

Миргородська І.В.,
здобувач першого (бакалаврського) рівня вищої освіти,
Іщук Я.В.,
к.е.н, доцент,
Київський національний економічний університет
імені Вадима Гетьмана

АНАЛІЗ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ФАКТОРІВ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Ринок електричної енергії України функціонує в умовах безпрецедентних викликів: повномасштабне вторгнення РФ у 2022 р. спричинило систематичне руйнування генеруючих та мережевих об'єктів, що призвело до структурного дефіциту потужностей. Транскордонний імпорт з країн ЄС та Молдови перетворився на системний інструмент балансування після синхронізації з ENTSO-E [5], а регулятор НКРЕКП неодноразово змінював режими граничних цін (прайс-кепів) на Ринку на добу наперед (РДН) та Внутрішньодобовому ринку (ВДР). Зазначені обставини зумовлюють актуальність комплексного економетричного аналізу механізмів ціноутворення в умовах воєнного часу.

Метою дослідження є аналіз кон'юнктури ринку електроенергії України за грудень 2025 – лютий 2026 р. та побудова економетричної моделі для кількісної оцінки факторів цінової динаміки. Інформаційну базу сформовано з трьох джерел: погодинні ціни РДН/ВДР (АТ «Оператор ринку» [1]), фізичні транскордонні перетоки (ENTSO-E Transparency Platform [2]) та постанови НКРЕКП [9, 10]. Загальний обсяг вибірки – 2 160 погодинних спостережень за 90 діб. Методи: описова статистика, кореляційний аналіз Пірсона, МНК з НАС-похибками Ньюї–Веста [8], тести Бройша–Годфрі [6] та Жарка–Бера [7], позавибіркова валідація.

Описова статистика свідчить про надвисоку волатильність (табл. 1): середня ціна РДН зросла з 6 649 до 9 786 грн/МВт·год за три місяці, коефіцієнт варіації 48,9% суттєво перевищує показники ринків ЄС у мирний час (20–35%). Грудень 2025 р. характеризується найвищою мінливістю ($CV = 51,5\%$) та правосторонньою асиметрією (1,209) через екстремально дорогі вечірні пікові години. З переходом до лютого розподіл вирівнюється ($Skewness \approx 0$, від'ємний ексцес) через загальне зростання базового рівня цін.

Таблиця 1

Описова статистика ринку електроенергії України (грудень 2025 – лютий 2026)

Показник (грн/МВт·год, якщо не зазначено)	Груд. 2025	Січ. 2026	Лют. 2026	Вся вибірка
Кількість спостережень, год	744	744	672	2 160
Середня ціна РДН	6 648,9	8 253,3	9 785,7	8 177,4
Стандартне відхилення (σ)	3 426,7	3 646,2	4 316,1	4 002,2
Коефіцієнт варіації CV, %	51,5	44,2	44,1	48,9
Асиметрія (Skewness)	1,209	0,833	0,050	0,661
Частка сар-годин (= 15 000), %	5,1	10,3	14,9	10,0
Середній імпорт, МВт	1 247,3	1 524,6	1 800,9	1 515,1

Джерело: розроблено автором на основі [1], [2].

Аналіз внутрішньодобового профілю виявив стійкий двопіковий характер: вечірній пік (18–21 год) перевищує нічний мінімум (1–6 год) на понад 7 000 грн/МВт·год. Ключовим структурним зломом є зміна регуляторного режиму 17.01.2026: НКРЕКП замінила диференційовані стелі (5 600 / 6 900 / 15 000 грн/МВт·год [9]) єдиним рівнем 15 000 грн/МВт·год [10], після чого частка сар-годин зросла з 5,1% до 15,4%. Основні постачальники: Словаччина (36,7%), Молдова (29,9%), Польща (17,8%), Угорщина (10,9%), Румунія (4,7%). Частка Словаччини скоротилася з 48,9% до 23,7%, Молдови – зросла з 21,0% до 37,5% упродовж сезону.

Кореляційний аналіз ($n = 2\,160$) виявив помірно сильний зв'язок між ціною РДН та нетто-імпортом ($r = 0,546$), вечірнім піком ($r = 0,492$) та нічною зоною ($r = -0,388$). Позитивний зв'язок між ціною і сукупним імпортом ($r = 0,476$) є проявом спільної ендогенності: в умовах дефіциту одночасно зростає і попит на імпорт, і ринкова ціна [11]. Практично однакові значення лагових кореляцій на лагах 1 та 24 год є статистичним обґрунтуванням для включення авторегресійного компонента Price_lag1 до специфікації моделі.

Для кількісної оцінки факторів ціноутворення побудовано дві регресійні моделі МНК. Базова Модель 1 ($R^2 = 0,7735$) включала обсяг імпорту, часові дамі-змінні та місячні дамі. Розширена Модель 1b ($R^2 = 0,7748$) доповнена дамі-змінною структурного зламу Post_Jan17 і є кінцевою специфікацією:

$$\text{Price_RDN}_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{Import}_t + \beta_2 \cdot \text{Morning_Peak}_t + \beta_3 \cdot \text{Evening_Peak}_t + \beta_4 \cdot \text{Night}_t + \beta_5 \cdot \text{Weekend}_t + \beta_6 \cdot \text{Price_lag1}_t + \beta_7 \cdot \text{Jan}_t + \beta_8 \cdot \text{Feb}_t + \beta_9 \cdot \text{Post_Jan17}_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

Таблиця 2

Результати оцінювання Моделі 1b ($n = 2\,136$, HAC(24) стандартні похибки)

Змінна	β	SE_HAC(24)	t_HAC	Значущість
Константа (β_0)	715,68	262,80	2,72	$p = 0,007$
Total_Import (β_1)	0,8292	0,1791	4,63	$p < 0,001$
Morning_Peak (β_2)	846,40	90,55	9,35	$p < 0,001$
Evening_Peak (β_3)	2 080,08	208,28	9,99	$p < 0,001$
Night (β_4)	-640,71	110,84	-5,78	$p < 0,001$
Weekend (β_5)	-167,69	133,95	-1,25	$p = 0,211$
Price_lag1 (β_6)	0,6919	0,0207	33,50	$p < 0,001$
Month_Jan (β_7)	36,53	99,33	0,37	$p = 0,713$
Month_Feb (β_8)	24,64	226,02	0,11	$p = 0,913$
Post_Jan17 (β_9)	510,00	173,81	2,93	$p = 0,003$

Джерело: розроблено автором на основі [1], [2].

Після включення змінної Post_Jan17 місячні дамі для січня та лютого стали статистично незначущими ($p > 0,7$), тоді як коефіцієнт при $\text{Post_Jan17} = 510$ грн/МВт·год ($p = 0,003$) підтверджує: зростання цін у першій половині 2026 р. зумовлене зміною регуляторного режиму, а не сезонністю. Вечірній пік є найвпливовішим предиктором ($\beta_3 = +2\,080$ грн/МВт·год), лагова ціна ($\beta_6 = 0,692$) підтверджує інерційність ряду, кожен додатковий МВт

імпорту асоціюється із зростанням ціни на 0,83 грн/МВт·год. Змінна Weekend – незначуща ($p = 0,211$).

Тест Бройша–Годфрі відхилив відсутність автокореляції до лагу 48 ($p < 0,001$): пік ACF на лагу 24 год (0,475) свідчить про неповноту враховану добову сезонність. Тест Жарка–Бера відхилив нормальність залишків ($JB = 2\,477$, $p < 0,001$) через «важкі хвости», типові для дефіцитних енергоринків, для компенсації використано НАС-похибки Ньюї–Веста. Позавибіркова валідація (тест: лютий 2026, $n = 672$): MAPE зростає з 16,3% до 20,1%, RMSE – з 1 897 до 2 410 грн/МВт·год (+27%). Систематичне заниження вечірніх пікових цін є типовою обмеженістю лінійних моделей для рядів зі штучно обмеженим верхнім значенням.

Результати мають практичне значення для всіх учасників ринку: споживачі та трейдери можуть оптимізувати закупівлі з урахуванням двопікового добового профілю. Регулятор має враховувати, що зміна прайс-кепів суттєво впливає на рівень цін незалежно від балансу генерації. Системний оператор потребує посиленої уваги до вечірніх пікових годин. Поєднання дефіциту генерації, залежності від імпорту та регуляторних зламів формує специфічне середовище ціноутворення, розуміння якого є необхідною умовою для обґрунтованих рішень усіма учасниками ринку [12, 13, 14].

Список використаних джерел

1. АТ «Оператор ринку». Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН та ВДР. URL: <https://www.oree.com.ua/> (дата звернення: 01.03.2026).
2. ENTSO-E Transparency Platform. Net Cross-Border Physical Flows [12.1.G]. URL: <https://transparency.entsoe.eu/> (дата звернення: 01.03.2026).
3. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII. Відомості Верховної Ради. 2017. № 27–28. Ст. 312.
4. НЕК «Укренерго». Звіт про функціонування ОЕС України. URL: <https://ua.energy/activity/dispecherska-informaciya/zviti-peredachi-energiyi/> (дата звернення: 20.02.2026).
5. ENTSO-E. Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems. March 16, 2022. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/> (date of access: 20.02.2026).
6. Godfrey, L. C. (1978). Testing against general autoregressive and moving average error models when the regressors include lagged dependent variables. *Econometrica*, 46(6), 1293–1301.
7. Jarque, C. M., & Bera, A. K. (1987). A test for normality of observations and regression residuals. *International Statistical Review*, 55(2), 163–172.
8. Newey, W. K., & West, K. D. (1987). A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix. *Econometrica*, 55(3), 703–708.
9. НКРЕКП. Постанова «Про граничні ціни на ринку на добу наперед...» від 25.07.2025. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-granichni-cini-na-rinku-na-dobu-napared> (дата звернення: 20.02.2026).
10. НКРЕКП. Постанова «Про граничні ціни на ринку на добу наперед...» від 16.01.2026 (набрала чинності 17.01.2026). URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-granichni-cini-na-rinku-na-dobu-napared-vnutrishnodobovomu-rinku-ta-balansuyuchomu-rinku-6> (дата звернення: 20.02.2026).
11. Великоіваненко, Г. І., Піскунова, О. В., Ващаєв, С. С., Ішук, Я. В. та ін. (2024). Кількісні методи в економіці: навч. посібник. Київ: КНЕУ, 392 с.
12. Суходоля, О. М., Харазішвілі, Ю. М., & Рябцев, Г. Л. (2024). Енергетична безпека України: перспективна модель управління ризиками. Київ: НІСД. URL: <https://niss.gov.ua/> (дата звернення: 01.03.2026).
13. Транскордонна торгівля електроенергією в Україні: від короткострокових імперативів безпеки постачання до об'єднання ринків. Green Deal Ukraine. 2024. URL: <https://greendealukraine.org/> (дата звернення: 20.02.2026).
14. Ukraine's Energy Security and the Coming Winter. International Energy Agency (IEA). 2024. URL: <https://www.iea.org/> (date of access: 20.02.2026).