

## ОЦІНКА ВАРТОСТІ ПОХИБКИ ПРОГНОЗУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ УКРАЇНИ

І.В. Блінов\*, докт. техн. наук, В.О. Мірошник\*\*, П.В. Шиманюк  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.  
E-mail: [blinovigor81@gmail.com](mailto:blinovigor81@gmail.com), [miroshnyk.volodymyr@gmail.com](mailto:miroshnyk.volodymyr@gmail.com)

*Виконано аналіз особливостей роботи операторів систем розподілу та оператора системи передачі в контексті механізмів відповідальності за небаланси споживання електричної енергії та виконання спеціальних обов'язків на ринку електричної енергії України. Розроблено методіку розрахунку ціни похибки короткострокового прогнозу обсягів технологічних втрат електричної енергії. Проаналізовано розподіл ціни похибки прогнозу по годинам доби. На основі даних за четвертий квартал 2019 р. розраховано середньозважену ціну похибки прогнозу та оцінено середньорічні сукупні витрати на покриття небалансів у розмірі 5% від загального обсягу технологічних витрат в електричних мережах. Бібл. 4, рис. 1.*

**Ключові слова:** ринок електроенергії, короткострокове прогнозування, технологічні втрати електроенергії.

**Вступ.** Запроваджена в Україні з 01.07.2019 року нова модель оптового ринку електричної енергії [1] передбачає можливість купувати і продавати електричну енергію на конкурентних засадах. Оптовий ринок розбивається на чотири сегменти: ринок двосторонніх договорів (ДД), ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуєчий ринок (БР). В учасників ринку [2] електричної енергії з'являється можливість укладати прямі довгострокові договори на поставку електроенергії по обраному графіку роботи та за взаємовигідними цінами.

На ринку «на добу наперед» торгується електроенергія зі строком поставки на наступну добу. Ціна на РДН визначається окремо для кожної години доби згідно принципу граничного ціноутворення, що реалізований у формі двостороннього аукціону. Згідно цього принципу гранична ціна є точкою перетину графіків сукупного попиту та пропозиції і завжди має бути ціною останнього прийнятого кроку заявки на продаж, тобто рівною або нижчою від ціни останньої заявки на купівлю. У випадку подачі заявок/пропозицій продавці і покупці вказують відповідні обсяги та ціни. Заявки приймаються до 12 години доби, що передує добі поставки.

На ВДР учасники ринку ьають можливість додатково закупити необхідну електричну енергію або продати надлишок в межах однієї доби, але не раніше ніж за 60 хв. до години поставки. У такому разі заявки приймаються починаючи з 15 години доби, що передує добі постачання.

На балансуєчому ринку оператор системи передачі купує послуги з балансування. Правилами ринку передбачено, що постачальниками послуг балансування можуть бути і виробники і споживачі, але для виробників (крім станцій з відновлюваними джерелами енергії) участь в БР є обов'язковою. Після отримання адміністратором розрахунків фактичних даних по споживанню електричної енергії в добу постачання, для всіх учасників ринку розраховуються платежі задля покриття небалансів.

«Бурштинський енергострів» (БЕО) виділено в окрему цінову зону, в якій визначення граничної ціни РДН та БР проводиться незалежно від решти Об'єднаної енергосистеми України. Це обумовлено тим, що в силу мережевих обмежень [3] ціна в ОЕС була б не виправдано завищеною.

В [4] проведено розрахунки вартості похибки прогнозу для ринку енергосистеми New England. Так, середньорічні втрати за період 2004 – 2014 рр. для компанії з піковою потужністю в 1000 МВт оцінюються в \$300 тис. за збільшення похибки короткострокових прогнозів на 1%.

Для європейських ринків річна вартість похибки прогнозу в 2017 досягала на ОТЕ (Чеська республіка) – €890 тис., ЕРЕХСПОТ (Західна Європа) – €340 тис., NordPool (Північна Європа та країни Балтії) – €400 тис.

**Метою даної роботи** є розробка методіки оцінки вартості похибки прогнозу технологічних втрат електроенергії операторів електричних мереж в умовах нового ринку електричної енергії України.

**Особливості роботи операторів мереж у новому ринку електричної енергії.** У новому ринку оператори систем розподілу (ОСР) та оператор системи передачі (ОСП) повинні купувати електроенергію задля покриття втрат (ТВЕ) у власних мережах. З метою зниження вартості електроенергії для всіх категорій споживачів Кабінетом Міністрів України було затверджено положення щодо покладання спеціальних обов'язків (ПСО) на певних учасників ринку електричної енергії. До них відносяться побутові споживачі, ДП «Гарантований покупець» (ГП), виробники електроенергії за «зеленим» тарифом, ДП «НАЕК «Енергоатом», ПрАТ «Укргідроенерго», постачальники універсальних послуг, оператори системи розподілу електричної енергії та оператор системи передачі електричної енергії.

В рамках механізму ПСО вся електрична енергія, вироблена на АЕС (крім частки обов'язкової для продажу на РДН) та 35% електричної енергії, виробленої на гідроелектростанціях, продається ГП за фіксованими цінами (нижчими від ринкових) за двосторонніми договорами. В свою чергу ГП продає електроенергію постачальникам універсальних послуг задля покриття різниці цін оптового ринку та універсальної послуги, а також ОСП та ОСР, в обсягах 80% від їхніх втрат з коригуванням небалансів у наступному місяці. Крім того, до зобов'язань ГП входить купівля електроенергії у виробників з ВДЕ за «зеленим» тарифом. Надлишок електроенергії ГП продає на РДН. Додатково в тариф оператора системи передачі спрямовується дохід і на покриття власних витрат та виплати за «зеленим» тарифом.

Такий механізм субсидіювання на ряду з низьким попитом через аномально високу температуру осені-зими 2019 р. та імпортом електроенергії призвели до значного профіциту на «ринку на добу» наперед. В певні періоди часу диспетчер енергосистеми був вимушений обмежити відпуск вітрових електростанцій.

З 01.01.2020 р. вступили у силу зміни в механізмі ПСО, за якими ОСП та ОСР повинні купувати свої втрати на РДН. У той же час відповідальність за небаланси енергорозподільчих компаній посилюється, оскільки вони будуть змушені покривати свої небаланси на загальних підставах.

Сукупні витрати ( $V_{\Sigma}^{IMS}$ ) учасника ринку на компенсацію власних небалансів розраховуються за формулою

$$V_{\Sigma}^{IMS} = \sum_{i=1}^n V_i^{IMS}; V_i^{IMS} = \varepsilon_i \cdot P_i^{IMS}; \varepsilon_i = W_i^f - W_i^p,$$

де  $V_i^{IMS}$  – вартість небалансів в  $i$ -ту годину, яка може бути як від'ємна так і додатна, оскільки за наявності у учасника ринку профіциту він викупується ОСП по ціні небалансів;  $P_i^{IMS}$  – ціна небалансів в  $i$ -ту годину за результатами сесії балансуючого ринку, грн./МВт·год;  $W_i^f$ ,  $W_i^p$  – фактичний та прогнозний обсяги втрат електроенергії в  $i$ -ту годину, МВт·год.

Ціни небалансів розраховується як середньозважена ціна купівлі послуг з розвантаження та завантаження у постачальників послуг балансування.

**Вартість похибки прогнозу ТВЕ «на добу наперед».** Припускаючи, що учасник ринку завжди помиляється в не вигідну для нього сторону, тобто докуповує на БР за вищою ціною, ніж міг би купити на РДН, та продає надлишки на БР за нижчою ціною, ніж на РДН, ціна похибки прогнозу в окремій торговій зоні в кожен годину дорівнює різниці між ціною РДН та ціною небалансів по модулю. Це в певній мірі дає оцінку зверху на ціну похибки, оскільки в певні години доби учасник ринку може отримувати вигоду від покриття власних небалансів. Враховуючи наявність двох торгових зон, усереднена ціна похибки прогнозу розраховується за формулою, припускаючи, що обсяг небалансів пропорційний обсягу торгів на РДН в даній годині

$$P_i^{\varepsilon} = \frac{|P_i^{DAMIPS} - P_i^{IMSIPS}| \cdot W_i^{IPS} + |P_i^{DAMBEI} - P_i^{IMSBEI}| \cdot W_i^{DEI}}{W_i^{IPS} + W_i^{BEI}}, \quad (1)$$

де  $P_i^{\varepsilon}$  – ціна похибки прогнозу на добу наперед в  $i$ -ту годину від початку періоду, який розглядається;  $P_i^{DAMIPS}$ ,  $P_i^{DAMBEI}$  – ціни на РДН відповідно для ОЕС України та «Бурштинського енергоострову»;  $W_i^{IPS}$ ,  $W_i^{BEI}$  – погодинні обсяги торгів на РДН.

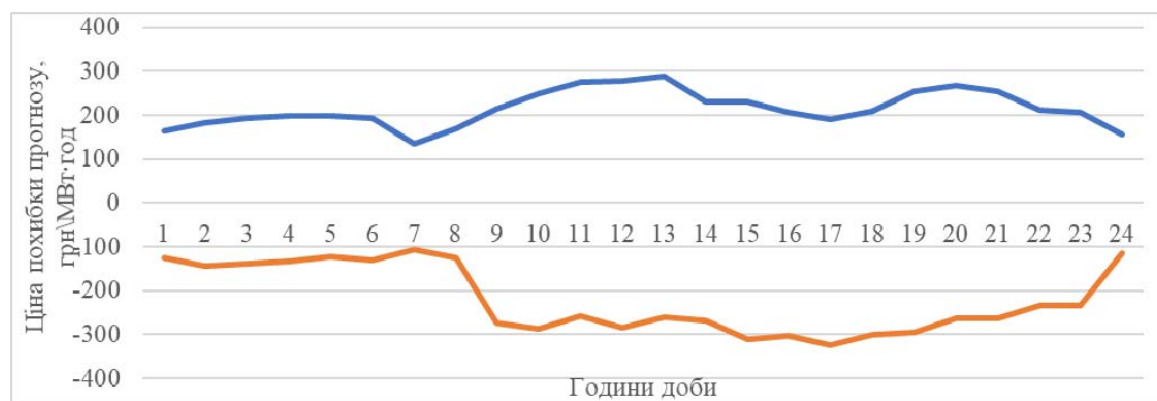
Для ОСР та ОСП характерним є кореляція графіку втрат, а, відповідно, й графіку похибки прогнозу, з графіком споживання, тому для більш точної оцінки середньої ціни похибки доцільно використовувати середньозважене по годинам значення

$$\bar{p}^s = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^e \cdot W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}, \quad (2)$$

де  $\bar{p}^s$  – середня ціна похибки прогнозу на добу наперед;  $W_i$  – сумарний обсяг торгів на РДН в обох торгових зонах.

Для розрахунку середньої ціни похибки прогнозу використовувались дані по цінам на ринках РДН та цінам небалансів за четвертий квартал 2019 р., оскільки в перші місяці роботи ринку ціни були завищені і консолідувались у вересні-жовтні. Середньозважена ціна РДН в ОЕС України за даний період склала 1343 грн./МВт·год та 1754 грн./МВт·год в «Бурштинському енергоострові» за середніх погодинних значеннях обсягів у 5050 МВт·год та 487 МВт·год відповідно. Розрахована за формулами (1, 2) середня ціна похибки прогнозу становить 225 грн./МВт·год.

За даними Міністерства енергетики та захисту довкілля сумарний відпуск електроенергії в мережу за 2018 р. склав 147 млн. МВт·год. У той же час фактичні втрати в мережах ОСР та ОСП становлять 11,58 % або 17 млн. МВт·год. За 12 місяців 2019 року загальні технологічні витрати електроенергії на її транспортування електричними мережами всіх класів напруги склали 16,4 млн. МВт·год або ті ж самі 11,6 % від загального відпуску електроенергії в мережу. Використовуючи середню ціну похибки прогнозу 225 грн./МВт·год, вартість середньої похибки прогнозу в 5% від сумарних ТВЕ становить 184 млн. грн. на рік в 2019 р.



На рисунку наведено графік середніх значень ціни похибки прогнозу в окремі години доби з врахуванням знаку. Від'ємні значення на графіку відповідають ситуації, коли ціна РДН нижча за ціну небалансів на балансуєчому ринку. Отримані результати є очікуваними в частині ціни похибки прогнозу, яка є більшою в пікові години доби (з 08:00 до 23:00). Також відзначено аномальну поведінку графіку в околі 7-8 та 15-17 годин доби.

**Висновки.** За результатами аналізу особливостей роботи нового ринку електричної енергії визначено, що у енергорозподільчих компаній (операторів систем розподілу та оператора системи передачі) з'являються прямі економічні стимули задля підвищення точності короткострокових прогно-зів технологічних втрат. Враховуючи прийняті Кабінетом міністрів України зміни до механізму покладання спеціальних обов'язків, які почали діяти з 01.01.2020 р., фінансова відповідальність за небаланси енергорозподільчих компаній посилиться, оскільки вони будуть змушені закуповувати необхідні обсяги електроенергії на вільному ринку.

Розрахунок економічного ефекту від зниження похибки прогнозів ТВЕ енергорозподільчих компаній з горизонтом упередження від 12 до 36 годин («на добу наперед»), згідно розробленої методики, показує, що зменшення похибки на 5% дасть змогу знизити сумарні витрати задля компенсації небалансів на 184 млн. грн. на рік, а, відповідно, і тарифи на розподіл та передачу електричної енергії для всіх кінцевих споживачів.

*Роботу виконано в межах виконання бюджетного наукового проекту «Розробка методів та засобів короткострокового прогнозування вузлових електричних навантажень електроенергетичних систем в ринкових умовах», код програмної класифікації видатків 6541030.*

1. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.  
URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення 21.07.2017).
2. Tankevych S., Blinov I. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. 2nd IEEE International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems* (IEPS-2016). Kyiv, Ukraine, 7-11 June, 2016. Pp. 107-109.
3. Kuchansky V.V. The prevention measure of resonance overvoltages in extra high voltage transmission lines. IEEE First Ukraine Conference on *Electrical and Computer Engineering* (UKRCON-2017), Kyiv, Ukraine, May 29 – June 2, 2017. Pp. 436-441.
4. Hong T. Crystal Ball. Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol. 12. No 2. Pp. 35-37.

УДК 621.316:681.3

## ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ОШИБКИ ПРОГНОЗА «НА СУТКИ ВПЕРЕД» ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

**И.В. Блинов**, докт. техн. наук, **В.А. Мирошник**, **П.В. Шиманюк**

**Институт электродинамики НАН Украины,**

**пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина.**

**E-mail: [blinovigor81@gmail.com](mailto:blinovigor81@gmail.com), [miroshnyk.volodymyr@gmail.com](mailto:miroshnyk.volodymyr@gmail.com)**

*Выполнен анализ особенностей работы операторов систем распределения и оператора системы передачи в контексте механизмов ответственности за небалансы потребления электрической энергии и выполнения специальных обязанностей на рынке электрической энергии Украины. Разработана методика расчета цены погрешности краткосрочного прогноза объемов технологических потерь электрической энергии. Проанализировано распределение цены погрешности прогноза по часам суток. На основе данных за четвертый квартал 2019 года рассчитана средневзвешенная цена погрешности прогноза и оценены среднегодовые совокупные расходы на покрытие небалансов в размере 5% от общего объема технологических потерь в электрических сетях. Библиограф. 4, рис. 1.*

**Ключевые слова:** рынок электроэнергии, краткосрочное прогнозирование, технологические потери электроэнергии.

## THE COST OF ERROR OF "DAY AHEAD" FORECAST OF TECHNOLOGICAL LOSSES OF ELECTRICAL ENERGY

**I. Blinov**, **V. Miroshnyk**, **P. Shymaniuk**

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

**Peremohy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.**

**E-mail: [blinovigor81@gmail.com](mailto:blinovigor81@gmail.com), [miroshnyk.volodymyr@gmail.com](mailto:miroshnyk.volodymyr@gmail.com)**

*The analysis of the features of the functioning of the distribution system operators and the transmission system operator in the context of mechanisms of responsibility for unbalances of electric energy consumption and the performance of special duties on the electricity market of Ukraine is carried out. A methodology has been developed for calculation the price of error of a short-term forecast of the volume of electric energy technological losses. The distribution of the forecast error by hours of the day is analyzed. The weighted average price of the forecast error based on data for the fourth quarter of 2019 is calculated. The average annual total cost of covering unbalances was estimated at 5% of the total volume of technological losses in electric networks. References 4, figure 1.*

**Keywords:** electricity market, short-term forecasting, technological losses of electrical energy.

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine No 2019-VIII from 13.04.2017.  
URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>. (Ukr) (accessed at 21.07.2017)
2. Tankevych S., Blinov I. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. 2nd IEEE International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems* (IEPS-2016). Kyiv, Ukraine, 7-11 June, 2016. Pp. 107-109.
3. Kuchansky V.V. The prevention measure of resonance overvoltages in extra high voltage transmission lines. IEEE First Ukraine Conference on *Electrical and Computer Engineering* (UKRCON-2017). Kyiv, Ukraine, May 29 – June 2, 2017. Pp. 436-441.
4. Hong T. Crystal Ball. Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol. 12. No 2. Pp. 35-37.

Надійшла 28.02.2020  
Остаточний варіант 19.05.2020