

ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТ НА ПОКРИТТЯ НЕБАЛАНСІВ УЧАСНИКІВ БАЛАНСУЮЧОЇ ГРУПИ ВИРОБНИКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ

І.В. Блінов*, докт. техн. наук, В.О. Мірошник**, канд. техн. наук, С.С. Лоскутов***.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

E-mail: blinovigor81@gmail.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com, loskutov.stepan1@gmail.com.

Виконано аналіз особливостей роботи балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел енергії в частині розподілу вартості небалансів. Розглянуто передумови впровадження механізму підтримки виробників у вигляді Feed-in-premium. Проаналізовано переваги та недоліки самостійної участі виробника на оптовому ринку електричної енергії. Проведені розрахунки показують, що у разі виходу з балансуючої групи ДП «Гарантований покупець» доцільним є утворення нової балансуючої групи. Запропоновано метод централізованого коригування прогнозів виробників з метою зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи. В основі методу є застосування коефіцієнті, розрахованих шляхом оптимізації цільової функції, яка враховує інтерес балансуючої групи загалом та кожного окремого учасника. Розрахунки показали, що застосування даного методу дає змогу знизити вартість небалансів для більшості модельних балансуючих груп. Бібл. 9, рис. 2.

Ключові слова: ринок електроенергії, відновлені джерела енергії, Feed-in-premium, балансуючі групи, метод коригування прогнозу генерації.

Вступ. Значне зростання встановленої потужності електростанцій з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) [1, 2] за діючої форми підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (*Feed-in-tariff*) [3] призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України [4], що проявилось накопиченням боргів у основних інституційних учасників ринку таких, як НЕК «Укренерго» та ДП «Гарантований покупець». Так, заборгованість ДП «Гарантований покупець» перед виробниками за 2020 р. складала 31% від сумарної вартості купленої електричної енергії, а в 2021 р. продовжила зростати. Станом на початок жовтня 2021 р. загальний борг НЕК «Укренерго» перед ДП «Гарантований покупець» за оплату послуги зі збільшення частки відновлюваних джерел енергії (виплати по «зеленому» тарифу) становив 25,1 млрд грн.

Крім того сумарні обсяги генерації ВДЕ в деякі години доби перевищують можливості енергосистеми зі споживання за умов дотримання встановлених вимог щодо надійності та резервування потужностей в ОЕС України [1, 5]. Для підтримання стабільної роботи енергосистеми Оператор системи передачі (ОСП) запровадив систему керування обмеженнями ВДЕ. Механізм роботи цієї системи подібний до механізму роботи балансуючого ринку [6, 7]. Виробники з ВДЕ повинні подавати заявки на зменшення навантаження, при цьому обсяг заявки ґрунтується на прогнозах обсягу відпуску електричної енергії [2, 8]. Оплата невідпущеної, внаслідок обмежень ОСП, електричної енергії здійснюється за встановленим для виробника «зеленим» тарифом.

Враховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії, Міністерство енергетики України почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників з ВДЕ. В законодавство вводиться поняття «преміального» тарифу (*Feed-in-premium - FIT*) [9], за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. На разі деталі механізму ще обговорюються, проте можна очікувати, що даний механізм стане доступний для виробників, які вийдуть з балансуючої групи ДП «Гарантований покупець» (ГП), втрачаючи при цьому знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку перевагою *FIT* є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день-в-день (при продажі на ринку «на добу наперед») або по передоплаті (у разі укладанні довгострокових договорів), що дозволить суттєво покращити їхній фінансовий баланс.

Задля дослідження переваг та недоліків нової схеми підтримки виробників з ВДЕ та механізмів утворення та роботи балансуючих груп загалом, в Інституті електродинаміки НАН

© Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С., 2023

ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301> ; ** <https://orcid.org/0000-0001-9036-7268> ;

*** <https://orcid.org/0000-0001-9818-6381>

Україні було розроблено спрощену модель балансуєчої групи виробників з ВДЕ. Модель використовує реальні дані 8 виробників з ВДЕ (4 сонячні (c1...c4) та 4 вітрові (v1...v4) електростанції), обсяг сумарного відпуску електроенергії моделі масштабовано до обсягів відпуску реальної балансуєчої групи ДП «Гарантований покупець».

Метою статті є порівняльний аналіз механізмів розподілу відповідальності за небаланси в межах балансуєчої групи та розробка методу централізованого коригування прогнозів обсягу генерації окремого виробника для зниження вартості таких небалансів.

Порівняння механізмів розподілу відповідальності за небаланси в межах балансуєчої групи. Незважаючи на очевидні переваги Feed-in-premium, проведені дослідження з використанням розробленої моделі балансуєчої групи виробників з ВДЕ показали, що вихід з такої групи без утворення іншої призводить до значного зростання витрат, пов'язаних з похибкою прогнозу. За результатами розрахунків для серпня 2020 р. середнє зростання частки таких витрат від загальних надходжень за «зеленим» тарифом склало 10,5%, а максимальнє зростання – на 18,9 % (v2). На рис. 1 для модельного прикладу показані розраховані витрати, пов'язані з похибкою прогнозу за умов самостійної участі кожного виробника з ВДЕ на ринку та за умов участі в балансуєчій групі при розрахунку вартості небалансів за діючою сьогодні формулою. Значення наведено у відсотках відносно суми надходжень від «зеленого» тарифу.

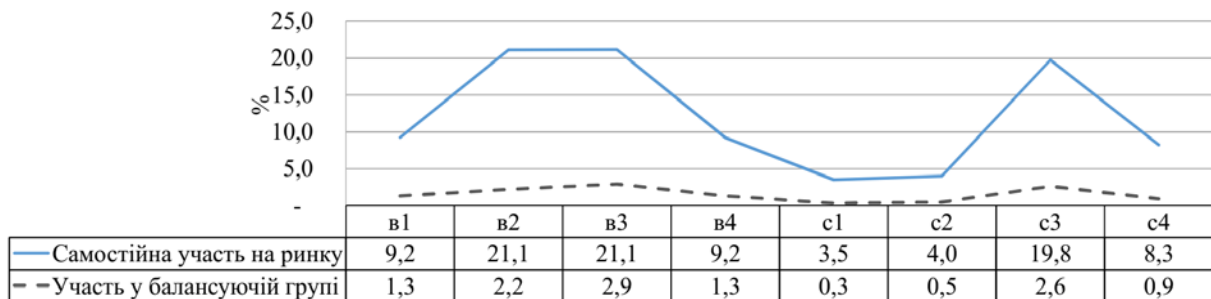


Рис. 1

Варто зазначити, що у разі виходу з балансуєчої групи розраховувалася вартість похибки прогнозів, яка не дорівнює вартості небалансів і розраховується як різниця між потенційною вигодою на ринку «на добу наперед» (РДН) та витратами/надходженнями від небалансів

$$COST_{error} = COST_{pred} + COST_{imb} - COST_{fact}$$

де $COST_{error}$ – вартість похибки прогнозу; $COST_{pred}$ – вартість прогнозного графіку в сегменті РДН; $COST_{fact}$ – вартість фактичного графіку в сегменті РДН; $COST_{imb}$ – вартість небалансів (може приймати від'ємні значення).

Під вартістю «прогнозного» та «фактичного» графіків розуміється вартість електричної енергії, проданої згідно прогнозного або фактичного графіків відпуску електричної енергії.

Розрахунок за даними серпня 2021 р., тобто після впровадження нової системи прогнозування і різкою зміною цін на оптовому ринку, показав середнє зростання частки витрат, пов'язаних з похибкою прогнозу на 10% (максимальнє зростання 18,9%).

Аналіз ефективності нової системи прогнозування ДП «Гарантований покупець» показав, що її впровадження призвело до зниження середньодобової похибки прогнозу RMSE на 55% – з 344 до 155 МВт·год. Найбільше зниження похибки прогнозів спостерігається для фотоелектричних електростанцій 61% з 278 до 108 МВт·год, для вітрових електростанцій зниження становить 13% – з 114 до 99 МВт·год. Зниження похибки прогнозу ГП і, як наслідок, зниження вартості похибки прогнозу учасників балансуєчої групи ГП стимулює виробників, які не можуть забезпечити порівнювану якість прогнозу та участь в сторонній балансуєчій групі залишатися в рамках діючого механізму підтримки.

З іншого боку, додатковим стимулом для виходу з балансуєчої групи ГП є суттєве зростання ціни на оптовому ринку. Середньозважена ціна в серпні 2021 (2077 грн/МВт·год) на ринку «на добу наперед» торгової зони ОЕС України виросла на 44% відносно липня (1444 грн/МВт·год) і продовжила зростати в вересні (2230 грн/МВт·год). Виробники за ФІТ зможуть отримувати більшу частку грошей безпосередньо в наступний день після відпуску електричної енергії. Для вітрових

електростанцій така ціна РДН покриває 75% «зеленого» тарифу, для фотоелектричних електростанцій – 53%. Тому, за умови вдосконалення власних методів прогнозування та утворення ефективної балансуєчої групи новий механізм підтримки надає виробникам суттєві переваги.

Детальний аналіз вартості похибок прогнозу в балансуєчих групах, які можна утворити з наявних 8 електростанцій, показав, що для 7 з них можна утворити балансуєчу групу, відмінну від базової (до якої входять всі станції) і в якій вартість похибки прогнозу для окремої станції буде нижча. Середнє зниження вартості похибки прогнозів для цих електростанцій склало 3%. Аналіз структури утворених балансуєчих груп показав, що найбільш ефективними є ті, що включають і вітрові і сонячні електростанції. Додаткове залучення енергоємних споживачів та системи накопичення енергії потенційно дає змогу ще більше знизити вартість похибки прогнозів.

Дослідження механізмів розподілу відповідальності за небаланси в межах балансуєчої групи показали, що під час розподілу вартості похибки прогнозу між виробниками, похибка прогнозу яких співпадає за знаком з похибкою прогнозу всієї групи (варіант V1), створюються умови для того, що окремі виробники можуть уникати витрат, пов'язаних з небалансами, незалежно від середньої похибки їхніх прогнозів

$$Cost_i^{IMB} = \begin{cases} 0, i \notin K \\ \frac{\varepsilon_i}{\sum_{j \in K} \varepsilon_j} \cdot Cost_{BG}^{IMB}, i \in K ; K = \{j : sign(\varepsilon_j) = sign(\varepsilon_{BG})\}; \end{cases}$$

$$sign(x) = \begin{cases} 1, x > 0 \\ 0, x = 0 ; \\ -1, x < 0 \end{cases}$$

де ε_i – небаланс i -го учасника балансуєчої групи; ε_{BG} – сальдований небаланс балансуєчої групи; $Cost_i^{IMB}$ – вартість витрат на покриття небалансів i -го учасника балансуєчої групи; $Cost_{BG}^{IMB}$ – вартість небалансів всієї балансуєчої групи; K – множина індексів учасників балансуєчої групи, небаланс яких співпадає за знаком з небалансом балансуєчої групи.

Їхня частка розподіляється між іншими учасниками групи. Це, в свою чергу, знижує стимули до вдосконалення методів прогнозування. Більш коректним є розподіл витрат балансуєчої групи пропорційно до абсолютних похибок прогнозів без врахування знаку похибки прогнозу (варіант V2)

$$Cost_i^{IMB} = \frac{|\varepsilon_i|}{\sum |\varepsilon_i|} \cdot Cost_{BG}^{IMB} .$$

На рис. 2 наведено частки кожної електростанції в загальних витратах балансуєчої групи на покриття небалансів при двох варіантах механізму розподілу небалансів.

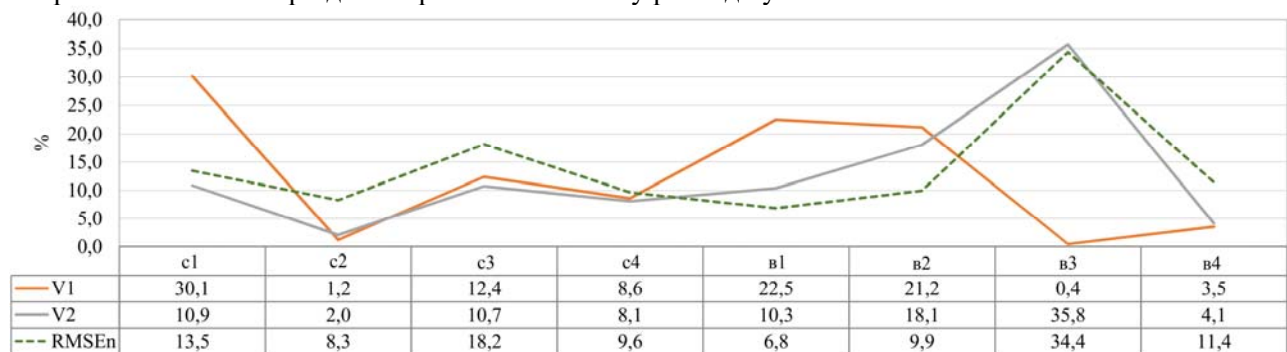


Рис. 2

З наведеного рисунку видно, що у разі застосування варіанту V1 частка виробника 7 (СЕС) у загальних витратах дорівнює 0. При цьому його відносна похибка прогнозу (RMSEn) найвища. Розрахунок за варіантом V2 в більшій мірі корелює з похибками прогнозу: чим більша похибка, тим більша частка виплат.

Зниження вартості похибки прогнозу за рахунок централізованого коригування прогнозів учасників балансуєчої групи. Запропоновано новий метод зниження вартості небалансів

діючої балансуючої групи, суть якого полягає в розрахунку коефіцієнтів, які використовуються для коригування заявок на продаж 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 $c_i \in c^*$; c^* – вектор оптимальних коригуючих коефіцієнтів балансуючої групи.

Коефіцієнти розраховуються шляхом оптимізації розробленої цільової функції

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

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

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

Дана цільова функція покликана знизити відхилення сумарного прогнозного скоригованого графіку відпуску від фактичного графіку відпуску балансуючої групи (перша складова). Штрафна функція (друга складова) розроблена таким чином, щоб наблизити значення коефіцієнтів до одиниці. Дане обмеження дещо знижує ефективність запропонованого методу, але без його застосування діапазон значень коефіцієнтів для деяких балансуючих груп становить від 0,1 до 1,5, що буде призводити до значної дискримінації певних учасників такої балансуючої групи.

Оцінювання ефективності даного методу проводилося шляхом визначення сумарної вартості похибки прогнозу балансуючої групи з та без розрахованих коефіцієнтів. Для 209 модельних балансуючих груп середнє зниження сумарної вартості похибки прогнозів склало 17%, для решти 38 груп вартість підвищилася в середньому на 3%. Максимальне зниження вартості склало 49%, максимальне зростання вартості – 10,6%. Аномальні значення зниження вартості пов'язані із значним заниженням або завищенням коефіцієнтів окремих учасників ($c_i < 0,8$ або $c_i > 1,2$), що може вказувати на недоцільність утворення даної балансуючої групи.

Необхідною умовою для застосування даного методу є алгоритмізація прогнозів виробників та незмінність методів прогнозування. У разі зміни методу прогнозування у одного учасника групи або зміни структури самої балансуючої групи необхідно проводити повторну оптимізацію або оновлювати структуру цільової функції.

Висновки. В умовах підвищення ціни на оптовому ринку електричної енергії та накопичення заборгованості по «зеленому» тарифу у виробників існують економічні стимули до переходу на «преміальний» тариф з обов'язковим виходом з балансуючої групи ДП «Гарантований покупець». При виході з цієї балансуючої групи у виробників з ВДЕ можуть суттєво зрости витрати, пов'язані з похибкою прогнозу обсягів відпуску. За умови самостійної участі на ринку витрати, пов'язані з похибкою прогнозу, в середньому можуть вирости до 10% відносно надходжень від «зеленого» тарифу. Застосування запропонованого методу до коригування обсягів продажу учасників балансуючої групи в більшості випадків дає змогу суттєво знизити витрати балансуючої групи, пов'язані з похибкою прогнозу обсягу відпуску.

Роботу виконано за держбюджетною темою “Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENTSO-E” (шифр «Режим-2»), КПКВК 6541230.

1. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С 52-61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.03.052>

2. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72-75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.04.072>
3. Про альтернативні джерела енергії. Верховна Рада України. Закон № 555-15.
4. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
5. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.05.055> .
6. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. 2022. vol 388. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1
7. Про затвердження Правил ринку. Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018. Київ.
8. Lezhniuk P., Kravchuk S., Natrebskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. IEEE 6th Int. Conf. on *Energy Smart Syst.*, Kyiv, Ukraine, Apr. 17-19, 2019. Pp. 184-187. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764245>
9. Ukraine considers feed-in-premiums to further support renewable energy projects (2021). URL: https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2021/09/ukraine-considers-feed-in-premiums-to-further-support-renewable-energy-projects?cc_lang=en.

REDUCING THE COST OF IMBALANCES OF THE BALANCING GROUP OF PRODUCERS FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

I.V. Blinov, V.O. Miroshnyk, S.S. Loskutov

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
Peremohy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: blinovigor81@gmail.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com, loskutov.stepan1@gmail.com.

The analysis of the peculiarities of the work of the balancing group of electricity producers from renewable energy sources in terms of the distribution of the cost of imbalances. Prerequisites for the introduction of a mechanism to support producers in the form of Feed-in-premium are considered. The advantages and disadvantages of independent participation of the producer in the wholesale electricity market are analyzed. The calculations show that when leaving the balancing group of SE "Guaranteed Buyer" it is advisable to form a new balancing group. A method of centralized adjustment of producers' forecasts is proposed in order to reduce the cost of covering the imbalances of the members of the balancing group. The method is based on the use of coefficients calculated by optimizing the objective function, which takes into account the interest of the balancing group as a whole and each individual participant. Calculations have shown that the application of this method reduces the cost of imbalances for most model balancing groups. References 9, figures 2.

Keywords. electricity market, renewable energy sources, Feed-in-premium, balancing groups.

1. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Baseyev Ye.T., Blinov I.V. Power industry of Ukraine and realities of the global warming. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. (3): 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.03.052> (Ukr)
2. Ivanov G., Blinov I., Parus E., Miroshnyk V. Component models for the analysis of the impact of renewable energy sources on the market value of 171 electricity in Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. № 4. Pp. 72-75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.04.072> (Ukr)
3. On alternative energy sources. Verkhovna Rada of Ukraine. Law № 555-15. (Ukr)
4. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017. (Ukr)
5. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskiy S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No. 5. Pp. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.05.055> . (Ukr)
6. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control*. 2022. vol 388. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1
7. On Approval of Market Rules. NEURC's Resolution No. 307. 14. 03.2018. Kyiv. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/ugz2018.04.003>
8. Lezhniuk P., Kravchuk S., Natrebskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. IEEE 6th Int. Conf. on *Energy Smart Syst.*, Kyiv, Ukraine, Apr.17-19, 2019. Pp. 184-187. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764245>
9. Ukraine considers feed-in-premiums to further support renewable energy projects (2021). URL: https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2021/09/ukraine-considers-feed-in-premiums-to-further-support-renewable-energy-projects?cc_lang=en .

Надійшла 28.04.2022

Остаточний варіант 21.06.2022