

*Електронний журнал «Державне управління: удосконалення та розвиток» включено до переліку наукових фахових видань України з державного управління (Категорія «Б», Наказ Міністерства освіти і науки України № 1643 від 28.12.2019).
Спеціальність – 281.
Державне управління: удосконалення та розвиток. 2024. № 10.*

**DOI: <http://doi.org/10.32702/2307-2156.2024.10.11>
УДК 351.82:620.9**

*Т. О. Курбатова,
к. е. н., доцент, доцент кафедри міжнародних економічних відносин,
Сумський державний університет
ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-6891-443X>
Т. А. Передерій,
аспірант, Сумський державний університет
ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0001-9142-4874>
О. М. Теліженко,
д. е. н., професор, провідний науковий співробітник НДІ енергоефективних
технологій, Сумський державний університет
ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-9864-4098>*

**ПРОБЛЕМА НЕБАЛАНСІВ НА РИНКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ
ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ: ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОГО
ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ТОЧНОГО
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРОГЕНЕРАЦІЇ**

*T. Kurbatova,
PhD in Economics, Associate Professor, Associate Professor of the Department
of International Economic Relations, Sumy State University
T. Perederii,
Postgraduate student, Sumy State University
O. Telizhenko,
Doctor of Economic Sciences, Professor, Leading Researcher of the Research
Institute of Energy Efficient Technologies, Sumy State University*

**THE PROBLEM OF IMBALANCES IN UKRAINE'S RENEWABLE
ENERGY MARKET: JUSTIFICATION OF THE ECONOMIC EFFECT
OF IMPLEMENTING ACCURATE POWER GENERATION
FORECASTING SYSTEMS**

Проблема небалансів на ринку відновлюваної енергетики України набуває все більшої актуальності у зв'язку зі стрімким зростанням частки електроенергії з відновлюваних енергетичних ресурсів в загальному кінцевому енергоспоживанні країни. Небаланси негативно впливають на стабільність енергосистеми, спричиняючи додаткові фінансові витрати для операторів енергоринку та виробників електроенергії. У статті розглянуто сутність й причини виникнення небалансів та особливості врегулювання відповідальності за небаланси на ринку відновлюваної енергетики України. Проаналізовано системи прогнозування обсягів генерації електроенергії сонячними й вітровими електростанціями та напрями їх удосконалення як одного з основних механізмів вирішення проблеми небалансів. Окреслено додаткові технологічні та регуляторні рішення, які доцільно впроваджувати для ефективної інтеграції «зеленої» електроенергії до Об'єднаної енергетичної системи України.

The imbalances in Ukraine's renewable energy market are becoming increasingly important due to the rapid growth of the share of electricity from renewable energy resources in the country's total final energy consumption. Imbalances negatively impact the stability of the energy system, causing additional financial costs for energy market operators and electricity producers. The article examines the essence and causes of imbalances, the peculiarities of regulating responsibility for imbalances in Ukraine's renewable energy market, and policy measures that can be improved to mitigate this problem. The chronology of the formation of approaches to regulating imbalances and the changes introduced in responsibility for imbalances according to trends and challenges in Ukraine's renewable energy market are considered. The shortcomings of the approaches to the settlement of the guaranteed buyer's electricity imbalance and their consequences for producers of electricity from renewable energy resources are analyzed. The systems for forecasting electricity generation by solar and wind power plants, which are used in the renewable energy market of Ukraine, are

studied. The peculiarities of each forecasting system and the errors in electricity generation forecasts when using them are investigated. Ways to improve forecasting systems as one of the primary mechanisms for solving the problem of imbalances are highlighted. Among the main areas of improvement are the implementation of forecasting models based on artificial intelligence, an increase in the number of meteorological stations for collecting local data, and the introduction of state support measures aimed at promoting the implementation of power generation forecast systems. Additional technological and regulatory solutions, which should be implemented in parallel with accurate electricity forecasting systems for effective integration of renewable electricity into the United Energy System of Ukraine, are outlined. Smart grids, energy storage systems, and demand-side management mechanisms are among the main such measures.

Ключові слова: відновлювана енергетика, сонячна енергетика, вітроенергетика, енергетична система, небаланси, енергетична політика

Keywords: renewable energy, solar energy, wind energy, energy system, imbalances, energy policy

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. Глобальний світовий енергетичний ландшафт зазнає трансформаційних змін у зв'язку зі зростаючою інтеграцією відновлюваних джерел енергії та прагненням до сталого функціонування енергетичних секторів [1, 2]. У відповідь на світові тенденції, український уряд поставив перед собою амбітну мету – до 2030 року збільшити частку електроенергії, згенерованої з відновлюваних джерел енергії, до 27% [3]. Запровадження державних механізмів підтримки поряд зі встановленням вищезазначених довгострокових цілей, сприяло стрімкій розбудові генеруючих потужностей відновлюваної енергетики із суттєвим переважанням сонячної та вітрової генерації, яка є нестабільною, оскільки залежить від сезону, часу доби та погодних умов. До 2018 року, додавання

такої електроенергії до мережі не мало суттєвого негативного впливу на операційну роботу енергосистеми. Однак, зростання обсягів такої електроенергії у наступні роки обумовило низку викликів у частині її ефективної інтеграції до Об'єднаної енергетичної системи України.

Основною проблемою стало виникнення небалансів (розбіжностей між фактичними та прогнозованими обсягами генерації електроенергії з відновлюваних енергетичних ресурсів) через складнощі, пов'язані з прогнозуванням. Небаланси негативно впливають на стабільність енергопостачання, призводять до підвищення витрат на генерацію та розподіл електроенергії, оскільки системний оператор вимушений вживати дорогих коригувальних балансуєчих заходів. Слід зауважити, що в Україні для балансування енергосистеми, у тому числі використовуються енергетичні потужності на викопному паливі, що призводить до збільшення викидів парникових газів та погіршення стану навколишнього природного середовища [4].

Варто зазначити, що у більшості країн світу паралельно зі стимулюванням розбудови потужностей відновлювальної енергетики, уряди країн активно запроваджують механізми управління небалансами та ефективної інтеграції «зеленої» електроенергії в енергосистему. В Україні така практика майже відсутня, тому проблема небалансів й досі залишається невирішеною, сповільнюючи розвиток сектору відновлюваної енергетики.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Особливості управління проблемою небалансів на ринку відновлювальної енергетики досліджено в працях низки закордонних науковців. Основний фокус останніх досліджень спрямований на вивчення причин виникнення і наслідків впливу небалансів на енергосистему [5, 6], регуляторних механізмів управління небалансами та особливостей їх застосування в різних країнах світу [7, 8], фінансової відповідальності за небаланси [9, 10], використання систем прогнозування енергогенерації як основного підходу до вирішення проблеми небалансів [11,

12, 13, 14] та інших технічних і регуляторних інструментів, спрямованих на покращення інтеграції «зеленої» електроенергії до енергосистеми [15, 16, 17].

Практичне значення представляють публікації, присвячені дослідженню удосконалення підходів щодо врегулювання небалансів [9, 10], стратегій балансування, які можуть обмежити невизначеність та потенційні втрати доходу при врегулюванні небалансів [5], впливу помилок прогнозів сонячної та вітрової генерації на небаланси та ринкові ціни на електроенергію [7], використання удосконалених систем прогнозування електроенергії з відновлюваних енергетичних ресурсів [12, 13, 14], імплементації інших механізмів, спрямованих на вирішення проблеми небалансів [15, 16, 17].

Водночас попри те, що проблема небалансів на ринку відновлювальної енергетики України є надзвичайно актуальною, її аспекти практично не описані в науковій літературі. З огляду на це, внесок даного дослідження полягатиме у висвітленні сутності проблеми небалансів, специфіки регулювання відповідальної за небаланси та визначенні ефективних підходів щодо вирішення цієї проблеми. Дослідження сприятиме розширенню теоретичних знань та практичних рекомендацій щодо управління небалансами на ринку відновлюваної енергетики України.

Формулювання цілей статті (постановка завдання). Метою статті є дослідження проблеми небалансів на ринку відновлюваної енергетики України та надання пропозицій щодо удосконалення підходів до її вирішення.

Виклад основного матеріалу дослідження. Дотримання балансу між виробництвом та споживанням електроенергії є однією з основних умов стабільної роботи енергетичної системи, у той час, як неузгодженість між ними обумовлює виникнення проблеми небалансів. Закон України «Про ринок електричної енергії» [18] визначає небаланс електроенергії як розраховану для кожного розрахункового періоду різницю між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, та обсягами купленої й проданої

електроенергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку. Іншими словами, це ситуація, за якої певний учасник ринку електроенергії у відповідному розрахунковому періоді відпускає/споживає електроенергії більше або менше, ніж його попередньо заявлені обсяги.

Якщо виробник не виробляє достатньо електроенергії, оператор системи передачі НЕК «Укренерго» змушений докуповувати додаткові обсяги електроенергії. З іншого боку, якщо виробник виробляє електроенергії більше, ніж передбачено, НЕК «Укренерго» вимушений віддавати диспетчерські команди щодо зменшення виробництва електроенергії окремими електростанціями. Небаланси спричиняють негативні наслідки для стабільності енергосистеми та учасників ринку електроенергії. Запуск резервних енергоблоків електростанцій для балансування енергосистеми вимагає додаткових фінансових ресурсів, у той час, як обмеження виробництва електроенергії електростанціями призводить до фінансових збитків для відповідних учасників ринку.

Варто зазначити, що проблема небалансів, обумовлена розбудовою відновлювальної енергетики, є нагальною для України. У 2009 році уряд запровадив низку економічних механізмів, що сприяли швидкій розбудові сонячних та вітрових електростанцій. Додавання до мережі значних обсягів електроенергії, згенерованих на їх основі, стало суттєво загострювати проблему балансування енергосистеми. Як наслідок, уряд був змушений переглянути державну політику і запровадити відповідальність за небаланси для виробників електроенергії з відновлюваних енергетичних ресурсів.

Згідно з українським законодавством, продавці «зеленої» електроенергії передають свою відповідальність за небаланси Державному підприємству «Гарантований покупець» шляхом включення до його балансуєючої групи генеруючих одиниць, для яких встановлено «зелений» тариф. Таким чином, за відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електроенергії виробників від прогнозних графіків, виробники повинні відшкодувати частку вартості небалансу електроенергії Гарантованому

покупцю. Іншими словами, якщо виробник неправильно спрогнозував обсяги генерації, він повинен компенсувати Гарантованому покупцю, пов'язані з цим збитки.

Відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) № 641 від 26.04.2019 розрахунок частки відшкодування вартості врегулювання небалансу електроенергії Гарантованого покупця виробниками від самого початку розраховувався за формулою [19]:

$$\begin{aligned} & \text{якщо } \varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0 \text{ та } IMSP_t < P_t^{DAM}, \\ \text{то } CIEQ_t^p &= \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} > 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн} \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \text{якщо } \varepsilon_t^{sum} < 0, \varepsilon_t^p < 0 \text{ та } IMSP_t > P_t^{DAM}, \\ \text{то } CIEQ_t^p &= \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} < 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн} \end{aligned} \quad (2)$$

в іншому випадку $CIEQ_t^p = 0$

де ε_t^{sum} – сума відхилень фактичних погодинних обсягів відпуску електроенергії всіх продавців Гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом, що входять до його балансуєчої групи в розрахунковому періоді t , МВ·год;

ε_t^p – величина врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електроенергії генеруючими одиницями продавця Гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом від його прогнозного погодинного графіка відпуску електроенергії в розрахунковому періоді t , МВт·год;

ε_t^{ps} – величина відхилення фактичного обсягу відпуску електроенергії генеруючими одиницями продавця за «зеленим» тарифом від його прогнозного погодинного графіка відпуску електроенергії в розрахунковому періоді t , МВт·год;

$IMSP_t$ – ціна небалансу електроенергії у розрахунковому періоді t , грн/МВт·год;

P_t^{DAM} – ціна електроенергії у розрахунковому періоді t на «ринку на добу наперед», грн/МВт·год.

Зазначена формула порівнювала напрямок відхилення прогнозу виробника «зеленої» електроенергії та всієї балансуючої групи Гарантованого покупця (позитивний чи негативний). Відшкодування передбачалося лише у випадку коли напрям відхилення прогнозу виробника мав такий же знак, як і відхилення всієї балансуючої групи. Якщо напрямок був протилежним, то рахунок на компенсацію виробникові не виставлявся.

Проте вже на початку 2021 року підхід щодо відповідальності виробників «зеленої» електроенергії за небаланси був змінений. Так, починаючи з 15 січня 2021 вартість врегулювання небалансу електроенергії Гарантованого покупця почала розраховувалась за оновленою формулою [20]:

$$CIEQ_{z,t}^p = \begin{cases} \varepsilon_{z,t}^p \cdot (PDAM_{z,t} - \min(PDAM_{z,t}; IMSP_{z,t}) \cdot (1 - K^{im})), \text{ якщо } \varepsilon_{z,t}^p > 0 \\ \varepsilon_{z,t}^p \cdot (\max(PDAM_{z,t}; IMSP_{z,t}) \cdot (1 + K^{im}) - PDAM_{z,t}), \text{ якщо } \varepsilon_{z,t}^p < 0 \end{cases}, \quad (3)$$

де K^{im} – коефіцієнт ціни небалансу, визначений згідно з Правилами ринку;

$IMSP_{z,t}$ – ціна небалансу електроенергії в розрахунковому періоді t торгової зони z , грн/МВт·год;

$PDAM_{z,t}$ – визначена на торгах на ринку «на добу наперед» ціна купівлі-продажу електроенергії в торгівій зоні z для розрахункового періоду t , грн/МВт·год;

$\varepsilon_{z,t}^p$ – величина врахованого відхилення, що розраховується за формулою:

$$\varepsilon_{z,t}^p = \begin{cases} (W_{z,t}^e - PR_{z,t}^e + \Delta W_{z,t}^e) \cdot \alpha^e / 100 \cdot PR_{z,t}^e \neq 0 \text{ та } \frac{|W_{z,t}^e - PR_{z,t}^e + \Delta W_{z,t}^e|}{|PR_{z,t}^e|} \cdot 100 > K^e, \\ \frac{(W_{z,t}^e + \Delta W_{z,t}^e) \alpha^e}{100} \cdot PR_{z,t}^e = 0 \end{cases}, \quad (4)$$

де K^e – допустиме відхилення, % ;

a^e – частка відшкодування, %;

$\Delta W_{z,t}^e$ – обсяг не відпущеної електроенергії в результаті виконання команд оператора системи передачі;

$CIEQ_{z,t}^{p''}$ – витрати, пов'язані з врегулюванням небалансу без урахування K^e та a^e .

Для виробників «зеленої» електроенергії були встановлені наступні критерії щодо відшкодування Гарантованому покупцю вартості врегулювання небалансів:

- для об'єктів відновлювальної енергетики із встановленою потужністю > 1 МВт: з 1 січня 2021 року – 50%; з 1 січня 2022 року – 100%;
- для об'єктів відновлювальної енергетики із встановленою потужністю < 1 МВт: з 1 січня 2021 року – 10% з подальшим збільшенням на 10% щороку до 100% у 2030 році [21].

При цьому при відшкодуванні вартості врегулювання небалансів для виробників до 31 грудня 2029 року були встановлені допустимі відхилення у фактичних погодинних обсягах відпуску електроенергії. Так, для вітрової генерації цей показник становив 10%, для сонячної – 5% [21].

Крім того, були внесені зміни у частині зменшення термінів надання оновлених графіків відпуску електроенергії Гарантованому покупцю до 55 хвилин. Так, у попередньому положенні такі графіки можна було надавати не пізніше 2 годин 45 хвилин, тобто майже за 3 години до «закриття воріт» внутрішньодобового ринку. За таких умов прогнозувати відпуск електроенергії сонячними та вітровими електростанціями було досить складно [21].

За вищенаведеною формулою база розрахунку небалансу Гарантованого покупця визначалася як його загальний небаланс від операцій на ринку електроенергії. Таким чином, оновлена формула зобов'язувала виробників компенсувати збитки Гарантованого покупця, що виникали в

результаті його торгівельної стратегії, а не лише за помилки у прогнозуванні обсягів генерації «зеленої» електроенергії виробниками. Як наслідок, в результаті розрахунку частки відшкодування вартості врегулювання небалансу за новою формулою, на виробників покладался обсяг відповідальності більший, ніж передбачений положеннями Закону України «Про ринок електричної енергії» [22]. З огляду на зазначене, розміри платежів за врегулювання небалансів для виробників «зеленої» електроенергії становили значні суми.

У відповідь на введення нової формули низка виробників «зеленої» електроенергії звернулися до суду з її оскарженням. Через півтора року з моменту початку справи, Верховним Судом було прийнято рішення від 8 вересня 2022 року [23], відповідно до якого Гарантований покупець зобов'язаний самостійно відповідати за свою торгову діяльність щодо продажу електроенергії, придбаної за «зеленим» тарифом, а виробники «зеленої» електроенергії повинні відшкодовувати лише відхилення від власного прогнозу енергогенерації.

Для врегулювання ситуації з небалансами, що склалася на ринку відновлюваної енергетики, 24 січня 2024 року НКРЕКП прийняла Постанову № 178 «Про внесення змін до деяких постанов НКРЕКП» [24], якою затверджено зміни порядку купівлі Гарантованим покупцем електроенергії, виробленої з відновлюваних енергетичних ресурсів. Постановою затверджено нову формулу розрахунку вартості небалансів [24]:

$$CIEQ_t^{SUM\Delta} = \begin{cases} W_t^{SUM\Delta} \cdot (P_t^{DAM} - \min(P_t^{DAM}; IMSP_t)) \cdot (1 - K^{im}), & \text{якщо } W_t^{SUM\Delta} > 0 \\ |W_t^{SUM\Delta}| \cdot (\max(P_t^{DAM}; IMSP_t) \cdot (1 + K^{im}) - P_t^{DAM}), & \text{якщо } W_t^{SUM\Delta} < 0, \\ 0, & \text{якщо } W_t^{SUM\Delta} = 0 \end{cases} \quad (5)$$

де $CIEQ_t^{SUM\Delta}$ – вартість сальдованого небалансу електроенергії балансової групи Гарантованого покупця, спричиненого відхиленням фактичних погодинних обсягів відпуску/відбору електроенергії генеруючими потужностями учасників, які входять до неї, від їхніх

прогнозних погодинних графіків відпуску/відбору електроенергії за розрахункову годину t , грн;

P_t^{DAM} – визначена на торгах на «ринку на добу наперед» ціна купівлі-продажу електроенергії у торговій зоні Об'єднаної енергетичної системи України за розрахункову годину t , грн/кВт·год;

$IMSP_t$ – ціна небалансу електроенергії у торговій зоні Об'єднаної енергетичної системи України за розрахункову годину t , грн/кВт·год;

K_{im} – коефіцієнт ціни небалансу, визначений згідно з Правилами ринку.

$W_t^{SUM\Delta}$ – сальдований обсяг небалансу електроенергії балансової групи Гарантованого покупця, спричиненого відхиленнями фактичних погодинних обсягів відпуску/відбору електроенергії генеруючими одиницями учасників, які входять до неї, від їхніх прогнозних погодинних графіків відпуску/відбору електроенергії за розрахункову годину t , кВт·год.

Сальдований обсяг небалансу електроенергії балансової групи Гарантованого покупця спричинений відхиленнями фактичних погодинних обсягів відпуску/відбору електроенергії генеруючими одиницями учасників, які входять до неї, від їхніх прогнозних погодинних графіків відпуску/відбору електроенергії визначається за формулою:

$$W_t^{SUM\Delta} = \sum_{p \in GB} W_{p,t}^S, \quad (6)$$

де $W_{p,t}^S$ – величина відхилення (позитивне/негативне значення) фактичних обсягів відпуску/відбору електроенергії генеруючими одиницями учасника p , який входить до балансової групи Гарантованого покупця, від його прогнозних погодинних графіків відпуску/відбору електроенергії, наданих Гарантованому покупцю, за розрахункову годину t , кВт·год.

Таким чином, з огляду на вищезазначену формулу, відповідальність за небаланси учасників балансової групи Гарантованого покупця залишилася, але змінився підхід до її визначення. Тепер учасники балансуючої групи

відповідають лише за сальдоване відхилення групи, яке спричинене безпосередньо виробниками «зеленої» електроенергії. Відповідальність за торгівлю діяльність Гарантованого покупця виробники не несуть. Небаланс буде розподілятися лише серед тих виробників, які відхилилися в бік небалансу балансуючої групи. Виробники, які відхилилися у протилежний бік, тобто допомогли балансуючій групі зменшити небаланс у відповідні години, не будуть нести відповідальності.

Варто зазначити, що виробники «зеленої» електроенергії отримали право на відшкодування збитків, що виникли у період з 15.01.2021 по 08.09.2022, через нарахування за попередньою формулою, що була визнана незаконною. Слід зауважити, що штрафи за небаланси протягом зазначено періоду у різних виробників коливалися в межах 30-90% від вартості відпущеної електроенергії. Відомі випадки, коли за скасованою формулою небаланс окремих виробників досягав 136% їхньої генерації, тобто перевищував технічні можливості електростанції [26]. Однак на сьогодні питання виплати компенсацій й досі залишається невирішеним, що суттєво підриває довіру інвесторів та може негативно вплинути на подальший розвиток сектору відновлюваної енергетики.

Цілком очевидно, що формування прозорої та справедливої регуляторної політики щодо визначення відповідальності за небаланси допоможе зменшити фінансові витрати для інвесторів та сприятиме більш стабільному розвитку галузі. Однак, разом з тим, суттєвий внесок у вирішення проблеми небалансів може зробити впровадження сучасних систем прогнозування, які дозволяють більш точно оцінювати погодні умови та їх вплив на генерацію електроенергії сонячними та вітровими електростанціями. Саме їх імплементація дозволить мінімізувати небаланси, тим самим знизивши фінансові ризики для інвесторів й операторів енергоринку.

Варто зазначити, що на сьогодні в Україні використовується декілька систем прогнозування обсягів генерації електроенергії, однак підвищення

точності прогнозів й досі залишається актуальним. Одним із німецьких програмних продуктів, який використовується безпосередньо Гарантованим покупцем для прогнозування сонячної та вітрової генерації є «Enercast». Система прогнозування базується на застосуванні штучного інтелекту, алгоритмів машинного навчання та великих обсягів даних. Прогнозування відбувається з врахуванням метеорологічних даних, історичних записів та поточних показників роботи електростанцій. Система програмування може адаптуватися до різних географічних умов і працювати з електростанціями будь-якої встановленої потужності. «Enercast» відома своєю високою точністю, але, як і будь-яка прогнозна система, вона має певний рівень похибки, який залежить від точності метеорологічних даних, часового горизонту, локальних особливостей розміщення генеруючого об'єкта тощо. За даним Гарантованого покупця, похибка прогнозу з використання системи «Enercast» коливається в межах 5%. Прогнози, отримані на основі цієї системи, Гарантований покупець надає виробникам, публікуючи їх в їхніх особистих кабінетах виключно в інформативних цілях. Варто зазначити, це не знімає зобов'язання з виробників надавати свої власні прогнози Гарантованому покупцю [27].

Ще однією системою прогнозування, що представлена на українському ринку сонячної енергетики, є «PV Forecast», розроблена українською групою компаній KNESS. В систему інтегровано математичні та статистичні моделі у поєднанні зі штучним інтелектом, що дозволяють нейромережі навчатися на даних конкретної електростанції з урахуванням її особливостей. Це дозволяє підвищувати точність прогнозів генерації електроенергії зі збільшенням терміну експлуатації генеруючого об'єкта. Середньозважена річна похибка системи прогнозування «PV Forecast» коливається в межах 18-20% для прогнозування генерації електроенергії сонячною електростанцією на наступний день, водночас уточнення прогнозованого графіка дозволяє її зменшити до 9-12% [28].

Крім того, в Україні використовується іспанська система прогнозування «Sirocco Energy» та українська «Вема Захід». Система «Sirocco Energy» використовує інноваційні алгоритми, поєднуючи передові технології машинного навчання з метеорологічними моделями для оптимізації точності прогнозування генерації електроенергії як сонячними, так і вітровими електростанціями. У середньому, похибка в прогнозах на основі системи «Sirocco Energy» становить близько 10% від реальних показників генерації електроенергії [29]. Система прогнозування «Вема Захід» спеціалізується на прогнозі сонячної та вітрової генерації на добу наперед. «Вема Захід» використовує знімки геостационарних погодних супутників й на основі детального аналізу та моделювання розробляє прогноз для генеруючого об'єкта, враховуючи специфіку його роботи. На власному сайті виробник системи прогнозування «Вема Захід» зазначає, що точність прогнозів на її основі становить 95% [30].

Варто зазначити, що на сьогодні низка факторів мають негативний вплив на точність прогнозування обсягів генерації електроенергії в Україні, серед яких недостатня якість прогнозів метеопараметрів (сонячної радіації, швидкості вітру, температури). Наразі в Україні бракує достатньої кількості точок збору даних щодо метеоумов, зокрема у віддалених регіонах, де розміщені сонячні та вітрові електростанції. Як наслідок, наявні системи прогнозування не враховують специфіку регіонального клімату, у той час, як точність прогнозів вимагає врахування локальні кліматичних особливостей та використання спеціалізованих моделей, адаптованих до певних географічних зон. Крім того, в Україні недостатньо розвинена інфраструктура для оперативної передачі даних про погодні умови та стан генерації електроенергії, що суттєво ускладнює швидке реагування на зміни[31].

З огляду на зазначене, можна стверджувати, що запровадження фінансової відповідальності за небаланси зробило прогнозування пріоритетом як для Гарантованого покупця, так і виробників електроенергії з

відновлювальних енергетичних ресурсів. На сьогодні прогнозування обсягів генерації сонячними та вітровими електростанціями потребує удосконалення. Впровадження більш точних моделей на основі штучного інтелекту, збільшення кількості метеорологічних станцій для збору локальних даних, активізація підтримки держави у сфері регулювання та стимулювання впровадження програмних комплексів програмування дозволить суттєво підвищити якість прогнозів. Окрім удосконалення систем прогнозування, позитивний вплив на вирішення проблеми небалансів можуть мати інші заходи, спрямовані на покращення інтеграції «зеленої» електроенергії до Об'єднаної енергетичної системи України. До основних з них можна віднести розбудову систем накопичення електроенергії, інтелектуальних мереж та запровадження механізмів управління попитом на електроенергію. Імплементация вищезазначених заходів поряд удосконаленням систем прогнозування електроенергії дозволить мінімізувавши фінансову відповідальність за небаланси та суттєво підвищити ефективність оперативно-технологічного управління Об'єднаною енергетичною системою України.

Висновки та перспективи подальших розвідок у даному напрямі.

Протягом останніх років розвиток відновлюваної енергетики в Україні набув значного прискорення, ставши важливим елементом національної енергетичної стратегії. Однак стрімка розбудова генеруючих потужностей обумовила появу технічних викликів щодо ефективної інтеграції «зеленої» електроенергії до енергосистеми. Основні труднощі виникають через нестабільність сонячної та вітрової генерації, що призводить до виникнення проблеми небалансів, які створюють ризики для надійного функціонування енергосистеми. Ситуація, що склалася, протягом тривалого часу посилювалася відсутністю чітких правил і механізмів компенсації за небаланси, що мало негативний вплив на довіру інвесторів. Попри нещодавні удосконалення регуляторної бази щодо врегулювання небалансів, на сьогодні ця проблема й досі залишається актуальною. Її ефективне вирішення

потребує комплексного підходу, що включає впровадження точних систем прогнозування енергогенерації та низки інших інноваційних технологічних та регуляторних рішень, спрямованих на покращення інтеграції «зеленої» електроенергії до енергосистеми.

Публікація підготовлена у рамках виконання наукового проєкту «Розробка програмного комплексу точного прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями для мінімізації зелено-вугільного парадокса» (№ д/р 0123U102760), який фінансується за рахунок зовнішнього інструменту допомоги Європейського Союзу для виконання зобов'язань України у Рамковій програмі Європейського Союзу з наукових досліджень та інновацій “Горизонт 2020”.

Література

1. Erdiwansyah, G., Mahidin, P., Husin, H., Nasaruddin, Z., Zaki, M. and Muhibbuddin, J. (2021), “A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies”, *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 6 (1). <https://doi.org/10.1186/s41601-021-00181-3>.
2. Ostapenko, O., Serikova, M., Popp, M., Kurbatova, T. and Bashu, Z. (2023), “Towards overcoming energy crisis and energy transition acceleration: Evaluation of economic and environmental perspectives of renewable energy development”, *Circular Economy for Renewable Energy*, monograph / edited by V. Koval, P. Olczak. https://doi.org/10.1007/978-3-031-30800-0_7.
3. Government portal (2024), National Renewable Energy Action Plan until 2030, available at: <http://surl.li/pjbbz> (Accessed 22 September 2024).
4. Kurbatova, T., Sidortsov, R., Trypolska, G., Hulak, D. and Sotnyk, I. (2024), “Maintaining Ukraine’s grid reliability under rapid growth of renewable electricity share: challenges in the pre-war, wartime, and post-war periods”, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 40, pp. 39-51. <https://doi.org/10.54337/ijsep.8112>.
5. Atherton, J., Hofmeister, M., Mosbach, S., Akroyd, J., Farazi, F. and Kraft, M. (2023), “British imbalance market paradox: Variable renewable energy penetration in energy markets”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 185, pp. 113591. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113591>.

6. Farrokhseresht, M. and Nobel, F. (2022), “The impact of RES integration on balancing markets”, 18th International Conference on the European Energy Market, Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921068>.

7. Klyve, Ø., Klæboe, G., Nygard, M. and Marstein, E. (2023), “Limiting imbalance settlement costs from variable renewable energy sources in the Nordics: Internal balancing vs. balancing market participation”, *Applied energy*, vol. 350, pp. 121696. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121696>.

8. Okur, Ö., Voulis, N., Heijnen, P. and Lukszo, Z. (2019), “Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation”, *Applied Energy*, vol. 247, pp. 426-437, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.035>.

9. Moon, H., Lee, D., Han, J., Yoon, Y. and Kim, S. (2021), “Impact of Imbalance Pricing on Variable Renewable Energies with Different Prediction Accuracies: A Korean Case”, *Energies*, vol. 14 (13), pp. 3976. <https://doi.org/10.3390/en14133976>.

10. Algarvio, H., Couto, A. and Estanqueiro, A. (2024), “A Double Pricing and Penalties “Separate” Imbalance Settlement Mechanism to Incentive Self Balancing of Market Parties”, 20th International Conference on the European Energy Market, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10609005>.

11. Goodarzi, S., Perera, H. and Bunn, D. (2019), “The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices”, *Energy Policy*, vol. 134, pp. 110827, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.035>.

12. Javaid, A., Sajid, M., Uddin, E., Waqas, A. and Ayaz, Y. (2024), “Sustainable urban energy solutions: Forecasting energy production for hybrid solar-wind systems”, *Energy Conversion and Management*, vol. 302, pp. 118120. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118120>.

13. Memarzadeh, G. and Keynia, F. (2023), “Solar power generation forecasting by a new hybrid cascaded extreme learning method with maximum

relevance interaction gain feature selection”, *Energy Conversion and Management*, vol. 298, pp. 117763. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117763>.

14. Plakas K., Andriopoulos, N., Birbas, A., Moraitis, I. and Papalexopoulos, A. (2023), “Forecasting Model for the Prediction of System Imbalance in the Greek Power System”, *Engineering Proceedings*, vol. 39(1):18. <https://doi.org/10.3390/engproc2023039018>.

15. Fekete, B., Bacskó, M., Zhang, J. and Chen, M. (2023), “Storage requirements to mitigate intermittent renewable energy sources: analysis for the US Northeast”, *Frontiers in Environmental Science*, vol. 11, pp. 1076830. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2023.1076830>.

16. Khalid, M. (2024). “Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 51, pp. 101299, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101299>.

17. Cai, O., Xu, Q., Qing, J., Shi, G. and Liang, Q. (2022), “Promoting wind and photovoltaics renewable energy integration through demand response: Dynamic pricing mechanism design and economic analysis for smart residential communities”, *Energy*, vol. 261, pp. 125293. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125293>.

18. Про ринок електричної енергії: Закон України № 27–28, 2017. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 23.09.2024).

19. Про внесення змін до постанови НКРЕКП № 641 від 26.04.2019: Постанова № 2802 від 13.12.2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2802874-19#n11> (дата звернення: 25.09.2024).

20. Про затвердження змін до постанови НКРЕКП № 641 від 26.04.2019: Постанова НКРЕКП № 46 від 15.01.2021. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0046874-21#n2> (дата звернення: 24.09.2024).

21. Правила врегулювання небалансів на ринку електричної енергії: що змінилося? URL: <https://uba.ua/ukr/news/8260> (дата звернення: 18.09.2024).

22. Тарифний план. URL: <http://surl.li/frwjmf> (дата звернення: 21.09.2024).

23. Постанова Верховного Суду по справі № 640/4069/21 від 08.09.2022. URL: <http://surl.li/adedco> (дата звернення: 01.10.2024).

24. Про внесення змін до деяких постанов НКРЕКП: Постанова НКРЕКП № 178 від 24 січня 2024 р. URL: <http://surl.li/kukmiv> (дата звернення: 01.10.2024).

25. Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом, придбання послуги за механізмом ринкової премії: Постанова НКРЕКП № 641 від 26.04.2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0641874-19#n13> (дата звернення: 01.10.2024).

26. Нокаут від небалансів. URL: <http://surl.li/eozivr> (дата звернення: 21.09.2024).

27. Петриковець: Наші прогнози генерації «зеленої» електроенергії стали вдвічі точнішими – думка. URL: <http://surl.li/ynhyon> (дата звернення: 01.10.2024).

28. Технології ШІ проти небалансів: сучасна система прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ. URL: <http://surl.li/hicpia> (дата звернення: 01.10.2024).

29. Power production forecast. URL: <https://www.sirocco.energy/services/#site-specific> (Accessed 21.09.2024).

30. Прогнозування виробництва електроенергії. URL: <http://surl.li/fbnjzc> (дата звернення: 01.10.2024).

31. Stoliarov, O. (2024), “Efficient electricity generation forecasting from solar power plants using technology: Integration, benefits and prospects”, Bulletin

of Cherkasy State Technological University, vol. 29 (1), pp. 73-85.
<https://doi.org/10.62660/bcstu/1.2024.73>.

References

1. Erdiwansyah, G., Mahidin, P., Husin, H., Nasaruddin, Z., Zaki, M. and Muhibbuddin, J. (2021), “A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies”, *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 6 (1).
<https://doi.org/10.1186/s41601-021-00181-3>.

2. Ostapenko, O., Serikova, M., Popp, M., Kurbatova, T. and Bashu, Z. (2023), “Towards overcoming energy crisis and energy transition acceleration: Evaluation of economic and environmental perspectives of renewable energy development”, *Circular Economy for Renewable Energy*.
https://doi.org/10.1007/978-3-031-30800-0_7.

3. Government portal (2024), “National Renewable Energy Action Plan until 2030”, available at: <http://surl.li/pjbbsz> (Accessed 22 September 2024).

4. Kurbatova, T., Sidortsov, R., Trypolska, G., Hulak, D. and Sotnyk, I. (2024), “Maintaining Ukraine’s grid reliability under rapid growth of renewable electricity share: challenges in the pre-war, wartime, and post-war periods”, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 40, pp. 39-51. <https://doi.org/10.54337/ijsepm.8112>.

5. Atherton, J., Hofmeister, M., Mosbach, S., Akroyd, J., Farazi, F. and Kraft, M. (2023), “British imbalance market paradox: Variable renewable energy penetration in energy markets”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, vol. 185, pp. 113591. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113591>.

6. Farrokhseresht, M. and Nobel, F. (2022), “The impact of RES integration on balancing markets”, 18th International Conference on the European Energy Market, Ljubljana, Slovenia, pp. 1-6.
<https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921068>.

7. Klyve, Ø., Klæboe, G., Nygard, M. and Marstein, E. (2023), “Limiting imbalance settlement costs from variable renewable energy sources in the Nordics:

Internal balancing vs. balancing market participation”, *Applied energy*, vol. 350, pp. 121696. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121696>.

8. Okur, Ö., Voulis, N., Heijnen, P. and Lukszo, Z. (2019), “Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation”, *Applied Energy*, vol. 247, pp. 426-437, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.035>.

9. Moon, H., Lee, D., Han, J., Yoon, Y. and Kim, S. (2021), “Impact of Imbalance Pricing on Variable Renewable Energies with Different Prediction Accuracies: A Korean Case”, *Energies*, vol. 14 (13), pp. 3976. <https://doi.org/10.3390/en14133976>.

10. Algarvio, H., Couto, A. and Estanqueiro, A. (2024), “A Double Pricing and Penalties “Separate” Imbalance Settlement Mechanism to Incentive Self Balancing of Market Parties”, 20th International Conference on the European Energy Market, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/EEM60825.2024.10609005>.

11. Goodarzi, S., Perera, H. and Bunn, D. (2019), “The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices”, *Energy Policy*, vol. 134, pp. 110827, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.035>.

12. Javaid, A., Sajid, M., Uddin, E., Waqas, A. and Ayaz, Y. (2024), “Sustainable urban energy solutions: Forecasting energy production for hybrid solar-wind systems”, *Energy Conversion and Management*, vol. 302, pp. 118120. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118120>.

13. Memarzadeh, G. and Keynia, F. (2023), “Solar power generation forecasting by a new hybrid cascaded extreme learning method with maximum relevance interaction gain feature selection”, *Energy Conversion and Management*, vol. 298, pp. 117763. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117763>.

14. Plakas K., Andriopoulos, N., Birbas, A., Moraitis, I. and Papalexopoulos, A. (2023), “Forecasting Model for the Prediction of System Imbalance in the Greek Power System”, *Engineering Proceedings*, vol. 39(1):18. <https://doi.org/10.3390/engproc2023039018>.

15. Fekete, B., Bacskó, M., Zhang, J. and Chen, M. (2023), “Storage requirements to mitigate intermittent renewable energy sources: analysis for the US Northeast”, *Frontiers in Environmental Science*, vol. 11, pp. 1076830. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2023.1076830>.

16. Khalid, M. (2024). “Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges”, *Energy Strategy Reviews*, vol. 51, pp. 101299, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101299>.

17. Cai, O., Xu, Q., Qing, J., Shi, G. and Liang, Q. (2022), “Promoting wind and photovoltaics renewable energy integration through demand response: Dynamic pricing mechanism design and economic analysis for smart residential communities”, *Energy*, vol. 261, pp. 125293. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125293>.

18. Verkhovna Rada of Ukraine (2017), Law of Ukraine “On the Electric Energy Market”, available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>. (Accessed 23 September 2024).

19. NCSREPU (2019), Resolution “On Amendments to NCSREPU Resolution No. 641 dated 26.04.2019”, available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v2802874-19#n11> (Accessed 25 September 2024).

20. NCSREPU (2021), Resolution “On Approval of Amendments to Resolution No. 641 of the NCSREPU dated 26.04.2019”, available at: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0046874-21#n2> (Accessed 24 September 2024).

21. Association of Lawyers of Ukraine (2021), “Rules for settlement of imbalances in the electricity market: what has changed?”, available at: <https://uba.ua/ukr/news/8260> (Accessed 18 September 2024).

22. LCF (2021), “Tariff plan”, available at: <http://surl.li/frwjmf> (Accessed 21 September 2024).

23. IPLEX (2022), “Resolution of the Supreme Court in case No. 640/4069/21 dated September 8, 2022”, , available at: <http://surl.li/adecco> (Accessed 01 October 2024).

24. NCSREPU (2024), Resolution “On Amendments to Some Resolutions of the NCSREPU”, available at: <http://surl.li/kukmiv> (Accessed 01 October 2024).

25. NCSREPU (2019), Resolution “On the approval of legal acts regulating the activities of the guaranteed buyer and the purchase of electricity at the feed-in tariff, the purchase of services using the market premium mechanism”, available at: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0641874-19#n13> (Accessed 01 October 2024).

26. LCF (2021), “Knockout from imbalances”, available at: <http://surl.li/eozivp> (Accessed 21 September 2024).

27. Energy Reform (2021), “Petrykovets: Our forecasts of renewable electricity generation have become twice as accurate – opinion”, available at: <http://surl.li/ynhyon> (Accessed 01 October 2024).

28. Kness (2024), “AI technologies against imbalances: a modern system for forecasting electricity production from renewable energy sources”, available at: <http://surl.li/hicpia> (Accessed 01 October 2024).

29. Sirocco energy (2024), “Power production forecast”, available at: <https://www.sirocco.energy/services/#site-specific> (Accessed 21 September 2024).

30. Vema-Zapad (2024), “Forecasting electricity production”, available at: <http://surl.li/fbnjzc> (Accessed 01 October 2024).

31. Stoliarov, O. (2024). “Efficient electricity generation forecasting from solar power plants using technology: Integration, benefits and prospects”, *Bulletin of Cherkasy State Technological University*, vol. 29 (1), pp. 73-85. <https://doi.org/10.62660/bcstu/1.2024.73>.

Стаття надійшла до редакції 08.10.2024 р.