

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ BESS З УРАХУВАННЯМ ЦИКЛІВ ВАРТОСТІ ЗАРЯДУ І РОЗРЯДУ ЗА ДОПОМОГОЮ ЛІНІЙНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У статті представлено модель лінійного програмування для оптимізації роботи систем зберігання енергії (BESS), що враховує економічні витрати та вплив циклічних операцій зарядки/розрядки. Модель об'єднує дані про попит, генерацію електроенергії з відновлюваного джерела та динаміку цін, отримані за 30 днів із 5-хвилинним інтервалом, для формування типової добової кривої. Завдяки агрегуванню статистичних даних та побудові системи лінійних обмежень забезпечується оптимальне керування зарядом і розрядом, що мінімізує загальні витрати системи та підвищує стабільність роботи енергосистеми. Результати моделювання демонструють, що використання цінового профілю з коротшим (5-хвилинним) інтервалом призводить до зниження витрат на купівлю електроенергії порівняно з годинним інтервалом, хоча й може спричиняти частіші цикли зарядки/розрядки. Ефективне управління SOC та реагування на цінові сигнали дозволяє системі повністю заряджати або розряджати батарею за короткі проміжки часу, коли це економічно доцільно. Це підкреслює необхідність модернізації мережевої інфраструктури та створення ринкових механізмів з короткими інтервалами торгівлі для ефективної інтеграції ВДЕ та BESS. Бібл. 7, рис. 6.

Ключові слова: BESS, оптимізація, лінійне програмування, життєвий цикл акумулятора, ВДЕ.

Вступ. Акумуляторні системи накопичення енергії (BESS), є технологією зберігання електроенергії, яка базується на використанні груп акумуляторних батарей для накопичення та подальшого розподілу енергії в електричних мережах.

В статті використовується англomовна термінологія – BESS, SOC, EMS, яка в законодавстві України має як і відповідники так і оригінальні аббревіатури.

Оскільки BESS не мають механічних частин, вони забезпечують надзвичайно швидкий час реакції та запуску – лише 10 мс (не враховуючи обмеження часу реакції інвертора). Це дає змогу ефективно компенсувати швидкі коливання, що виникають у випадках, коли електрична мережа перевантажена або зазнає аномальних станів. Такі нестабільності, що тривають до 30 секунд, можуть спричинити коливання напруги, частоти та фази, здатні призвести до регіональних відключень електроенергії, що в Україні є одним з найвищих показників. Оптимально розрахована BESS здатна ефективно нейтралізувати ці коливання, що особливо важливо для регіонів, де в енергосистемі перетоки потужності є максимальними, підвищуючи ризик нестабільності.

З метою підвищення ефективності роботи BESS, вони обладнуються EMS – системою управління енергією (*Energy Management System*). Економічні показники системи накопичення, за оптимізацію яких відповідає EMS починають ставати застосовними до роботи контрагентів ринку, які займаються арбітражем електроенергії.

Останнім часом зростає роль EMS у посиленні ефективності передачі електроенергії: зокрема, довгі лінії електропередач можуть працювати ближче до своєї максимальної потужності, якщо акумуляторні системи компенсують локальні дисбаланси між попитом і пропозицією енергії. В умовах підвищеного попиту на електроенергію, і зокрема на високий і незадоволений попит в години максимуму в Україні, критично необхідно впроваджувати BESS в локальні мережі, з каліброваною економічною моделлю.

Метою досліджень є мінімізація витрат роботи системи зберігання електроенергії з використанням моделі лінійного програмування. В межах дослідження були поставлені завдання дослідити можливості формування балансів електроенергії в мікромережі зі встановленою BESS.

Матеріал і результати досліджень.

BESS демонструє високий потенціал прибутковості в наданні частотної підтримки та допоміжних послуг, особливо там, де ці послуги добре оплачуються та не підпадають під ті ж обмеження цін, що й на енергетичних ринках України. Наприклад, у країнах Центральної Європи BESS може досягти майже 100% прибутковості використання резервів утримання частоти [1]. BESS можуть ефективно працювати на ринках електроенергії з тривалими інтервалами часу, але економічна доцільність їх встановлення та прибутковість залежать від кількох факторів, включаючи структуру ринку, деградацію акумуляторів та конкретні послуги, що надаються. Але при ринковому механізмі продажу електричної енергії з прайс-кепами, потенціал роботи BESS обмежений, а отже тяжіє до низького.

Наразі в Україні енергетичний арбітраж не реалізований. Останніми зрушеннями у законодавчому процесі в питанні лібералізації роботи BESS став дозвіл НКРЕКП для «Укренерго» проводити довгострокові аукціони на 5 років для закупівлі допоміжних послуг. Ринок допоміжних послуг є єдиним ринком і джерелом доходу для власника BESS [2]. Також цей ринок може бути обмежений і за обсягом і на ньому можуть домінувати великі гравці, з потужностями 100 МВт і більше, а отже кількість аукціонів також буде менша.

BESS може бути більш конкурентоспроможним та прибутковим на безперервних ринках або ринках у режимі реального часу, де волатильність цін та ризик у стратегіях торгів можуть призвести до вищих доходів, навіть за певних ринкових обмежень. Участь у ринках послуг з регулювання частоти, обертового резерву та необертового резерву. На цих ринках BESS може виступати як *price-maker* (тобто її пропозиції можуть впливати на ціни ринкового клірингу) через значно менші обсяги цих ринків порівняно з енергетичним ринком. На ринках допоміжних послуг прибуток отримується як за надану потужність, так і за фактичне використання/продуктивність.

Коротші інтервали дозволяють оперативніше реагувати на швидкісні утворення обсягів електроенергії на ринку, що є перевагою для інтеграції послуг, таких як арбітраж та регулювання частоти. У випадку українського ринку електроенергії, інтервал 1 година на РДН – завеликий, і є перешкодою для створення прибуткових умов для роботи BESS. Отже критично важливо для *фасилітації* використання ВДЕ і розподілених ресурсів збільшувати динаміку роботи ринку. Тож ми припускаємо що використання моделі можливе тільки за такої кон'юнктури ринку, де ціна визначена на коротшому інтервалі ніж 1 година. Також в цій роботі ми припускаємо, що ціна на електроенергію однакова як для продажу, так і для купівлі.

Невід'ємною частиною сучасних автономних систем є фотовольтаїчний масив, що донедавна, разом з системою мережевих інверторів і реалізацією електроенергії за «зеленим тарифом» був основним джерелом прибутку у власника СЕС. Завдяки поєднанню фотоелектричних установок із системами накопичення енергії, це стабілізує систему генерації, що дозволяє краще інтегруватися в електричні мережі, збільшує надійність відновлюваного ресурсу та збільшує доступність для підтримки постійного електропостачання протягом певного періоду часу. А отже потужність PV-масиву теж враховують, причому як ту яку максимально можна ввести в модель.

Аналіз змін потужності і SOC в BESS

Коли батарея (BESS) бере участь у ринку енергії та регулювання, її заряд змінюється протягом дня. Ці зміни можна представити у вигляді графіка, де є *локальні максимуми та мінімуми*—точки, в яких рівень заряду досягає піку або спадає до найнижчого значення.

$$E_B^{k+1} = E_B^k - P_B^k \cdot \Delta\delta - d \cdot |P_B^k \Delta\delta|, \quad (1)$$

де E_B – стан заряду батареї на кроці k при $k \in [0 - 288]$, (288 інтервалів по 5 хв у добі);

$\Delta\delta$ – це коефіцієнт, який використовується для позначення дискретності прийняття рішень та відображає інтервал ціноутворення на ринку.

P_B – потужність заряду/розряду, тобто $P_B > 0$ – процес розряду, $P_B < 0$ – процес заряду.

$d > 0$ – це коефіцієнт втрат при зарядці/розрядці BESS.

В кожен момент часу системою EMS приймаються рішення щодо: зарядки батареї, розрядки батареї, обміну енергією з мережею, стану заряду (SOC) акумуляторної батареї. Ми припускаємо що часовий горизонт моделювання складається з T кроків. В силу отриманих даних за один місяць з реальної станції з системою накопичення і СЕС – ми використовуємо 288 значень що дорівнює 288 5-ти хвилинним інтервалам що складає 24 години.

Втрати під час роботи BESS виникають як на рівні самих акумуляторних комірок (через хімічні процеси перетворення енергії), так і в допоміжних системах, таких як моніторинг, охолодження та пожежогасіння. Загальні втрати можуть варіюватися в широких межах — 3-27% через температуру навколишнього середовища, висоту над рівнем моря, потужність інвертора та ємність системи [3]. У нашому випадку приймаємо що $d = 0,95$.

По мірі інтенсивних зарядів і розрядів під час роботи BESS, це прискорює деградацію акумуляторів, що призведе до збільшення експлуатаційних витрат на батареї. Хоча системи розробляються для мінімізації деградації (очікується близько 80% залишкової потужності через 20 років за умови одного циклу на день), це є технічною характеристикою, яку слід враховувати у подальших дослідженнях.[4].

Профіль навантаження для дослідження був обраний як середньостатистичний графік для роботи підприємства з однією зміною, тобто найбільше навантаження зафіксоване всередині дня, і у пікові години не перевищує максимуми середини доби. Ми агрегуємо дані, обчислюючи середнє значення потужності для кожного інтервалу протягом 30 днів. Такий графік навантаження типовий для промислових підприємств з навантаженням без частих змін від мінімального до максимального значення і не має великих відхилень з величиною пікового попиту – рис.1.

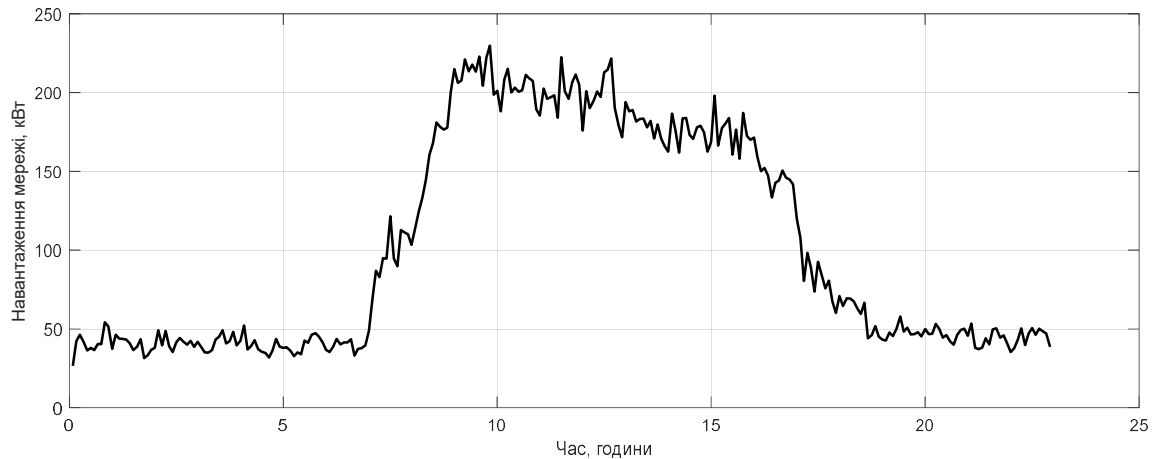


Рисунок 1 — добовий профіль навантаження, кВт

Цільова функція Z складається з витрат на купівлю/продаж енергії та штрафів за експлуатаційні цикли. Математично цільова функція може бути записана як:

$$Z = \sum_{t=1}^T [\lambda(x_c(t) + x_d(t)) + C(t) \cdot x_g(t)] \rightarrow \min, \quad (2)$$

λ – коефіцієнт штрафу (методи штрафних функцій є чисельними підходами для розв’язання завдань оптимізації, що накладає додаткові «витрати» на порушення обмежень) для уникнення надмірних циклів заряду/розряду;

$C(t)$ – ціна електроенергії в t момент часу;

$x_c(t)$ – потужність заряду в t момент часу (не перевищує $P_{\max}$);

$x_d(t)$ – потужність розряду в t момент часу (не перевищує $P_{\max}$);

$x_g(t)$ – потужність, що постачається в або забирається з мережі.

З цих змінних складається вектор рішень, куди входить також стан заряду BESS.

Це є ключовим параметром, який безпосередньо відображає ринкову кон’юктуру. Зміна профілю $C(t)$ на профіль зі значнішими коливаннями (піками та провалами) дозволить моделі знайти більші можливості для арбітражу, що може призвести до суттєвішого зменшення “витрат” (тобто збільшення доходу) порівняно з ринком з пласкішим ціновим профілем.

Динаміка стану заряду BESS

Для $t=1, 2, \dots, T-1$ має виконуватись рівняння:

$$E(t+1) = E(t) = \eta_c \cdot x_c(t) - \frac{x_d(t)}{\eta_d} = 0, \quad (3)$$

де η_c – електрична ефективність зарядки (програмована, або закладена апаратно в інвертор); η_d – ефективність розрядки. При початковому стані заряду $E(1) = E_0$ – як обмеження.

Загальний вигляд для рівняння балансу електроенергії у роботі BESS (зв’язок між попитом, генерацією та роботою BESS) в мережі:

$$x_g(t) - x_c(t) + x_d(t) = D(t) - R(t), \quad (4)$$

де $D(t)$ – попит на кроці t , $R(t)$ – виробництво з СЕС на кроці t .

Обмеження для моделі

$$\begin{aligned} 0 &\leq x_c(t) \leq P_{\max}; \\ 0 &\leq x_d(t) \leq P_{\max}; \\ E_{\min} &\leq E(t) \leq E_{\max}. \end{aligned} \quad (5)$$

Зазвичай перетікання потужності в мережі $x_g(t)$, математично може бути як додатній так і від’ємний, тому ми обмежень не вводим.

Вихідні дані для формування моделі

У нашій роботі ми використовуємо набір даних, що складається з трьох часових рядів за 30 днів, де дані збираються з інтервалом 5 хвилин (тобто 288 значень на день). Значення попиту на електроенергію та генерація фотовольтаїчного масиву у вигляді рядів даних взяті з моніторингу реальних станцій, де підключено промислове навантаження. Дані про ціни на відновлювальну електроенергію ми отримали з апроксимації даних [5], що є ціною від Австралійського оператора енергетичного ринку – позначені на рис.2 Також на рис. 2 позначено середньозважені погодинні ціни на РДН України. Як ми бачимо за даними оператора ринку ВДЕ Австралії, типовий добовий профіль цін на електроенергію в країні має дуже короткі інтервали торгів, на відміну від українського РДН з 1-годинною «одиницею реального часу». Обґрунтування вибору даного ринку полягає в тому що Австралія має найвищий у світі рівень проникнення сонячної енергії на душу населення. Близько 37% електроенергії Австралії вже надходить із сонячної та вітрової енергії, а ще 6% – з гідроелектростанцій, побудованих десятиліття тому[6]. Водночас країна вкрай потребує надійного планування розподілених систем зберігання енергії в акумуляторах. Регіони, такі як Південна Австралія, стикаються з високою волатильністю цін на електроенергію, що створює вигідні можливості для BESS для проведення енергетичного арбітражу та забезпечення резервів на непередбачені обставини [7]. Отже уряд країни рішуче шукає шляхи підсилення економічної обґрунтованості встановлення BESS щодо максимізації автономності домашніх та промислових об'єктів та роботу систем на ринку мережевих послуг.

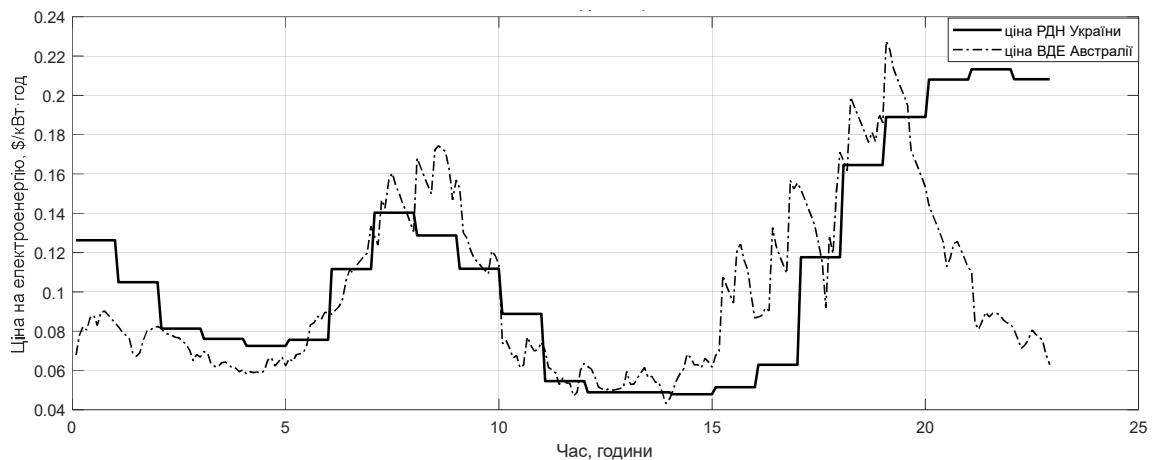


Рисунок 2 – погодинні ціни на електроенергію на ринку Австралії та РДН України, \$/кВт·год
При цьому параметри моделі склали такі значення:

$n = 5$ – кількість паралельних BESS;

$E_{\max} = 200$ – максимальний SOC, кВт·год;

$E_{\min} = 20$ – мінімальний SOC, кВт·год;

$E_0 = 100$ – початковий SOC, кВт·год;

$P_{\max} = 50$ – максимальна потужність, кВт;

$\eta_c = 0,95$ – ефективність зарядки;

$\eta_d = 0,95$ – ефективність розрядки;

$\lambda = 0,01$ – штраф за інтенсивні цикли (мінімізує використання батареї);

$\delta = 1/12$ – тривалість кроку (5 хв).

Формування оптимізаційної моделі

Моделювання проводилось у системі MATLAB, результати якого наведені на рис.4. Вирази для цільових функцій обчислюються для двох відмінних рядів значень ціни за електроенергію з 1-годинним інтервалом (ЦФ1) та з 5-хвилинним інтервалом (ЦФ2).

Отримане значення цільової функції, \$:

$$Z_1 = 1900,96$$

$$Z_2 = 1894,75$$

Таким чином, різниця у двох випадках склала 6,21 \$, що свідчить про те що робота на ціновому профілі з інтервалом 5 хвилин знижує витрати на купівлю електроенергії. При цьому при різних піках навантаження впродовж доби модель обчислює ЦФ з різною відмінністю – як о 19:00.

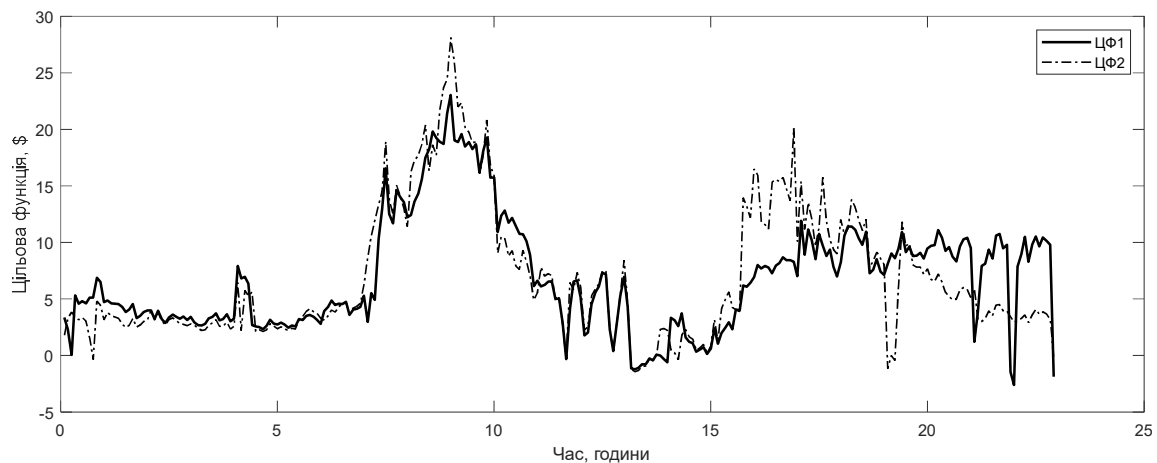


Рисунок 3 – результати лінійного програмування, ЦФ1, ЦФ2, \$

EMS системи накопичення з даною моделю відстежує SOC, щоб залишатися в межах мінімального та максимального допустимих рівнів. Фактичний SOC в реальному часі використовується для коригування графіків та рішень. Рівень SOC прямо впливає на те, скільки енергії система може зарядити або розрядити, і, відповідно, на її здатність надавати послуги або здійснювати операції на ринку. У випадку роботи BESS разом з фотовольтаїчним масивом, це дозволяє переносити виробництва з PV на години з вищими цінами або зменшення фінансових штрафів за дисбаланс між прогнозованим та фактичним виробництвом. Роботу BESS+PV представлено на рис.4,5,6.

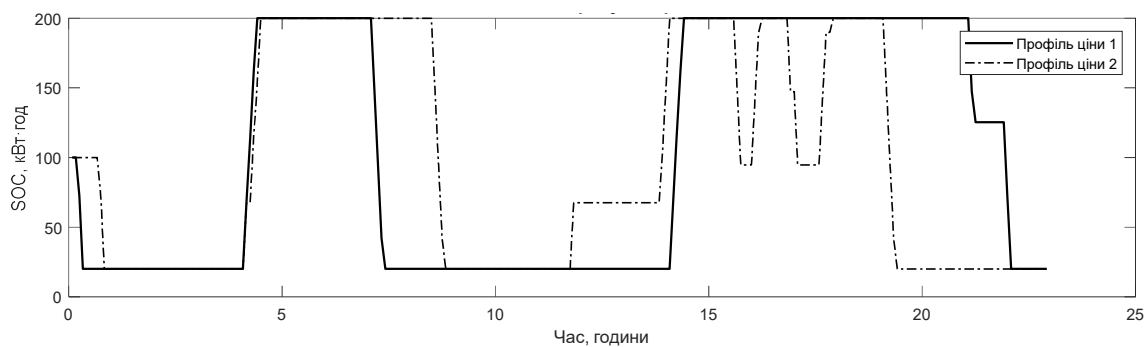


Рисунок 4 – стан заряду BESS, кВт·год

На основі результатів також робимо висновок про різницю у профілі SOC – при роботі на профілі ціни 2 є частіші цикли розрядки акумуляторів, що в свою чергу прискорює їх деградацію. Ця деградація часто моделюється як вартість, пов'язана із втратою ресурсу акумуляторів, яка «штрафує» дохід або враховується як обмеження, наприклад, через ліміт циклів на день. У нашому випадку ця деградація може бути спричинена також роботою інвертора на максимальній потужності (рис.6). При цьому таких рівнів потужності заряду крім як о 18:00 – 10,8 кВт більше не спостерігається.

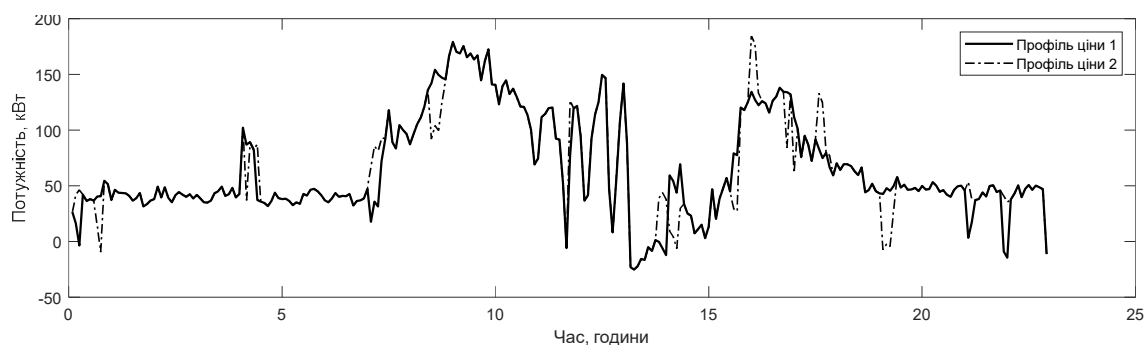


Рисунок 5 – потужність спожитої електроенергії, кВт

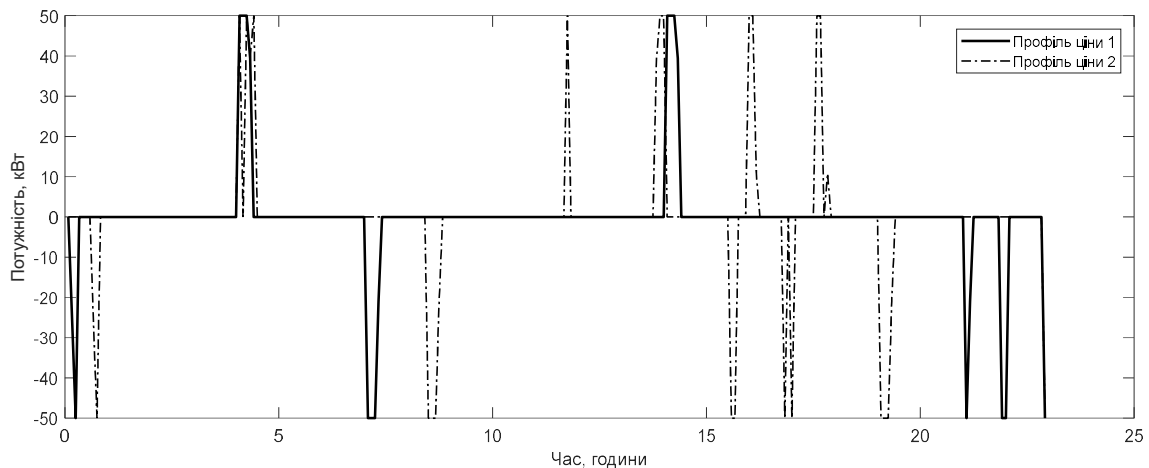


Рисунок 6 – потужність заряду і розряду, кВт

Обробка результатів

SOC впродовж доби різко зростає до максимального рівня або знижується до мінімального. У деяких моментах SOC залишається на одному рівні, що означає наявність явної вигоди від зарядки чи розрядки за поточних умов (ціни/попиту/генерації). Отже розроблена модель, яка має сформувати управлінські дії, за результатами моделювання, буде керувати EMS – повністю зарядити чи розрядити батарею за короткі проміжки часу, коли це економічно доцільно (частково – при низькій ціні на електроенергію — заряджається, а при високій — розряджається).

Перспективи подальших досліджень

Дослідження можуть спрямовуватися на розробку моделей інтеграції для різних сегментів – від житлових масштабів (*residential*) до комерційних та *utility*-рішень. Це дозволить адаптувати алгоритми управління та оптимізації до специфічних вимог кожного сегмента ринку електроенергії. Використання коротших часових інтервалів у ціноутворенні (як у багатьох західних країнах) може дозволити більш ефективно управляти BESS.

Висновки. Результати моделювання свідчать що EMS що враховує динаміку попиту, генерацію з ВДЕ та цін у моделі лінійного програмування дозволяє ефективно управляти зарядом і розрядом акумуляторних систем. Стрибоподібні значення SOC та «повні» заряд/розряд (до максимуму або мінімуму) є типовими для моделей, що орієнтуються виключно на мінімізацію витрат і не мають жорстких обмежень на швидкість зарядки чи розрядки. У реальних системах, тобто тими що мають технічні обмеження на потекорозподіл потужності, усталене відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза флікера і т.д. - крива SOC виглядає з мінімальною кількістю стрибкоподібних відхилень.

Світовий ринок акумуляторів швидко розвивається, і попит на них різко зростає, а ціни на акумулятори продовжують падати. Така тенденція не убезпечить мережі від хаотичного приєднання до них систем виробництва електроенергії на низькій напрузі. Тому формування задач щодо інтеграції BESS та їх вирішення щодо процесів зарядки та розрядки є важливим. По-перше, існує потреба модернізувати існуючу мережеву інфраструктуру в Україні, щоб вона могла ефективно працювати з високою часткою ВДЕ в структурі виробництва електроенергії. По-друге, необхідно створити чіткі нормативно-правові рамки та ринкові механізми, які дозволяють торгувати електроенергією за інтервалами коротшими за годину, що сприятиме швидкому реагуванню на коливання попиту та генерації.

Список використаних джерел

1. Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>;
2. Протокол відкритого обговорення НКРЕКП. (2024). [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Proekty%20postanov/2024/pr_58-2024/protokol_vidkr-obgovorennia_pr_58-2024_.pdf (дата звернення: 04.03.2025).;
3. He, G., Chen, Q., Kang, C., Pinson, P., & Xia, Q. (2015). Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5), 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2509040>;

4.Gan, G., Li, J., Mu, G., & Yan, G. (2025). Optimized Strategies for Peak Shaving and BESS Efficiency Enhancement through Cycle-Based Control and Cluster-Level Power Allocation. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.10268> (дата звернення: 04.03.2025).;

5.Zhuo, W., & Savkin, A. V. (2019). Profit Maximizing Control of a Microgrid with Renewable Generation and BESS Based on a Battery Cycle Life Model and Energy Price Forecasting. *Energies*, 12(15), 2904. <https://doi.org/10.3390/en12152904> (дата звернення: 04.03.2025).;

6.Solar puts Australia in fast lane to 100% renewables. (2025, May 27). PV Magazine Australia. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/05/27/solar-puts-australia-in-fast-lane-to-100-renewables/> (дата звернення: 28.05.2025).;

7.Bayborodina, E., Negnevitsky, M., Franklin, E., & Washusen, A. (2021). Grid-Scale Battery Energy Storage Operation in Australian Electricity Spot and Contingency Reserve Markets. *Energies*, 14(23), 8069. <https://doi.org/10.3390/en14238069>;

A. Prasol¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0009-2743-3301

O. Borychenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-6127-2945

¹**National Technical University of Ukraine
“Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

OPTIMIZATION OF BESS OPERATION TAKING INTO ACCOUNT CHARGING AND DISCHARGE COST CYCLES USING LINEAR PROGRAMMING

The paper presents a linear programming model for optimizing the operation of battery energy storage systems (BESS), which takes into account the economic costs and the impact of cyclic charging/discharging operations. The model combines data on demand, renewable electricity generation and price dynamics obtained over 30 days with a 5-minute interval to form a typical daily curve. By aggregating statistical data and constructing a system of linear constraints, optimal charge and discharge control is ensured, which minimizes the overall system costs and increases the stability of the power system. The simulation results demonstrate that using a price profile with a shorter (5-minute) interval leads to a reduction in electricity purchase costs compared to an hourly interval, although it may result in more frequent charging/discharging cycles. Effective SOC management and response to price signals allow the system to fully charge or discharge the battery in short periods of time when it is economically feasible. This highlights the need to modernize grid infrastructure and create market mechanisms with shorter trading intervals for the effective integration of RES and BESS. Ref. 7, Fig. 6.

Keywords: BESS, optimization, linear programming, battery life cycle, renewable energy.

References:

1.Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>;

2.National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine (NEURC). (2024). Protocol of public discussion on draft resolution No. 58-2024. [Online]. Available at: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Proekty%20postanov/2024/pr_58-2024/protokol_vidkr-obgovorennia_pr_58-2024_.pdf (Accessed: 04 March 2025);

3.He, G., Chen, Q., Kang, C., Pinson, P., & Xia, Q. (2015). Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5), 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2509040>;

4.Gan, G., Li, J., Mu, G., & Yan, G. (2025). Optimized Strategies for Peak Shaving and BESS Efficiency Enhancement through Cycle-Based Control and Cluster-Level Power Allocation. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.10268> (Accessed: 04 March 2025);

5.Zhuo, W., & Savkin, A. V. (2019). Profit Maximizing Control of a Microgrid with Renewable Generation and BESS Based on a Battery Cycle Life Model and Energy Price Forecasting. *Energies*, 12(15), 2904. <https://doi.org/10.3390/en12152904> (Accessed: 04 March 2025);

6.Solar puts Australia in fast lane to 100% renewables. (2025, May 27). PV Magazine Australia. [Online]. Available at: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/05/27/solar-puts-australia-in-fast-lane-to-100-renewables/> (Accessed: 28 May 2025);

7.Bayborodina, E., Negnevitsky, M., Franklin, E., & Washusen, A. (2021). Grid-Scale Battery Energy Storage Operation in Australian Electricity Spot and Contingency Reserve Markets. *Energies*, 14(23), 8069. <https://doi.org/10.3390/en14238069>.

Надійшла: 25.04.2025

Received: 25.04.2025