

УДК 621.31:004.94

DOI <https://doi.org/10.32782/tnv-tech.2023.2.12>

МЕТОДИКА ПОБУДОВИ МОДЕЛІ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКАЗНИКІВ СТАНУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (ЦІН ТА ОБСЯГІВ)

Остапченко К. Б. – кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри інформаційних систем та технологій
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
ORCID ID: 0000-0002-6957-8180

Борукаєв З. Х. – доктор технічних наук,
старший науковий співробітник, завідуючий лабораторією
Інституту проблем моделювання в енергетиці імені Г. Є. Пухова
Національної академії наук України
ORCID ID: 0000-0003-1290-6451

Євдокімов В. А. – кандидат наук з державного управління,
старший дослідник, провідний науковий співробітник
Інституту проблем моделювання в енергетиці імені Г. Є. Пухова
Національної академії наук України
ORCID ID: 0000-0001-9497-4030

Розглядається постановка та способи вирішення проблеми управління попитом (*Demand Respose*) на ринку електричної енергії для забезпечення задач оперативного планування електроспоживанням з метою підвищення енергоефективності процесів виробництва, передачі та використання електроенергії. Під «управлінням попиту» визначається зміна обсягів споживання електроенергії кінцевими споживачами ринку відносно їх нормального (базового) – прогнозованого на визначений період часу навантаження у відповідь на зниження ціни на електроенергію з часом або на стимулюючі платежі, що спрямовані на скорочення електроспоживання у періоди високих цін на електроенергію на оптовому ринку або внаслідок виникнення позапитатних ситуацій, викликаних непередбаченими різкими змінами погодних умов чи аварійних станів, коли надійність системи перебуває під загрозою. Проаналізовано існуючі методи управління попитом для зниження рівня електроспоживання в пікові години навантаження із визначенням необхідності управління попитом у реальному або близькому до реального часу. Це зумовлює необхідність розробки та застосування моделей оперативного прогнозування електроспоживанням. На основі проведеного аналізу методів та засобів побудови моделей короткострокового прогнозування пропонується методика дослідження часових рядів та побудови моделі оперативного прогнозування показників стану ринку електричної енергії (цін, обсягів) в режимі близькому до реального часу. Застосування методики дозволить визначити формальні ознаки, автоматизувати і спростити процеси утворення системи моделей прогнозування показника, адекватного до поточного стану функціонування ринку із прийнятною оцінкою точності результату прогнозування. Це буде сприяти створенню передбачуваних передумов для прийняття рішень щодо участі учасників в аукціоні на сегментах оптового ринку електричної енергії.

Ключові слова: управління попитом, оперативний прогноз, часові ряди, ринок електричної енергії.

Ostapchenko K. B., Borukaiev Z. Kh., Evdokimov V. A. Methodology for building an operational forecasting model of electricity market state indicators (prices, volumes)

The formulation and methods of solving the demand management problem (*Demand Respose*) in the electricity market are considered to ensure the tasks of operational planning of electricity consumption in order to increase the energy efficiency of the processes of electricity production, transmission and use. “*Demand Respose*” is defined as a change in the volume of electricity

consumption by market's end-users relative to their normal (basic) load, predicted for a certain time period in response to a decrease in the electricity price over time or to incentive payments aimed at reducing electricity consumption in periods of high electricity prices on the wholesale market or as a result of emergency situations caused by unforeseen sudden changes in weather conditions or emergency conditions, when the reliability of the system is at risk. The existing methods of demand management to reduce the level of electricity consumption during peak load hours are analyzed, with the determination of the need for demand management in real or close to real time. This necessitates the development and application of operational power consumption forecasting models. Based on the analysis of methods and means for building short-term forecasting models, a methodology of researching time series and building a operational forecasting model of electricity market's state indicators (prices, volumes) in a mode close to real time is proposed. The application of the methodology will allow determining formal signs, automating and simplifying the formation processes of a models system for forecasting indicator that adequate to the current state of market functioning with an acceptable assessment of the forecasting result accuracy. This will contribute to the creation of predictable prerequisites for decision-making regarding the participation of participants in the auction in the segments of the wholesale electricity market.

Key words: demand response, operational forecast, time series, electricity market.

Вступ. Протягом багатьох років практично у всіх енергосистемах світу, в умовах суттєвої нерівномірності добових графіків навантаження, викликаних природно добовою нерівномірністю електроспоживання (попиту) на електроенергію, застосовувалися різні підходи до вирішення задачі планування управління електроспоживанням та для пошуку регуляторних механізмів, що забезпечують вирівнювання добового графіка електричного навантаження. Метою практичного застосування таких механізмів було зниження витрат генеруючими компаніями на одиницю продукції, що випускається, не порушуючи при цьому основні принципи існування самої енергосистеми, які пов'язані із виконанням жорстких вимог до забезпечення стійкості режимів її функціонування та надійності постачання електроенергії споживачам необхідної якості, визначеної відповідними стандартами. А також підвищення енергоефективності процесів виробництва, передачі та використання електроенергії.

Постановка проблеми. Очевидно, що основою для прийняття рішень щодо застосування тих чи інших регуляторних механізмів залишалася не менш жорстка вимога безперервного дотримання фізичного балансу виробництва та споживання енергії в енергосистемі в межах допустимих відхилень, та економічного (фінансового) балансу купівлі продажу електроенергії.

Укрупнено можна виділити три науково-практичних напрями, розвитку та застосуванню яких приділялася основна увага. Перший було пов'язано з розробкою та застосуванням методів прогнозування активного навантаження та електроспоживання з підвищеними показниками якості прогнозу, прогнозуванню обсягів відпуску електроенергію і зміни цін на її. Другий напрям досліджень було присвячено розробці та впровадженню диференційованих у часі доби тарифів на електроенергію, як стимулюючого регуляторного механізму управління електроспоживанням для споживачів. Третій напрям визначався необхідністю вирішення завдань енергозбереження та енергоефективності у рамках вирішення глобальних програм забезпечення сталого розвитку суспільства, зниження шкідливих викидів до атмосфери (декарбонізація) та його енергетичної безпеки.

Але з часом системи організаційного управління в багатьох енергосистемах переконалися, що при практичному використанні результатів отриманих у межах перерахованих напрямів тільки цих підходів в умовах зростання цін на енергоресурси, впровадження більш жорстких обмежень на викиди шкідливих речовин до навколишнього середовища, розвитком екологічно чистої розподіленої генерації

вичерпало ресурс істотного впливу на процеси ціноутворення у сенсі стримування зростання цін для кінцевих споживачів на роздрібному ринку електроенергії. Іншими словами, у розвитку енергосистем намітився якісно новий етап. Його виникнення було зумовлене проявом кількох факторів, таких як обмеження доступу до дешевих енергоносіїв, значне збільшення в енергосистемах об'єктів розподіленої генерації, слабо контрольоване зростання кількості споживачів з певною часткою власної генерації з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у загальному обсязі споживання електроенергії з можливістю продажу її надлишків на ринку (активні споживачі) й т.ін.

Тоді й почався пошук нових системних рішень в частині удосконалення механізмів формування фізичного балансу виробництва та споживання електроенергії, економічного балансу пропозиції та попиту електроенергії за рахунок збільшення ролі споживачів в процесі регулювання режимами енергосистем, електроспоживанням шляхом стимулювання більш енергоефективного використання споживачами електроенергії та підвищення їх зацікавленості у участі безпосередньо в регулюванні процесів виробництва та розподілу електроенергії між всіма виробниками, який у науковій літературі отримав загальноприйнятту назву «Управління попитом» (“Demand Respose”). У деяких джерелах використовується близька за змістом назва «Цінозалежне споживання».

Необхідно відзначити, що незважаючи на численне застосування цього поняття і майже однаково сприйманий смисловий зміст у різних публікаціях, у науковій літературі і на сьогоднішній день немає його чіткого визначення. У цій роботі під «управлінням попиту» на електроенергію будемо розуміти зміну обсягів споживання електроенергії кінцевими споживачами роздрібного ринку відносно їх нормального (базового) прогнозованого на визначений період часу навантаження у відповідь на зниження ціни на електроенергію з часом або на стимулюючі платежі, що спрямовані на скорочення електроспоживання у періоди високих цін на електроенергію на оптовому ринку або внаслідок виникнення позаштатних, викликаних непередбаченими різкими змінами погодних умов чи аварійних станів ситуацій, коли надійність системи перебуває під загрозою.

Як відомо, питаннями управління попитом у енергосистемах багатьох країн світу займаються вже дуже давно, виходячи з необхідності врахування впливу на процес ціноутворення різних зовнішніх та внутрішніх факторів. У деяких країнах цей процес почався з того часу, коли питання будівництва нових регулюючих маневрених генеруючих потужностей стало неможливим, у зв'язку із відсутністю коштів та часу на їх будівництво. В інших у зв'язку з не контрольованим розвитком відновлювальних джерел енергії, появою великої кількості споживачів нового типу – «активних споживачів», які поряд із споживаючим електроенергію обладнанням мали генеруючі потужності, що використовували різні види ВДЕ. І, як наслідок, протягом певного часу могли поставляти надлишки власної генерації на ринок електроенергії. Це все вплинуло на впровадження нових принципів регулювання балансу електричної енергії в енергосистемі через механізм управління попитом, який і отримав назву “Demand Respose”.

Разом з тим, в деяких країнах світу цей процес проходить по різному. Але основними його елементами є, обов'язковість визначення економічних стимулів на проведення механізму управління попитом та наявність приладів обліку, які будуть підтверджувати відповідні дії споживача на команди операторів мереж, відповідальних за вирівнювання балансу потужності виробництва та споживання енергії в електричній мережі. Окрім цього, нові тенденції в електроенергетиці,

в тому числі зростання застосування ВДЕ, поява цифрових інтервальних лічильників електроенергії, розвиток інформаційно-комунікаційних технологій для побудови інтелектуальних мереж (Smart Grid), визначили можливість оптимізації енергоспоживання і активного використання електротехнічного обладнання споживачів, за наявності технічних можливостей організації гнучкого попиту на електроенергію.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Проводячи огляд міжнародної профільної наукової літератури за останні 5 років, процес управління попитом у світі став одним із значущим елементом створення окремих сегментів надання на оптовому ринку відповідних системних послуг, пов'язаних з динамічною зміною електроспоживанням відповідно до вимог системного оператора ринку. Було створено багато нових пілотних проектів по запровадженню реальних систем організаційно-технологічного управління попитом державного рівня на великомасштабних ринках електроенергії (США, Австралія, Японія, країни Європейського Союзу та ін.). До найбільш успішних серед них можна назвати, наприклад, системи PJM, NYISO, CAISO, New England ISO, Interruptibility Service, тому що використання ними зручного для користувачів методичного та інструментального забезпечення та економічних умов стимулювання участі в різноманітних програмах управління попитом сприяли зростанню в них частки сторони споживачів. Багато досліджень в науковій літературі присвячено питанням розробки різних способів щодо створення економічних стимулів до включення споживачів до процесу управління попитом, починаючи із простих принципів – встановленням диференційованих тарифів для споживачів на постачання електричної енергії в період часу, необхідного для регулювання його споживання (збільшення/зменшення), до складних – регулювання власного споживання в режимі реального часу та по команді операторів мереж.

Як правило, прості принципи управління попитом, реалізуються на рівні роздрібному ринку електричної енергії та мають на меті лише «здвинути графік споживання споживача» із максимальних «зон визначення цін та обсягів». При цьому, зазначені споживачі не беруть участь у ринку системних послуг та не створюють «додаткового блага» для роботи всієї енергетичної системи. Це більше нагадує елементи енергозбереження та енергоефективності. Що стосується складних систем управління попитом, це питання створення окремого сегменту ринку надання системних послуг для мережевих операторів і як правило, механізм здійснення купівлі таких послуг проходить через оптовий ринок електричної енергії. При цьому, для надання таких послуг встановлюється з боку мережевих операторів окремі технічні та організаційні критерії роботи таких споживачів на ринку системних послуг. Більш детальну інформацію щодо досвіду розробки та впровадження пілотних проектів на прикладі управління попитом на прикладі національних ринків Данії та Іспанії можна знайти в роботі [1].

Для розв'язання задач організації інформаційно-технологічної та комерційної взаємодії в рамках реалізації участі споживачів у різних програмах управління попитом було розроблено чимало програм, найвідомішою серед яких є програма Demand Side Management (DSM). В її основу покладено комплекс взаємопов'язаних механізмів – інструментів для зниження рівня електроспоживання в пікові години навантаження. Ця програма поєднує комплекс необхідних інструментальних засобів, які націлені на управління електроспоживанням за допомогою стимулюючих цін на електроенергію та стимулювання участі споживачів у наданні системних послуг.

В роботі [2] проаналізовано існуючі методи управління попитом за допомогою споживачів-регуляторів, виконано аналіз вимог національних програм в частині управління попитом та надання послуг в лібералізованому ринку електричної енергії України. Дуже важливим є й те, що авторами роботи обґрунтовано і доведено необхідність управління попитом в реальному часі (в режимі, близькому до реального часу) з метою забезпечення економічних режимів функціонування ОЕС в умовах масового інтегрування до електричної мережі розосереджених некерованих генеруючих установок на базі використання ВДЕ. Саме ця обставина і зумовлює необхідність розробки та застосування моделей оперативного прогнозування електроспоживанням задля вирішення завдань управління попитом споживачів на роздрібному ринку електричної енергії. Разом із динамічним ціноутворенням і запровадженням тарифів реального часу сприятиме забезпеченню економічних режимів функціонування ОЕС та якісного електропостачання споживачів.

Метою роботи є на основі аналізу застосування методів та засобів побудови моделей короткострокового прогнозування формалізувати методіку автоматизованого дослідження часових рядів для побудови моделі оперативного прогнозування показників стану ринку електричної енергії (цін, обсягів) в режимі, близькому до реального часу для підвищення рівня інформаційного забезпечення процесів прийняття рішень учасниками сегментів оптового ринку електричної енергії – виробників, споживачів, адміністраторів.

Методика побудови моделей прогнозування. Основним призначенням запропонованої методіки дослідження та проектування моделі є формування обґрунтованого інформаційного забезпечення розрахунково-технологічного процесу оперативного планування електропостачання на оптовому ринку електроенергії за рахунок комплексного аналізу особливостей задач оперативного прогнозування цін і обсягів купівлі-продажу електроенергії із використання інформаційних технологій і штучного інтелекту.

Беручи до уваги дослідження різних авторів, процес проектування прогностичних моделей та прогнозування цін і обсягів на ринку електроенергії проводиться за наступними етапами.

1. Визначення мети прогнозування ринкових параметрів – цін і обсягів.

Різні суб'єкти господарювання можуть використовувати прогнози ринкової ціни і обсягу на електроенергію, досягаючи свої власні, але різні цілі. Проте, для поточної діяльності учасників ринку, незалежно від їх функції, необхідним для забезпечення діяльності горизонтом прогнозування є оперативний період на години розрахункової доби, короткотерміновий період на добу наперед, середнє терміновий для тижня, місяця та довготерміновий період для року. Оперативний прогноз визначає значення погодинних цін і обсягів, коротко-, середнє терміновий – середнє зважені добові значення, довготерміновий – місячні значення. В результаті параметрами прогнозування виступають ціна та обсяг, а показник прогнозування буде залежати від особливостей об'єкту прогнозування – купівлі, продажу, споживання, відпуску, навантаження електроенергії.

2. Аналіз особливостей ринкової ціни та обсягів на електроенергію.

Метою аналізу статистичних властивостей часового ряду цін і обсягів на електроенергію є визначення класу його приналежності, що дозволить вибрати адекватний математичний апарат для моделювання часового ряду. Комплексний аналіз динаміки цін та обсягів на ринку електроенергії повинен охопити наступні їх особливості – мінливість, шипи і стрибки, повернення до середнього значення, сезонність та інша періодичність.

Показники, які можна застосувати для розкриття мінливості динаміки на ринку електроенергію, представлені в табл. 1 [3].

Таблиця 1

Показники визначення особливостей мінливості динаміки цін і обсягів

Показник	Формула	Оцінка значення показника
Дисперсія	$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \times \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \bar{x} = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n x_i$	Чим вище значення, тим більше нестабільна ціна/обсяг на електроенергію
Стандартне відхилення	$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$	
Стандартна мінливість	$\tilde{\sigma} = \sigma \times \sqrt{365}$	
Квадрат різниці двох сусідніх значень	$SD = (x_t - x_{t-1})^2$	
Коефіцієнт коливання	$K_R = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{\bar{x}} \times 100\%$	
Коефіцієнт варіації	$K_V = \frac{\sigma}{\bar{x}} \times 100\%$	до 10 % – варіація низька; 10–20 % варіація середня; 20–30 % варіація висока; 30 % і більше варіацій – дуже висока варіація
Добовий показник швидкості, розрахований для середньої ціни електроенергії протягом дня	$DVDA_i = \frac{1}{M} \times \frac{\sum_{j=1}^{M-1} P_{ij+1} - P_{ij} + P_{i-1M} - P_{i1} }{\frac{1}{M} \times \sum_{j=1}^M P_{ij}}$	Чим вище значення, тим більше нестабільна ціна/обсяг на електроенергію
Добовий показник швидкості, розрахований для середньої ціни електроенергії за певний період часу	$DVPA_i = \frac{1}{M} \times \frac{\sum_{j=1}^{M-1} P_{ij+1} - P_{ij} + P_{i-1M} - P_{i1} }{\frac{1}{M \cdot N} \times \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{ij}}$	

У показниках використані наступні позначення: σ^2 – дисперсія, n – кількість спостережень, \bar{x} – середнє значення часового ряду, x_t – значення спостереження в момент t , x_{\max} – максимальне значення змінної, x_{\min} – мінімальне значення змінної, N – кількість інтервалів (днів) протягом певного періоду часу, i – індекс дня ($i = 1, N$), M – кількість моментів часу у інтервалі на день (для погодинних

моментів $M=24$), j – індекс часового моменту ($i = \overline{1, M}$), P_{ij} – ціна електроенергії в момент часу j доби i .

Для виявлення критичних значень стрибків цін, поріг має бути розрахований за показниками, наведеними у табл. 2 [3]. Вважається, що всі ціни на електроенергію нижче або вище критичного значення ціни на електроенергію вважаються стрибками ціни.

Таблиця 2

Показники для виявлення стрибків цін

Показник	Формула	Оцінка значення показника
Критичне значення ціни	$P_K = \bar{x} \pm 2 \cdot \sigma$	Якщо $P > P_K$ або $P < P_K$, то P відповідає визначенню стрибку цін. Критичне значення ціни може бути встановлене за допомогою правила $3 \cdot \sigma$ і $4 \cdot \sigma$ (стандартного відхилення)
Негативна ціна	$P < 0$	Усі негативні ціни представляють ціну шипа (стрибка)
Коефіцієнт асиметрії	$K_A = \frac{1}{n} \times \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\sigma^3}$	Це міра «зкошеності» значень часового ряду або міра симетричності щодо середнього значення. Якщо $K_A > 0$, то ціна набуває надзвичайно високого значення частіше, ніж надзвичайно низькі.
Коефіцієнт ексцесу	$K_E = \frac{1}{n} \times \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\sigma^4}$	Це міра гостровершинності або плосковершинності значень часового ряду. Якщо $K_E > 0$, то ціна частіше набуває надзвичайно високого значення.

Беручи до уваги результати кореляції рядів, може бути зроблений висновок про сезонність (періодичність) величини ціни/обсягу електроенергії, а дослідження повернення до середнього значення ринкової ціни на електроенергію можливо за допомогою R/S -аналізу зміни діапазону та DFA -аналізу коливання без тренду [4].

В аналізі часових рядів важливим є вибір адекватного математичного апарату, який головним чином залежить від загальних тенденцій в часовому ряді і класу його приналежності. Часовий ряд процесу, що розвивається в часі відповідно до законів теорії ймовірностей, є стохастичним часовим рядом. Залежно від зміни імовірнісних характеристик процесу часові ряди поділяються на стаціонарні та нестаціонарні.

Однак для прогнозування, іншим важливим фактором класифікації часових рядів є ознака наявності довгострокової пам'яті. В науковій літературі залежно від наявності довгострокової пам'яті часові ряди діляться на персистентні, хаотичні, антиперсистентні. У персистентних часових рядах спостерігається довгострокова пам'ять, в хаотичних – невизначеність, в антиперсистентних – відсутність довгострокової пам'яті. Часові ряди з довготривалою пам'яттю називають як «часові ряди з довготривалими кореляціями» [5].

Ідентифікаційними ознаками даної класифікації часових рядів є: підпорядкування розподілу нормальному закону, стаціонарність, фрактальна розмірність часового ряду.

Для виявлення першої властивості обчислюють наступні характеристики розподілу часового ряду: коефіцієнт варіації; коефіцієнт асиметрії; коефіцієнт ексцесу. У нормальному законі розподілу обчислені характеристики мають наступні значення $K_V = 3$, $K_A = 0$, $K_E = 3$. Допустима межа зміни цих характеристик 5 %.

Другу властивість обумовлює обчислення статистичних характеристик ряду: зміни математичного очікування або середнього значення, зміни дисперсії або ступеня розсіювання значень ряду відносно математичного очікування:

$$\Delta\bar{x}(t) = \frac{|\bar{x}(t) - \bar{x}(t-1)|}{\bar{x}(t-1)} \times 100\%, \quad \Delta\sigma(t) = \frac{|\sigma(t) - \sigma(t-1)|}{\sigma(t-1)} \times 100\%$$

де t – порядковий номер інтервалу розбиття часового ряду. Умова стаціонарності – межа зміни цих характеристик 5 %.

Для виявлення третьої властивості визначають фрактальну розмірність часового ряду по формулі:

$$\Delta\bar{x}(t) = \frac{|\bar{x}(t) - \bar{x}(t-1)|}{\bar{x}(t-1)} \times 100\%, \quad \Delta\sigma(t) = \frac{|\sigma(t) - \sigma(t-1)|}{\sigma(t-1)} \times 100\%,$$

де H – показник Херста, який вираховується за допомогою алгоритму R/S -аналіза. Фрактальна розмірність часового ряду приймає значення в інтервалі $R \in (1,2)$.

З наукової літератури відомо багато різних класифікацій рядів із наявною довгостроковою пам'яттю, серед яких можна виділити наступну:

– Персистентні ряди з наявністю довгострокової пам'яті ідентифікуються за ознаками не нормального закону розподілу, не стаціонарності та $R \in (1.1,4)$. Для таких рядів застосовуються моделі – нелінійної динаміки (штучні нейронні сітки, нечіткі системи, еволюційні алгоритми моделювання, фрактальний, фазовий аналіз).

– Хаотичні ряди з відсутність пам'яті ідентифікуються за ознаками нормального закону розподілу, стаціонарності та $R \in (1.4,1.6)$. Для таких рядів застосовуються моделі – статистичні, регресійні.

– Антиперсистентні ряди з наявністю короткочасної пам'яті ідентифікуються за ознаками не нормального закону розподілу, не стаціонарності та $R \in (1.6,2)$. Для таких рядів застосовуються моделі – нелінійної динаміки, статистичні, регресійні.

З аналізу багатьох джерел встановлено, що практично всі досліджувані ряди цін на електроенергію (як часових, так і середньодобових) мають розподіл, відмінний від нормального з наявністю піків (коефіцієнтами ексцесу) і «важкими хвостами» (асиметрією). На довгостроковому горизонті ціни на електроенергію показують властивість повернення до середнього значення, апроксимуючи середній рівень (іноді змінюється в часі).

Висока і змінювана в часі волатильність, а також кластеризація волатильності характерна для всіх оптових ринків електроенергії. Спостережувані різкі короткострокові стрибки цін можуть бути викликані погодними умовами, позаплановими зупинками генеруючого обладнання або аваріями в системі передачі електроенергії.

3. Визначення сукупності факторів, що формують ринкову ціну і обсяг на електроенергію та впливають на їх зміни.

Зазвичай ринкову ціну і обсяг на електроенергію прогнозують, включаючи в моделі прогнозування такі показники – історичні дані ціни і обсягу на ринку електроенергії, обсяг споживання електроенергії, ціни на паливо (нафту, природний газ, уран та вугілля), що використовуються для виробництва електроенергії, температура повітря, тривалість світлового дня, водянні ресурси, курси валют. Також, факторами впливу можуть бути визначені ознаки приналежності поточного

дня до вихідного, святкового, робочого дня, галузеві екзогенні фактори – графік завантаження ТЕЦ, ремонтні компанії, водність ГЕС, стратегії постачальників.

4. Визначення найважливіших факторів.

Аналіз чутливості [6] та кореляційний аналіз [7] є одними з методів, які можуть бути використані для виявлення найбільш значущих факторів ціни, обсягу на ринку електроенергії.

5. Збір статистичної інформації та її первинна обробка.

Необхідно зібрати достатню кількісну та якісну інформацію про ринкові фактори, виконати первинне коригування їх рядів (фільтрування, нормалізацію) і врахувати періодичності (сезонності) у виді екзогенних змінних.

У зв'язку зі складними характеристиками часових рядів цін і обсягів на електроенергію перед побудовою моделі прогнозу застосовують первинне коригування значень рядів у вигляді логарифмування, взяття різниці вихідного ряду, а в деяких випадках – видалення викидів в ряді. Для зручності подальшого аналізу здійснюється центрування вихідного ряду.

Для обліку періодичності в цінах і обсягах на електроенергію використовують:

- включення фіктивних змінних, що враховують годину доби, дні тижня, святкові, вихідні дні, робочі дні, а також сезонність пори року або місяця;
- розщеплення (кластеризацію) вихідного ряду на окремі компоненти, в тому числі і на компоненти сезонності, з наступною побудовою прогнозів для окремих отриманих рядів;
- включення в модель ретроспективних даних з часовими лагами різної глибини;
- комбінування перерахованих способів.

Включення лагів в модель дозволить вловити добову, тижневу, а також більш довгострокову періодичність. У дослідженнях моделей прогнозування використовуються часові лаги в діапазоні від 24 до 504 значень.

На динаміку попиту на електроенергію значно впливають економічна і господарська активність, а також погодні умови. Ці ключові фактори пояснюють високу частоту коливань цін на електроенергію, помічену для всіх оптових ринків. Розрізняють добову, тижневу і сезонну періодичність. Але зустрічається врахування коливання цін в святкові дні – календарні ефекти. У переважній більшості досліджень часовий горизонт прогнозу становить 1 добу (в часовому або добовому розрізі). Однак, зустрічаються моделі, в яких прогнозуються ціни на 1–3, 1–7 або 1–30 діб наперед.

6. Вибір методу прогнозування.

Метод прогнозування вибирається з урахуванням наступних вимог: метод повинен бути адаптивним та гнучким; фактори-причини та фактори-результати повинні бути чітко відокремлені в методі прогнозування, тобто метод прогнозування не може бути суперечливим; метод повинен бути конструктивним.

На сьогоднішній день розроблено велику кількість моделей прогнозування часових рядів. Без обмеження спільності з точки зору як тривалості горизонту планування, так і застосовуваної методології в якості відправної точки слід розглядати роботи [4; 8] із комбінуванням класів моделей в наступну структуру їх класифікації:

– Мультиагентні методи (багатоагентне моделювання рівноваги, теорія ігор), що моделюють роботу системи різнорідних агентів (генеруючих суб'єктів, компаній), які взаємодіючи один з одним формалізують ціновий процес шляхом зіставлення попиту і пропозиції.

– Фундаментальні (структурні) методи, що описують цінову динаміку шляхом моделювання впливу важливих фізичних і економічних чинників, що впливають на ціну електроенергії.

– Зведені моделі скороченої форми (кількісні, стохастичні), які характеризують статистичні властивості ціни за електроенергію з плином часу, з подальшою оцінкою похідних фінансових інструментів та управління ризиками.

– Статистичні методи (економетричні, технічний аналіз), які є або прямим їх статистичними застосуванням для прогнозування навантаження або реалізацією економетричних моделей ринку електроенергії.

– Методи обчислювального інтелекту (на основі штучного інтелекту, непараметричні, нелінійні моделі), які поєднують елементи навчання, еволюції та нечіткості створюваного підходу, здатні адаптуватися до складних динамічних систем.

Нарешті, слід виділити підхід до моделювання та прогнозування на базі гібридних рішень, що поєднують методи з різних класів, перераховані вище. Це так званий процес змішування або ансамблювання (Ensemble), який отримав назву блендінг (Blending). Блендінг може бути організовано як доволі просте комбінування моделей із фіксованими коефіцієнтами врахування впливу на прогнозний результат, так і шляхом оптимізаційного пошуку при обчисленні коефіцієнтів.

Отже на даний час, в сучасних практиках підвищення якості моделей прогнозування починають переважати інтелектуальні методи та гібридний підхід до застосування моделей, тобто створення комбінованих за принципом дії моделей прогнозування.

На вибір методу прогнозування повинно також впливати, в тому числі його часові параметри (глибина використаних даних, горизонт прогнозу) та наявність екзогенних змінних, які детерміновані на достатню глибину перспективи збирання даних. Часові параметри історичних даних слід розглядати з годинним лагом з 1, 24, 48, 168, враховуючі їх кластеризацію за сезоном, місяцем, добою.

7. Розрахунок прогнозу та оцінка точності прогнозів.

Для оцінки точності прогнозу використовуються наступні показники MAPE, MAE, RMSE та інші (табл.3). Ціни на ринку електроенергії швидко змінюються і формують 24 або 48 значень ціни на електроенергію за добу. Тому для обчислення похибки, достатньо взяти дані за один тиждень. Це відповідає 168 спостереженням. Якщо буде проаналізовано дані за тиждень ($M=168$), тоді до позначення показника помилки може додаватися літера “*W*”.

Таблиця 3

Показники точності прогнозу

Показник точності	Формула показника	Оцінка значення показника
Середня абсолютна відносна помилка	$MAPE = \frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M \left \frac{x_i - \hat{x}_i}{x_i} \right \cdot 100\%$	Прогноз буде дуже точним, якщо MAPE не перевищують 10 %. Недостатня точність прогнозу, якщо MAPE перевищує 50 %.
Скоригований середня абсолютна відносна помилка	$MAPE = \frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M \left \frac{x_i - \hat{x}_i}{\bar{x}} \right \cdot 100\%$	
Середня абсолютна помилка	$MAE = \frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M x_i - \hat{x}_i $	Чим нижче, тим краще
Средньоквадратична помилка	$RMSE = \sqrt{\frac{1}{M} \cdot \sum_{i=1}^M (x_i - \hat{x}_i)^2}$	Чим нижче, тим краще

У показниках використані наступні позначення: x_i – фактичні значення, \hat{x}_i – прогнозні значення для моменту часу i , M – роПВІзрахунковий період спостереження.

Висновки. Особливістю створення методики проектування моделі оперативного прогнозування показника стану ринку електричної енергії є її адаптованість під змінювані умови функціонування не сталого децентралізованого ринку.

Практичним результатом застосування методики є створення інструментальної основи для утворення системи моделей, що забезпечують прогноз показника, адекватного до поточного стану функціонування ринку із прийнятною оцінкою точності результату прогнозування, який дозволить створити передбачувані умови для прийняття рішень щодо участі в аукціоні учасників ринку на різних його сегментах, зокрема на добу наперед.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>. Дата доступу 09.04.2022р.

2. Коцар О.В, Расько Ю.О. Вдосконалення методичного та інструментального забезпечення управління попитом в лібералізованих ринках електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 3. С. 68–78. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.068>

3. Bobinaite V., Konstantinavičiūtė I., Lekavičius V. Theoretical Model for Electricity Market Price Forecasting. *Economics and Management*. 2012. Vol. 17, № 3. PP. 944–951. URL: <https://doi.org/10.5755/j01.em.17.3.2119>

4. Weron R. Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: Statistical Approach. John Wiley & Sons Ltd., 2006. 192 p.

5. Peters E. Chaos and Order in the Capital Markets: A New View of Cycles, Prices, and Market Volatility, 2nd Edition. John Wiley & Sons Ltd., 1996. 288 p.

6. Aggarwal S.K., Saini L.M., Kumar A. Electricity Price Forecasting in Deregulated Markets: A Review and Evaluation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2009. Vol. 31, № 1. P. 13–22.

7. Singhal D., Swarup K.S. Electricity Price Forecasting Using Artificial Neural Networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. Vol. 33, № 3. P. 550–555.

8. Weron R. Electricity Price Forecasting: A Review of the State-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*. 2014. Vol. 30. P. 1030–1081. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>

REFERENCES:

1. Stan i perspektyvy rozvytku tekhnolohii “intelektualnykh” elektromerezh, upravlinnia popytom ta system rezhymnoho upravlinnia v umovakh rozvytku ponovliuvanykh dzherel enerhii u zarubizhnii enerhetychnii sferi [The state and prospects of the development of technologies of “intelligent” power grids, demand management and mode control systems in the conditions of the development of renewable energy sources in the foreign energy sector]. Retrieved from: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/04/1.-Stan-rozvytku-smart-grid.pdf>. (Date of access: 09.04.2022) [in Ukrainian].

2. Kotsar, O.V, & Rasko, Yu.O. (2023). Vdoskonalennia metodychnoho ta instrumentalnoho zabezpechennia upravlinnia popytom v liberalizovanykh rynkakh elektrychnoi enerhii [Improvement of methodical and instrumental provision of demand

management in liberalized electricity markets]. *Tekhnichna elektrodynamika*, 3, 68–78. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2023.03.068> [in Ukrainian].

3. Bobinaite, V., Konstantinavičiūtė, I., & Lekavičius, V. (2012). Theoretical Model for Electricity Market Price Forecasting. *Economics and Management*, 17(3), 944–951. URL: <https://doi.org/10.5755/j01.em.17.3.2119>

4. Weron, R. (2006). *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: Statistical Approach*. John Wiley & Sons Ltd., USA.

5. Peters, E. (1996). *Chaos and Order in the Capital Markets: A New View of Cycles, Prices, and Market Volatility*, 2nd Edition. John Wiley & Sons Ltd., USA.

6. Aggarwal, S.K., Saini, L.M., & Kumar, A. (2009). Electricity Price Forecasting in Deregulated Markets: A Review and Evaluation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(1), 13–22.

7. Singhal, D., & Swarup, K.S. (2011). Electricity Price Forecasting Using Artificial Neural Networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(3), 550–555.

8. Weron, R. (2014). Electricity Price Forecasting: A Review of the State-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30, 1030–1081. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>