

ПРОГНОЗУВАННЯ ОБСЯГІВ ТА ЦІН НА БАЛАНСУЮЧУ ПОСЛУГУ В ОЕС УКРАЇНИ

В.В. Сичова*, **В.О. Мірошник****, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна.
E-mail: shorl@ukr.net; miroshnyk.volodymyr@gmail.com.

Нова модель ринку електроенергії в Україні має на меті підвищення конкретності, зокрема шляхом переходу від моделі "єдиного покупця" до децентралізованих торгів. Одним з основних сегментів оптового ринку є балансуєчий ринок, який працює в режимі, близькому до реального часу, задля підвищення стабільності та ефективності електроенергетичної системи. Метою роботи є аналіз доцільності використання ймовірнісних нейронних мереж (ЙНН), зокрема Баєсових мереж, задля прогнозування обсягів балансуєчої послуги, яку купує оператор системи передачі, та дослідження класичних моделей задля прогнозування ціни на балансуєчу послугу. Дослідження включало аналіз вибірок обсягів попиту на послуги балансування в напрямках вгору (завантаження) і вниз (розвантаження) за періоди 01.03.2022 – 20.06.2023. Загалом результати прогнозування обсягу попиту на послугу балансування вказують на перспективність застосування ймовірнісних нейронних мереж, але необхідним є подальше вдосконалення моделі. Для прогнозування цін використовувалися моделі ARIMA та VARMA. Результати показали, що моделі ARIMA переважають, хоча обидві моделі демонструють високу похибку, особливо для даних вниз (розвантаження). Прогнозування цін на послуги балансування показало, що модель ARIMA краще відтворює фактичні дані, однак точність прогнозів залишається низькою, особливо для часового ряду цін послуги на розвантаження. Бібл. 7, табл. 1, рис. 4.

Ключові слова: ОЕС України, штучна нейронна мережа, короткострокове прогнозування, балансуєчий ринок.

Вступ. Введена з 2019 року нова модель оптового ринку електричної енергії передбачає можливість купувати і продавати електричну енергію на конкурентних засадах. Оптовий ринок розбивається на чотири сегменти: ринок двосторонніх договорів (ДД), ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуєчий ринок (БР). У порівнянні з попередньою моделлю "єдиного покупця" її перевагою є можливість укладання прямих договорів між учасниками ринку, що розвиває конкурентне середовище, перехід до децентралізованої системи складання та подання графіків, впровадження балансуєчого ринку, що ставиться на противагу економічній диспетчеризації тощо.

Балансуєчий ринок електроенергії (БР) [1] є системою відносин між оператором системи передачі та учасниками цього ринку, що функціонує в режимі, близькому до реального часу, з метою забезпечення балансу обсягів виробництва/споживання електроенергії, фізичного та фінансового урегулювання небалансів електроенергії.

Балансуєчий ринок є фундаментальною особливістю нової моделі ринку, його характерними функціями є:

- операції в часі близькому до реального, що дає змогу учасникам ринку коригувати свої плани виробництва або споживання електроенергії в залежності від актуальних умов;
- врегулювання небалансів відповідно до системних обмежень на виробництво, передачу та розподіл електроенергії, що є важливим задля забезпечення стабільності системи та уникнення перебоїв у постачанні;
- контроль балансу між виробництвом та споживанням електроенергії з урахуванням уточненого короткострокового прогнозу попиту у сегменті балансуєчого ринку;
- фінансове регулювання небалансів [2].

Важливою задачею, що вирішується за результатами роботи БР, є задача врегулювання небалансів електричної енергії за рахунок їхнього покриття постачальниками послуг з балансування. За результатами роботи БР на підставі даних оператора системи передачі та адміністратора

© Сичова В.В., Мірошник В.О., 2025

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-7385-1680>; ** <https://orcid.org/0000-0001-9036-7268>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

комерційного обліку адміністратор розрахунків розраховує платежі оператора системи передачі та постачальників послуг з балансування за електричну енергію, ціни небалансу електричної енергії, а також обсяги небалансів електричної енергії учасників ринку і відповідні платежі за них та виставляє відповідні рахунки у порядку, визначеному правилами ринку.

Розрізняють позитивні (профіцит) та негативні (дефіцит) небаланси електричної енергії. У разі допущення позитивного небалансу електроенергії, сторона, відповідальна за нього, мусить умовно продати його за ціною балансуючого ринку під час розвантаження. У випадку виникнення негативного небалансу сторона, відповідальна за нього, мусить докупити цей додатковий обсяг електроенергії за ціною балансуючого ринку на завантаженні. Продаж надлишкового та купівля додаткового обсягу електроенергії здійснюється за ціною РДН, та формується штрафний платіж на цей обсяг за ціною, розрахованою як різниця цін БР і РДН. Балансуючий ринок електроенергії став важливою особливістю нової моделі ринку електроенергії в Україні після його реформи, відіграючи вагомий роль у забезпеченні стабільності та ефективності електроенергетичної системи, процесах подальшого об'єднання ринку електричної енергії України з ринками країн Європи [3, 4].

Метою даного дослідження є аналіз ефективності використання ймовірнісних нейронних мереж та традиційних моделей ARIMA і VARMA для прогнозування обсягів попиту та цін на послуги балансування на балансуючому ринку електроенергії України. Дослідження спрямоване на вивчення можливостей моделювання невизначеності прогнозів та оцінку якості різних методів прогнозування.

Ймовірнісні нейронні мережі для прогнозування на балансуючому ринку електричної енергії. Враховуючи значну варіативність часових рядів обсягів балансуючої послуги [5] та цін для їхнього прогнозування, запропоновано використовувати різновид ймовірнісних нейронних мереж (ЙНН), а саме Баєсові мережі [6]. Головною особливістю ЙНН є здатність кількісно визначити невизначеність у прогнозах [7]. Це досягається шляхом оцінки розподілу ймовірностей за виходами мережі. Замість єдиного прогнозу ЙНН моделює розподіл ймовірностей прогнозової величини, умовна ширина якого відображає невизначеність.

Фундаментальним підходом до моделювання невизначеності в переважній більшості ЙНН є використання баєсівських методів. Розподіли ймовірностей визначаються за допомогою ваг і параметрів невизначеності нейронної мережі. Ці розподіли називаються апіорними і є відправною точкою для обчислення апостеріорних розподілів, тобто оновлених розподілів після врахування фактичних даних.

Задля оцінювання якості побудови прогнозних інтервалів використовують різні метрики.

1. Ширина інтервалу прогнозування (PIW)

Першим індексом для оцінки інтервалів прогнозування (ПІ ($Q^\alpha(x_i)$)) є ширина інтервалу прогнозування (PIW). Він оцінюється за допомогою різниці значень нижньої ($L^\alpha(x_i)$) та верхньої ($U^\alpha(x_i)$) межі

$$PIW_i = U^\alpha(x_i) - L^\alpha(x_i),$$

де α – рівень довіри; x – середнє значення прогнозного інтервалу; $i = \{1..m\}$, де m – обсяг вибірки прогнозування.

2. Імовірність охоплення інтервалу прогнозу (PICP)

PICP є важливим індексом, який оцінює надійність сформульованих ПІ. Його можна виразити у вигляді рівняння

$$PICP = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^m q_i,$$

де q – бінарний показник, який визначається з умови

$$q_i = \begin{cases} 1, & \text{якщо } y_i \in Q^\alpha(x_i), \\ 0, & \text{якщо } y_i \notin Q^\alpha(x_i). \end{cases}$$

Цільове значення цього показника є близьким до заданого рівня надійності.

3. Нормована середня ширина інтервалів прогнозу (PINAW)

PINAW представляє середню ширину інтервалу передбачення, нормалізовану до загальної кількості інтервалів. Він дає уявлення про середню точність передбачень

$$PINAW = \frac{1}{mR} \sum_{i=1}^m PIW_i,$$

де R – розмах фактичних значень прогнозованого діапазону, $R = y_{max} - y_{min}$.

Менше значення $PINAW$ вказує на більшу точність передбачень, оскільки це означає меншу середню ширину інтервалу.

4. Нормалізоване середнє відхилення інтервалу прогнозу ($PINAD$)

$PINAD$ є індексом для кількісного опису відхилення ІІ від фактичних значень. Він виражений у рівнянні

$$PINAD = \frac{1}{mR} \sum_{i=1}^m dv_i,$$

де dv визначається наступним чином

$$dv = \begin{cases} L_i^\alpha - y_i, & \text{якщо } y_i < L_i^\alpha, \\ 0, & \text{якщо } L_i^\alpha \leq y_i \leq L_i^\alpha, \\ y_i - U_i^\alpha, & \text{якщо } y_i > U_i^\alpha. \end{cases}$$

Менше значення $PINAD$ вказує на менше середнє відхилення фактичних значень від передбачених, що свідчить про більшу точність прогнозу.

5. Середня ширина інтервалу передбачення з урахуванням покриття ($PICAW$)

Індекси, описані вище, стосуються лише ІІ, які охоплюють фактичні значення. Оцінка $PICAW$ включає ІІ, які не покривають фактичні значення, оскільки це негативно впливає на ширину ІІ. $PICAW$ обчислюється наступним чином:

$$PICAW = \frac{1}{R} \left(\frac{1}{m_{p+}} \sum_{i=1}^{m_{p+}} PIW_i + \lambda \frac{1}{m_{p-}} \sum_{i=1}^{m_{p-}} PIW_i \right),$$

де m_{p+} , m_{p-} , відповідно, представляють кількість фактичних значень, які ІІ покриває або не покриває відповідно. Контрольний параметр, який збільшує різницю між ІІ та фактичними значеннями, становить $\lambda > 1$. $PICAW$ дає більш точну оцінку конструкції ІІ, коли фактичні значення знаходяться далі від ІІ. Менше значення $PICAW$ вказує на меншу середню ширину інтервалу для тих, в які фактично входять значення, що також вказує на більшу точність для цих конкретних інтервалів.

Дані для прогнозування. Проведено дослідження вибірок обсягів попиту Укренерго на послуги балансування (ІІ) у напрямку вгору (завантаження) й вниз (розвантаження) для періодів 01.03.2022 – 20.06.2023 (11448 точок, 477 діб); 21.06.2022 – 20.06.2023 (8760 точок, 365 діб); 20.12.2022 – 20.06.2023 (4392 точки, 183 доби). В таблиці наведено описову статистику кожної вибірки.

Показник	Період 1		Період 2		Період 3	
	Вгору	Вниз	Вгору	Вниз	Вгору	Вниз
Середнє, МВт·год	524,42	582,96	510,78	471,5	431,84	386,49
Медіана, МВт·год	449,4	451	427,09	332,29	360,1	242,49
Мінімум, МВт·год	0	0	0	0	0	0
Максимум, МВт·год	2647,2	4376,6	2647,2	4376,6	2213,5	3391,2
Середньоквадратичне відхилення, МВт·год	398	561,46	419,29	506,72	349,77	431,09
Коефіцієнт варіації, в.о.	0,76	0,96	0,82	1,07	0,81	1,11
Асиметрія	1,2	1,5	1,2	2	1	1,6
Екссес	1,9	3,3	1,9	6,85	0,9	4,0117

Кожна вибірка має широкий розкид значень від середнього. Значення коефіцієнтів автокореляції $85,98 \div 92,5\%$. Аналіз періодограм показує наявність періодів у 8, 12 та 24 години. Кореляційний зв'язок між вибірками даних «вгору» та «вниз» відсутній, на що вказують низькі значеннями коефіцієнтів кореляції.

Результати прогнозування. Проведено ретельне дослідження моделі на основі *BNN*, яка має один прихований шар із функцією активації – гіперболічний тангенс *Tanh*. Навчання здійснюється за допомогою методу *MCMC*. Ядром *MCMC* є *HMC (Hamiltonian Monte Carlo)*. Величина шуму моделі (*sigma*) визначається з гамма-розподілу *Gamma(0.5,1)*.

Визначення квантилів для неоднорідності розподілу може відбуватися на основі апостеріорних семплів, отриманих під час *MCMC*. Квантилі використовуються для оцінювання розмаху можливих значень в майбутньому, враховуючи неоднорідність розподілу. Можна обчислити різні перцентелі, такі як медіана (*p50*), нижні (*p10*, *p20*, *p30*, *p40*) та верхні (*p90*, *p80*, *p70*, *p60*) перцентилі.

На рис. 1 та 2 наведено фактичні та прогнозні значення активованої балансуєчої потужності для заданого діапазону прогнозного інтервалу між 10 та 90 перцентелем. За точкову оцінку використано значення медіани прогнозного інтервалу (перцентиль 50%). На рисунках можна помітити широкий розкид фактичних значень прогнозованої величини навколо прогнозованої кривої, що свідчить про високий рівень невизначеності у прогнозуванні та потенційну нестабільність моделі.

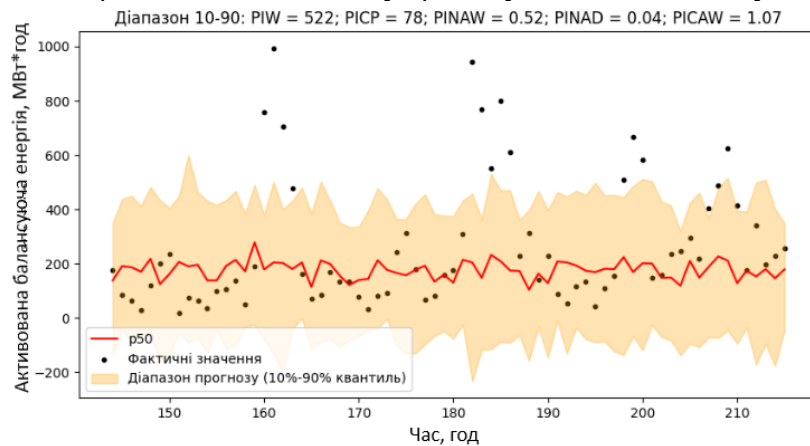


Рис. 1

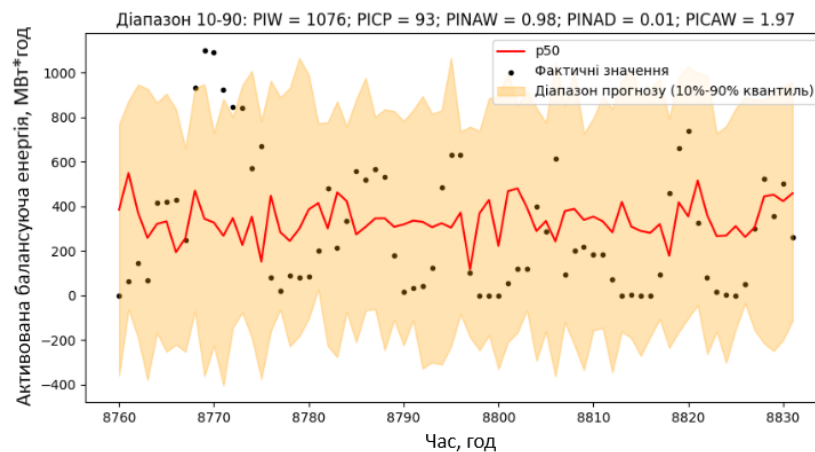


Рис. 2

Середні значення *PIW* для прогнозованих значень за даними «вгору» є вищими, тобто межі цих інтервалів є ширшими. Значення показника *PINAW* за даними «вниз» для кожного горизонту прогнозування збільшуються пропорційно зі збільшенням передісторії, що є цілком виправданим та корелює з вищими значеннями похибок. Для вибірки даних «вгору» натомість присутнє суттєве зниження *PINAW* за горизонту прогнозування 504 точки. Оскільки цільове значення *PINAW* прямує до нуля, слід зауважити потребу цієї моделі у великому обсязі передісторії. Показник *PINAD* збільшується для кожної моделі зі звуженням інтервалу прогнозування. Значення показника *PICAW* вищі за 1 вказують на перевершення прогнозованим діапазоном фактичного розмаху. Загалом результати прогнозування обсягу попиту на послугу балансування вказують на перспективність застосування ймовірнісних нейронних мереж, але необхідним є подальше вдосконалення моделі.

Враховуючи, що з точки зору статистичних показників часові ряди цін є більш стабільними, задля їхнього прогнозування використано моделі *ARIMA* та *VARMA*.

Проведено дослідження для різної довжини передісторії (30, 90, 180). Коефіцієнти моделей ARIMA(1,1,1), VARMA(0,1). За даними «вгору» перевагу має ARIMA, довжина передісторії має незначний вплив. У випадку даних «вниз», ARIMA переважає над VARMA, але згідно з МАЕ, похибки обох моделей є доволі високими, адже обидві моделі не в змозі передбачити значення рівні чи близькі до 0. Прогнозовані графіки відтворюють форму фактичних. На рис. 3 4 наведено графіки випадкових діб (передісторія 30) для часових рядів цін за напрямки вгору (завантаження) та вниз (розвантаження) відповідно. Задля оцінки похибки використовувалося значення середньоквадратичної похибки, поділене на середнє фактичне значення часового ряду у відсотках. Найнижче значення похибки для цін на завантаження становить 27,7% для моделі ARIMA, для часового ряду цін на розвантаження похибка складає 79,6%.

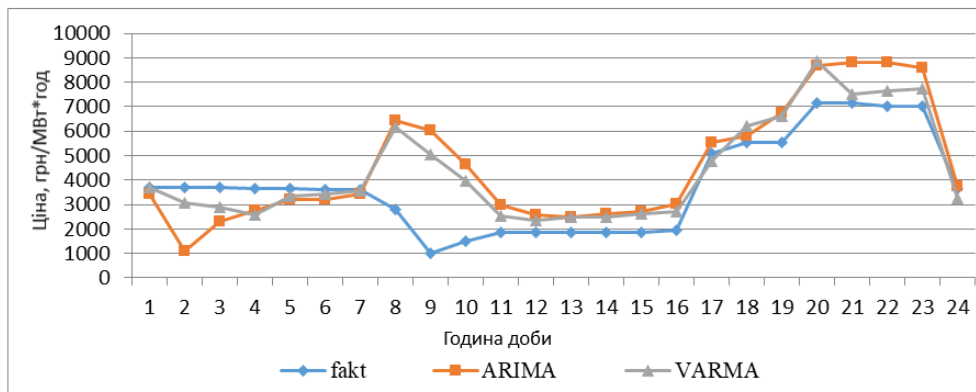


Рис. 3

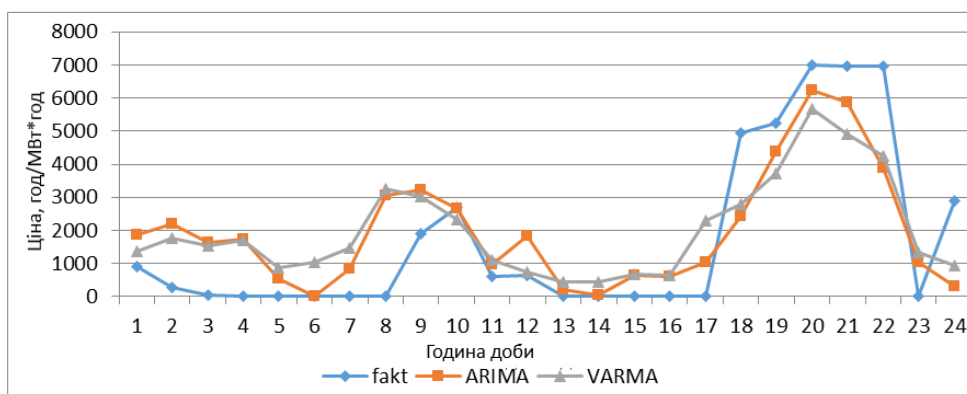


Рис. 4

Висновки. Зважаючи на високу стохастичність часових рядів обсягу попиту на послугу балансування, їхнє прогнозування доцільно здійснювати ймовірнісними нейронними мережами, які дають змогу оцінити невизначеність прогнозу у вигляді прогнозу значень певних квантилів розподілу фактичної величини. Під час прогнозування за допомогою *BNN* проведено кілька дослідів із різними горизонтами прогнозування та обсягами передісторії. Модель, яка досягла мінімального значення похибки *RMSE* для часового ряду обсягу послуги на розвантаження (266,87 МВт*год), «навчалася» на передісторії розміром 2520 точок. Для часового ряду послуги завантаження мінімальне значення *RSME* склало 230,22 МВт*год за обсягу передісторії 360 точок.

У дослідженні прогнозування цін на балансуєчі послуги енергосистеми України було використано моделі ARIMA та VARMA. Моделі ARIMA продемонстрували перевагу над VARMA за точністю відтворення фактичних даних. Проте, обидві моделі показують високу похибку прогнозу, що унеможливує їхнє практичне використання без додаткового доопрацювання, особливо у випадку прогнозування цін на послуги розвантаження.

Роботу виконано за держбюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керованості електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)», КПКВК 6541030.

1. Про затвердження Правил ринку: постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 р. № 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення 23.03.2024).

2. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуєчого ринку електроенергії з урахування системних обмежень на параметри ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 72–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>.
3. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>.
4. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints. Part of book: *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. Vol. 388. Springer, Cham, 2022. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1.
5. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. 2022 IEEE 8th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12-14 October 2022. Pp. 1-4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>.
6. Liang F. Bayesian neural networks for nonlinear time series forecasting. *Stat Comput.* 2005. No 15. Pp. 13–29. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11222-005-4786-8>.
7. Al-Gabalawy M., Hosny N.S., Adly A.R. Probabilistic forecasting for energy time series considering uncertainties based on deep learning algorithms. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 196. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107216>.

FORECASTING VOLUMES AND PRICES OF BALANCING SERVICES OF IPS OF UKRAINE

V.V. Sychova, V.O. Miroshnyk

Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: shorl@ukr.net; miroshnyk.volodymyr@gmail.com.

The new electricity market model in Ukraine aims to enhance and optimize market dynamics, particularly through the transition from a "single buyer" model to a decentralized system. One of the main segments of the wholesale market is the balancing market, which operates in near real-time to improve the stability and efficiency of the power system. This paper aims to analyze the use of probabilistic neural networks (PNNs), specifically Bayesian networks, for forecasting the volumes of balancing services purchased by the transmission system operator, and to investigate classical models for forecasting the price of balancing services. The study included an analysis of demand volumes for balancing services in the upward (loading) and downward (unloading) directions for the periods from March 1, 2022, to June 20, 2023. Overall, the forecasting results for the demand volumes of balancing services are satisfactory but require further improvement. ARIMA and VARMA models were used for price forecasting. Price forecasting for balancing services indicated that the ARIMA model better replicates actual data; however, the accuracy of the forecasts remains low, particularly for the price series of unloading services. To improve forecasting results, it is necessary to optimize the models and use longer data histories. References 7, table 1, figures 4.

Keywords: IPS of Ukraine, artificial neural network, short-term forecasting, balancing market.

1. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine 14.03.2018 No 307. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (accessed at 14.03.2024). (Ukr)
2. Blinov I.V., Parus Ye.V., Ivanov H.A. Imitation modeling of the balancing electricity market functioning taking into account system constraints on the parameters of the IPS of Ukraine mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 6. Pp. 72-79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>. (Ukr)
3. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the ips of ukraine in synchronous mode with the continental european power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>. (Ukr)
4. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints. Part of book: *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. Vol. 388. Springer, Cham, 2022. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1.
5. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. 2022 IEEE 8th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12-14 October 2022. Pp. 1-4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>.
6. Liang F. Bayesian neural networks for nonlinear time series forecasting. *Stat Comput.* 2005. No 15. Pp. 13–29. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11222-005-4786-8>.
7. Al-Gabalawy M., Hosny N.S., Adly A.R. Probabilistic forecasting for energy time series considering uncertainties based on deep learning algorithms. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 196. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107216>.

Надійшла 03.06.2024
Остаточний варіант 17.10.2024