear capacity considering temperature effect. *IFAC-PapersOnLine*. 2018. Vol. 51. Pp. 665–669.
16. Power Capacity and Power Capability. URL: <https://learn.adafruit.com/all-about-batteries/power-capacity-and-power-capability> (accessed at 16.01.2024).
17. Denysyuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in distributed power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2016. No 4. Pp. 62–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062>. (Ukr)
18. Denysyuk S.P., Opryshko V.P. Estimation of non-uniformity of consumption and generation of electric energy in local electric power systems. *Pratsi Institutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2017. Vyp. 48. Pp. 43–51. (Ukr)
19. Zharkin A.F., Denysyuk S.P., Popov V.A. Power supply systems with distributed generation sources. Kyiv: Naukova dumka, 2017. 230 p. (Ukr)

Надійшла 17.01.2024
Остаточний варіант 03.07.2024