

РОЗРОБКА ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБАЛАНСІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ОЕС УКРАЇНИ

В.В. Сичова

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: shorl@ukr.net

У статті наведено результати дослідження моделі штучної нейронної мережі типу LSTM для короткострокового прогнозування значень позитивних і негативних небалансів електричної енергії в ОЕС України. Виконано аналіз результатів прогнозування, отриманих за допомогою моделей оптимізацією гіперпараметрів і різною довжиною вікна та об'єднання їх у ансамблі моделей. Виконані дослідження на основі фактичних даних балансуємого ринку електричної енергії України показали ефективність використання зазначених моделей для вирішення поставленої задачі. Бібл. 11, рис. 3, табл. 3.

Ключові слова: короткострокове прогнозування, небаланси електроенергії, нейронні мережі.

Вступ. На часі однією з актуальних задач, що потребує розв'язання задля підвищення надійності функціонування Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України [1], є задача прогнозування небалансів електроенергії, вирішення якої дасть змогу Оператору системи передачі (ОСП) підвищити ефективність балансування ОЕС України завдяки плануванню необхідних обсягів резервів та переліку постачальників послуг із балансування. Згідно із Законом України «Про ринок електричної енергії» [2] небаланс електричної енергії визначається як розрахована для кожного розрахункового періоду різниця між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, та обсягами купленої та проданої електричної енергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку [3].

Для забезпечення стабільності та надійності роботи енергетичних систем необхідно мати точні прогнози небалансів електричної енергії. Такі прогнози дають змогу спланувати роботу ОСП у частині визначення необхідних обсягів резервів для балансування ОЕС України на балансуємому ринку та ринку допоміжних послуг [4, 5], потенційного використання систем накопичення електричної енергії [6], забезпечити надійність роботи ОЕС України, а також підвищити ефективність роботи учасників оптового та роздрібного ринків електричної енергії [7].

Результати досліджень щодо прогнозування небалансів в ОЕС України [8–9] показали перевагу штучних нейронних мереж перед іншими моделями, зокрема й авторегресійними, завдяки використанню для аналізу більшої кількості даних. Це обумовлює доцільність подальшого вдосконалення методів прогнозування на основі нейронних мереж для прогнозування небалансів задля підвищення точності та стабільності прогнозування.

Метою дослідження є підвищення точності прогнозування небалансів електроенергії в ОЕС України шляхом вдосконалення моделі прогнозування на основі нейронної мережі LSTM.

Матеріали і методи. Задля досягнення поставленої мети розв'язано завдання оптимізації гіперпараметрів моделі обраної штучної нейронної мережі типу LSTM (Long short-term memory) [10]. Для оцінювання результатів прогнозування виконано випробовування моделей із різними довжинами вікна, яке переміщується за вхідними даними й збирає вхідні значення в кожний момент часу для прогнозування наступного значення. Виконано дослідження з метою доведення або спростування доцільності застосування ансамблів розглянутих мереж для прогнозування небалансів електроенергії.

Структура розглянутої нейронної мережі LSTM описана за допомогою формул (1–6). На першому етапі відбувається вибір інформації для заміни згідно з умовами сигмоїдного шару (6). Після чого наступний шар визначає значення, які потрібно оновити (2), і будує век-

тор значень $\hat{C}_t$, який можна додати в стан комірки (3). Далі попередній стан комірки C_{t-1} замінюється новим C_t за рівнянням (4). Останній крок полягає в розрахунку вихідної інформації за допомогою декількох фільтрів (5–6):

$$f_t = \sigma(W_f \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_f), \quad (1)$$

$$i_t = \sigma(W_i \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_i), \quad (2)$$

$$\hat{C} = \tanh(W_c \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_c), \quad (3)$$

$$C_t = f_t \cdot C_{t-1} + i_t \cdot \hat{C}, \quad (4)$$

$$o_t = \sigma(W_o \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_o), \quad (5)$$

$$h_t = o_t \cdot \tanh(C_t), \quad (6)$$

де σ – активаційна функція; W_f, W_i, W_c, W_o – вагові коефіцієнти; b_f, b_i, b_c, b_o – коефіцієнти зсуву; x_t – вхідні дані; h_{t-1}, h_t – прогнозовані значення; $\hat{C}_t$ – вектор корекції комірки пам'яті; C_t, C_{t-1} – стан комірки пам'яті.

Змінні параметри, для яких проведена оптимізація, та межі, в яких згідно з попередніми дослідженнями доцільно проводити такий пошук: кількість шарів num_layers [1; 2]; розмірність внутрішніх станів шарів hidden_dim [16; 32]; крок навчання lr [0.01; 0.1]

Побудовано три мережі з різними довжинами вікна (4; 12; 24) та чотири ансамблі цих мереж (4+12; 4+24; 12+24; 4+12+24). Результати прогнозування ансамблів мереж визначені як середнє арифметичне результатів відповідних моделей.

Згідно з попередніми дослідженнями найдоцільнішим є використання вибірки в півроку з таким поділом: 95 % – тренувальна вибірка, 5 % – валідаційна вибірка, 5 % – тестова вибірка (220 точок). На тренувальній вибірці проводиться навчання мережі, вибір моделі з оптимальними гіперпараметрами проводиться за результатами прогнозування на валідаційній вибірці, безпосередньо прогнозування проводиться на тестовій вибірці.

Прогнозування проведено для вибірок позитивних й негативних небалансів електроенергії ОЕС України на період 01.01.2021 – 02.01.2022 (8800 точок), горизонт прогнозування 220 точок, кількість передісторії – 4172 точки (півроку), тобто 40 дослідів для кожної моделі, що відрізняються значенням довжини вікна (4; 12; 24).

Ретроспективні дані про позитивні й негативні небаланси ОЕС України отримано з офіційного сайту ОСП – НЕК «Укренерго».

Результати. Задля підтвердження доцільності застосування підбору оптимальних гіперпараметрів моделі проведено порівняльне дослідження на двох вибірках позитивних небалансів 23.06–01.07.2020 та 23.12–31.12.2020 та трьох моделях із різними довжинами вікна (ДВ). Виконано порівняння результатів найкращої (+) та найгіршої (-) моделей. Результати представлено в табл. 1 та на гістограмі рис. 1. Ці результати свідчать про можливість зменшення похибки прогнозування в 3-4 рази в разі застосування описаного підходу.

Таблиця 1

Вибірка 1 (23.06–01.07.2020)						
Довжина вікна	4		12		24	
Модель	+	-	+	-	+	-
Гіперпараметри	[32; 0,01; 2]	[32; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]	[32; 0,1; 1]	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 1]
MAPE, %	12,25	49,68	13,88	58,31	13,28	53,89
Вибірка 2 (23.12–31.12.2020)						
Довжина вікна	4		12		24	
Модель	+	-	+	-	+	-
Гіперпараметри	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]	[16; 0,1; 2]	[16; 0,01; 1]	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]
MAPE, %	35,45	126,82	29,62	193,45	24,66	76,24

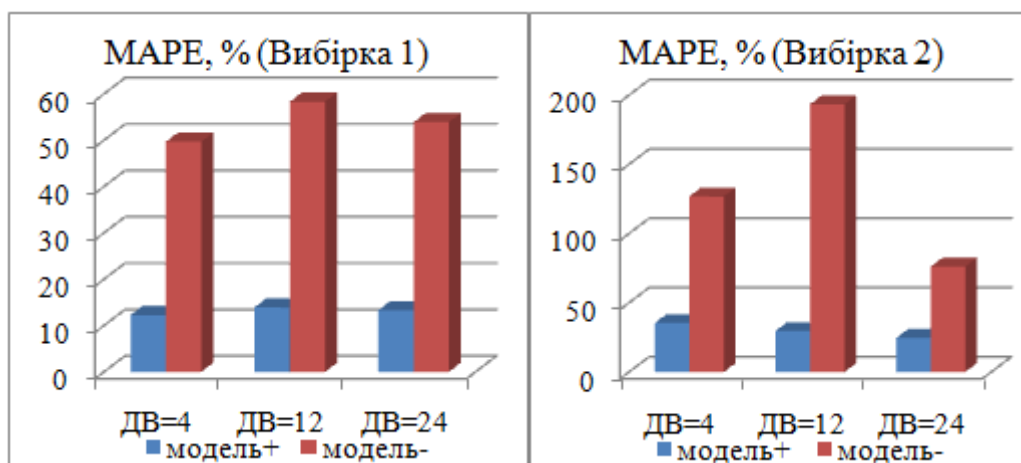


Рис. 1

У дослідженні для аналізу результатів прогнозування використано такі метрики: середня відносна похибка MAPE, середньоквадратична похибка RMSE й коефіцієнт кореляції між фактичними й прогнозними значеннями $R(f, p)$. Значення цих параметрів для вибірок позитивних і негативних небалансів за весь період прогнозування 01.01.2021–02.01.2022 наведено в табл. 2. Напівжирним шрифтом виділено мінімальні значення для MAPE і RMSE та максимальні для $R(f, p)$.

Таблиця 2

Позитивні небаланси електроенергії							
Модель	4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
MAPE, %	49,68	47,57	43	47,78	44,56	43,71	44,9
RMSE, МВт	265,58	266,26	242,94	259,71	240,78	242,9	244,32
$R(f, p)$, %	91,59	91,5	92,9	91,93	93,05	92,91	92,84
Негативні небаланси електроенергії							
Модель	4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
MAPE, %	22,94	23,12	22,4	22,85	22,2	22,34	22,34
RMSE, МВт	214,05	218,58	221,69	214,11	211,73	215,04	212,11
$R(f, p)$, %	90,54	90,15	89,97	90,56	90,87	90,59	90,83

Більш детально на рис. 2 зображено зміну похибки RMSE на кожній проміжній вибірці.

Згідно з табл. 2 найкращі значення порівнюваних показників для позитивних і негативних небалансів має ансамбль мереж «4+24» (за винятком MAPE позитивних небалансів). Також, згідно зі значеннями MAPE табл. 2 прогнозування негативних небалансів є вдвічі точнішим за прогнозування позитивних, й згідно з рис. 2 криві RMSE для негативних небалансів є стабільнішими протягом усього періоду прогнозування.

У табл. 3 наведено розподіл значень відносних похибок протягом усього періоду прогнозування кожної моделі на деяких інтервалах. Згідно з цими результатами під час прогнозування негативних небалансів похибки різних моделей знаходяться в одному околі й мають менш екстремальні значення, ніж під час прогнозування позитивних небалансів, для яких кращі результати мають модель «24» і ансамбль моделей «4+24».

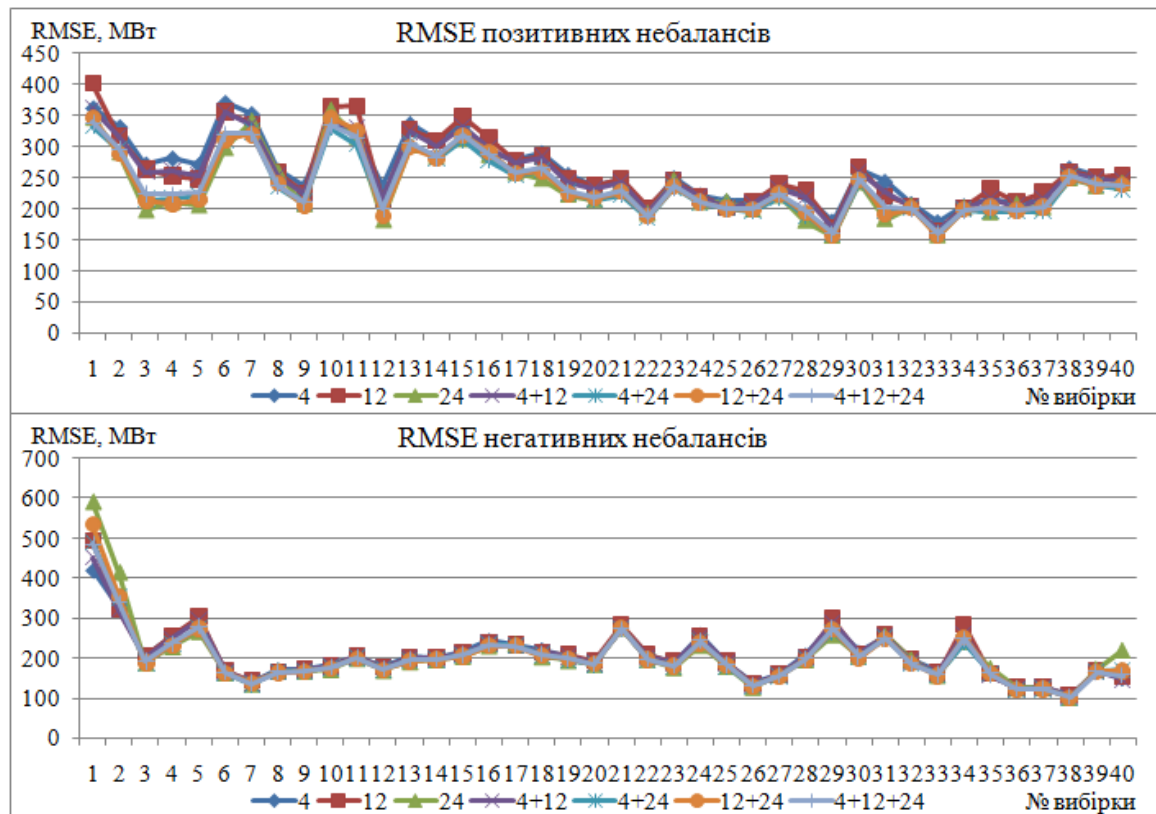


Рис. 2

Таблиця 3

Інтервал		4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
Позитивні небаланси електроенергії								
0	1	2,67	3,01	2,98	3,3	3,13	3	3,17
1	5	11,59	11,55	11,79	11,69	12,84	12,26	12
5	20	31,75	31,11	33,17	31,65	32,98	33,65	33,55
20	50	27,47	28,91	30,5	27,61	27,91	28,36	27,63
50	100	14,6	14,71	12,3	14,47	12,89	12,84	13,47
100	1000	11,79	10,57	9,18	11,16	10,18	9,79	10,08
1000	2000	0,11	0,14	0,08	0,11	0,06	0,09	0,09
2000	...	0,01	0,01	0	0,01	0,01	0,01	0,01
Негативні небаланси електроенергії								
0	1	3,9	3,6	3,61	3,93	3,73	3,72	3,82
1	5	15,17	14,21	14,14	14,74	15,32	14,64	15,06
5	20	40,13	40,49	41,45	40,31	41,5	41,15	41,02
20	50	30,92	31,69	31,45	31,17	30,32	31,41	30,91
50	100	8,05	8,21	7,84	8,13	7,52	7,5	7,6
100	1000	1,83	1,81	1,51	1,72	1,6	1,58	1,59

Оскільки результати прогнозування негативних небалансів є вдвічі кращими за результати прогнозування позитивних небалансів за одних і тих же умов моделей, проведено порівняння цих вибірок. На рис. 3 наведено графіки похибок MAPE моделі «24» і коефіцієнта варіації K_v відповідних вибірок.

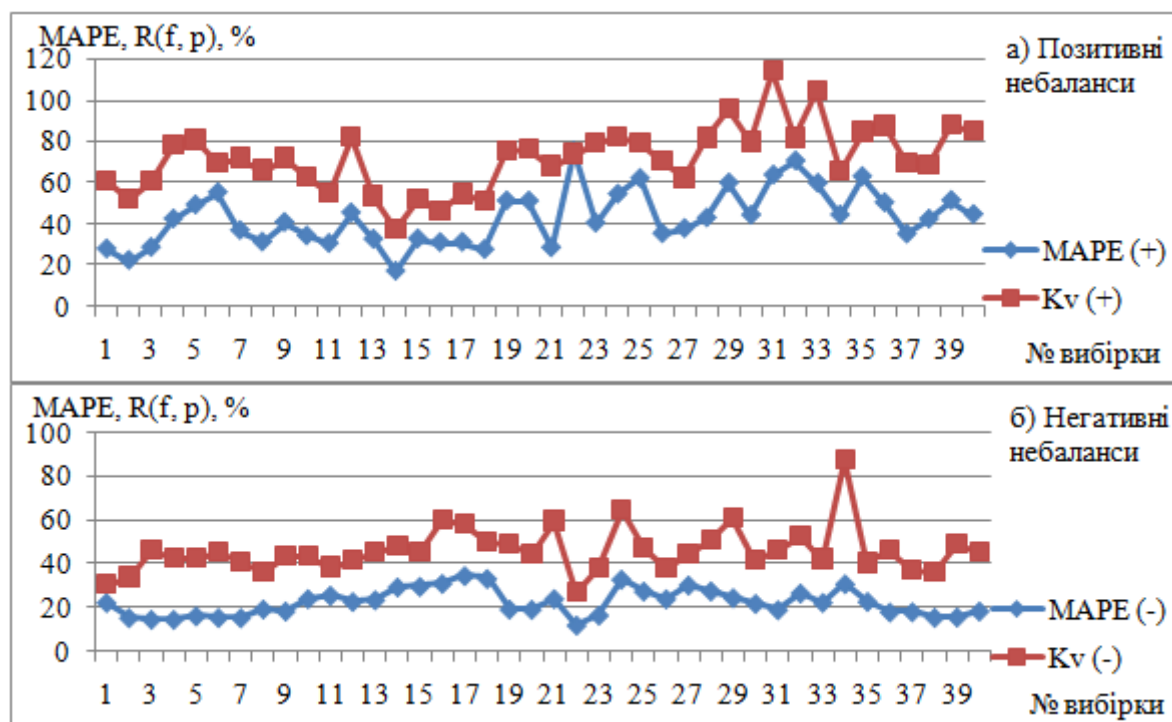


Рис. 3

Коефіцієнти кореляції між MAPE та коефіцієнтом варіації кожної вибірки (по 220 значень) для вибірок позитивних і негативних небалансів (що зображено на рисунку вище) відповідно становлять: 77 % та 59 %, що свідчить про прямий зв'язок між цими величинами. Відповідно розмах та середньоквадратичне відхилення масиву позитивних небалансів теж є вищими, що свідчить про потребу у використанні та подальшому розвитку різних моделей для прогнозування позитивних і негативних небалансів.

Висновки. У статті наведено результати дослідження, які обґрунтовують доцільність удосконалення йронної мережі LSTM задля підвищення точності прогнозування небалансів електричної енергії в ОЕС України шляхом застосування підбору її оптимальних гіперпараметрів. Результати дослідження моделей із різними довжинами вікна та їхніх ансамблів показали ефективність застосування ансамблів мереж із метою отримання точніших і стабільніших результатів прогнозування небалансів електроенергії. Також під час аналізу вибірок позитивних і негативних небалансів виявлено потребу та шляхи в удосконаленні розробленої моделі для прогнозування позитивних небалансів завдяки врахуванню особливостей цієї вибірки, що є основою для подальшого підвищення ефективності запропонованих моделей.

Роботу виконано в межах реалізації проєкту з виконання наукового дослідження і розробки «Моделі і засоби підвищення ефективності роботи гідро- та гідроакумулюючих електростанцій для балансування ОЕС України в умовах ринку електричної енергії та особливих технологічних обмежень» (реєстраційний номер 2022.01/0069), що фінансується Національним фондом досліджень України в межах конкурсу проєктів з виконання наукових досліджень і розробок «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди» (КПКВК 2201300)

1. 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>
2. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
3. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018.
4. Олефір Д.О., Бабіч В.Ю., Блінов І.В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 3. С. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196>.
5. Борукаєв З.Х., Блінов, І.В., Остапченко К.Б., Чемерис О.А., Шкарупило В.В. Моделі та засоби автоматизації систем організаційного управління енергоринком. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2022. 122 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022>.

6. Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С.28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
7. Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В., Сичова В.В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. №1. С. 88–97.
8. Blinov I., Miroshnyk V. and Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
9. Сичова В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>
10. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-term Memory. *Neural computation*. 1997. Vol. 9. Pp. 1735–80.

DEVELOPMENT OF AN ARTIFICIAL NEURAL NETWORK FOR FORECASTING ELECTRICITY IMBALANCES IN THE IPS OF UKRAINE

V. Sychova

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: shorl@ukr.net

The article presents the results of the study of an artificial neural network model of the LSTM type for short-term forecasting of the values of positive and negative imbalances of electric energy in the IPS of Ukraine. The analysis of forecasting results obtained with the help of hyperparameter optimization models and different window lengths and combining them into an ensemble of models was performed. Conducted research based on actual data of the balancing market of electric energy of Ukraine showed the effectiveness of using the specified models to solve the given problem. Ref. 10, fig. 3, tab. 3.

Keywords: short-term forecasting, electricity imbalances, neural networks.

1. Kyrilenko O.V., Pavlovskiy V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the European continental energy system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No. 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059> (Ukr)
2. On the electric energy market: Law of Ukraine dated April 13, 2017 No. 2019-VIII. (Ukr)
3. On the approval of the Market Rules: Resolution of the NCRECP No. 307 dated 14.03.2018 (Ukr)
4. Olefir D.O., Babich V.Yu., Blinov I.V. Actual problems of providing IPS of Ukraine with frequency and power regulation resources. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2021, No. 3. Pp. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196> (Ukr)
5. Borukaev Z.Kh., Blinov I.V., Ostapchenko, K.B., Chemerys O.A., Shkaruplyo V.V. Models and means of automation of energy market organizational management systems. Vinnytsia: NGO "European Scientific Platform", 2022. 122 p. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022> (Ukr)
6. Parus E.V., Blinov I.V., Olefir D.O. Evaluation of the economic effect of the provision of balancing services by electric energy storage systems in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2021. No. 60. Pp.28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
7. Blinov I.V., Parus E.V., Miroshnyk V.O., Shimanyuk P.V., Sychova V.V. Model for evaluating the feasibility of transition of industrial consumers to hourly metering of electric energy in the retail market. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2021. No. 1. Pp. 88–97. (Ukr)
8. Blinov I., Miroshnyk V. and Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
9. Sychova V. Prediction of daily schedules of total imbalances of electrical energy in UES of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No. 4. Pp. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059> (Ukr)
10. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-term Memory. *Neural computation*. 1997. Vol. 9. Pp. 1735–80.

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 19.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 19.06.2023