

МОТАЙЛО МАКСИМ СЕРГІЙОВИЧ ✉ – аспірант, асистент кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1555-4559>; e-mail: maksim.motaylo@gmail.com.

МОРОЗ ОЛЕКСАНДР МИКОЛАЙОВИЧ – доктор технічних наук, професор, професор кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8520-9211>; e-mail: moroz.an@btu.kharkiv.ua.

МІРОШНИК ОЛЕКСАНДР ОЛЕКСАНДРОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6144-7573>; e-mail: omiroshnyk@btu.kharkiv.ua.

ПАВЛОВ АНДРІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ – провідний інженер, СК «Моноліт»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9943-4084>; e-mail: andriy_pavlov@me.com.

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ АНАЛІЗУ ЦІН НА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Стрімкий розвиток відновлюваних джерел енергії та масовані ракетні та удари рф дронами на енергетичну структуру України створюють значні виклики для стійкості об'єднаної енергетичної системи України, вимагаючи впровадження ефективних інструментів балансування, зокрема установок зберігання енергії. Метою статті є розробка та наукове обґрунтування комплексного оптимізаційного підходу до управління режимами роботи установок зберігання енергії, який передбачає інтеграцію методів статистичного аналізу та прогнозування часових рядів цін для визначення економічно оптимальних графіків заряду та розряду установок. Для аналізу використовувалися погодинні цінові ряди на ринку «на добу наперед» за період з 1 січня до 13 листопада 2025 року із застосуванням методу описової статистики, візуалізація даних за допомогою коробчастих діаграм (Box Plots) для оцінки розподілу, мінливості та виявлення аномалій у цінових рядах з акцентом на порівнянні періодів до та після підвищення граничних цін (прайскепів). Аналіз показав, що підвищення прайскепів суттєво змінило ціновий розподіл, забезпечивши ринку простір для відображення реального дефіциту. Медіанний рівень цін у вечірній пік (19:00–22:00) зріс на 20–30 % (до 10000–12000 грн/МВт·год), а волатильність зросла до екстремально високого рівня, причому ціни часто досягали нової регуляторної стелі 15000 грн/МВт·год. Цінові профілі також значно залежать від дня тижня: у вихідні дні спостерігається глибший денний провал, що забезпечує найдешевший заряд, тоді як у робочі дні фіксуються вищі пікові ціни, що забезпечує максимальний дохід від розряду. Зроблено висновок, що управління установками зберігання енергії має бути адаптивним, використовуючи прогнозований день тижня як ключовий вхідний параметр для оптимізаційної задачі. Стратегія для робочих днів повинна бути агресивно орієнтована на дохід, а для вихідних днів – на маржу. Це вимагає використання сучасних прогностичних моделей глибокого навчання, здатних захоплювати складну нелінійну волатильність піків. Метою подальших досліджень є вирішення оптимізаційної задачі, яка полягає у визначенні оптимального графіка потужності заряду та розряду установок зберігання енергії, що максимізує сукупний прибуток від арбітражних операцій на ринку на добу наперед з урахуванням технічних та ринкових обмежень.

Ключові слова: установки зберігання енергії (УЗЕ); ціни на електроенергію; ринок на добу наперед; арбітраж цін; прайскепи; заряд/розряд УЗЕ.

Вступ. Стрімкий розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячної та вітрової генерації, призводить до зростання невизначеності та коливаний генерації електроенергії, що створює значні виклики для забезпечення стійкості та надійності об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС-У). Стахостичний характер генерації ВДЕ [1] вимагає впровадження ефективних інструментів для згладжування пікових навантажень, балансування системи та забезпечення резервів. Інтеграція великої кількості сонячних електростанцій (СЕС) у енергосистему України, внаслідок залежності генерації від погодних умов і добового циклу, породжує питання балансування, гнучкості мережі та необхідності будівництва установок зберігання енергії (УЗЕ) [2, 3]. У цьому контексті УЗЕ набувають критичного значення, пропонуючи гнучкість та оперативність у реагуванні на зміни попиту та пропозиції. Законодавство України [4, 5] передбачає підтримку розвитку УЗЕ, зокрема і для підвищення стійкості ОЕС-У проти масованих ракетних та дронних ударів рф.

Мета статті. Розробка та наукове обґрунтування комплексного оптимізаційного підходу до управління режимами роботи УЗЕ. Цей підхід передбачає інтеграцію методів статистичного аналізу та прогнозування часових рядів цін на ринку електроенергії України для визначення економічно оптимальних графіків заряду та розряду УЗЕ. Кінцевою метою є забезпечення максимізації економічної ефективності функціонування УЗЕ та сприяння їхньому становленню як повноцінних, конкурентоспроможних учасників ринку, здатних ефективно виконувати функції балансування та підвищувати надійність та гнучкість ОЕС-У.

Актуальність досліджень. Економічна ефективність експлуатації УЗЕ залежить від оптимізації їхніх режимів заряду та розряду, яка має ґрунтуватися на економічних стимулах і які надає ринок електроенергії. Перехід України до моделі ринку електроенергії, що функціонує на принципах конкуренції та передбачає диференціацію цін у різних часових інтервалах (особливо на ринку «на добу наперед» (РДН) та внутрішньодобовому ринку (ВДР)),

© М. С. Мотайло, О. М. Мороз, О. О. Мірошник, А. О. Павлов, 2025



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

відкриває нові можливості для отримання прибутку від операцій з УЗЕ. Проблема полягає у розробці адаптивних та прогностичних алгоритмів, які б дозволяли УЗЕ максимізувати свій економічний ефект, використовуючи цінові коливання на українському ринку електроенергії, при цьому враховуючи технічні обмеження обладнання та потреби енергосистеми. Неоптимальні стратегії роботи УЗЕ можуть призвести до зменшення їхнього терміну служби, зниження прибутковості та недостатньо ефективного використання їхнього балансуємого потенціалу.

УЗЕ стають ключовим елементом забезпечення гнучкості енергосистем при масовому вводі ВДЕ та зростанні добового дисбалансу попиту і генерації, також ці системи стають все більш потужними і здатними підтримувати надійність роботи електричних мереж [6]. Спостерігається швидке зростання ролі електричних та інших накопичувачів електричної енергії у світі: за даними Міжнародного енергетичного агентства та аналітиків глобальний ринок систем накопичення щороку зростає на 25–30 % [7]. Потужність європейського парку накопичувачів енергії досягне позначки 100 ГВт і зростає більш ніж удвічі до 2030 року [8]. Швидке будівництво ВДЕ призводить до дисбалансу попиту і пропозиції електроенергії у світі, внаслідок чого на світових ринках спостерігаються від'ємні ціни на електроенергію.

Сучасна енергетична парадигма в Європі та Північній Америці характеризується зростанням частоти епізодів від'ємних цін на електроенергію, що є прямим наслідком надлишку негнучкої генерації від ВДЕ у періоди низького попиту [9, 10]. Ця волатильність створює унікальну економічну можливість для УЗЕ, оскільки вони можуть отримувати дохід, заряджаючись, коли ціна є від'ємною (тобто, отримуючи плату за споживання надлишку), а потім продаючи накопичену енергію під час високих цін. Таким чином, поява від'ємних цін

критично підвищує економічну доцільність побудови та інтелектуальної оптимізації роботи УЗЕ як ключового елемента для балансування та монетизації ринкової нестійкості [11].

В Україні за останні два роки спостерігається інтенсифікація проєктів УЗЕ: реалізуються пілотні проєкти держпідприємств і приватного сектору, а також крупні проєкти (зокрема пакет об'єктів 200 МВт / 400 МВт·год, реалізований DTEK у партнерстві з Fluence [12]), що мають посилити стійкість мережі під час пікових навантажень та ударів рф по централізованих енергетичних об'єктах.

Комерційно та технічно оптимальна інтеграція УЗЕ в ОЕС-У повинна враховувати особливості місцевих ринків: структуру торгів (РДН, ВДР), регуляторні правила участі в допоміжних послугах, сезонність та високу волатильність цін під впливом ВДЕ і позаштатних подій. Це ставить завдання вибору режимів заряд/розряд, що максимізують економічний ефект і одночасно дотримують технічних обмежень УЗЕ.

Матеріали досліджень. Для аналізу використовуються погодинні цінові ряди на ринку електричної енергії України, зокрема на ринку «на добу наперед» (РДН) [13] з 1 січня до 13 листопада 2025 р. Дані включають погодинні ціни на енергію, які можна розподілити за індексом PEAK та OFFPEAK на РДН, узагальнені дані за 7380 годин 2025-го року наведені на рис. 1. До PEAK індексу входять години 8:00-23:00, до OFFPEAK – 23:00-8:00.

Для глибокого статистичного аналізу цінових даних на РДН застосовується описативна статистика та візуалізація за допомогою коробчастих діаграм (Box Plots). Ці діаграми використовуються для оцінки розподілу, мінливості та виявлення аномалій у часових рядах цін на електроенергію. Аналіз даних здійснювався із застосуванням статистичних пакетів Microsoft Excel з пакетом «Аналіз даних». До ключових показників та компонентів коробчастої діаграми належать:

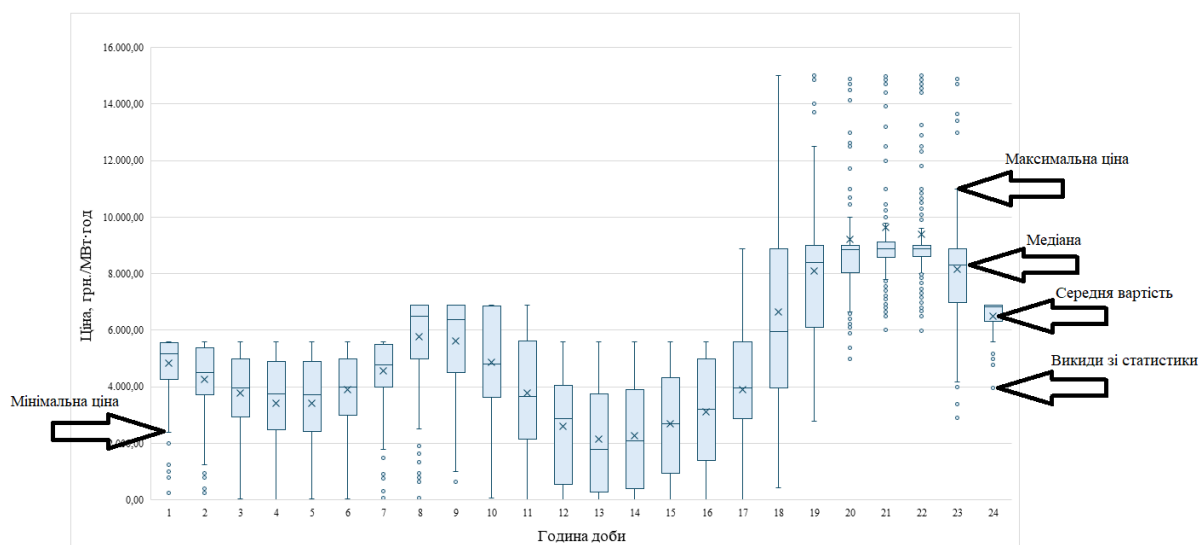


Рисунок 1 – Коливання цін на електроенергію на РДН у 2025 році (01.01.2025–13.11.2025 р.)

1) медіана – центральна лінія всередині прямокутника, яка представляє 50-й перцентиль, вона вказує на центральну тенденцію цінового ряду і є більш стійкою до впливу екстремальних значень (викидів), ніж середнє арифметичне;

2) квартилі Q1 та Q3. Перший квартиль Q1 – 25-й перцентиль, третій квартиль Q3 – 75-й перцентиль;

3) міжквартильний розмах IQR – розраховується як різниця між третім і першим квартилями $IQR = Q3 - Q1$. Він характеризує варіативність і розсіювання 50 % центральних даних, що є важливим показником волатильності ціни на РДН;

4) «вуса» (Whiskers) – відрізки, що простягаються від країв коробки. Вони позначають граничні значення, які не є викидами. Тобто вони простягаються до найбільшого та найменшого значень у межах $1,5 IQR$ від Q1 та Q3 відповідно;

5) викиди (Outliers) – окремі точки, розташовані за межами «вусів». Вони є значеннями, які виходять за межі діапазону $[Q1 - 1,5 IQR, Q3 + 1,5 IQR]$. На ринку електроенергії викиди часто відповідають аномально високим або низьким цінам, спричиненим системними обмеженнями, непередбачуваними відключеннями чи значними змінами у генерації ВДЕ, і є ключовими для визначення потенціалу прибутків/збитків від роботи УЗЕ;

6) середнє арифметичне (μ) – хоча це не є стандартним компонентом класичної коробчастої діаграми, його часто додатково наносять символом «x» для порівняння з медіаною. Це значення (сума всіх годинних значень, поділена на їхню кількість) є важливим для оцінки загального економічного рівня ціни за період.

Використання коробчастих діаграм дозволяє візуально порівнювати розподіли цін для різних годин доби, днів тижня або місяців, що є основою для ідентифікації цінових патернів і розробки оптимальних стратегій заряду/розряду УЗЕ.

Статистичний опис цін на електроенергію на РДН з 1 січня до 13 листопада 2025 року у вигляді коробчастих діаграм (Box Plots), що ілюструють розподіл, центральну тенденцію та волатильність цін для кожної з 24 годин доби показано на рис. 1.

Формування цін на ринку електроенергії значною мірою лімітується та спрямовується регуляторними механізмами, зокрема верхнім та нижнім прайскепами, які визначаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Так, постановою НКРЕКП № 1133 від 25.07.2025 були затверджені граничні значення цін [14], яка набула чинності 31.07.2025 р. Зміна прайскепів, особливо верхнього прайскепу, призвела до суттєвих зміни в розподілі цін, особливо у пікові години.

Для аналізу цін на електричну енергію на РДН статистичні дані були поділені на два періоди: перший період – до підвищення прайскепів (01.01–31.07.2025); другий період 2 – після підвищення прайскепів (01.08–13.11.2025).

Статистичні дані цін на електроенергію на РДН до підвищення прайскепів наведені на рис. 2, а

статистичні дані після підвищення прайскепів – на рис. 3. Аналіз цін на електроенергію до підвищення прайскепів показав, що в години нічних провалів (1:00–7:00) медіанна ціна утримувалась на відносно низькому рівні, коливаючись приблизно в діапазоні 4000–5000 грн/МВт·год. В години ранкового та денного зростання (8:00–11:00) відбувалося зростання медіани, яка досягала 5500–6500 грн/МВт·год, відображаючи підвищення попиту на електричну енергію, внаслідок підвищення ділової активності. В денні години (12:00–17:00) спостерігався найнижчий ціновий інтервал доби, де медіана знижувалась до 2000–3000 грн/МВт·год. Цей провал, вірогідно, був пов'язаний зі значним виробництвом електроенергії СЕС. У години вечірнього піку (18:00–23:00) ціни різко зростали, медіана стабільно перевищувала 8000 грн/МВт·год і досягала максимального значення близько 8500–9000 грн/МВт·год. Ці години відображали максимальний попит на електричну енергію.

Волатильність цін, яка характеризується міжквартильним розмахом (МКР), тобто висотою коробки, була найбільшою у вечірні пікові години (18:00–23:00). Це вказує на високу непередбачуваність цін у цей період. Максимальні ціни у пікові години (19:00–22:00) часто сягали верхньої межі, яка відповідала тодішньому верхньому прайскепу (9000 грн/МВт·год). У вечірні години (19:00–22:00) були присутні численні викиди (Outliers), які перевищували діапазон «вусів» та досягали значень у 9000 грн/МВт·год, що свідчить про те, що ринок часто «впиврався» у регуляторну стелю.

Оптимальною стратегією для УЗЕ в цей період були б такі режими роботи: заряд – у години глибокого провалу (12:00–17:00), коли ціна падала до 2000–3000 грн/МВт·год; розряд – у пікові години (18:00–23:00), коли ціна сягала медіани 8000–9000 грн/МВт·год. Потенційна маржа арбітражу становила приблизно 4000–7000 грн/МВт·год. Аналіз цін на електроенергію після підвищення прайскепів на основі аналізу медіанних значень (центральна лінія в коробці) та середньої вартості («хрестик») (рис. 3) виявив центральну тенденцію та чітку добову асиметрію. В нічний та ранковий період (1:00–7:00) медіана залишається на відносно стабільному, помірному рівні (~4000–5000 грн/МВт·год). У години глибокого денного провалу (12:00–17:00) спостерігається мінімальний ціновий рівень доби, медіана опускається до 1500–3000 грн/МВт·год. У піковий вечірній період (18:00–22:00) – відбувається різкий та значний стрибок цін. Медіана досягає найвищих значень ~10000–12000 грн/МВт·год. У піковий час (19:00–22:00) середня вартість («хрестик») часто є вищою за медіану, що підтверджує позитивну асиметрію розподілу та вплив високих цін на середній показник. Найбільш значущою зміною є екстремальне зростання волатильності у вечірні пікові години, що є прямим наслідком підвищення регуляторної стелі. МКР («коробки») у період 19:00–22:00 годин мають найбільшу висоту, що вказує на величезний розкид 50 % центральних даних. Діапазон Q1–Q3 у цей час

сягає від ~8000 грн/МВт·год до ~14500 грн/МВт·год. Максимальні ціни («вуса») та верхні квартилі (Q3) часто досягають нового рівня 15000 грн/МВт·год (у години 20:00–22:00), що свідчить про те, що новий

прайскеп став часто досяжною ринковою ціною, а не просто теоретичним обмеженням.

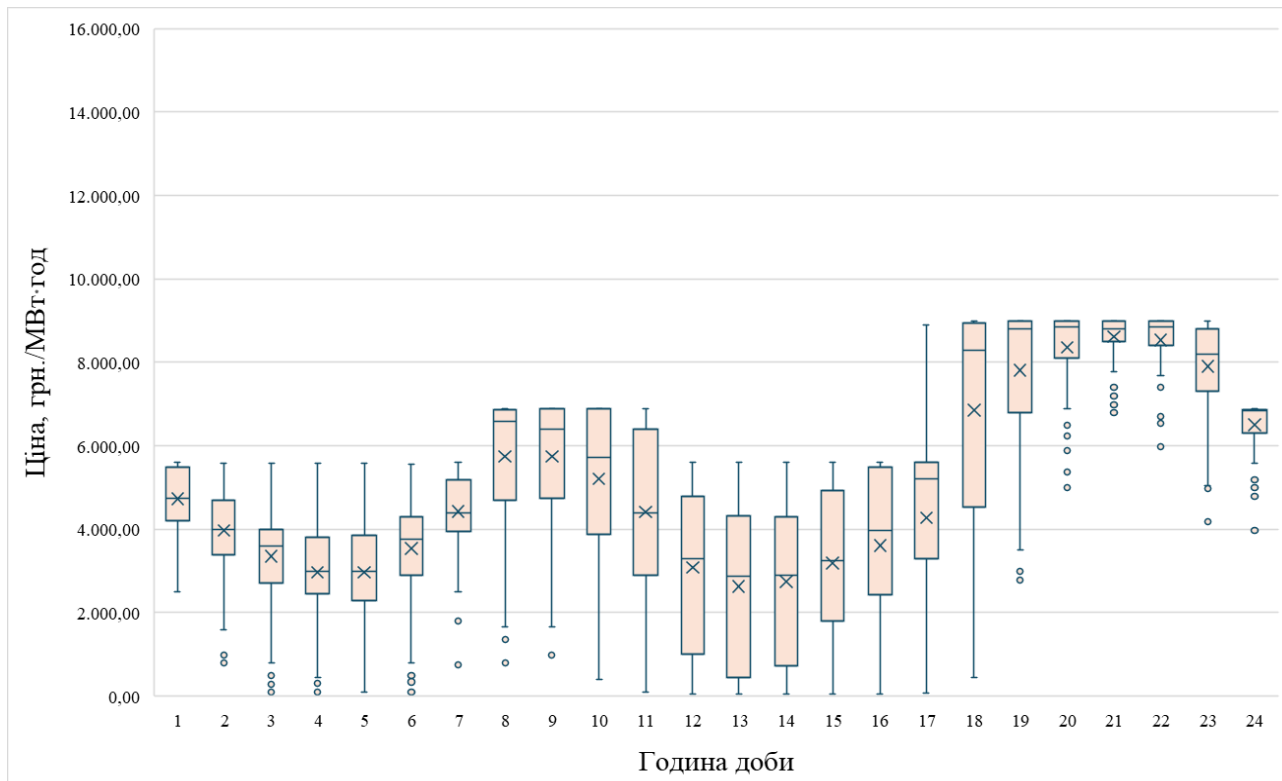


Рисунок 2 – Коливання цін на електроенергію на РДН до оновлення прайскепів (01.01.2025–31.07.2025 р.)

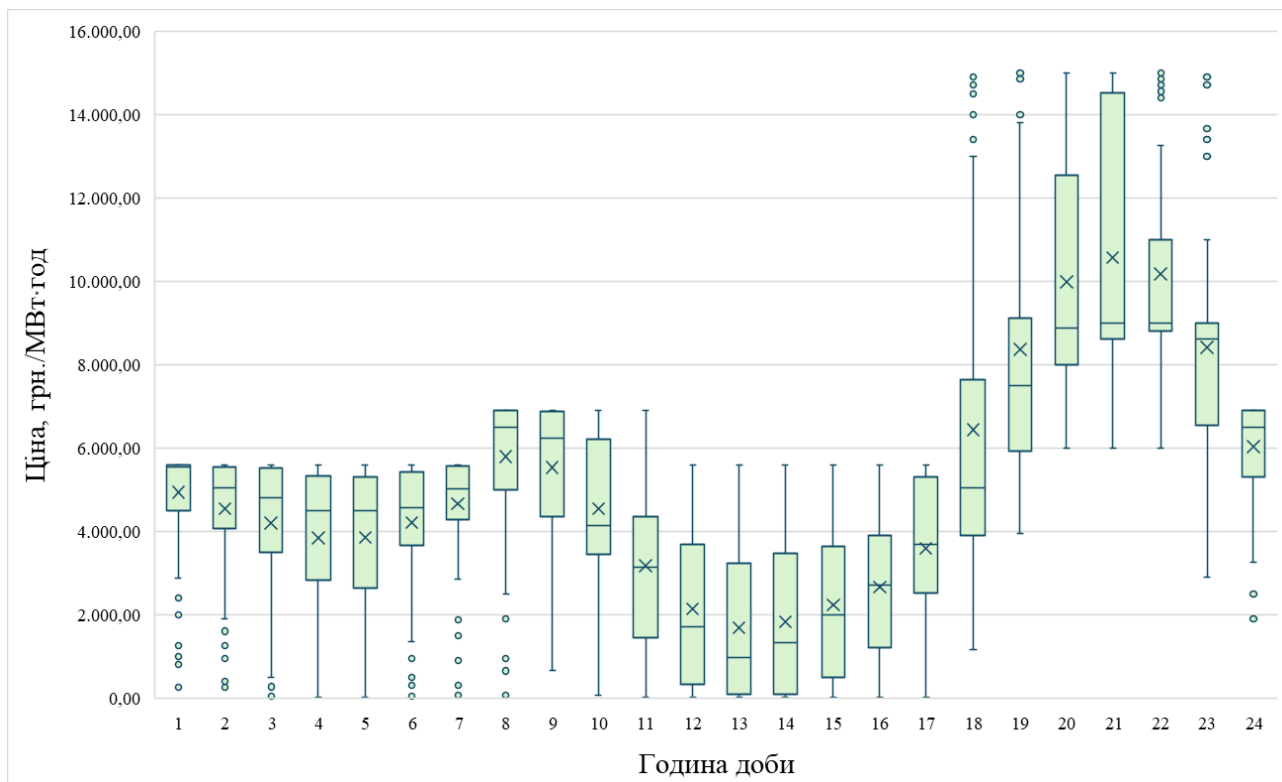


Рисунок 3 – Коливання цін на електроенергію на РДН році після оновлення прайскепів (01.08.2025–13.11.2025)

Основні відмінності у ціновому розподілі до та після оновлення прайскепів узагальнені в табл. 1 та 2. Аналіз таблиць дозволяє стверджувати, що підвищення прайскепів дозволило ринку віддзеркалити реальний дефіцит у пікові години, перетворивши ціни з регуляторно-обмежених на вільніші та волатильніші. В результаті цього утворились більш сприятливі умови для впровадження та оптимізації роботи УЗЕ.

Додатковим фактором зміни цін на РДН є споживання електроенергії у робочі та вихідні дні. Порівняння профілів цін (рис. 4 і 5) підтверджує, що операційний графік ринку електроенергії істотно змінюється залежно від дня тижня, що необхідно враховувати в прогнозній моделі для УЗЕ. Результати порівняльного аналізу цін в робочі та вихідні дні наведені в табл. 3 та 4.

Виходячи з аналізу цін електроенергії на РДН управління УЗЕ повинно бути адаптивним, використовуючи прогнозований день тижня ($\delta_{weekend}$ – бінарна змінна: 1, якщо вихідний; 0 – інакше) як ключовий вхідний параметр для моделі прогнозування ціни $\lambda(t)$ та оптимізаційної задачі. В робочі дні стратегія повинна бути агресивно орієнтована на дохід (максимальний розряд о 19:00–22:00) і передбачати високі ризики, пов'язані з екстремальною волатильністю. У вихідні дні стратегія повинна бути

орієнтована на маржу, віддаючи перевагу заряду в найглибших провалах (12:00–16:00), навіть якщо це вимагає більшого очікування, оскільки ціна розряду у пік є меншою.

Таким чином, підвищення прайскепів перетворило цінову динаміку на українському РДН на ринок з високою економічною мотивацією для УЗЕ, але вимагає складного, адаптивного алгоритмічного управління, що враховує добову та тижневу специфіку. Прогнозування цін на РДН в умовах високої волатильності є ключовим завданням для успішної оптимізації режимів роботи УЗЕ. Модель прогнозування цін повинна враховувати як лінійні залежності, як сезонність і тренди, так і нелінійну динаміку, як піки і викиди. Традиційно для прогнозування використовуються три основні групи моделей: економетричні/статистичні, машинне навчання (ML), глибоке навчання (DL) [15, 16]. Порівняльний аналіз цих трьох основних груп моделей наведено в табл. 5.

Метою подальших досліджень є вирішення оптимізаційної задачі, яка полягає у визначенні оптимального графіка роботи УЗЕ, тобто потужності заряду та розряду на кожну годину t , що забезпечує максимізацію сукупного прибутку від арбітражних операцій на РДН за добу T (24 години), з урахуванням технічних та ринкових обмежень.

Таблиця 1 – Зміна центральної тенденції (медіана та середнє)

Часовий інтервал	Період 1 (До підвищення прайскепів)	Період 2 (Після підвищення прайскепів)	Вплив на рівень цін
Нічний провал (1:00–7:00)	~4000–5000 грн/МВт·год	~4000–5000 грн/МВт·год	Без суттєвих змін; регуляторні обмеження не мали значного впливу на ціни у стабільний нічний період
Глибокий денний провал (12:00–17:00)	~2000–3000 грн/МВт·год	~1500–3000 грн/МВт·год	Незначне поглиблення, медіана трохи знизилася, особливо о 13:00–14:00 (до ~1500 грн/МВт·год), що може відобразити зростання пропозиції від ВДЕ (СЕС) або посилення конкуренції
Вечірній Пік (19–22 год)	~8000–9000 грн/МВт·год	~10000–12000 грн/МВт·год	Різде зростання, медіанний рівень цін у піковий час зріс на 20–30%, оскільки новий, вищий прайскеп дозволив ринковому попиту і пропозиції сформуванню вищу рівноважну ціну

Таблиця 2 – Зміна волатильності та діапазону (МКР та викиди)

Параметр	Період 1 (До підвищення прайскепів)	Період 2 (Після підвищення прайскепів)	Висновки про волатильність
Верхній кuartиль (Q3) у пік	Обмежена рівнем 9000 грн/МВт·год	Досягає ~14000–15000 грн/МВт·год	Розширення діапазону. Ринок отримав простір для ціноутворення
Міжквартильний розмах (МКР) у пік	Помірний	Екстремально високий	Значне зростання волатильності. Ціни у пік стали значно менш передбачуваними, демонструючи більший розкид
Максимальні викиди	Численні викиди в діапазоні 8000–9000 грн/МВт·год	Викиди значно зменшилися або зникли; максимальні ціни 15000 грн/МВт·год тепер знаходяться в межах «вусів» або «коробки»	Трансформація – ціни, які раніше вважалися аномальними (викидами), тепер стали частиною нормального діапазону ринку, що працює під новим прайскепом

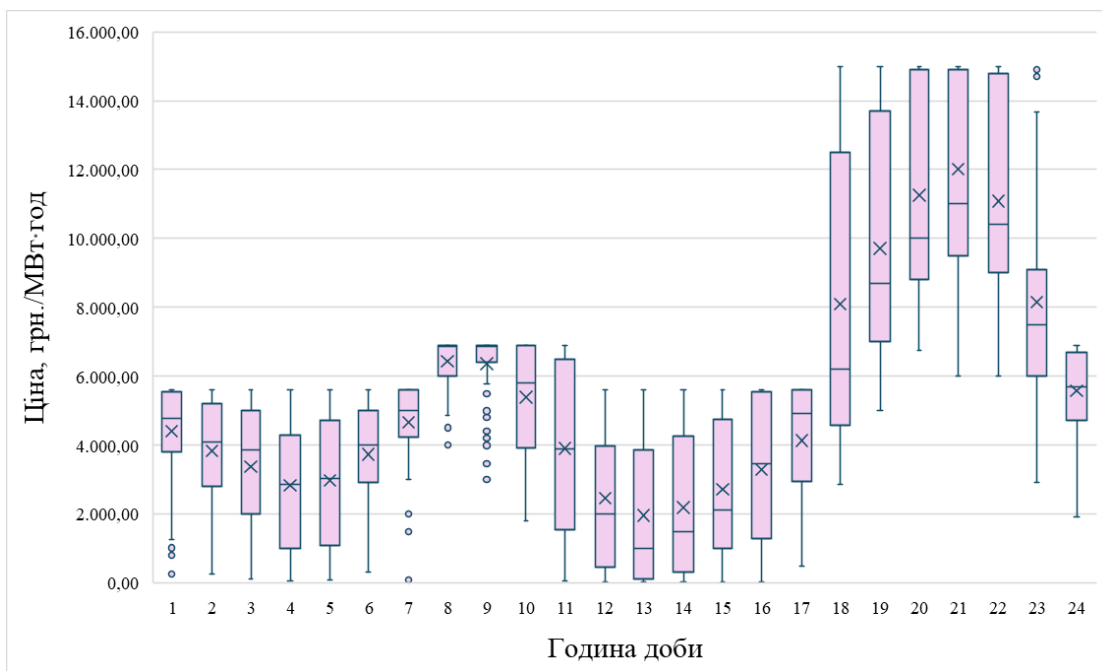


Рисунок 4 – Коливання цін на електроенергію на РДН у робочі дні після оновлення прайскепів (01.08.2025–13.11.2025)

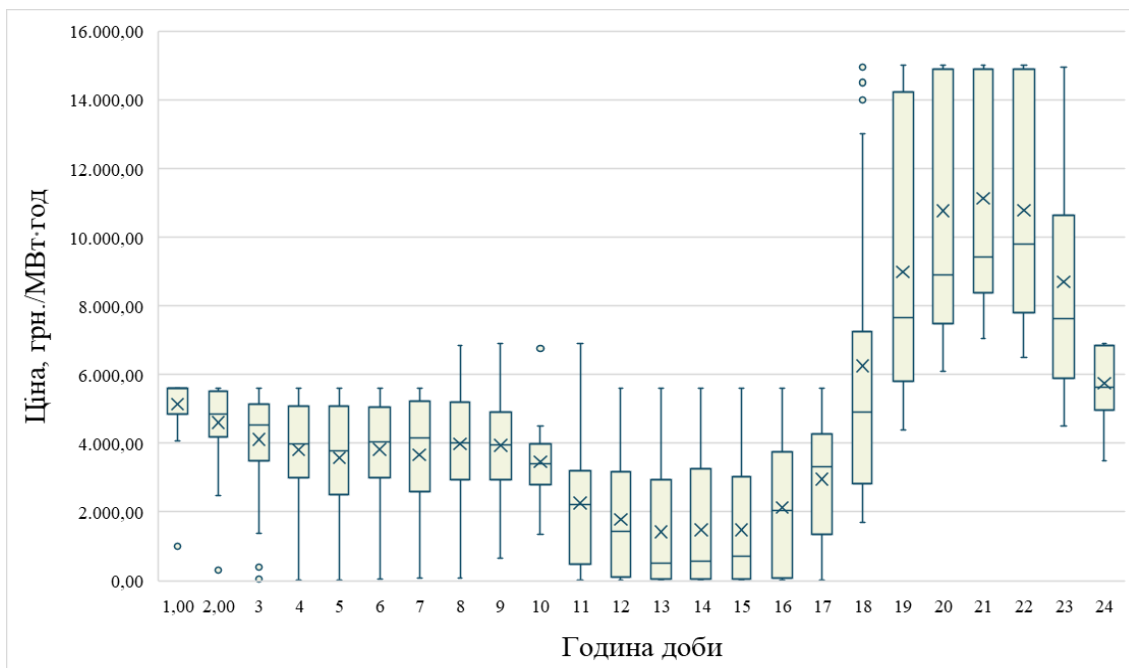


Рисунок 5 – Коливання цін на електроенергію на РДН у вихідні дні після оновлення прайскепів (01.08.2025–13.11.2025)

Таблиця 3 – Аналіз цін у денний провал (години заряду)

Параметр	Робочі дні (рис. 4)	Вихідні дні (рис. 5)	Висновок щодо заряду УЗЕ
Медіана (12:00–16:00)	~1500–3500 грн/МВт·год	~500–2000 грн/МВт·год	Глибший провал у вихідні, через зниження комерційного попиту у вихідні дні та значну генерацію від СЕС ціна падає значно нижче, що забезпечує найдешевший заряд для УЗЕ
Мінімальна Ціна (Викиди)	Поодинокі випадки ~0 грн/МВт·год.	Частіші випадки ~0 грн/МВт·год	Вищий потенціал для наддешевого заряду, у вихідні дні зростає ймовірність заряду УЗЕ за мінімальною ціною

Таблиця 4 – Аналіз цін у вечірній пік (години розряду)

Параметр	Робочі дні (рис. 4)	Вихідні дні (рис. 5)	Висновок щодо розряду УЗЕ
Медіана (19:00–22:00)	~10000–12000 грн/МВт·год	~8500–10000 грн/МВт·год	Вища ціна у робочі дні. Наявність пікового комерційного попиту значно підвищує середню ціну розряду
Верхній квартиль (Q3)	Регулярно досягає ~14500–15000 грн/МВт·год	Рідко досягає ~14000 грн/МВт·год	Робочі дні «впираються» у прайскеп. Це підтверджує, що максимальний дохід від продажу частіше отримується саме у робочі дні
Волатильність (МКР)	Екстремальна – ширший розмах коробки	Дуже висока – трохи вужчий розмах коробки	Вищий ризик у робочі дні. У робочі дні варіативність ціни є більшою, що вимагає більшої точності прогнозування

Таблиця 5 – Моделі прогнозування ціни на електроенергію

Група моделей	Приклади	Основні переваги	Обмеження для волатильного ринку
Економетричні/ Статистичні	ARIMA, ARIMAX, SARIMA	Добре прогнозують лінійні тренди та сезонність. Висока інтерпретованість результатів	Слабко фіксують різкі нелінійні зміни та викиди
Машинне навчання (ML)	SVR, Random Forest, XGBoost	Добре працюють з великою кількістю зовнішніх факторів (температура, попит, генерація ВДЕ)	Потребують ретельного підбору гіперпараметрів; складніше інтерпретувати внутрішню логіку
Глибоке навчання (DL)	LSTM, GRU, CNN	Найкраще захоплюють складну часову залежність та нелінійну волатильність, що особливо важливо для піків	Вимагають великих обсягів даних і високої обчислювальної потужності

Висновки. На основі проведеного аналізу цінової динаміки на ринку РДН та розробки математичної постановки оптимізаційної задачі, сформульовано наступні висновки:

1. Обґрунтовано актуальність впровадження УЗЕ: стрімкий розвиток ВДЕ та руйнування енергетичної інфраструктури України (внаслідок ракетних та дронних ударів) створюють критичну потребу у гнучких інструментах балансування. Доведено, що УЗЕ є ключовим технологічним рішенням, здатним забезпечити стійкість ОЕС-У та ефективність відновлюваної генерації.

2. Встановлено вплив регуляторних змін: Аналіз цінових рядів за допомогою коробчастих діаграм (Box Plots) підтвердив, що підвищення граничних цін (прайскепів) суттєво змінило динаміку ринку. Це призвело до різкого зростання волатильності та розширення потенційної маржі арбітражу. Медіанна ціна у вечірній пік зросла на 20-30 % (10000–12000 грн/МВт·год), а ціни часто досягали нової регуляторної стелі 15000 грн/МВт·год, що підтверджує значний дефіцит потужності.

3. Визначено адаптивну стратегію управління: Встановлено, що цінові профілі мають чітку залежність від дня тижня, що вимагає адаптивного підходу до управління УЗЕ: у вихідні дні спостерігається глибший денний провал (500–2000 грн/МВт·год), що забезпечує максимальну теоретичну маржу для арбітражних операцій; у робочі дні фіксуються вищі пікові ціни, що забезпечує максимальний абсолютний дохід від розряду.

4. Розроблено математичну постановку оптимізаційної задачі: на основі економічних та технічних умов сформульовано задачу лінійного програмування зі змішаними цілими змінними (MILP). Ця модель визначає оптимальні погодинні графіки потужності заряду $P_{ch}(t)$ та розряду $P_{dis}(t)$,

що максимізують сукупний прибуток від арбітражних операцій за добу, з урахуванням обмежень на рівень накопиченої енергії SOC (State of Charge), ККД η та заборони одночасної роботи.

5. Обґрунтовано вимоги до прогнозування: для практичної реалізації MILP-моделі у високо волатильному середовищі ринку необхідне використання сучасних прогностичних моделей (наприклад, глибокого навчання), здатних точно оцінювати не лише медіанні ціни, але й імовірність досягнення екстремальних піків та провалів, які безпосередньо впливають на економічну ефективність УЗЕ.

6. Визначено напрямок подальших досліджень: подальша робота буде зосереджена на чисельному розв'язанні сформульованої MILP-задачі з використанням прогнозованих цінових рядів для визначення конкретних економічних показників та порівняння ефективності адаптивної стратегії управління з базовими сценаріями.

Список літератури

- Експериментальні дослідження факторів впливу на генерацію сонячної електростанції / О. М. Мороз та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність*. 2021. № 2 (3). С. 114–123. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.04>.
- On-Grid Hybrid Wind-Solar Power Plants in Ukraine's Residential Sector: Economic Justification of Installation Under Different Support Schemes / Т. Kurbatova et al. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 20. 5214. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17205214>.
- Що точно не працює, коли йдеться про побудову бізнес-кейсу BESS – обговорили з експертом ДТЕК ВДЕ на відкритому засіданні комітету з питань УЗЕ АСЕУ. *Асоціація Сонячної Енергетики України*. URL: <https://aseu.org.ua/shcho-tochno-ne-pratsiuiue-koly-jdetsia-pro-pobudovu-biznes-kejsu-bess-obhovoryly-z-ekspertom-dtek-vde-na-vidkrytomu-zasidanni-komitetu-z-pytan-uzе-aseu/>.
- Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії: Закон України від 15.02.2022

- № 2046-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2046-20#Text>.
5. Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 – 2026 роках : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.04.2024 № 713-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/nps/pro-skhvalennia-strategii-rozvytku-rozpodilenoj-heneratsii-na-period-do-2035-roku-i-zatverdzhennia-s713180724>.
 6. KNESS реалізував понад 100 МВт*год ємності установок зберігання енергії. KNESS. URL: <https://kness.energy/news/kness-realizuvav-ponad-100-mvt-god-iemnosti-ustanovok-zberigannya-energhii/>.
 7. Энергетика без иллюзий: что чекает рынок соляных технологий та накопичувачів України у 2025–2030 роках. Погляд Ірени Брик, ISO Company. *Forbes.ua*. URL: <https://forbes.ua/company/energetika-bez-ilyuziy-shcho-chekae-rinok-soniachnykh-tekhnologiy-ta-nakopichuvachiv-ukraini-u-20252030-rokakh-poglyad-ireni-brik-iso-company-25112025-34129>.
 8. Maisch M. Europe’s energy storage fleet set to hit the 100 GW mark and more than double by 2030. *ESS News*. URL: <https://www.ess-news.com/2025/11/19/europes-energy-storage-fleet-set-to-hit-the-100-gw-mark-and-more-than-double-by-2030/>.
 9. Willuhn M. Europe faces surge in negative power prices as solar output grows. *ESS News*. URL: <https://www.pv-magazine.com/2025/11/03/europe-faces-surge-in-negative-power-prices-as-solar-output-grows/>.
 10. Extreme wind, cold, swings Texas power prices from negative to almost triple 2020-24 averages / A. Flores et al. *S&P Global*. URL: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/010625-extreme-wind-cold-swings-texas-power-prices-from-negative-to-almost-triple-2020-24-averages>.
 11. Bhandari D. Article: Negative Prices in CAISO. *RESurety*. URL: <https://resurety.com/article-negative-prices-in-caiso/>.
 12. ДТЕК разом із американською Fluence побудував найбільший комплекс установок зберігання енергії в Україні на 200 МВт. ДТЕК. URL: <https://dtek.com/media-center/news/dtek-and-fluence-energise-the-largest-battery-storage-facility-in-ukraine-with-a-total-capacity-of-200-mw/>.
 13. Погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії. *Оператор ринку*. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr>.
 14. Про граничні ціни на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 25.07.2025 № 1133. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1133874-25#Text>.
 15. Chughatta K. R., Haroon S. S. Short-Term electricity price forecasting using EEMD and GRU-NN. *International Journal of Advanced Natural Sciences and Engineering Researches*. 2023. Vol. 7, no. 4. P. 420–427. DOI: <https://doi.org/10.59287/ijanser.772>.
 16. Zhang Z. Comparative analysis of ARIMA and BSTS models for electricity price forecasting in major west coast cities. *Highlights in Science, Engineering and Technology*. 2024. Vol. 88. P. 1257–1263. DOI: <https://doi.org/10.54097/beksq597>.
 - a-bess-business-case-discussed-with-a-dtek-renewables-expert-at-the-open-meeting-of-seau-s-energy-storage-systems-committee/ Ukraine, Verkhovna Rada Ukrainy. (2022, Feb. 15). *Law of Ukraine no. 2046-IX, Pro vnesennia zmin do deiakyykh zakoniv Ukrainy shchodo rozvytku ustanovok zberihannia energhii [On amendments to certain laws of Ukraine regarding the development of energy storage facilities]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2046-20#Text> (in Ukrainian)
 5. Ukraine. (2024, Apr. 18). *Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 713-r, Pro skhvalennia Stratehii rozvytku rozpodilenoj heneratsii na period do 2035 roku i zatverdzhennia operatsiinoho planu zakhodiv z yii realizatsii u 2024 — 2026 rokakh [On the approval of the Distributed Generation Development Strategy for the period up to 2035 and the approval of the operational plan of measures for its implementation in 2024–2026]*. [Online]. Available: <https://www.kmu.gov.ua/nps/pro-skhvalennia-strategii-rozvytku-rozpodilenoj-heneratsii-na-period-do-2035-roku-i-zatverdzhennia-s713180724> (in Ukrainian)
 6. “KNESS realizuvav ponad 100 MVt*hod yemnosti ustanovok zberihannia energhii [KNESS has implemented over 100 MW h of energy storage capacity].” KNESS. [Online]. Available: <https://kness.energy/news/kness-realizuvav-ponad-100-mvt-god-iemnosti-ustanovok-zberigannya-energhii/> (in Ukrainian)
 7. “Enerhetyka bez iliuzii: shcho chekaie rynek soniachnykh tekhnolohii ta nakopychuvachiv Ukrainy u 2025–2030 rokakh. Pohliad Ireny Bryk, ISO Company [Energy without illusions: what awaits the Ukrainian solar technology and storage market in 2025–2030. The view of Irena Bryk, ISO Company].” *Forbes.ua*. [Online]. Available: <https://forbes.ua/company/energetika-bez-ilyuziy-shcho-chekae-rinok-soniachnykh-tekhnologiy-ta-nakopichuvachiv-ukraini-u-20252030-rokakh-poglyad-ireni-brik-iso-company-25112025-34129> (in Ukrainian)
 8. M. Maisch. “Europe’s energy storage fleet set to hit the 100 GW mark and more than double by 2030.” *ESS News*. [Online]. Available: <https://www.ess-news.com/2025/11/19/europes-energy-storage-fleet-set-to-hit-the-100-gw-mark-and-more-than-double-by-2030/>
 9. M. Willuhn. “Europe faces surge in negative power prices as solar output grows.” *ESS News*. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2025/11/03/europe-faces-surge-in-negative-power-prices-as-solar-output-grows/>
 10. A. Flores, K. Rivera, R. Turner, M. Watson, and N. Baquerizo. “Extreme wind, cold, swings Texas power prices from negative to almost triple 2020-24 averages.” *S&P Global*. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/010625-extreme-wind-cold-swings-texas-power-prices-from-negative-to-almost-triple-2020-24-averages>
 11. D. Bhandari. “Article: Negative prices in CAISO.” *RESurety*. [Online]. Available: <https://resurety.com/article-negative-prices-in-caiso/>
 12. “DTEK and Fluence energise the largest battery storage facility in Ukraine with a total capacity of 200 MW.” DTEK. [Online]. Available: <https://dtek.com/en/media-center/news/dtek-and-fluence-energise-the-largest-battery-storage-facility-in-ukraine-with-a-total-capacity-of-200-mw/>
 13. “Hourly electricity purchase and sale prices.” Market operator. [Online]. Available: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr?lang=english>
 14. Ukraine. (2025, Jul. 25). *Resolution of the National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities no. 1133, Pro hranychni tsyny na rynku «na dobu napered», vnutrishnodobovomu rynku ta balansuiuchomu rynku [On price caps in the day-ahead market, intraday market and balancing market]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1133874-25#Text> (in Ukrainian)
 15. K. R. Chughatta and S. S. Haroon, “Short-Term electricity price forecasting using EEMD and GRU-NN,” *International Journal of Advanced Natural Sciences and Engineering Researches*, vol. 7, no. 4, pp. 420–427, 2023, doi: <https://doi.org/10.59287/ijanser.772>
 16. Z. Zhang, “Comparative analysis of ARIMA and BSTS models for electricity price forecasting in major west coast cities,” *Highlights in Science, Engineering and Technology*, vol. 88, pp. 1257–1263, Mar. 2024, doi: <https://doi.org/10.54097/beksq597>

References

1. O. Moroz, O. Miroshnyk, A. Pavlov, O. Savchenko, and M. Tobert, “Experimental studies of factors of influence on solar generation power plants,” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”*. Series: *Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (3), pp. 114–123, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.04> (in Ukrainian)
2. T. Kurbatova et al., “On-Grid Hybrid Wind–Solar Power Plants in Ukraine’s Residential Sector: Economic Justification of Installation Under Different Support Schemes,” *Energies*, vol. 17, no. 20, Oct. 2024, Art. no. 5214, doi: <https://doi.org/10.3390/en17205214>
3. “What definitely does not work when building a BESS business case — discussed with a DTEK Renewables expert at the open meeting of SEAU’s Energy Storage Systems Committee.” Solar Energy Association of Ukraine. [Online]. Available: <https://aseu.org.ua/en/what-definitely-does-not-work-when-building->

Надійшла (received) 5.12.2025

UDC 621.31

MAKSYM MOTAILO ✉ – Postgraduate Student, Assistant Fellow at the Department of Power Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-1555-4559>; e-mail: maksim.motaylo@gmail.com.

OLEKSANDR MOROZ – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Power Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8520-9211>; e-mail: moroz.an@btu.kharkiv.ua.

OLEKSANDR MIROSHNYK – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head of the Department of Power Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6144-7573>; e-mail: omiroshnyk@btu.kharkiv.ua.

ANDRII PAVLOV – Lead Engineer, SK Monolith; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9943-4084>; e-mail: andriy_pavlov@me.com.

OPTIMIZATION OF ENERGY STORAGE SYSTEMS (ESS) OPERATING MODES BASED ON THE ANALYSIS OF ELECTRICITY MARKET PRICES IN UKRAINE

The rapid development of renewable energy sources and massive missile and drone strikes by the Russian Federation on Ukraine's energy infrastructure create significant challenges for the stability of the Integrated Power System of Ukraine, requiring the implementation of effective balancing tools, particularly energy storage systems. The aim of the study is to develop and scientifically substantiate a comprehensive optimization approach for managing the operating modes of energy storage systems, which involves integrating statistical analysis and price time series forecasting methods to determine the economically optimal schedules for energy storage systems charging and discharging. Hourly price series from the Day-Ahead Market for the period from January 1 to November 13, 2025, were used for the analysis. The method of descriptive statistics and visualization using "Box Plots" were applied to assess the distribution, volatility, and anomaly detection in the price series, with an emphasis on comparing periods before and after the increase in price limits (price caps). The analysis showed that raising price caps significantly changed the price distribution, providing the market with space to reflect the real deficit. The median price level during the evening peak (19:00–22:00) increased by 20–30 % (up to 10000–12000 UAH/MWh), and volatility rose to an extremely high level, with prices frequently reaching the new regulatory ceiling of 15000 UAH/MWh. Price profiles also significantly depend on the day of the week: a deeper daylight price dip is observed on weekends, ensuring the cheapest charge, while higher peak prices are recorded on weekdays, ensuring maximum revenue from discharge. It is concluded that energy storage systems management must be adaptive, using the predicted day of the week as a key input parameter for the optimization problem. The strategy for weekdays should be aggressively revenue-oriented, and for weekends – margin-oriented. This requires the use of modern forecasting models, such as deep learning, capable of capturing the complex nonlinear volatility of peaks. The goal of further research is to solve the optimization problem, which consists of determining the optimal schedule for energy storage systems charging and discharging power, maximizing the cumulative profit from arbitrage operations on the Day-Ahead Market, taking into account technical and market constraints.

Keywords: energy storage systems (ESS); electricity prices; Day-Ahead Market; price arbitrage; price caps; ESS charge/discharge.