

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.053>

РЕТРОСПЕКТИВНИЙ АНАЛІЗ ВАРТОСТІ ПОХИБКИ ПРОГНОЗУ ДЛЯ ПОБУДОВИ БАЛАНСУЮЧИХ ГРУП ВИРОБНИКІВ З ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

В.О. Мірошник*, канд. техн. наук, **С.С. Лоскутов****

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

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

Значні зростання встановленої потужності електростанцій із відновлюваними джерелами енергії та розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України спонукали Міністерство енергетики до розробки альтернативного механізму підтримки виробників ВДЕ. Запровадження преміального тарифу (Feed-in-Premium, FIP), який компенсує різницю між фактичною ціною продажу електроенергії та "зеленим" тарифом, може допомогти виробникам отримувати більше коштів одразу після відпуску електроенергії. Однак дослідження показали, що вихід із балансуєчої групи без утворення нової може призвести до зростання витрат, пов'язаних з похибкою прогнозування. Для виробників важливо утворювати незалежні балансуєчі групи для компенсації негативних наслідків. Перехід до окремої балансуєчої групи може мати значний економічний ефект для виробника, зменшуючи вартість похибки прогнозування порівняно із самостійною відповідальністю за небаланс. Результати досліджень показують, що склад балансуєчої групи, визначений на основі ретроспективного розрахунку витрат, є нестабільним на довгострокову перспективу. Бібл. 8, рис. 2, табл. 3.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, ринок електричної енергії, короткострокове прогнозування, нейронні мережі глибинного навчання.

Вступ. Значне зростання встановленої потужності електростанцій із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) за діючої форми підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff, FIT) [1] призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України, що виявились у вигляді накопичення боргів перед виробниками з ВДЕ. За даними ДП "Гарантований покупець" рівень розрахунку за 2022 та початок 2023 року становить 53 та 60 % відповідно (рис. 1).

Ураховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії, Міністерство енергетики почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників з ВДЕ. У законодавство вводиться поняття преміального тарифу (Feed-in-premium, FIP) [2, 3], за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. Цей механізм стане доступним для виробників, які вийдуть із балансуєчої групи (БГ) ДП «Гарантований покупець» (ГП), втрачаючи водночас знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку, перевагою преміального тарифу є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день у день (у разі продажу на ринку «на добу наперед») або навіть за передплатою (у випадку укладання довгострокових договорів), що дасть змогу суттєво покращити їхній фінансовий баланс.

Додатковим стимулом для виходу з БГ ГП є суттєве зростання ціни на оптовому ринку. Середньозважена ціна в 2022 р. на ринку «на добу наперед» виросла на 37 % відносно 2021 р. і на 104 % відносно 2020 р. Це означає, що виробники за преміальним тарифом зможуть отримувати більшу частку грошей безпосередньо наступного дня після відпуску електричної енергії (рис. 2), зокрема після підвищення цінових обмежень на ринку «на добу наперед» (РДН) на 40–80 % з липня 2023 р.

Для вітрових електростанцій така ціна РДН покриває 94 % FIT, для фотоелектричних електростанцій – 67 %. Наведені оцінки частки покриття не враховують реального добового графіку відпуску. За умови врахування графіку частка покриття для СЕС зростає, для ВЕС – знижується. З іншого боку, як буде показано далі, вартість похибки прогнозу за умови виходу з БГ ГП у деяких сценаріях може сягати 20 % від прибутку від «зеленого» тарифу. Тому новий механізм підтримки надає виробникам суттєві переваги тільки в разі вдосконалення власних методів прогнозування та утворення ефективних балансуєчих груп.



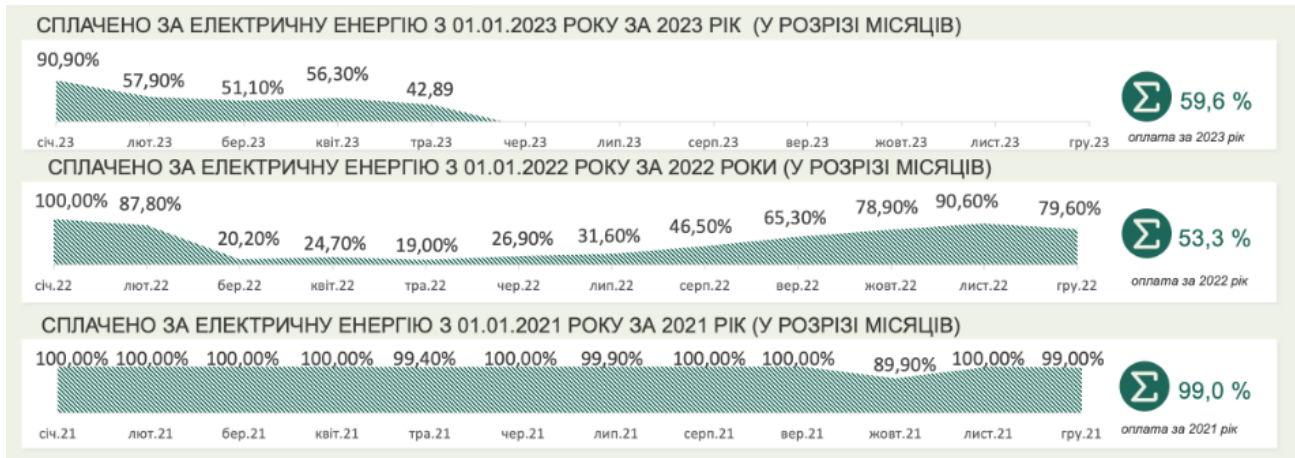


Рис. 1

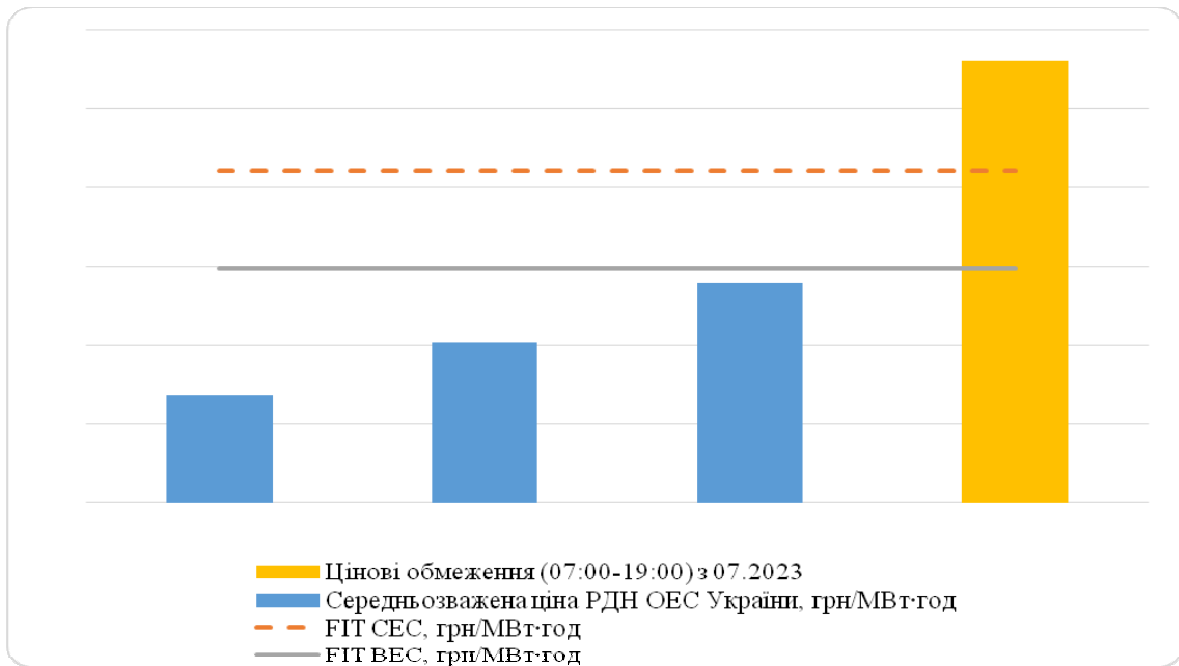


Рис. 2

Проведені в [4] розрахунки показують, що, незважаючи на очевидні переваги нового механізму стимулювання розвитку ВДЕ (Feed-in-premium), вихід із БГ ГП без утворення іншої БГ призводить до значного зростання витрат, пов'язаних із похибкою прогнозу, що може нівелювати потенційні переваги від зниження рівня заборгованості. Для компенсації негативних наслідків виходу з балансуєючої групи ДП «Гарантований покупець» виробникам необхідно утворювати незалежні балансуєючі групи.

Метою роботи є аналіз доцільності застосування ретроспективних розрахунків під час прийняття рішень щодо утворення балансуєючих груп виробників із ВДЕ.

Згідно з «Правилами ринку» учасники ринку можуть делегувати відповідальність за свої небаланси іншому учаснику ринку, утворюєючи балансуєючу групу [5]. Використовуючи наявні дані з 8 електростанцій (4 СЕС та 4 ВЕС), було проведено дослідження стосовно визначення оптимального складу незалежної балансуєючої групи. Детальний аналіз вартості похибок прогнозу в балансуєючих групах показав, що для 7 електростанцій можна утворити балансуєючу групу, відмінну від базової (до якої входять всі станції), у якій вартість похибки прогнозу для окремої станції буде нижча. Також досліджено стабільність балансуєючої групи, визначеної за даними минулого місяця протягом тривалого часу.

З погляду фінансових витрат важливим є показник вартості похибки прогнозів (1) [6], яка не дорівнює вартості небалансів і розраховується як різниця між потенційною вигодою на ринку «на добу наперед» та витратами/надходженнями від небалансів:

$$COST_{error} = COST_{pred} + COST_{imb} - COST_{fact}, \quad (1)$$

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).

Розрахунок вартості похибки прогнозу необхідно проводити для розробки інвестиційних програм та оцінки економічного ефекту від впровадження засобів прогнозування та моделювання роботи учасників ВДЕ на ринку [7, 8].

Вартість похибки прогнозу розподіляється між усіма учасниками балансуєної групи пропорційно абсолютному значенню небалансів (2):

$$COST_i^{error} = \frac{|\varepsilon_i|}{\sum |\varepsilon_i|} \cdot COST_{BG}^{error}. \quad (2)$$

Для окремого виробника оптимальною буде та група, у якій його $COST_i^{error}$ буде мінімальна.

У табл. 1 представлені виробники та номер оптимальної балансуєної групи (ves-BES, ses – SES) для кожного виробника в кожному місяці 2018 року, що розглядався.

Таблиця 1

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	45	45	30	45	49	45	45	68	45	45	45	45
ves_2	170	185	185	38	51	30	158	173	190	158	85	49
ves_3	166	162	158	45	45	45	158	53	158	158	53	45
ves_4	190	173	190	173	77	198	198	194	190	190	77	173
ses_1	49	162	49	34	51	194	158	178	190	162	81	162
ses_2	166	166	166	85	70	85	166	182	8	23	85	166
ses_3	166	202	42	38	53	85	158	173	30	4	85	148
ses_4	166	170	155	247	51	85	147	166	8	147	104	166

Для оцінювання економічної ефективності об’єднання в групи використано показник відносної економії:

$$\alpha = \frac{COST_{ind} - COST_{opt}}{COST_{ind}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

де $COST_{ind}$ – вартість похибки прогнозу в разі самостійної відповідальності за небаланс, грн; $COST_{opt}$ – вартість похибки прогнозу в разі участі в оптимальній балансуєній групі, грн.

У табл. 2 представлено наскільки балансуєна група знижує вартість похибки прогнозу порівняно з вартістю без участі в будь-яких балансуєючих групах.

Таблиця 2

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	37%	27%	34%	48%	38%	37%	40%	43%	46%	31%	32%	27%
ves_2	38%	45%	34%	48%	59%	53%	42%	56%	31%	51%	60%	38%
ves_3	33%	27%	36%	50%	44%	45%	37%	39%	44%	23%	48%	29%
ves_4	34%	32%	36%	45%	47%	44%	44%	40%	48%	27%	31%	23%
ses_1	51%	61%	53%	50%	55%	60%	59%	61%	62%	66%	72%	51%
ses_2	52%	61%	51%	54%	54%	66%	56%	58%	39%	58%	74%	53%
ses_3	60%	43%	35%	44%	64%	71%	53%	60%	50%	26%	74%	49%
ses_4	62%	65%	64%	54%	58%	59%	66%	49%	66%	63%	73%	56%

Із наведених у таблиці даних видно, що є суттєвий ефект для всіх виробників кожного місяця, у деяких випадках зменшення похибки прогнозу досягає більше 50 %.

У табл. 3 наведено результат зниження вартості прогнозу в разі участі в оптимальній балансуєчій групі порівняно з випадком участі в балансуєчій групі з усіма іншими виробниками (за аналогією з балансуєчою групою ДП «Гарантований покупець»)

Таблиця 3

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	6%	2%	4%	6%	12%	4%	4%	0%	3%	4%	2%	6%
ves_2	20%	15%	10%	7%	6%	12%	9%	6%	37%	17%	9%	4%
ves_3	10%	9%	11%	5%	5%	1%	10%	2%	17%	7%	2%	5%
ves_4	7%	11%	8%	3%	4%	7%	18%	9%	26%	6%	4%	2%
ses_1	11%	24%	12%	5%	19%	13%	15%	10%	36%	20%	4%	20%
ses_2	17%	23%	11%	6%	12%	16%	17%	14%	40%	14%	8%	22%
ses_3	40%	23%	27%	11%	7%	13%	19%	4%	33%	47%	9%	36%
ses_4	35%	34%	37%	8%	3%	3%	40%	15%	34%	45%	35%	33%

Із результатів моделювання видно, що кращі групи для споживачів значно зменшують вартість похибки прогнозу кожного споживача. Показано, що однієї кращої балансуєчої групи виробників із ВДЕ на весь період роботи для жодного виробника немає, але для деяких виробників вони часто повторюються. У деяких випадках майже вдалося знайти кращу постійну балансуєчу групу, наприклад, виробник ves_1. Ураховуючи відсоток зменшення вартості похибки прогнозу для кожного виробника, можна сказати, що перехід в окрему балансуєчу групу має значний економічний ефект для виробника.

Висновки. За результатами виконаних досліджень показано, що для виробника з ВДЕ завжди вигідно увійти до практично будь-якої балансуєчої групи, оскільки це зменшить вартість похибки прогнозу порівняно із самостійною відповідальністю за власний небаланс на ринку. Балансуєча група, визначена методом ретроспективного розрахунку вартості похибки прогнозу, не є стабільною протягом тривалого часу, що потребує постійного оцінювання результатів роботи такої балансуєчої групи на ринку електричної енергії та окремих виробників з ВДЕ.

Фінансується 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)" (Державний реєстраційний номер роботи 0123U100769) КПК ВК 6541230.

1. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП 26 квітня 2019 року N 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 року N 2802.
2. Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С., Мірошник В.О. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуєчої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1. С. 62–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
3. 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. Vol. 73. Pp. 1366–1379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.132>.
4. Kitzing L. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*. 2014. Vol. 64. Pp. 495–505. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.008>.
5. Про затвердження Правил ринку: постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 р. № 307. *Урядовий кур'єр*. 2018. № 117.

6. Блінов І.В., Шиманюк П.В., Мірошник В.О. Оцінка вартості похибки прогнозу "на добу наперед" технологічних витрат в електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С. 70–73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>.
7. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol.12. Issue 2. Pp. 35–37.
8. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine. *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. Pp. 49–52.

RETROSPECTIVE ANALYSIS OF THE VALUE OF THE FORECAST ERROR FOR THE CONSTRUCTION OF BALANCING GROUPS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES PRODUCERS

V.O. Miroshnyk, S.S. Loskutov

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

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

The significant increase in the installed capacity of power plants with renewable energy sources and the imbalance of the financial system of the wholesale electricity market of Ukraine prompted the Ministry of Energy to develop an alternative support mechanism for RES producers. The introduction of a feed-in tariff (FIT), which compensates for the difference between the actual sale price of electricity and the "green" tariff, can help producers receive more money immediately after the electricity is released. However, studies have shown that exiting a balancing group without forming a new one can lead to increased costs associated with forecasting error. It is important for manufacturers to form independent balancing groups to compensate for negative consequences. The findings of the article show that there is no single optimal balancing group for all manufacturers, but some groups are often repeated. Switching to a separate balancing group can have a significant economic effect for the manufacturer, reducing the cost of forecasting error compared to being solely responsible for the imbalance. However, the balancing group determined by the method of retrospective calculation of the cost of the forecast error is not stable in the long term. Ref. 8, fig. 2, tab. 3

Key words: renewable sources, electricity market, short-term forecasting, forecast interval, deep learning neural networks, cost estimation.

1. On approval of regulations governing the activities of a guaranteed buyer and purchase of electricity at a green tariff. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, April 26, 2019. No 641 (with changes of the resolution No 2802). (Ukr)
2. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Loskutov S.S., Miroshnyk V.O. Reduction of costs for covering imbalances of members of the balancing group of producers of electric energy from renewable sources. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2023. No 1. Pp. 62–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062> (Ukr)
3. 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. Vol. 73. Pp. 1366–1379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.132>
4. Kitzing L. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*. 2014. Vol. 64. Pp. 495–505. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.008>
5. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, March 14, 2018. No 307. Uriadovyi kur'ier. 2018. No 117. (Ukr)
6. Blinov I.V., Shymanyuk P.V., Miroshnyk V.O. Estimation of the cost of the error of the forecast "a day ahead" of technological losses in the electrical networks of Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. No 5. Pp. 70–73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070> (Ukr)
7. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol.12. Issue 2. Pp. 35–37.
8. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine. *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. Pp. 49–52.

Надійшла: 10.07.2023

Прийнята: 05.10.2023

Submitted: 10.07.2023

Accepted: 05.10.2023