



## МІРОШНИК

**Володимир Олександрович** – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів та систем Інституту електродинаміки НАН України

## ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВИРОБНИКІВ ЕНЕРГІЇ З ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ У СУЧАСНИХ УМОВАХ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

За матеріалами наукового повідомлення  
на засіданні Президії НАН України  
30 жовтня 2024 р.

*У доповіді обговорено виклики, які постали під час війни перед виробниками енергії з відновлюваних джерел унаслідок руйнування інфраструктури. Розглянуто проблеми централізованої енергосистеми і наголошено на необхідності її децентралізації з впровадженням малих і середніх електростанцій, мікромереж та систем накопичення енергії. Значну увагу приділено участі в балансуючих групах, що допомагає зменшити витрати, пов'язані з небалансами. Проаналізовано ризики та переваги виходу виробників із групи ДП «Гарантований покупець». Запропоновано методіку зниження витрат, яка ґрунтується на застосуванні коригуючих коефіцієнтів прогностичних графіків та штучних нейронних мереж для збільшення точності прогнозів генерації. Отримані результати дають змогу підвищити економічну ефективність виробників електроенергії з відновлюваних джерел, що є важливим для розбудови енергосистеми на принципах децентралізації.*

**Ключові слова:** ринок електроенергії, відновлювані джерела енергії, балансуючі групи, штучні нейронні мережі.

Внаслідок активних бойових дій було пошкоджено або знищено велику частину відновлюваної енергетики України, зокрема сонячних та вітрових електростанцій, зосереджених переважно в південних та південно-східних регіонах. Це призвело до значного скорочення виробництва «зеленої» електроенергії, що, безумовно, вплинуло на загальний баланс енергосистеми країни. У 2022 р. падіння виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) становило близько 45 %, що істотно послабило енергетичну безпеку України. Виклики, які стоять сьогодні перед нашою державою, пов'язані з вразливістю централізованої енергетичної системи [1]. Лише за два

весняні місяці 2024 р. енергосистема України втратила приблизно 9 ГВт встановленої потужності маневрової генерації, що становить близько 50 % загального споживання. Така ситуація унеможлиблює балансування попиту та пропозиції без залучення імпортованої електроенергії, аварійної допомоги та змушує вдаватися до відключення споживачів.

Розвиток електромереж за принципом децентралізації може значно підвищити стійкість усієї енергетичної системи до дії зовнішніх факторів, таких як кінетичні атаки, кіберзагрози та стихійні лиха. Це потребує збільшення кількості малих та середніх ВДЕ-електростанцій, розбудови мікромереж, залучення систем накопичення електроенергії та вдосконалення управління енергосистемою на різних рівнях.

Переваги децентралізованої енергосистеми з точки зору надійності очевидні, але водночас вона має й істотні недоліки. Розбудова енергосистеми на основі розосереджених електростанцій, які використовують ВДЕ, пов'язана з більшими питомими витратами на одиницю встановленої потужності через обмеженість ефекту масштабу. Крім того, така енергосистема є значно складнішою для керування, що зумовлює необхідність вдосконалення засобів та методів управління на всіх ієрархічних рівнях — від окремої мікромережі до Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України.

В Інституті електродинаміки НАН України проведено дослідження, спрямовані на підвищення економічної ефективності роботи ВДЕ-електростанцій. Отримані результати можуть позитивно вплинути на прискорення перебування енергосистеми в цілому.

В умовах оптового ринку електроенергії України кожен учасник фінансово відповідає за свої небаланси через механізм балансуєчого ринку [2]. Обсяг небалансу учасника ринку — це різниця між його фактичним споживанням/відпуском електроенергії та обсягом купленої/проданої електроенергії в кожну годину доби. Витрати, пов'язані з небалансами, — це певною мірою вартість похибок прогнозу споживання/генерації учасників ринку [3]. Виробник може знизити свої небаланси, використовуючи технічні засоби або вдосконалюючи методи прогнозування, або об'єднуючись у балансуєчі групи, які дозволяють їхнім учасникам зменшити свої фінансові витрати завдяки взаємокомпенсації похибок прогнозу.

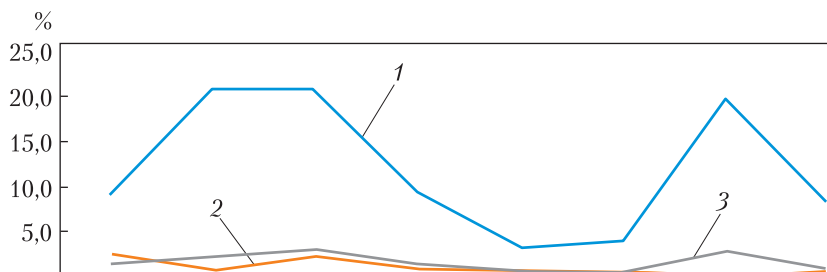
Особливу увагу слід приділити роботі балансуєчих груп, які відіграють ключову роль в інтеграції ВДЕ в оптовий ринок електроенергії. Донедавна єдиним механізмом підтримки виробників ВДЕ був «зелений» тариф (feed-in-tariff, FIT) [4, 5], однією з умов отримання якого була участь у балансуєчій групі ДП «Гарантований покупець».

Серед основних проблем, з якими стикаються учасники балансуєчої групи ДП «Гарантований покупець», є проблема накопичення боргів. Це стало наслідком значного зростання встановленої потужності ВДЕ-електростанцій та фінансової нестабільності на ринку електроенергії України. Наприклад, за офіційними даними станом на 01.09.2024, рівень розрахунків з виробниками електроенергії з ВДЕ за 2022 р. становить 61,2 %. Водночас ціни на оптовому ринку, зокрема на ринку «на добу наперед» (РДН), продовжують зростати. Середньозважена ціна РДН в ОЕС України у 2023 р.

Таблиця 1. Ступінь покриття «зеленого» тарифу ціною на ринку «на добу наперед»

Параметри	Роки					FIT, грн/МВт-год
	2020	2021	2022	2023	10.2024	
Середньозважена ціна РДН ОЕС України, грн/МВт-год	1365,83	2038,6	2797,9	3373,52	5249,44	—
Покриття FIT ціною РДН для СЕС, %	33	49	67	80	125	4200
Покриття FIT ціною РДН для ВЕС, %	46	69	94	113	177	2973

**Рис. 1.** Частка витрат, пов'язаних з похибкою прогнозу відпуску електроенергії, у надходженнях за «зеленим» тарифом: 1 – в разі самостійної участі на ринку; 2, 3 – в разі входження до балансувальної групи (наведено два варіанти розподілу вартості небалансів у групі)



вже покривала 80 % «зеленого» тарифу для сонячних електростанцій (СЕС) і 113 % — для вітрових електростанцій (ВЕС). Такі ціни є привабливими для виробників, які готові вийти з балансувальної групи ДП «Гарантований покупець». Покриття «зеленого» тарифу ціною РДН для СЕС і ВЕС у жовтні 2024 р. значно перевищило 100 % (табл. 1).

Для дослідження переваг і недоліків нової схеми підтримки виробників електроенергії з ВДЕ та механізмів створення й роботи балансувальної групи загалом в Інституті електродинаміки НАН України було розроблено модель балансувальної групи виробників з ВДЕ [6]. Модель використовує реальні дані 8 виробників з ВДЕ (4 СЕС і 4 ВЕС); обсяг сумарного відпуску електроенергії моделі масштабовано до обсягів відпуску реальної балансувальної групи ДП «Гарантований покупець». Ця модель дала змогу проаналізувати особливості роботи балансувальної групи та розробити рекомендації як для діяльності окремих електростанцій, так і для вдосконалення механізмів роботи балансувальної групи ДП «Гарантований покупець».

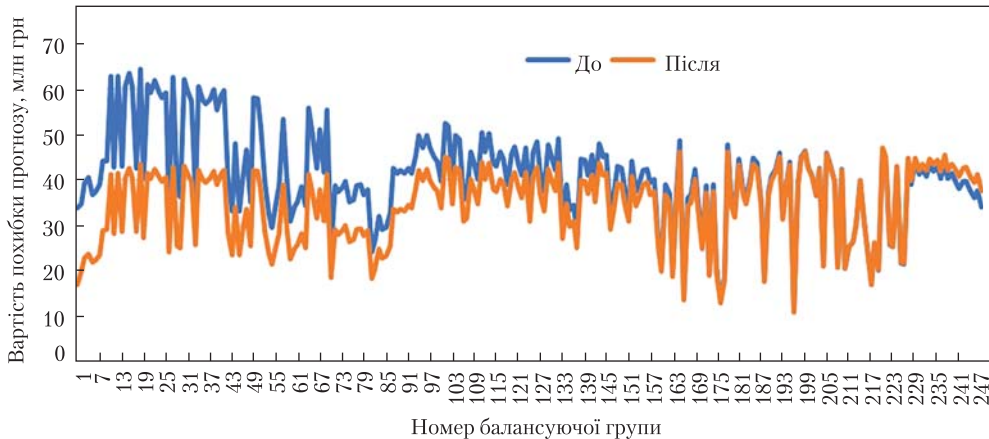
Серед переваг виходу виробника з балансувальної групи ДП «Гарантований покупець» — можливість отримати більше коштів від продажу електроенергії безпосередньо на ринку, зокрема на РДН, швидше одержати частину доходів і поліпшити свій фінансовий баланс. За даними Української вітроенергетичної асоціації, станом на січень 2024 р. з балансувальної групи ДП «Гарантований покупець» вийшло 78 % вітрової генерації, розміщеної на підконтрольній Україні території.

Водночас вихід із балансувальної групи має й певні недоліки. Зокрема, вихід пов'язаний

зі збільшенням витрат на покриття похибки прогнозів виробництва електроенергії. В разі самостійної відповідальності за небаланси витрати на похибку можуть виявитися значними, особливо для виробників з низькою точністю прогнозування, що може істотно вплинути на економічну ефективність їхньої діяльності. Тому прийняття такого рішення потребує проведення ретельного планування та оцінювання ризиків.

Потенційний ефект від самостійної участі виробника на оптовому ринку проілюстровано на рис. 1, а саме: показано, яка частка від його доходів може припадати на витрати, пов'язані з похибкою прогнозу. Для порівняння наведено два варіанти розподілу вартості небалансів у балансувальній групі. Як бачимо, в разі самостійної участі виробника на ринку його витрати, пов'язані з небалансами, можуть сягати 20 % вартості продажу електроенергії, тоді як у разі участі в балансувальній групі вони не перевищують кількох відсотків. Тому для виробників з низькою точністю прогнозування входження до будь-якої балансувальної групи є вигідним і доцільним.

Отже, рішення про вихід з балансувальної групи ДП «Гарантований покупець» є неоднозначним і має ґрунтуватися на детальному аналізі як поточних ринкових умов, так і фінансової стабільності виробника, а також на оцінці можливих вигід і ризиків, пов'язаних із самостійним функціонуванням на ринку електроенергії. Розрахунки свідчать, що для виробників електроенергії з ВДЕ завжди вигідно бути учасником практично будь-якої балансувальної групи, оскільки це значно зменшує вартість похибки прогнозу порівняно з самостійною від-



**Рис. 2.** Вартість похибки прогнозу до і після застосування коригуючих коефіцієнтів

повідальністю за власний небаланс на ринку. Однак при цьому балансуюча група, визначена методом ретроспективного розрахунку вартості похибки прогнозу, не є стабільною впродовж тривалого часу, що потребує проведення постійного оцінювання результатів роботи такої балансуючої групи на ринку електричної енергії та окремих виробників з ВДЕ.

Одним із ключових напрямів досліджень Інституту електродинаміки НАН України є вдосконалення методів прогнозування обсягів генерації та розроблення нових моделей для управління небалансами. Зокрема, було запропоновано новий підхід до зниження вартості похибки прогнозу в наявних балансуючих групах з використанням розрахунку коригуючих коефіцієнтів до прогнозних графіків. Це дає змогу зменшити загальні витрати на небаланси для всіх учасників групи.

Суть цього підходу полягає в розрахунку коефіцієнтів, які застосовують для коригування заявок на продаж від учасників балансуючої групи:

$$Z_i^{DAM} = c_i \cdot W_i^{pred} - Z_i^{LT},$$

де  $Z_i^{DAM}$  — обсяг заявки на продаж  $i$ -го учасника балансуючої групи на РДН;  $Z_i^{LT}$  — обсяг укладених довгострокових договорів  $i$ -го учасника;  $W_i^{pred}$  — прогнозний обсяг відпуску  $i$ -го учасника;  $c_i$  — коригуючий коефіцієнт  $i$ -го учасника,  $c_i \in \mathbf{c}^*$ ;  $\mathbf{c}^*$  — вектор оптимальних коригуючих коефіцієнтів балансуючої групи.

Коефіцієнти розраховують за допомогою оптимізації запропонованої нами цільової функції:

$$\mathbf{c}^* = \arg \min_{\mathbf{c} \in C} L(W^{fact}, \widehat{W}^{pred}(W^{pred}, \mathbf{c}));$$

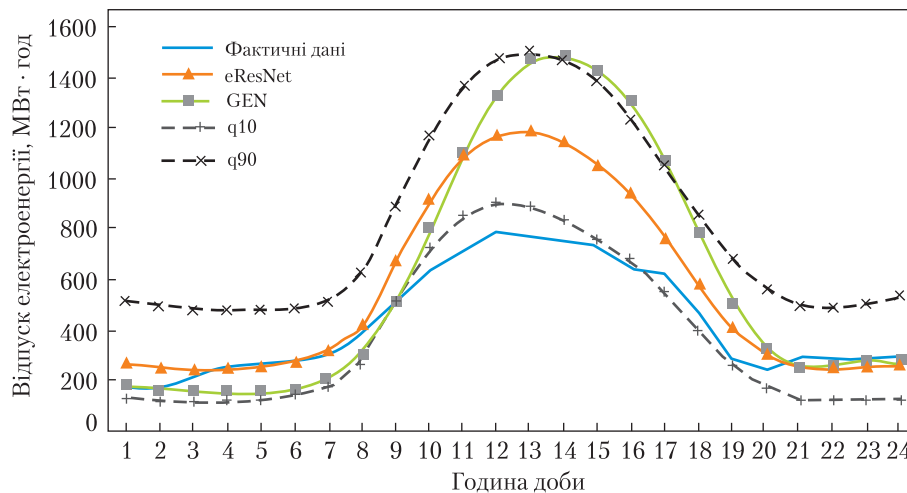
$$L = \frac{1}{n} \sum_{l=1}^n \left( W_l^{fact} - \sum_{i=1}^k c_i \cdot W_{li}^{pred} \right)^2 + \alpha \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k (1 - c_i)^2,$$

де  $W_l^{fact}$  — сумарний фактичний відпуск балансуючої групи в годину  $l = 1, \dots, n$ ;  $W_{li}^{pred}$  — прогнозний відпуск учасника  $i$  за годину  $l$ ;  $k$  — кількість учасників у балансуючій групі;  $\alpha$  — вага штрафу за відхилення значень коефіцієнтів від 1. Значення  $\alpha$  залежить від сумарного обсягу відпуску балансуючої групи. Для розрахунків ми брали значення  $\alpha = 100\,000$ .

Цільову функцію розроблено так, щоб наблизити значення коефіцієнтів до одиниці. Це обмеження дещо знижує ефективність цього підходу, але без його застосування діапазон значень коефіцієнтів для деяких балансуючих груп становить від 0,1 до 1,5, що призводить до досить значної дискримінації окремих учасників групи.

Оцінювання ефективності цього підходу ми проводили за допомогою визначення сумарної вартості похибки прогнозу балансуючої групи з використанням та без використання розрахованих коефіцієнтів. Для 209 модель-

**Рис. 3.** Приклад прогнозу нейронної мережі eResNet



них балансуєчих груп середнє зниження сумарної вартості похибки прогнозів становило 17 %, для решти 38 груп вартість підвищилася в середньому на 3 %. Максимальне зниження вартості – 49 %, максимальне зростання вартості – 10,6 %.

Аномальні значення зменшення вартості пов'язані зі значним заниженням або завищенням коефіцієнтів окремих учасників ( $c_i < 0,8$  або  $c_i > 1,2$ ), що може вказувати на недоцільність створення цієї конкретної балансуєчої групи.

Необхідною умовою для застосування запропонованого підходу є алгоритмізація прогнозів виробників та незмінність методів прогнозування. В разі змінення методу прогнозування в одного учасника групи або змінення

структури самої балансуєчої групи необхідно проводити повторну оптимізацію або будувати нову модель розрахунку прогнозних графіків. На рис. 2 наведено витрати балансуєчої групи, пов'язані з похибкою прогнозу генерації до і після застосування коригуючих коефіцієнтів.

Однак ключовим питанням для виробників електроенергії з ВДЕ та енергосистеми загалом залишається підвищення точності прогнозів генерації [7, 9]. В Інституті електродинаміки НАН України розроблено штучну нейронну мережу глибокого навчання eResNet [9, 10], яку було адаптовано до прогнозування відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ. Виходом нейронної мережі є три вектори годинних значень для прогносної доби, найбільш ймовірні значення, які оцінюють на основі мінімізації середньоквадратичної похибки, та значення 10 та 90 перцентилів закону розподілу, які формують прогнозний інтервал. Перцентилі моделюють за допомогою функції втрат квантильної регресії.

У табл. 2 наведено узагальнені результати оцінки якості прогнозів для різних моделей. Серед класичних моделей середня та максимальна похибка найнижча в разі прогнозування за допомогою лінійної регресії. Такий результат можна пояснити тим, що в LinReg для кожної години доби будують окрему модель, тоді як у випадку MLP та  $\epsilon$ -SVR виходом моделі є 24 значення добового графіку відпуску.

**Таблиця 2.** Прогноз сумарного відпуску електричної енергії з використанням різних моделей

Модель	RMSE		MAX	
	% від Pins	МВт·год	% від Pins	МВт·год
LinReg	4,56	158	15,22	527
$\epsilon$ -SVR	4,58	159	15,51	536
MLP	4,59	160	15,35	539
SARIMA	4,87	169	16,2	559
GEN	4,78	166	21,18	732
eResNet	4,46	155	12,81	466
eResNet_q	4,74	165	12,78	465

Найгірші прогнози з точки зору середньої точності дає SARIMA, що можна пояснити ефектом накопичення похибки при багатокроковому прогнозі.

Усі зазначені моделі показують істотне підвищення стабільності прогнозів порівняно з власним прогнозом виробників (GEN).

Модель штучної нейронної мережі глибинного навчання дає найкращий результат з точки зору як середньої, так і максимальної похибки. Надзвичайно важливим є істотне зниження максимальної похибки, оскільки цей показник найбільше впливає на необхідність створення резервів для балансування споживання та генерації, а отже, і на ціну на балансуєчому ринку.

На рис. 3 наведено прогнозний графік виробників (GEN) та прогнозний графік запропонованої моделі (eResNet). У цей день о 14-й годині спостерігається максимальна похибка прогнозу GEN, яка становить 732 МВт-год за середньої похибки 342 МВт-год. Для прогнозу eResNet у цей самий день максимальна похибка становить 409 МВт-год о 13-й годині, а середня похибка — 200 МВт-год. Крім того, проведені розрахунки свідчать, що об'єднання прогнозів різних моделей істотно знижує середню похибку прогнозування (з 4,46 до 3,84 %).

**Висновки.** В умовах підвищення ціни на оптовому ринку електричної енергії та накопичення заборгованості за «зеленим» тарифом у

виробників електроенергії з ВДЕ з'являються економічні стимули для виходу з балансуєчої групи ДП «Гарантований покупець». Дослідження, проведені в Інституті електродинаміки НАН України з використанням розробленої моделі балансуєчої групи, показали, що, незважаючи на певні переваги, вихід з балансуєчої групи призводить до значного зростання витрат, пов'язаних з похибкою прогнозу обсягів відпуску. Запропоновано новий підхід до зниження вартості похибки прогнозу в наявних балансуєчих групах з використанням коригуючих коефіцієнтів до прогнозних графіків, що дозволяє істотно підвищити економічну ефективність виробників електроенергії з ВДЕ. Крім того, розроблено модель штучної нейронної мережі глибокого навчання для прогнозування обсягів електрогенерації з ВДЕ, яка дає змогу знизити середню похибку прогнозу «на добу наперед» з 4,78 до 3,84 %, а максимальну похибку — з 21,18 до 12,81 %.

Проведені дослідження й отримані результати є основою для подальшого вдосконалення бізнес-моделей взаємодії учасників ринку задля посилення інтеграції ВДЕ в ОЕС України при забезпеченні необхідного рівня гнучкості енергосистеми, розвитку методів прогнозування обсягів генерації виробників електричної енергії, розроблення інтелектуалізованих методів керування об'єднаннями учасників ринку.

## REFERENCES

### [СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ]

1. 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 European continental energy system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. (5): 59–66. <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>  
[Кириленко О., Павловський В., Блінов І. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66.]
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. (6): 72–79. <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>  
[Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуєчого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на параметри режиму ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 72–79.]
3. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. In: *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2022. P. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>

4. Pablo-Romero M.P., Sánchez-Braza A., Salvador-Ponce J., Sánchez-Labrador N. An overview of feed-in tariffs, premiums and tenders to promote electricity from biogas in the EU-28. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. **73**: 1366–1379. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.132>
5. Kitzing L. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*. 2014. **64**: 495–505. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.008>
6. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Loskutov S.S. Reducing the cost of imbalances of the balancing group of producers from renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. (1): 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>  
[Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансувальної групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1. С. 62–76.]
7. Lezhniuk P., Kravchuk S., Netrobskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation on Day Ahead. In: *2019 IEEE 6<sup>th</sup> Int. Conf. on Energy Smart Syst.* (Apr. 17–19, 2019, Kyiv, Ukraine). P. 184–187. <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764245>
8. Shymaniuk P., Sychova V., Miroshnyk V. Short Term Renewable Energy Forecasting with Deep Learning Neural Networks. In: Kyrylenko O., Zharkin A., Butkevych O., Blinov I., Zaitsev I., Zaporozhets A. (eds) *Power Systems Research and Operation*. Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 388. Springer, Cham, 2022. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_6)
9. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Shymaniuk P.V. Short-term interval forecast of total electricity generation by renewable energy sources producers. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2019. **54**: 5–12. <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>  
[Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлюваних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2019. Вип. 54. С. 5–12.]
10. Miroshnyk V.O., Loskutov S.S. Increasing the accuracy of short-term forecasts of PVSP generation based on artificial neural networks and taking additional factors into account. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. (1): 61–68. <https://doi.org/10.15407/techned2024.01.061>  
[Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Підвищення точності багатofакторних короткострокових прогнозів генерації сонячних електростанцій на основі штучної нейронної мережі. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 1. С. 61–68.]

Volodymyr O. Miroshnyk

*Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine*

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9036-7268>

#### INCREASING THE EFFICIENCY OF RENEWABLE ENERGY PRODUCERS IN THE CURRENT CONDITIONS OF THE UKRAINIAN ELECTRICITY MARKET

According to the materials of report at the meeting of the Presidium of the NAS of Ukraine, October 30, 2024

The report discusses the challenges faced by renewable energy producers during the war due to the destruction of infrastructure. The problems of the centralized energy system are considered and the need for its decentralization with the introduction of small and medium-sized power plants, microgrids and energy storage systems is emphasized. Considerable attention is paid to participation in balancing groups, which helps to reduce the costs associated with imbalances. The risks and benefits of producers leaving the group of the State Enterprise “Guaranteed Buyer” are analyzed. A methodology for reducing costs is proposed, which is based on the use of adjusting coefficients of forecast schedules and using artificial neural networks to increase the accuracy of generation forecasts. The obtained results allow to increase the economic efficiency of renewable electricity producers, which is important for the development of the energy system on the principles of decentralization.

**Keywords:** electricity market, renewable energy sources, balancing groups, artificial neural networks.

**Cite this article:** Miroshnyk V.O. Increasing the efficiency of renewable energy producers in the current conditions of the Ukrainian electricity market. *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2024. (12): 81–87. <https://doi.org/10.15407/visn2024.12.081>