

## КОРОТКОСТРОКОВЕ ПРОГНОЗУВАННЯ ОПТОВИХ ЦІН НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ З ВИКОРИСТАННЯМ РАДІАЛЬНО-БАЗИСНИХ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ

*Розглянуто використання радіально-базисних штучних нейронних мереж для короткострокового прогнозування цін продажу електричної енергії в оптовий ринок електричної енергії, а також особливості ціноутворення в існуючій моделі оптового ринку електричної енергії України.*

**Вступ.** Сучасний етап розвитку електроенергетики України пов'язаний з переходом до нової системи ринкових відносин між суб'єктами цієї галузі. Перш за все, розвиток ринкових відносин між виробниками, постачальниками та споживачами електроенергії обумовив необхідність створення оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) України, який є необхідним інструментом організації купівлі-продажу електроенергії, оформлення договірних відносин, ціноутворення та інфраструктури ринку електроенергії. Стосовно існуючої на сьогодні в Україні моделі ОРЕ слід зазначити, що її особливістю є наявність спеціально створеної компанії (державного підприємства «Енергоринок»), яка одночасно є як єдиним покупцем всієї виробленої електроенергії в Україні, так і єдиним продавцем електроенергії постачальникам та великим споживачам. Враховуючи позитивні риси такої моделі (підтримка єдиної оптової ринкової ціни, захист від ринкових ризиків, простота взаємовідносин між суб'єктами ринку), все ж таки слід зазначити, що підприємству, яке виступає в ролі єдиного покупця та продавця електроенергії, бракує економічної незалежності, що призводить до появи неринкових механізмів купівлі-продажу електроенергії та ціноутворення на ОРЕ України.

Подальший розвиток системи відносин в ОРЕ спрямовано на поступовий перехід від діючої системи шляхом її подальшої лібералізації, до моделі повномасштабного конкурентного ринку [3]. Зрозуміло, що перехід від моделі «єдиного покупця» до моделі конкурентного ринку передбачається провести поетапно, з урахуванням особливостей функціонування ОЕС України та світового досвіду розвитку оптових ринків електроенергії. Початок першого етапу заплановано на 2009 рік.

З початком функціонування нової моделі ОРЕ суб'єкти ринку отримають широкий спектр інструментів для задоволення потреб споживачів і більш гнучку організацію своєї діяльності, а саме: двосторонні договори як довгостроковий інструмент, що забезпечує певну стабільність у відносинах на ринку електроенергії; енергетичну біржу та ринок короткострокових контрактів – інструмент, що дає можливість привести контрактні обсяги купівлі електроенергії до реального споживання; балансуєчий ринок, який дасть можливість збалансувати попит і контрактні обсяги купівлі в реальному часі. Крім того, необхідними елементами нової моделі ОРЕ будуть ринок фінансових контрактів та ринок допоміжних послуг.

Слід відзначити, що одним з найбільш важливих результатів реструктуризації існуючої моделі ОРЕ стане розробка нового механізму формування цін на електроенергію, при якому ціни будуть відображати «баланс інтересів» виробників, постачальників та споживачів електроенергії. Як відомо, у ринковому середовищі ціни відображають вартість електроенергії «на перетині кривих попиту та пропозиції» в певному вузлі електричної мережі в реальному часі з урахуванням вартості передачі електроенергії та допоміжних послуг. При цьому такі ціни будуть стимулювати як споживачів до енергозбереження, так і виробників до зниження витрат на її виробництво.

**Особливості задачі прогнозування цін в ОРЕ України.** При переході функціонування ОРЕ з моделі «єдиного покупця» до нової моделі «двосторонніх контрактів та балансуєчого ринку» особливої актуальності набуває задача прогнозування цін на електричну енергію, оскільки точне прогнозування цін дає конкурентну перевагу учасникам ОРЕ. Крім

того, прогнозування цін представляє собою інструмент планування та підтримки прийняття управлінських рішень для учасників ОРЕ в умовах функціонування нової моделі ОРЕ.

До особливостей ОРЕ слід віднести неможливість створення запасів електроенергії, значні часові затримки пуску та зупинки блоків (сукупності енергетичного обладнання, що складається з одного турбогенератора та одного і більше котлів) електростанцій, значна різниця у вартості виробленої електроенергії у різних виробників, а також наявність у виробників технологічно необхідних мінімальних обсягів виробництва електроенергії.

До факторів, що будуть мати вплив на прогноз цін в умовах функціонування нової моделі ОРЕ, відносяться такі: ціни за минулі періоди, обсяги та ціни електроенергії за двосторонніми договорами, заявки учасників торгів, обсяги виробництва та споживання електроенергії за минулі періоди та їх прогнозні дані, технічні обмеження (наприклад, пропускна спроможність ліній електропередачі, максимальна на мінімальна встановлена потужність блоків електростанцій та інше), фактичні та прогнозні погодні умови, ціни на енергоносії, а також інформація щодо вихідних та святкових днів.

Функціонування ОРЕ характеризується значною різницею між рівнями цін для різних періодів доби, наявністю сезонних факторів та відносно невисокою кількістю ретроспективних даних.

Щодо ОРЕ України слід відзначити, що на перехідному етапі лібералізація ринку буде стосуватись тільки незначної кількості його суб'єктів, які при виконанні певних умов, у тому числі впровадженні систем комерційного обліку електроенергії та обміну інформації, перейдуть на прямі договори між виробниками та постачальниками. У той же час для інших учасників ОРЕ схема роботи залишиться незмінною.

Зважаючи на це, можна стверджувати, що прогнозування цін на електроенергію є актуальною задачею як в умовах функціонування нової моделі ОРЕ України, так і на усіх перехідних етапах.

Сьогодні у світі для розв'язання задачі прогнозування цін на електроенергію в ОРЕ використовуються різні моделі та методи прогнозування, наприклад, авторегресійні методи, методи ковзаючого середнього, авторегресійні методи з умовною гітероскедантичністю [7, 6]. Протягом останніх 10–15 років спостерігається істотне підвищення інтересу до використання методів штучного інтелекту для розв'язання цілого ряду електроенергетичних задач, наприклад [2, 9, 10]. Невід'ємною частиною цього процесу є застосування штучних нейронних мереж (ШНМ) як для розв'язання задач прогнозування електричного навантаження, наприклад [8, 11], так і для прогнозування цін на електроенергію [12, 13].

Стаття присвячена прогнозуванню середньої ціни купівлі електроенергії у виробників, які працюють в ОЕС України, за винятком працюючих в „острові Бурштинської ТЕС”. Причому прогнозування ціни купівлі електроенергії, що розглядається, стосується лише виробників, які працюють за ціновими заявками. Перш за все мова йде про енергогенеруючі підприємства ТЕС. Така постановка задачі обумовлюється, по-перше, тим, що ціна купівлі електроенергії ОРЕ у виробників, які не працюють за ціновими заявками, фактично затверджується Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ). До таких виробників електроенергії належать енергогенеруючі підприємства атомних, гідрогенеруючих та гідроакumuлюючих станцій, теплоелектроцентралі, вітрові електростанції, когенераційні, парогазові та газотурбінні установки, які здійснюють продаж електричної енергії в ОРЕ за тарифами, затвердженими НКРЕ. По-друге, саме ТЕС сьогодні найбільш адаптовані до роботи в умовах функціонування нової моделі ОРЕ України, оскільки самостійно вирішують задачу визначення ціни продажу електроенергії в ОРЕ і кожного дня подають відповідні заявки.

Слід зазначити, що до технологічних факторів, які впливають як на ціну купівлі електроенергії у кожного окремого виробника, що працює за ціновою заявкою, так і на середню ціну купівлі електроенергії ОРЕ у виробників належать такі: встановлена та максимальна потужність блока; технічний мінімум навантаження блока; корисний відпуск блока у відсотках від фактичного його виробітку; кількість блоків, які знаходяться в роботі та консервації; регламентна тривалість пуску блока та тривалість часу між послідовними пусками різних блоків

станції; швидкість зміни навантаження блока у різних режимах роботи; енергетичні характеристики обладнання блоків; тип палива.

До ринкових факторів, які впливають на середню ціну купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС відносяться фактичні та прогнозовані ціни натурального палива (вугілля, газу, мазуту) по кожній електростанції та блоку, а також заявлені і фактичні умовно-постійні витрати блоків у розрахунковому місяці, прогноз електроспоживання ОЕС України, прогноз зовнішніх перетоків, прогноз необхідного покриття. Наведені фактори враховуються при визначенні платежів ОРЕ виробникам за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції та за відпущену електроенергію в ОРЕ, а також при розрахунках цін та платежів за робочу потужність і маневреність блоків ТЕС. Під маневреністю розуміється послуга, що надається виробником електроенергії по зміні навантаження блоків або їх зупинці та пуску протягом доби для регулювання навантаження та частоти в ОЕС України.

Зазначені ціни та платежі безпосередньо використовуються вже для розрахунку оптової ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду добового графіка. Розрахунковим періодом вважається період тривалістю 60 хв, який починається в момент початку першої години добового графіка кожної доби і закінчується в момент початку наступної години, не включаючи її. Серед найбільш вагомих факторів, що впливають на середню оптову ціну купівлі електроенергії у ТЕС, можна виділити ціни за робочу потужність блока та ціну за маневреність. Крім ціни за робочу потужність та за маневреність на формування оптової ціни купівлі електроенергії впливає такий важіль, як гранична ціна системи. Граничною ціною системи є ціна найдорожчого із включених до заданого графіка навантаження маневрених блоків виробників, які працюють за ціновими заявками, в кожному розрахунковому періоді доби. Гранична ціна системи розраховується для кожного розрахункового періоду наступної доби. Повний розрахунок зазначених цін детально представлено в [1].

Слід зазначити, що саме до повноважень НКРЕ входять затвердження та встановлення «ціноутворюючих» коефіцієнтів, а також цін на деякі види послуг виробників, які використовуються при розрахунках платежів в ОРЕ України. Враховуючи це, можна стверджувати, що сьогодні має місце вплив неринкових факторів на формування оптової ціни купівлі електроенергії, причому ці фактори досить складно врахувати при прогнозуванні ціни на електроенергію.

У нашому випадку задача прогнозування середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС розглядається як задача прогнозування часового ряду. В задачах аналізу часових рядів метою є прогноз майбутніх значень змінної, що залежить від часу, на основі попередніх значень цієї змінної або інших змінних. Зазвичай наступне значення часового ряду прогнозується за певною кількістю попередніх значень. Причому в якості попередніх значень можна використовувати як історичну ретроспективну інформацію про ціни, що склалися на ОРЕ, так і проводити їх формування за допомогою моделювання рівня цін на ОРЕ. В якості інструменту для розв'язання задачі прогнозування ціни використовуються ШНМ. До переваг методів прогнозування з використанням ШНМ відноситься те, що ШНМ дають змогу проводити точну апроксимацію неперервної функції, незважаючи на відсутність чи наявність якої-небудь періодичності та циклічності, а також ШНМ мають невисоку чутливість до наявності шумів у вхідній інформації. Під шумом у вхідній інформації в нашому випадку вважається наявність значної різниці між рівнями цін для різних періодів однієї доби, та різниця між рівнями цін одного розрахункового періоду для різних діб. Простоту використання, здатність до навчання та адаптації в процесі експлуатації ШНМ у порівнянні з іншими методами прогнозування ціни на ОРЕ також слід віднести до переваг ШНМ. Крім того, застосування ШНМ дає змогу використовувати лише ретроспективну інформацію без врахування великої кількості факторів, що можуть впливати на прогноз ціни без відчутної втрати точності цього прогнозу, що також є перевагою ШНМ у порівнянні з іншими методами, оскільки значно полегшує процес підготовки моделі, на базі якої виконується прогнозування. Зважаючи на зазначене, використання ШНМ для прогнозування ціни продажу електроенергії ТЕС в ОРЕ є достатньо виправданим і коректним.

**Прогнозування цін на електроенергію з використанням штучних нейронних мереж.** Для розв'язання поставленої задачі можуть використовуватись різні типи ШНМ, наприклад, багатошаровий перцептрон, рекурентні ШНМ, ШНМ на основі радіально-базисних функцій (РБФ). У нашому випадку використовується саме ШНМ РБФ. Їх архітектура складається з вхідного шару нейронів, прихованого шару та вихідного шару нейронів. У якості активаційних функцій нейронів прихованого шару в таких ШНМ використовуються гаусові функції, що дає змогу використовувати для моделювання певної функції лише один прихований шар нейронів. Нейрони вихідного шару ШНМ РБФ мають лінійні функції активації. Детальний опис ШНМ РБФ та їх особливості у порівнянні з іншими ШНМ наведено, наприклад, в [4, 5]. Лише зазначимо, що до переваг ШНМ РБФ, порівняно з багатошаровим перцептроном та рекурентними ШНМ, відноситься спрощення процедури вибору оптимальної архітектури ШНМ РБФ (за рахунок наявності тільки одного прихованого шару). По-друге, вища швидкість навчання та роботи РБФ ШНМ і, по-третє, методи навчання ШНМ РБФ не мають труднощів з локальними мінімумами у порівнянні з методами навчання багатошарового перцептрона, що підвищує як ефективність навчання, так і ефективність роботи ШНМ РБФ, у тому числі і при розв'язанні задач прогнозування часових рядів.

Розглянемо прогноз середньої оптової ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС у листопаді 2008 р. на одну та дві доби наперед для кожного розрахункового періоду доби на базі ретроспективної інформації про рівень середніх цін купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для

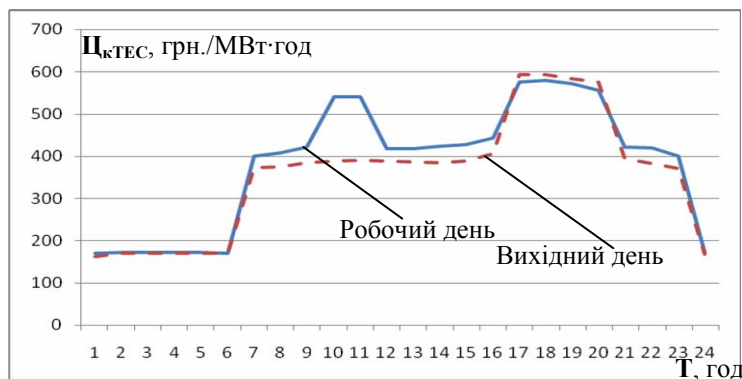


Рис. 1

кожного розрахункового періоду. У цьому випадку в якості ретроспективної інформації використовуються значення середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду тільки для робочих днів, вихідні дні виключені з ретроспективної інформації. Це пояснюється тим, що зміни середніх цін купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС від розрахункового періоду доби для робочих днів мають досить відчутну різницю порівняно зі змінами ціни у вихідні дні (рис. 1).

Використання інформації про ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС, що склалися у вихідні дні, може суттєво погіршувати прогноз цін у робочі дні.

Для визначення вікна прогнозу ціни (кількість даних, що береться в якості ретроспективної інформації) розглянемо зміну рівня середніх оптових цін купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду з 3 по 20 листопада 2008 р. На рис. 2 наведено

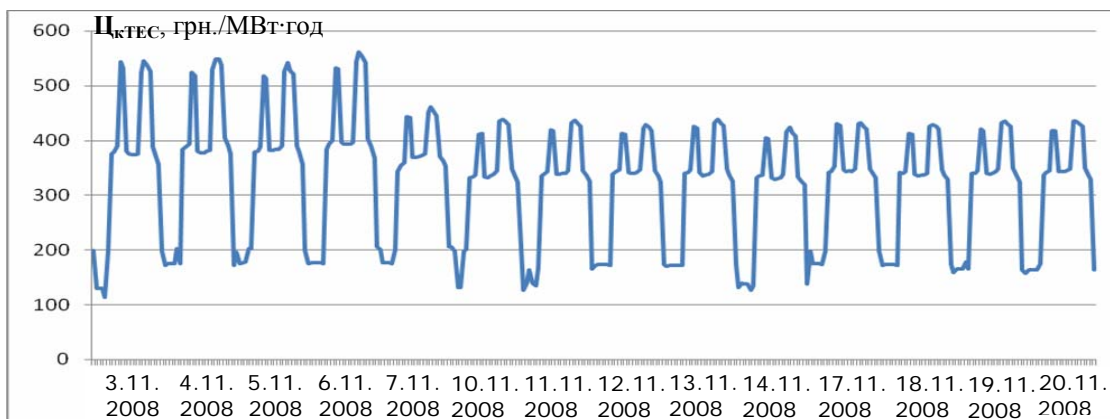


Рис. 2

графік зміни середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду доби з 3 по 20 листопада 2008 р. за винятком вихідних днів.

Графіки цін, наведені на рис. 1 та 2, вказують на реверсивний характер динаміки цін на електроенергію та наявність великої кількості достатньо вузьких та високих піків. Видно періодичність коливань цін, обумовлена перш за все зміною споживання електроенергії протягом доби.

З рис. 2 видно, що починаючи з 7 листопада відбулося різке зниження середньої оптової ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС. Це обумовлено в першу чергу значною та різкою зміною регулюючого коефіцієнта  $K^{ns}(OEC)$  [1] та коефіцієнта маневреності  $K^{MH}_{max}(OEC)$ , який визначає максимальну ціну за маневреність у цей період.

Слід відзначити, що ціна за робочу потужність, віднесена до періоду Start-End (з 6-00 по 23-00) у період з 3 по 6 листопада 2008 р. для енергоблоків ТЕС, що працюють на частину ОЕС України за винятком працюючих в „острові Бурштинської ТЕС”, залежала у робочі дні від регулюючого коефіцієнта  $K^{ns}(OEC)$ , який дорівнював 150,0 грн/МВт·год. З 7 листопада відповідною постановою НКРЕ було змінено регулюючий коефіцієнт  $K^{ns}(OEC)$  у робочі дні на 90,0 грн/МВт·год. У той же час ціна за маневреність для енергоблоків, що працюють на частину ОЕС України за винятком працюючих в „острові Бурштинської ТЕС” у робочі дні в період з 3 по 6 листопада 2008 р. залежала від коефіцієнтів маневреності  $K^{MH}_{min}(OEC)$  – 3,0 грн/МВт·год та  $K^{MH}_{max}(OEC)$  – 150,0 грн/МВт·год. З 7 листопада постановою НКРЕ було змінено коефіцієнт маневреності  $K^{MH}_{max}(OEC)$  у робочі дні на 90,0 грн/МВт·год.

Коефіцієнт граничної ціни системи  $K^{ГЦС}$  у період з 3 по 7 листопада 2008 р. включно становив 110 грн/МВт·год. У п'ятницю 7 листопада гранична ціна системи обмежувалась НКРЕ і була на рівні 290,0 грн./МВт·год.

Оптова ціна купівлі електроенергії у ТЕС України, що працюють за ціновими заявками, розрахована за заданими графіками навантаження, у період з 3 по 9 листопада 2008 р. коливалась від 113,65 грн/МВт·год на годину нічного навантаження (3 листопада) до 561,55 грн/МВт·год на годину вечірнього навантаження (6 листопада).

Зміна значень регулюючих коефіцієнтів призвела до відповідної корекції цін за робочу потужність та маневреність, а також на значення граничної ціни системи. Що і призвело до відповідного (досить різкого) зниження середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС.

Враховуючи таку різку зміну у ціні, можна ап'орі зробити висновок про те, що ретроспективні дані з 1 по 4 листопада 2008 р. не слід використовувати при навчанні ШНМ РБФ, оскільки це призведе до того, що ШНМ РБФ буде враховувати та використовувати ці дані для прогнозування, що знизить точність короткострокового прогнозу.

Враховуючи зазначене, в якості вікна прогнозу взято ретроспективні значення середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду з 5 по 20 листопада 2008 р. включно. При цьому горизонтом прогнозу буде одна та дві робочі доби, відповідно 21 (п'ятниця) та 24 (понеділок) листопада 2008 р.

Стосовно підготовки ШНМ РБФ для розв'язання задачі прогнозування часового ряду відзначимо, що в якості вхідної та вихідної змінних з урахуванням горизонту прогнозування використовується одна і та ж сама змінна. При цьому особливу складність представляє інтерпретація поняття навчальної, контрольної та тестової вибірки даних, а також даних, що не враховуються. В нашому випадку одне і те ж саме значення середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС може використовуватись одразу у трьох вибірках, кожна з яких може бути навчальною, контрольною або тестовою. Декілька перших значень можна взагалі використовувати тільки в якості вхідної інформації, і вони автоматично не враховуються при прогнозуванні, оскільки перші декілька значень неможливо обрати (для їх вибору необхідні були б ще декілька значень, які розташовані перед першим значенням в обраному ретроспективному ряді).

При визначенні оптимальної архітектури ШНМ, зокрема, і ШНМ РБФ, необхідним є проведення експериментів з великою кількістю ШНМ з різними архітектурами, проводячи порівняння отриманих результатів при навчанні та тестуванні відповідних ШНМ. Однак для визначення оптимальної архітектури ШНМ РБФ можна використовувати і різні алгоритми

пошуку оптимальної архітектури. При цьому необхідність проведення багаторазових експериментів призводить до того, що контрольна вибірка відіграє ключову роль при визначенні архітектури ШНМ, що може бути ефективно застосована для прогнозування. Тобто контрольна вибірка побічним чином бере участь у навчанні ШНМ, що звичайно послаблює її роль як незалежного критерію якості підготовки ШНМ. Зважаючи на це, доцільним є використання тестової вибірки, при цьому вочевидь, що така вибірка повинна використовуватися лише один раз.

У табл. 1 наведено результати навчання та тестування декількох ШНМ РБФ при їх підготовці для розв'язання задачі прогнозування середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС на одну добу наперед (на 21.11.08).

Таблиця 1

№ з/п	Архітектура ШНМ РБФ	Швидкість навчання, с	Швидкість роботи, с	Значення абсолютної похибки навчання	Значення абсолютної похибки тестування
1	1:24-84-1:1	0,075902	0,148130	0,000640	0,001047
2	1:24-82-1:1	0,064291	0,184954	0,000542	0,001306
<b>3</b>	<b>1:24-89-1:1</b>	<b>0,058812</b>	<b>0,144232</b>	<b>0,000496</b>	<b>0,001018</b>
4	1:24-74-1:1	0,099283	0,166465	0,000838	0,001176
5	1:24-54-1:1	0,113374	0,155040	0,000957	0,001095
6	1:24-82-1:1	0,077845	0,146234	0,000657	0,001033
7	1:24-88-1:1	0,089391	0,162229	0,000754	0,001147
8	1:24-58-1:1	0,093540	0,197286	0,000789	0,001393
9	1:24-90-1:1	0,085794	0,145835	0,000724	0,001030
10	1:24-90-1:1	0,073925	0,164689	0,000624	0,001163

При цьому крок навчання ШНМ РБФ обрано 24 год, тому вхідний шар кожної такої ШНМ має по 24 нейрони. Підготовка РБФ ШНМ виконувалась з використанням програмного продукту Statistica Neural Networks, який надає можливість редагування та модифікації ШНМ, об'єднання ШНМ в ансамблі різного виду для ефективного підготовки ШНМ.

З табл. 1 видно, що найбільш доцільним для прогнозування середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС є використання ШНМ РБФ, що має третій порядковий номер в таблиці, оскільки зазначена ШНМ має як найменшу похибку навчання, так і найменшу тестову похибку серед наведених ШНМ РБФ, крім того обрана ШНМ має найбільшу швидкість роботи.

На рис. 3 показано графік прогнозованої та реальної середньої ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду на 21 та 24 листопада 2008 р..

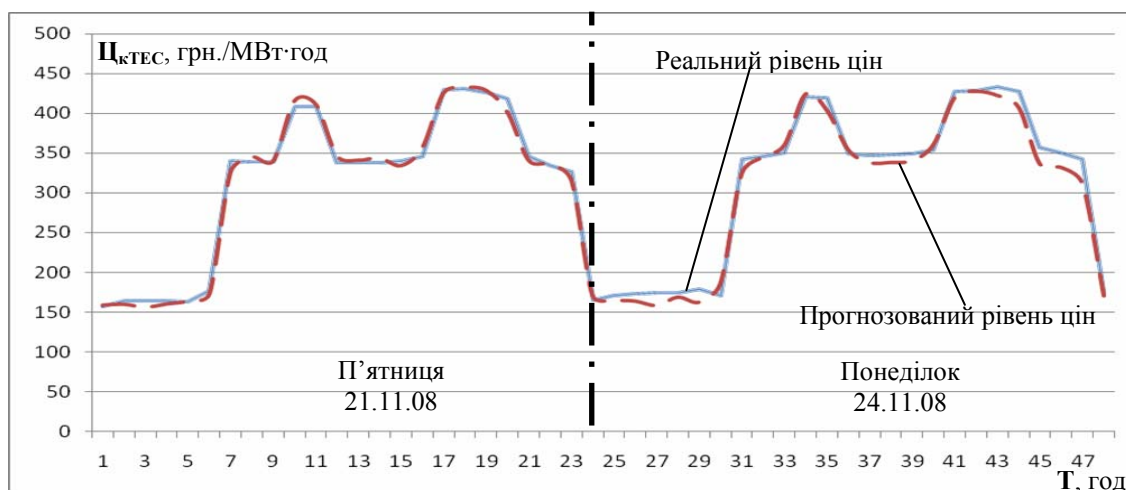


Рис. 3

З рис. 3 видно, що прогнозований графік зміни ціни досить адекватно відображає рівень середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду. Так, для 21 листопада 2008 р. стандартне відхилення ( $E$ ) для усіх розрахункових періодів складо 4,31 грн., а середня відносна похибка ( $F$ ) – 1,91 %. При цьому максимальна відносна похибка не перевищує 5 % для усіх розрахункових періодів, а мінімальна дорівнює 0,29 %. Дещо гірші результати отримані для 24 листопада 2008 р., де похибка  $F$  складає 3,88 %, а відхилення  $E$  дорівнює 7,47 грн.

Середня відносна похибка  $F$  розраховується за наступною формулою:

$$F = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left| \frac{x_i - x}{x} \right| \times 100 \% . \quad (1)$$

Стандартне відхилення  $E$  розраховується за формулою

$$E = \sqrt{\frac{1}{23} \sum_{i=1}^{24} (x_i - x)^2} . \quad (2)$$

У формулах (1), (2)  $x_i$  та  $x$  є відповідно прогнозоване та реальне значення середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду.

Розглянемо ще один випадок прогнозування середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС на одну та дві доби наперед. При цьому в якості горизонту прогнозу обрано період з 24 по 25 листопада 2008 р. , а в якості вікна прогнозу – ретроспективну інформацію про рівень середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду, що склалася на ОПЕ в період з 3 по 21 листопада 2008 р. У цьому випадку доцільно використовувати ШНМ РБФ, що має сьомий порядковий номер у табл. 2.

Таблиця 2

№ з/п	Архітектура ШНМ РБФ	Швидкість навчання, с	Швидкість роботи, с	Значення абсолютної похибки навчання	Значення абсолютної похибки тестування
1	1:24-65-1:1	0,134050	0,210657	0,001206	0,001783
2	1:24-42-1:1	0,144432	0,180620	0,001299	0,001554
3	1:24-32-1:1	0,158582	0,190466	0,001426	0,001612
4	1:24-37-1:1	0,156260	0,173327	0,001406	0,001460
5	1:24-50-1:1	0,136339	0,182776	0,001226	0,001568
6	1:24-28-1:1	0,165043	0,164063	0,001485	0,001405
<b>7</b>	<b>1:24-40-1:1</b>	<b>0,125375</b>	<b>0,160932</b>	<b>0,001128</b>	<b>0,001372</b>
8	1:24-41-1:1	0,140034	0,168819	0,001260	0,001444
9	1:24-39-1:1	0,144375	0,165234	0,001299	0,001424
10	1:24-43-1:1	0,137167	0,166148	0,001234	0,001401

На рис. 4 показано графік прогнозованої та реальної середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду на 24 та 25 листопада 2008 р., з якого видно, що прогнозований графік зміни ціни на 24 листопада більш точно відображає рівень цін порівняно з попереднім прикладом. Це обумовлено тим, що у цьому випадку 24 листопада є першою прогнозованою добою, а не другою. Щодо прогнозу ціни на 25 листопада, то тут візуально не складно помітити (рис. 4) неадекватність прогнозу реальному рівню середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для кожного розрахункового періоду. Зазначимо, що для прогнозу ціни на 24 листопада стандартне відхилення для усіх розрахункових періодів складо 3,76 грн., середня відносна похибка – 2,7 %. При цьому максимальна відносна похибка не перевищує 5 % для усіх розрахункових періодів, а мінімальна дорівнює 0,3 %. Для 25 листопада відхилення  $E$  складає 50,29 грн., похибка  $F$  дорівнює 19,8 %. Таке відхилення прогнозованого рівня середньої ціни купівлі електроенергії ОПЕ у ТЕС для 25 листопада обумовлене різкою зміною регулюючих коефіцієнтів  $K^{nz}$  (ОЕС) та  $K^{mn}$  max(ОЕС). Так, 24 лис-

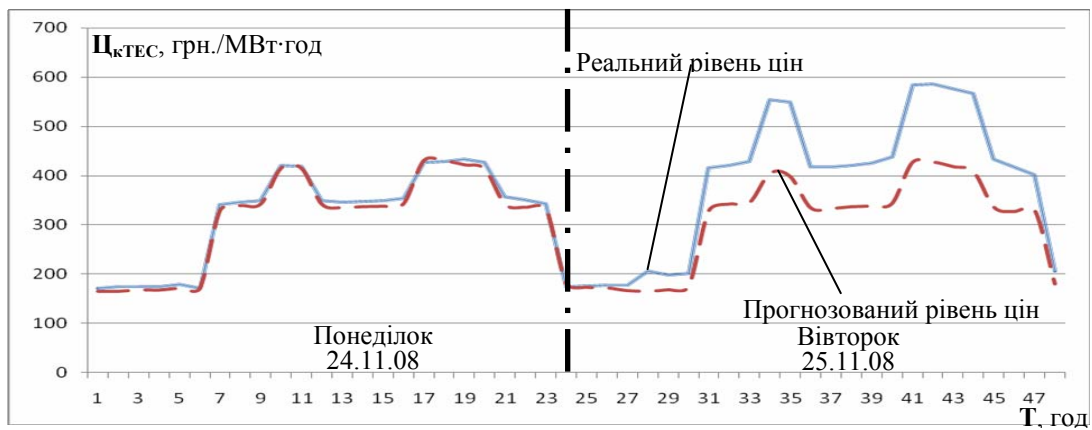


Рис. 4

топада 2008 р. було змінено регулюючий коефіцієнт  $K^{nz}(OEC)$  у робочі дні з 90,0 грн./МВт·год на 155,0 грн./МВт·год. У той же час було змінено коефіцієнт маневреності  $K^{mmax}(OEC)$  у робочі дні зі 120,0 грн./МВт·год до 175 грн./МВт·год. Крім того, 24 листопада 2008 р. гранична ціна системи обмежувалась  $K_{HKPE}$  і була на рівні 290,0 грн./МВт·год.

Один з можливих шляхів поліпшення прогнозу ціни за таких умов – це використання в якості ретроспективної інформації розрахункових даних. Мова йде про необхідність моделювання значень середньої ціни купівлі електроенергії OPE у ТЕС для кожного розрахункового періоду з урахуванням зміни регулюючих коефіцієнтів для періоду від 3 по 21 листопада 2008 р. включно. Це дозволить сформувати необхідну вибірку даних, яка може використовуватись як ретроспективна інформація. Зрозуміло, що такий підхід матиме дещо гірші результати порівняно з використанням реальної ретроспективної інформації, оскільки не буде враховувати поведінки суб'єктів ринку при зміні ціни, однак зазначений підхід дає змогу суттєво підвищити точність прогнозу в умовах непередбаченої і різкої зміни цін, яка викликана неринковими факторами.

На рис. 5 наведено графік прогнозованої та реальної середньої ціни купівлі електроенергії OPE у ТЕС для кожного розрахункового періоду на 25 листопада 2008 р. У цьому випадку навчання ШНМ РБФ відбувалося на модельованих даних ціни для періоду з 3 по 21 листопада 2008 р. включно. З рис. 5 видно, що прогнозований графік

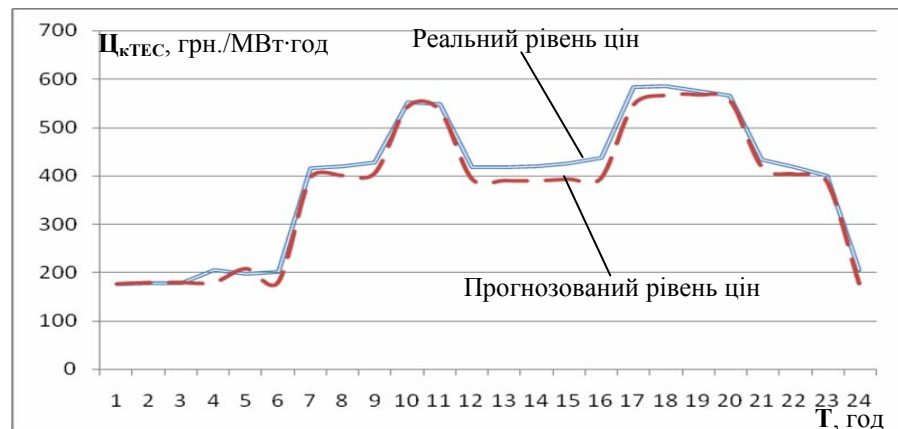


Рис. 5

зміни середньої ціни купівлі електроенергії OPE у ТЕС на 25 листопада 2008 р. досить адекватно повторює графік зміни реальних цін у порівнянні з попереднім прикладом. Відзначимо, що для даного випадку стандартне відхилення  $E$  для усіх розрахункових періодів складає 10,24 грн., середня відносна похибка  $F$  знаходиться на рівні 5%. Такі результати дещо гірші у порівнянні з наведеними прикладами прогнозування середньої ціни купівлі електроенергії OPE у ТЕС на одну добу наперед із використанням реальної ретроспективної інформації. Однак слід зазначити, що запропонований підхід є цілком прийнятним в умовах прогнозу-



вання ціни на 25 листопада 2008 р. без урахування регулюючих коефіцієнтів  $K^{n3}_{(OEC)}$  та  $K^{mn}_{max(OEC)}$ .

**Висновки.** Запропонований підхід до використання ШНМ і, зокрема, ШНМ РБФ дає змогу здійснювати ефективне прогнозування середньої оптової ціни купівлі електроенергії ОРЕ у ТЕС на одну та дві доби наперед за умови, коли у передуючі прогнозованому періоду не було різких змін рівня цін на електроенергію, обумовлених наявністю неринкових факторів. Перевагами запропонованого підходу є не тільки можливість отримання точного прогнозу, але також простота та оперативність виконання прогнозу цін на ОРЕ, що обумовлено в першу чергу особливостями ШНМ, як інструменту прогнозування. Моделювання вхідної інформації для ШНМ РБФ про ціни, що склалися на ОРЕ до прогнозованого періоду, дає змогу збільшити точність прогнозу за умов різкої зміни рівня цін на ОРЕ, викликаних неринковими факторами. При цьому для покращення підготовки ШНМ необхідно мати інформацію як про зміну значень «ціноутворюючих» коефіцієнтів, так і про ціни на послуги виробників, які використовуються при розрахунках платежів в ОРЕ України та встановлюються НКРЕ. Крім того, апріорі можна передбачити, що вже під час процесу переходу існуючої моделі ОРЕ України до моделі двосторонніх договорів та балансуючого ринку вплив таких неринкових факторів буде зменшуватись, що призводитиме до поліпшення прогнозів цін на електроенергію для усіх суб'єктів ринку.

*Рассмотрено использование радиально-базисных искусственных нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования цен продажи электрической энергии в оптовый рынок электрической энергии, а также особенности ценообразования в существующей модели оптового рынка электрической энергии Украины.*

*Use of radially-basis artificial neural networks for short-term forecasting of sale prices of electric energy into a wholesale market of electric energy, and also special features of pricing in the existing model of a wholesale market of electric energy of Ukraine are considered.*

1. Буткевич О.Ф., Павловський В.В. Штучний інтелект та гібридні системи у розв'язанні задач електроенергетики: поточний стан та тенденції // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ. – 2003. – № 1 (4). – С. 109–117.
2. Кириленко О.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Оптовий ринок електричної енергії: моделі та стандарти // Техн. електродинаміка. Темат. вип. “Силова електроніка та енергоефективність”. – 2007. – Ч. 1. – С. 62–67.
3. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України № 921 «Про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України» в редакції, затвердженій Радою ринку від 4 вересня 2003 р.
4. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника: Теория и практика. – М.: Мир, 1992. – 240 с.
5. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – 2-е изд. – М.: Вильямс, 2006. – 1104 с.
6. Contreras J., Espinola R., Nogales F.J., Conejo A.J. ARIMA models to predict next-day electricity price // Power Systems, IEEE. – 2003. – Vol. 18. – Issue 3. – P. 1014–1020.
7. Fosso O.B., Gjelsvik A., Haugstad A., Mo B., Wangensteen I. Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case // Power Systems, IEEE. – 1999. – Vol. 14. – Issue 1. – P. 75–81.
8. Hobbs N.J., Kim B.H., Lee K.Y. Long-Term Load Forecasting Using System Type Neural Network Architecture // Intelligent Systems Applications to Power Systems. International Conference ISAP 2007. – 2007. – P. 1–7.
9. Kashtiban A. M., Tarafdar Haque M. Application of neural networks in power system: a review // Transactions on engineering, computing and technology. – 2005. – Vol. 6. – P. 53–57.
10. Kezunovic M. Intelligent systems in protection engineering // International conference on power system technology, PowerCon 2000. – 2000. – Vol. 2. – P. 801–806.
11. Tripathi M.M., Upadhyay K.G., Singh S.N. Short-term load forecasting using generalized regression and probabilistic neural networks in the electricity market // The Electricity Journal. – 2008. – Vol. 21. – Issue 9. – P. 24–34.
12. Yoon Y., Swales G. Predicting stock price performance: A neural network approach // Neural Networks in Finance and Investing. Probus Publishing Company – 1993. – Chapter 19. – P. 329–342.
13. Yamin H.Y., Shahidehpour S.M., Li Z. Adaptive short-term electricity price forecasting using artificial neural networks in the restructured power markets // Electrical Power and Energy Systems. – 2004. – Vol.26. – Issue 8. – P. 571–581.