

# ЕКОЛОГІЧНІ, ЕКОНОМІЧНІ ТА ПРАВОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

ISSN 2786-7102 (Online). System Research in Energy. 2022. 2(71): 64–72  
<https://doi.org/10.15407/srenergy2022.02.064>

УДК 620.9:519.8:339.9:504 **Борис Костюковський**, к.т.н., ст. наук. співр., <https://orcid.org/0000-0001-7123-3096>  
**Тетяна Нечаєва\***, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>  
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна  
e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)  
\*Автор-кореспондент: [nechaieva.tan@gmail.com](mailto:nechaieva.tan@gmail.com)

## ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ОПЛАТИ ПОТУЖНОСТІ В ОЕС

**Анотація.** Однією з найважливіших задач, вирішення якої необхідно забезпечити при розвитку об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС), є виконання вимог балансової надійності. Її успішне вирішення можливо лише при умові фінансової збалансованості ринку електроенергії – достатності доходів енергетичних компаній для ведення бізнесу з виробництва електроенергії та надання допоміжних послуг, а також при забезпеченні можливості для інвесторів обґрунтувати доцільність реалізації проєктів з розвитку генерації та впровадження заходів з керованого управління попитом для забезпечення балансової надійності ОЕС. При роботі ОЕС за правилами лібералізованого ринку електроенергії неможливо гарантувати власникам генеруючих компаній та систем керованого управління попитом отримання прибутку на рівні, за якого їх роботу на цьому ринку вони будуть вважати доцільною за відсутності спеціальних механізмів надання відповідних гарантій, наприклад, «зеленого» тарифу для електростанцій на відновлювальних джерелах енергії. Звісно, що без наявності таких механізмів неможливо обґрунтувати доцільність реалізації інвестиційних проєктів з розвитку генеруючих потужностей та впровадження заходів з керованого управління попитом. Це створює значні ризики щодо забезпечення вимог балансової надійності в ОЕС, регулювання діяльності в яких здійснюється за правилами лібералізованого ринку електроенергії, у довгостроковій перспективі через можливість виникнення загального дефіциту потужності генерації або недостатньої маневреності ОЕС. Виникнення дефіциту буде пов'язано з відсутністю зацікавленості частини власників генеруючих компаній та систем керованого управління попитом у підтримці в доступному стані генеруючих одиниць та відповідних систем, які не приносять достатній прибуток, а також через відсутність інвестицій в будівництво нових потужностей. З урахуванням означеного, метою виконаних досліджень, основні результати яких наведено у статті, було наукове обґрунтування необхідності впровадження оплати потужності як ключової передумови забезпечення балансової надійності ОЕС на основі аналізу їх об'єктивних властивостей та особливостей функціонування лібералізованих ринків електроенергії, а також доцільних механізмів її впровадження.

**Ключові слова:** електроенергетична система, генеруючі потужності, ринок електроенергії, плата за потужність, балансова надійність.

### 1. Вступ

Згідно Кодексу системи передачі, «балансова надійність – здатність енергосистеми задовольняти сумарний попит споживачів на електричну енергію нормативної якості у кожний момент часу з урахуванням планових та очікуваних позапланових відключень елементів енергосистеми і обмежень на поставки енергоносіїв» [1]. Тому забезпечення виконання вимог балансової надійності є необхідною умовою щодо надійного покриття потреб споживачів в електроенергії.

Для вирішення цієї задачі при монопольних моделях регулювання діяльності в електроенергетиці, коли здійснюється централізоване управління розвитком та функціонуванням Об'єднаних енергосистем (ОЕС), які надають послуги з централізованого електропостачання, розроблені відповідні наукові підходи, методи та моделі [2–4]. Перехід до ринкових методів регулювання діяльності в електроенергетиці обумовив високу вірогідність виникнення проблем з забезпеченням балансової надійності ОЕС через спробу забезпечити узгоджений розвиток дуже складної ієрархічної системи централізованого електропостачання,

© Б. КОСТЮКОВСЬКИЙ, Т. НЕЧАЄВА, 2022

усі елементи якої працюють у межах єдиного технологічного процесу при жорстких вимогах щодо якості цих послуг, на основі децентралізованих рішень окремих суб'єктів ринку щодо будівництва нових та продовження експлуатації існуючих генеруючих потужностей та технологій (заходів) з керованого управління попитом [5–8].

В умовах ринкового регулювання розвитку ОЕС, на основі виключно децентралізованих рішень суб'єктів ринку, цю задачу у довгостроковій перспективі можна вирішити лише теоретично, як і лише теоретично можна визначити ідеальну модель ринку електроенергії на базі ринкової конкуренції. Саме цим пояснюється велика кількість реалізованих моделей ринку електроенергії в різних країнах та зростання інтересу до моделей, які передбачають оплату не тільки електроенергії, але і потужності – ринки потужності на базі цін або обсягів, впровадження оплати стратегічного резерву [9], а також забезпечення можливості проведення конкурсу на будівництво нових потужностей – використання механізму «гарантування інвестицій в потужність».

З урахуванням означеного, метою виконаних досліджень було обґрунтування необхідності та визначення доцільних механізмів оплати мінімально-необхідної потужності генерації та технологій керованого управління попитом для забезпечення гарантованої потенціальної можливості виконання нормативних вимог до балансової надійності ОЕС.

Таке обґрунтування здійснювалось на основі аналізу об'єктивних вимог щодо забезпечення балансової надійності ОЕС та фінансової збалансованості ринку електроенергії та оцінки можливості їх виконання при лібералізованих моделях ринку електроенергії.

## 2. Матеріали та методи

Методологія досліджень базувалась на розвитку ідей траєкторного підходу до розвитку ОЕС [6] у контексті необхідності забезпечити балансову надійність її функціонування, що обумовлює певні вимоги до можливих траєкторій її розвитку у перспективі, які визначаються її особливостями, та обґрунтуванню необхідних заходів для формування такої траєкторії при лібералізованих моделях ринку електроенергії.

Фізико-технологічні особливості процесів виробництва, транспортування, розподілу та споживання електроенергії, які здійснюються в межах єдиного технологічного процесу при жорстких вимогах щодо якості електроенергії в ОЕС, обумовлюють те, що надійне забезпечення потреб споживачів в електроенергії можливо лише при виконанні у кожен момент часу балансу між генерованою та

спожитою електричною потужністю при наявності необхідних обсягів резервів та/або гнучкості ОЕС для виконання вимоги «N-1» та компенсації змін потужності навантаження та генерації, що у першу чергу стосується потужності електростанцій з негарантованою потужністю (ЕНП) – вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС, СЕС), не допускаючи відхилень частоти від передбачених нормативами у нормальних режимах експлуатації та мінімізуючи ризики каскадного розвитку аварій та необхідності відключення споживачів системами автоматичного частотного розвантаження [1–5, 10].

Ці вимоги, у спрощеному вигляді, формалізуються наступним чином.

Виконання балансу потужності на кожній ступені графіка електричних навантажень (ГЕН):

$$\sum_{k=1}^K Y_{kngt} - \sum_{i=1}^I D_{ingt} - I_{ngt} + E_{ngt} = 0, \quad (1)$$

де  $k$  – індекс генеруючої одиниці,  $k = 1 \div K$  (для систем керованого управління попитом можлива як генерація, так і споживання потужності);  $t$  – індекс розрахункового етапу – періоду часу, для якого здійснюється планування розвитку ОЕС,  $t = 1 \div T$ , кожен етап по тривалості відповідає календарному року;  $n$  – індекс ступені ГЕН,  $n = 1 \div N$ ;  $g$  – індекс доби,  $g = 1 \div G$ ;  $Y_{kngt}$  – потужність  $k$  типу технології генерації, яка використовується для покриття попиту на відповідній ступені ГЕН і визначається з урахуванням власних потреб на виробництво електроенергії та коефіцієнтів готовності, що визначають її «доступність» для використання, МВт;  $D_{ingt}$  – попит на електричну потужність  $i$ -го споживача, з урахуванням втрат на передачу та розподіл електричної енергії,  $i = 1 \div I$ , який необхідно забезпечити на відповідній ступені ГЕН;  $I_{ngt}$  – імпорт потужності, МВт;  $E_{ngt}$  – експорт потужності, МВт.

При цьому необхідно враховувати наявність обмежень на максимальну доступну потужність генерації при покритті ГЕН, узагальнена формула яких має такий вид:

$$kg_{kgt} \cdot X_{kt} = P_{kngt}^{\max} \geq Y_{kngt}, \quad (2)$$

де  $P_{kngt}^{\max}$  – максимальна потужність генерації, яка може бути використана при покритті навантаження на відповідній ступені ГЕН, МВт;  $kg_{kgt}$  – коефіцієнти готовності (доступності) відповідної технології, умовні одиниці (у.о.);  $X_{kt}$  – встановлена потужність  $k$  технології, МВт.

Серед споживачів виділяється підмножина споживачів з індексом  $m$ ,  $m = 1 \div M$ , які можуть надавати послуги з керованого управління попитом, а саме: знижувати або збільшувати навантаження по команді диспетчера або систем автоматичного регулювання частоти та потужності, МВт.

Для технологій керованого управління попитом відповідні обмеження записуються у такому вигляді.

Обмеження на можливість розвантаження – зменшення потужності  $m$  споживача, який може надавати відповідні послуги з керованого регулювання попитом, формалізується у вигляді:

$$kgR_{mgt} \cdot X_{mt} = P_{mngt}^{\max\_P}, \quad (3)$$

де  $P_{mngt}^{\max\_P}$  – максимальна потужність, яка може бути використана для балансування на відповідній ступені ГЕН за рахунок зниження потужності  $m$  споживача, МВт;  $kgR_{mgt}$  – коефіцієнти готовності (доступності) відповідної технології на розвантаження, у.о.;  $X_{mt}$  – встановлена потужність  $m$  споживача, МВт.

Обмеження на можливість навантаження – збільшення потужності  $m$  споживача, який може надавати відповідні послуги з керованого регулювання попитом, формалізується у вигляді:

$$kgN_{mgt} \cdot X_{mt} = P_{mngt}^{\max\_H}, \quad (4)$$

де  $P_{mngt}^{\max\_H}$  – максимальна потужність навантаження, яка може бути використана для балансування на відповідній ступені ГЕН за рахунок збільшення потужності  $m$  споживача, МВт;  $kgN_{mgt}$  – коефіцієнти готовності (доступності) відповідної технології на навантаження, у.о.

Відзначимо, що технології типу «Power to Power» розглядаються в залежності від режиму роботи або як генерація – режим виробництва електроенергії, або як технологія з керованим управлінням попитом з можливістю збільшення потужності споживання.

Добуток встановленої потужності на коефіцієнт готовності визначає максимальну доступну потужність генерації або технології з керованого управління попитом. Коефіцієнти готовності, які є меншими за одиницю, забезпечують урахування низки факторів, які, в загальному випадку, обумовлюють неможливість використання всієї встановленої потужності означених технологій, зокрема:

- технічні та технологічні обмеження;
- планові поточні та капітальні ремонти обладнання;
- проведення робіт з реконструкції (модернізації);
- знаходження обладнання в аварійному ремонті;
- консервація обладнання;
- екологічні обмеження на можливість використання тощо.

Відзначимо, що забезпечення достатності генерації для покриття балансу потужності під час сумісного максимуму навантажень є визначальною вимогою, а можливості її імпорту в цей період мінімальні, бо в суміжних ОЕС максимума на-

вантаження, як правило, в значній мірі проходять практично одночасно.

Потужність резервів та/або гнучкість ОЕС на кожній ступені ГЕН повинні забезпечити можливість компенсації у необхідний термін часу виникаючих небалансів потужності при збереженні частоти на необхідному рівні в залежності від причини її відхилення від нормативної [1, 10]. Для цього необхідно виконання таких умов.

Достатність резервів та/або гнучкості ОЕС для компенсації можливих (вірогідних) небалансів на кожній ступені ГЕН обумовлюючих необхідність збільшення генерації та/або зменшення навантаження.

Цю вимогу можна формалізувати в такому вигляді при виникненні небалансів, компенсація яких потребує збільшення генерації та/або зменшення навантаження в ОЕС:

$$\sum_{k=1}^K \Delta YZ_{kngt} + \sum_{m=1}^M P_{mngt}^{\max\_P} + \Delta I_{ngt} \geq NZ_{ngt}, \quad (5)$$

де  $NZ_{ngt}$  – величина можливого небалансу на відповідній ступені ГЕН, компенсація якого потребує збільшення генерації та/або зменшення навантаження в ОЕС;  $\Delta YZ_{kngt}$  – можливості генерації зі збільшення потужності на відповідній ступені ГЕН;  $\Delta I_{ngt}$  – обсяги можливого імпорту електроенергії для забезпечення вимог балансової надійності.

Аналогічно цю вимогу можна формалізувати і при виникненні небалансів, компенсація яких потребує зменшення генерації та/або збільшення навантаження в ОЕС:

$$\sum_{k=1}^K \Delta YR_{kngt} + \sum_{m=1}^M P_{mngt}^{\max\_H} + \Delta E_{ngt} \geq NR_{ngt}, \quad (6)$$

де  $NR_{ngt}$  – величина можливого небалансу на відповідній ступені ГЕН, компенсація якого потребує зменшення генерації та/або збільшення навантаження в ОЕС;  $\Delta YR_{kngt}$  – можливості генерації зі зменшення потужності на відповідній ступені ГЕН;  $\Delta E_{ngt}$  – обсяги можливого експорту електроенергії для забезпечення вимог балансової надійності.

Формально, виконання вимог (1) та (5)–(6) можна забезпечити за рахунок імпорту в умовах глобалізованого ринку електроенергії. Але імпорт, як і виробництво електроенергії на ЕНП, не є гарантованим, особливо в довгостроковій перспективі. Тому будувати на можливості у будь-який момент отримати необхідну потужність для покриття ГЕН або балансування за рахунок імпорту є неприйнятною стратегією розвитку національної ОЕС з точки зору вимог енергетичної безпеки.

При цьому, є розуміння як на національному, так і на міжнародному рівнях того, що для забезпечення балансової надійності в межах міжнародних об'єднань необхідно певним чином

обмежувати орієнтацію національних ОЕС на використання імпорту для вирішення проблем своєї балансової надійності. Так, у межах паралельної роботи з ENTSO-E лише до 30% від загальної потреби в резервах можуть закуповувати оператори систем передачі національних ОЕС, які входять до її складу, в інших ОЕС, у багатьох країнах впроваджено ринки стратегічних резервів або потужності [9].

Для забезпечення можливості виконання означених вимог у майбутньому необхідно забезпечити узгоджене в ОЕС по часу, масштабах та територіальному розміщенню (у деяких випадках) будівництво нових генеруючих потужностей та впровадження заходів (технологій) з керованого управління попитом, а також збереження в роботі їх існуючих потужностей, зокрема, за рахунок їх реконструкції, з очікуваними у перспективі рівнями та режимами споживання електроенергії, масштабами розвитку ЕНП з урахуванням можливості максимальної розрахункової аварії. Тобто, необхідно забезпечити формування та реалізацію траєкторії розвитку ОЕС в розрахунковий період, яка описується множиною  $TRP = \{X_{kt}\} U \{X_{mt}\}$ , при якій встановлена потужність генеруючих одиниць та технологій керованого управління попитом забезпечує гарантовану можливість виконання вимог (1) та (5)–(6) при забезпеченні нормативних вимог стосовно балансової надійності при централізованій диспетчеризації, та потенційну – при децентралізованій, на базі ринкових механізмів узгодження попиту та пропозиції. Траєкторії, які забезпечують таку можливість, далі будемо позначати припустимими.

При цьому необхідно чітко розуміти, що припустимість траєкторії розвитку ОЕС при децентралізованому формуванні покриття ГЕН гарантовано не забезпечує можливість виконання вимог балансової надійності, бо при формуванні комерційного графіка покриття, за відсутності достатніх спеціалізованих потужностей для балансування з малим часом реакції, ці вимоги можуть забезпечуватись, головним чином, працюючим складом обладнання, яке не завжди в змозі забезпечити означені вимоги. Тобто, генеруючі потужності, які мають менші можливості в контексті надання гнучкості ОЕС, але мають меншу ціну виробництва електроенергії, можуть витіснити з графіка покриття ГЕН більш маневрові потужності, а це може привести до неможливості виконання вимог (5) та/або (6).

Для забезпечення можливості розвитку ОЕС за припустимою траєкторією необхідно для нових та існуючих генеруючих одиниць та технологій з керованого управління попитом, які забезпечують її формування, мати гарантії прибуткової роботи в ринкових умовах [10].

Це обумовлено тим, що прийняття інвестиційних рішень окремими суб'єктами господарювання стосовно будівництва нових та реконструкції існуючих енергетичних об'єктів базується на критеріях прибутковості вкладеного капіталу в порівнянні із іншими альтернативними можливостями – банківські депозити або його вкладення в інші види господарської діяльності, терміну окупності інвестицій та оцінки фінансових ризиків. Лише за умов, коли ціна та обсяг продажу електроенергії і дохід від надання допоміжних послуг роблять такі інвестиції доцільними для інвесторів за цими критеріями, вони будуть інвестувати кошти в розвиток генеруючих потужностей та впровадження заходів з керованого управління попитом. Поряд з цим, і доцільність підтримки в роботі існуючих генеруючих потужностей та заходів з керованого управління попитом, зокрема, систем накопичення електроенергії, їхніми власниками буде лише при умові, коли ціна та обсяг продажу електроенергії і дохід від надання допоміжних послуг або послуг з управління попитом буде достатньою для їх прибуткової роботи.

Цю вимогу можна формалізувати наступним чином:

$$\sum_{g=1}^G \sum_{n=1}^N (NV_{kngt} \cdot CV_{kngt} + NB_{kngt} \cdot CB_{kngt}) \cdot H_{ngt} \geq P_{kt} \cdot (PR_{kt} + PC_{kt} + UC_{kt} + I_{kt}) + \sum_{g=1}^G \sum_{n=1}^N (NV_{kngt} \cdot PV_{kt} + NB_{kngt} \cdot UV_{kt}) \cdot H_{ngt}, \quad (7)$$

де  $CV_{kngt}$  – ціна продажу електроенергії на відповідній ступені ГЕН, грн. за МВт годину;  $CB_{kngt}$  – ціна продажу допоміжної послуги на відповідній ступені ГЕН, грн. за МВт годину;  $P_{kt}$  – встановлена потужність відповідної технології генерації або керованого управління попитом, МВт;  $NV_{kngt}$  – потужність участі в покритті ГЕН на певній його ступені, МВт;  $NB_{kngt}$  – потужність участі в надання допоміжних послуг ГЕН на певній його ступені, МВт;  $H_{ngt}$  – тривалість відповідної ступені ГЕН, год;  $PR_{kt}$ ,  $PC_{kt}$ ,  $UC_{kt}$ ,  $I_{kt}$  – питомі прибуток на капітал, умовно-постійні податки (платежі), витрати та інвестиційна складова в ціні за МВт годину на одиницю встановленої потужності відповідно, грн;  $PV_{kt}$ ,  $UV_{kt}$  – питомі умовно-змінні податки та витрати на одиницю виробленої електроенергії, відповідно, грн за МВт годину.

### 3. Результати та обговорення

Для виконання вимог балансової надійності, як відзначалось, необхідно забезпечити розвиток ОЕС по припустимій траєкторії розвитку, для чого необхідно вирішити такі основні задачі.

1. Сформувані (визначити) найбільш доцільну до реалізації припустиму траєкторію розвитку ОЕС. Головною вимогою при формуванні такої

траєкторії є визначення мінімально-необхідної потужності генерації та технологій управління попитом для забезпечення балансової надійності ОЕС при мінімізації усередненої гранично-прийнятної ціни на електроенергію на ринку на протязі розрахункового етапу [2].

2. Забезпечити збереження в роботі існуючих енергетичних об'єктів та будівництво нових для реалізації сформованої припустимої траєкторії розвитку ОЕС.

3. Забезпечити прибутковість роботи нових та існуючих енергетичних об'єктів.

При монопольних моделях регулювання ринку електроенергії вирішення цих задач здійснюється в межах системи управління розвитком та функціонуванням ОЕС. При цьому за рахунок використання методів оптимізації можливо забезпечити поставку електроенергії споживачам за мінімальними, але економічно-обґрунтованими цінами.

Лібералізація ринків електроенергії на тлі пріоритетного розвитку електростанцій, які працюють на ВДЕ, частина з яких є електростанціями з негарантованою потужністю, це у першу чергу стосується вітрових та сонячних електростанцій, значно ускладнюють проблему забезпечення балансової надійності ОЕС у перспективі. При цьому проблема забезпечення балансової надійності загострюється при впровадженні все більш лібералізованих моделей ринку електроенергії, при яких головною рушійною силою з точки зору формування цін на електроенергію та її пропозиції є вільна конкуренція між учасниками ринку.

Найбільш лібералізованими моделями ринку електроенергії на сьогодні є моделі вільного доступу до мереж (МВДМ), які на сьогодні реалізовані у багатьох, у першу чергу, розвинених, країнах світу, зокрема, в країнах-членах ENTSO-E [2, 6–9].

МВДМ базуються на можливості вибору споживачем постачальника і за своєю ідеологією передбачають, що конкуренція на ринку електроенергії, при децентралізованому формуванні покриття ГЕН на основі попиту та пропозиції, за рахунок цінових сигналів забезпечить необхідні інвестиції у певні види генерації та заходи з керованого управління попитом. Це дозволить забезпечити балансову надійність ОЕС та знижувати ціну на електроенергію як шляхом впровадження новітніх технологій через можливості вільного входу на ринок нових гравців, так і за рахунок конкуренції між виробниками електроенергії. При цьому, усі витрати, пов'язані з оплатою послуг з централізованого електропостачання, прив'язуються до ціни електроенергії і ніяким чином не залежать від потужності генерації та заходів з керованого управління попитом, які необхідні для покриття потреб окремих споживачів.

Але при впровадженні ринкових моделей регулювання були припущенні помилки, які обумовлені неповним урахуванням специфіки систем централізованого електропостачання (СЦЕ) споживачів, в яких споживачу надається комплексна послуга з забезпечення його потреб в електроенергії, можливість надання якої визначається у першу чергу достатністю потужності генеруючих одиниць та технологій керованого управління попитом для виконання вимог балансової надійності. При монопольній моделі регулювання діяльності послуга з достатності означеної потужності виконується автоматично, навіть без її окремої оплати – за цієї моделі достатньо просто зробити на наступний рік прогноз обсягів виробництва електроенергії та загальних витрат для забезпечення цих обсягів. За відсутності такої оплати при ринкових моделях регулювання гарантувати, при нормативному рівні надійності електропостачання, достатність потужності генеруючих одиниць та технологій керованого управління попитом для виконання вимог балансової надійності неможливо. Більш того, дуже значними стають ризики виникнення недостатності такою потужності, що обумовлено наступними чинниками.

За ринкових моделей регулювання ринку електроенергії на базі вільної конкуренції навіть на перспективу одного року не можливо коректно визначення майбутніх цін на електроенергію та допоміжні послуги на ступенях ГЕН, а також обсяги потужності для  $k$  генеруючої одиниці або  $m$  технології керованого управління попитом, які будуть задіяні для покриття потреби в електроенергії та наданні допоміжних послуг на ступенях ГЕН. Тому виникають значні ризики невиконання вимоги (7) для існуючих енергетичних об'єктів, які не мають гарантій щодо цін та обсягів збуту електроенергії. Особливо вони зростають при наданні преференцій для розвитку генерації, яка в якості первинного джерела енергії використовує ВДЕ, зокрема, щодо пріоритетності диспетчеризації щодо участі у покритті ГЕН та гарантованих цін на вироблену ними електроенергію. В цих умовах значно зростає залежність можливості виробництва електроенергії іншими видами генерації від конкретних погодних умов, які по роках можуть суттєво змінюватись і сильно впливають як на загальну потребу в потужності генерації для надійного покриття ГЕН при максимальних навантаженнях споживачів, так і на необхідні обсяги виробництва як через погодні фактори, так і через коливання під їх впливом виробництва електроенергії на ЕНП.

Додатковою проблемою стає і поява просьюмерів, які знижують потребу у виробництві електроенергії в СЦЕ, але надійність електропостачання –

можливість покупати електроенергію в СЦЕ, може гарантувати лише наявність відповідних обсягів генерації, які повинні бути доступними в СЦЕ для забезпечення такого «резервування».

У цих умовах підтримувати в роботі електростанції з низьким коефіцієнтом використання потужності (КВВП), а тим більше ті, потреба в яких може виникнути один раз на кілька років, стає економічно не вигідно для їх власників, і такі потужності закриваються. Більш того, при виникненні значних профіцитів потужності генерації, які мають місце, у першу чергу, при значній потужності ЕНП у складі ОЕС, коли погодні умови сприяють максимізації їх робочої потужності, ціни на ринку обвалюються і можуть стати навіть від'ємними, що для нормального ринку є нонсенсом. За таких умов виникають ризики невиконання вимоги (7) і для електростанцій з достатньо високим КВВП.

Також при МВДМ, через відсутність можливості коректного визначення майбутніх цін на електроенергію та допоміжні послуги, а також обсяги майбутнього попиту, які у майбутньому будуть покриватися новою генерацією або технологіями з керованого управління попитом, обґрунтувати доцільність їх впровадження, тобто побудувати коректну фінансову модель їх діяльності на перспективу, яка дозволяє обґрунтувати доцільність інвестицій – можливість прибуткової роботи в термін життєвого та/або інвестиційного циклу, нереально. Саме тому, лише практично електростанції, які використовують ВДЕ в якості первинного енергоносія, активно нарощують нову потужність, бо вони мають відповідні гарантії і можуть легко будувати відповідні фінансові моделі. Звісно, це порушує принцип вільної конкуренції і реально не цінові ринкові сигнали, а державна політика стає рушійною силою розвитку генерації.

На сьогодні здійснюються спроби вирішити задачу забезпечення балансової надійності шляхом впровадження механізму «гарантування інвестицій в потужність», зокрема, подібні механізми передбачені Директивою 2009/72/ЕС [11] та Законом України про ринок електроенергії [12], що теоретично може забезпечити реалізацію припустимої траєкторії розвитку ОЕС, формування (визначення) якої є завданням оператора системи передач (ОСП) відповідної ОЕС. Тобто, ОСП за результатами досліджень з прогнозування розвитку ОЕС у контексті забезпечення балансової надійності визначає необхідність у будівництві нових потужностей, їх технічних характеристик та ініціює або організовує проведення відповідного конкурсу на їх будівництво.

Але цей механізм не дає гарантій щодо можливості прибуткової роботи у перспективі новим

потужностям, якщо за умовами конкурсу передбачається повернення лише частки інвестицій, необхідних для їх впровадження в роботу. Тому без додаткових гарантій у відшкодування як мінімум усіх умовно-постійних витрат, інвестицій та певного рівня прибутковості важко розраховувати на зацікавленість інвесторів у реалізації відповідних проєктів. При цьому, проблему гарантування прибуткової роботи необхідних існуючих потужностей для забезпечення балансової надійності цей механізм, звісно, не вирішує.

Тобто, цей механізм може лише частково забезпечити вирішення задач балансової надійності в частині будівництва нових потужностей при умові відповідної їх оплати.

Також необхідно відзначити, що, навіть, незважаючи на усі фінансові ризики, дуже висока ціна на електроенергію та/або на допоміжні послуги, яка свідчить про виникнення дефіциту, стала би цінним стимулом для прийняття рішень про будівництво відповідної генерації та/або впровадження заходів з керованого управління попитом. Але враховуючи термін реалізації відповідних проєктів, високою стає вірогідність того, що під час їх реалізації вимоги балансової надійності будуть порушуватись на певних ступенях окремих ГЕН.

Таким чином, можна зробити висновок, що в межах МВДМ відсутність гарантованої можливості виконання вимоги (7) для існуючих потужностей та практично нереалістичність можливості залучення інвестицій для впровадження нових без гарантування цін та обсягів реалізації електроенергії та/або допоміжних послуг, вірогідність можливості порушення вимог балансової надійності в середньостроковій, а тим більш в довгостроковій перспективі значно вища, ніж вірогідність їх виконання. А з урахуванням подальшого зростання потужності електростанцій, які працюють з використанням ВДЕ, що розглядається як один з ключових напрямків декарбонізації економіки, та просьюмерів, які в якості генерації використовують головним чином ЕНП, без запровадження оплати мінімально-необхідної гарантованої потужності генерації та заходів з керованого управління попитом для забезпечення вимог балансової надійності, забезпечити виконання цих вимог стає практично нереальною задачею.

Фактично, впровадження плати за потужність забезпечує можливість централізованого управління розвитком ОЕС, що є об'єктивною необхідністю можливості узгодженої роботи великої кількості елементів, з яких складається ОЕС, при забезпеченні жорстких вимог до якості електроенергії в межах єдиного технологічного процесу.

Впровадження плати за потужність може здійснюватися з використанням різних механізмів, зо-

крема, за рахунок впровадження ринку потужності [9] або спеціальної допоміжної послуги. Але незалежно від того, яким чином її впроваджують, необхідним є виділення трьох видів такої оплати.

1. Оплата мінімально-необхідної встановленої потужності існуючих генеруючих одиниць та технологій з керованого управління попитом для забезпечення балансової надійності при найбільш вірогідних рівнях та режимах електроспоживання та генерації ЕНП для відповідного року здійснення платежів.

2. Оплата мінімально-необхідної встановленої потужності нових генеруючих одиниць та технологій з керованого управління попитом для забезпечення балансової надійності при найбільш вірогідних рівнях та режимах електроспоживання та генерації ЕНП для відповідного року здійснення платежів.

3. Оплата стратегічного резерву встановленої потужності генерації для можливості мінімізації наслідків форс-мажорних обставин – аномально-високе навантаження, затримки з вводом нової генерації, дуже низька потужність ЕНП під час максимуму навантажень тощо.

Необхідний рівень відповідної потужності та економічно-обґрунтований рівень її оплати може достатньо легко визначитися ОСП при проведенні досліджень по оцінці відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Це можна зробити при визначенні припустимої доцільної до реалізації траєкторії розвитку ОЕС при проведенні відповідних досліджень на середньострокову перспективу та при проведенні такої оцінки на короткострокову перспективу – перспективу наступного року, коли він визначає, з використанням відповідних моделей, баланси виробництва-споживання потужності на всіх ступенях ГЕН для цього року з урахуванням вимог балансової надійності [1, 10].

Відбір необхідної потужності з наявної в ОЕС ОСП може здійснювати на конкурсних засадах по типах генерації та технологіям керованого управління попитом. При цьому визначений економічно-обґрунтований рівень оплати по типам технологій та заходам з керованого управління попитом, який, як відзначалось, може визначити ОСП, виступає як гранична ціна закупівлі відповідної потужності ОСП. Оплату потужності найбільш доцільно забезпечити шляхом її включення до рахунку споживачів, яка повинна бути пропорційною їх заявленій максимальній потужності, що забезпечує коректність оцінки витрат в СЦЕ на підтримку достатніх потужностей для забезпечення вимоги (1).

У цьому контексті запровадження означеної оплати через механізм ринку потужності є більш

ефективним рішенням, ніж впровадження відповідної допоміжної послуги, бо оплата через допоміжну послугу здійснюється ОСП відповідно до обсягів спожитої електроенергії, які не завжди добре корелюються з максимальною потужністю споживача, що у першу чергу стосується просьюмерів.

При цьому, плата за потужність нараховується за всі години, коли відповідний  $k$  енергетичний об'єкт є доступним (заявився) на всіх сегментах ринку, на яких він може працювати, а також при знаходженні в плановому ремонті, терміни якого та тривалість були погоджені з ОСП.

Впровадження ринку електроенергії, згідно з декларованими цілями його впровадження, спрямовано на захист прав споживачів. В цьому контексті, для виключення подвійної оплати мінімально-необхідної потужності генерації та технологій з керованого управління попитом для забезпечення вимог балансової надійності, вартість їх послуг з постачання електроенергії та надання допоміжних послуг не повинна включати витрати, які відшкодовуються через механізм оплати потужності.

З огляду на те, що необхідність оплати доступної потужності при імпорті електроенергії – ціна фактична для споживача є сумою вартості імпорту та плати за доступну потужність, для недискримінації споживача імпортер повинен оплачувати цю незадіяну доступну потужність, шляхом зниження на відповідну величину вартості електроенергії для споживачів, які купують у нього електроенергію.

#### 4. Висновки

Проведені дослідження показують, що оплата мінімально-необхідної потужності генерації та технологій з керованого управління попитом є необхідною умовою забезпечення балансової надійності ОЕС. Тому виконання вимоги щодо забезпечення фінансової збалансованості ринку електроенергії, можливість прибуткової роботи мінімально-необхідної генерації та технологій керованого управління попитом є необхідною умовою сталої роботи ринку електроенергії. Без її виконання власники існуючих енергетичних об'єктів не будуть зацікавлені у продовженні експлуатації «надлишкових» потужностей, підтримка яких у працездатному стані буде для них збитковою, а для потенційних інвесторів саме можливість прибуткової роботи є головним критерієм доцільності інвестування у проекти з розвитку генерації та впровадження заходів з керованого управління попитом.

Ключову роль у можливості гарантування виконання нормативних вимог балансової надійнос-

ті при централізованій диспетчеризації повинен відігравати ОСП, бо лише він має інституційну спроможність щодо формування доцільної до реалізації у перспективі траєкторії розвитку ОЕС у контексті забезпечення балансової надійності, визначення необхідних обсягів стратегічних резервів та необхідної доступної потужності, забезпечити розрахунок економічно-обґрунтованих рівнів їх оплати.

Тому доцільним є впровадження централізованого ринку потужності під фактичним керуванням ОСП, що забезпечує можливість централізованого управління розвитком ОЕС, без чого практично нереально забезпечити її необхідний розвиток у контексті забезпечення балансової надійності.

### Посилання

1. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 22.01.2022).
2. Костюковський Б.А. Методи та засоби прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаних електроенергетичних систем в умовах ринкового регулювання діяльності в електроенергетиці: дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. К., 2007р. 161 с.
3. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / под ред. Л.С. Беляева и Ю.Н. Руденко. Новосибирск: Наука, 1980. 310 с.
4. Салливан Р. Проектирование развития энергосистем. М.: Энергоиздат, 1982. 360 с.
5. Месарович М., Мако Д., Такахага И. Теория иерархических многоуровневых систем / пер. с англ. Под ред. Шахина И.Ф. М.: Мир, 1973. 334 с.
6. Костюковський Б.А., Лещенко І.Ч., Спітковський А.І., Іваненко Н.П. Теоретичні засади аналізу ефективності моделей регулювання діяльності в електроенергетиці та оцінка наслідків впровадження ринкових моделей в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2012. Вип. 4(31). С. 21—26.
7. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009. 296 с. ISBN 978-5-02-023290-7.
8. ENTSO-E. Vision on Market Design and System Operation towards 2030. URL: [https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe\\_fp\\_vision\\_2030\\_web.pdf](https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf).
9. Strategic Reserves versus Market-wide Capacity Mechanisms Pär Holmberg and Thomas Tangerås IFN Working Paper No. 1387, 2021. URL: <https://www.ifn.se/media/byddy5yr/wp1387.pdf> (дата звернення: 22.01.2021).
10. Методологія виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ: НЕК «Укренерго», 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Methodologiya-vykonannya-ot-sinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej.pdf> (дата звернення: 22.01.2021).
11. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj> (дата звернення: 18.01.2022).
12. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. Верховна Рада України. Законодавство України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 18.01.2022).

## THEORETICAL JUSTIFICATION OF THE NECESSITY OF PAYMENT FOR CAPACITY IN IPS

**Borys Kostyukovskyi**, PhD (Engin.), Senior Research Scientist, <https://orcid.org/0000-0001-7123-3096>

**Tetiana Nechaieva\***, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>  
General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv  
e-mail: [info@ienergy.kiev.ua](mailto:info@ienergy.kiev.ua)

\*Corresponding author: [nechaieva.tan@gmail.com](mailto:nechaieva.tan@gmail.com)

**Abstract.** *One of the most important tasks to be solved in the context of the Integrated power systems (IPS) development is to ensure balance reliability. Its successful solution is possible only if the electricity market is financially balanced - the sufficiency of the revenues of energy companies for running a business of electricity production and providing auxiliary services, as well as providing an opportunity for investors to justify the feasibility of implementing projects for the development of generation and the implementation of demand-driven management measures to ensure the IPS balance reliability. When the IPS works according to the rules of the liberalized electricity market, it is impossible to guarantee the owners of generating*



*companies and demand-driven management systems a profit at the level at which they will consider their work on this market expedient in the absence of special mechanisms for providing relevant guarantees, for example, a «green» tariff for power plants on renewable energy sources. Certainly, without the presence of such mechanisms, it is impossible to justify the feasibility of implementing investment projects for the development of generating capacities and the implementation of measures for managed demand management. This creates significant risks in terms of ensuring balance reliability requirements in the IPS, whose activity is regulated according to the rules of the liberalized electricity market, in the long term due to the possibility the occurrence of a general deficit of generation capacity or insufficient maneuverability of the IPS. The emergence of a deficit will be due to the lack of interest on the part of the owners of generating companies and demand-driven management systems in maintaining the generating units and corresponding systems in an affordable state, which do not bring sufficient profit, as well as due to the lack of investment in the construction of new capacities. Taking into account the above, the purpose of the performed studies, the main results of which are given in the article, was the scientific justification of the need to introduce capacity payment as a key prerequisite for ensuring the IPS balance reliability based on the analysis of their objective properties and features of the functioning of liberalized electricity markets, as well as the appropriate mechanisms for its implementation.*

**Keywords:** power system, electric power generation, electricity market, capacity payment, power system balancing reliability.

## References

1. Pro zatverdzhennia Kodeksu systemy peredachi. Postanova Natsionalnoi komisii, shcho zdiisniuie derzhavne rehuliuвання u sferakh enerhetyky ta komunalnykh posluh vid 14.03.2018 № 309. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (Last accessed: 22.01 2022 p.) [in Ukrainian].
2. Kostyukovskyi B.A. Methods and appropriate applications of united energy system's generating capacities structure forecasting taking into account power sector liberalization: dissertation for the degree of candidate of technical sciences, Kyiv, 2007 p. 161 c. [in Ukrainian].
3. Sistemnii podkhod pri upravlenii rozvitiem elektroenergetiki / pod red. L.S. Belyaeva i Yu.N. Rudenko. Novosibirsk: Nauka, 1980. 310 p. [in Russian].
4. R. Sallivan. Proektirovanie razvitiya energosistem. M.: Energoizdat, 1982. 360 p. [in Russian].
5. Mesarovich, M., Mako, D., & Takakhara, I. (1973). Teoriya ierarkhicheskikh mnogourovnevnykh sistem / per. s angl. Pod red. Shakhina I.F. M.: Mir. 334 p. [in Russian].
6. Kostyukovskyi, B.A., Leshchenko, I.Ch., Spitkovskyi, A.I., & Ivanenko, N.P. (2012). Theoretical basis of the analysis of the efficiency of models of the control over activities in the electric power sector and the evaluation of consequences of the introduction of market models in Ukraine. *The Problems of General Energy*, 4(31), 21–28 [in Ukrainian].
7. Belyaev L.S. (2009). Problemi elektroenergeticheskogo rinka. Novosibirsk: Nauka, 296 c. ISBN 978-5-02-023290-7 [in Russian]
8. ENTSO-E Vision on Market Design and System Operation towards 2030. URL: [https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe\\_fp\\_vision\\_2030\\_web.pdf](https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf)
9. Strategic Reserves versus Market-wide Capacity Mechanisms Pär Holmberg and Thomas Tangerås IFN Working Paper No. 1387, 2021 <https://www.ifn.se/media/byddy5yr/wp1387.pdf> (Last accessed: 22.01.2021).
10. Metodolohiia vykonannya otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnostei. NPC «Ukrenero». 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/11/Metodologiya-2020-v2.pdf>. (Last accessed: 22.02.2021) [in Ukrainian].
11. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. URL: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj> (Last accessed: 18.01.2021).
12. On Electricity Market: Law of Ukraine, April 13, 2017, № 2019-VIII. Verkhovna Rada of Ukraine. Legislation of Ukraine. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19?lang=en#Text> (Last accessed: 18.01.2022).

Надійшла до редколегії: 28.09.2022