

## ОЦІНКА РЕЗУЛЬТАТІВ СПОЛУЧЕННЯ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД»

Є.В. Парус<sup>1\*</sup>, канд. техн. наук, В.А. Євдокимов<sup>2\*\*</sup>, канд. держ. упр.

<sup>1</sup> Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: [paruseugene@gmail.com](mailto:paruseugene@gmail.com).

<sup>2</sup> Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,  
вул. Генерала Наумова, 15, Київ, 03164, Україна,

e-mail: [ievdokimov40@gmail.com](mailto:ievdokimov40@gmail.com).

*Робота присвячена методу попереднього аналізу результатів сполучення ринків електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед». Обґрунтовано актуальність задачі розробки методів попередньої оцінки результатів сполучення ринку «на добу наперед» України з європейськими міждержавними біржами електричної енергії. Наведено теоретичне підґрунтя для процедури виділення окремого зовнішнього чинника, який впливає на зміну ринкової рівноваги, з метою чисельної оцінки впливу такого чинника. Описано основні складові математичного апарату для пошуку ринкової рівноваги у сполучуваних ринках електричної енергії із використанням функцій чистого експорту. Означено основи для побудови алгоритмів пошуку оптимальних рішень. Особливості застосування запропонованого методу продемонстровано на прикладі аналізу результатів сполучення ринків електричної енергії України та Молдови. Відображено підходи до створення функції чистого експорту Молдови, в якій чинна структура ринку електричної енергії не передбачає функціонування сегменту ринку "на добу наперед". Наведено приклад імітаційного моделювання процесів сполучення ринків електричної енергії України та Молдови для двох характерних годин, а також приклад аналізу результатів імітаційного моделювання та попередніх висновків щодо наслідків сполучення ринків електричної енергії України та Молдови. Бібл. 20, рис. 3.*

**Ключові слова:** ринок електричної енергії, ринок «на добу наперед», сполучення ринків електричної енергії, функції чистого експорту.

**Вступ.** Сьогодні розвиток об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України відбувається в умовах синхронної роботи [1] з об'єднанням енергосистем в країнах континентальної Європи (ENTSO-E) та функціонування ринку електричної енергії [2]. Процеси подальшої інтеграції ринку електричної енергії до загальноєвропейського тісно пов'язані із запровадженням механізмів сполучення ринків електричної енергії, зокрема і на рівні ринків «на добу наперед» (РДН).

На ринках електроенергії європейських країн питання про врахування мережевих обмежень у сегменті РДН вирішується виходячи із особливостей як структури виробництва і споживання електроенергії, так і структури електричних мереж. Ці чинники зумовили реалізацію різних підходів до організації та проведення торгів на ринках електроенергії європейських країн. Навіть в умовах об'єднання національних ринків електроенергії в міжнаціональні ринкові об'єднання відмінності у підходах до організації та проведення торгів не усунуті повністю. Тому не втрачає актуальності проблема створення єдиного методу або набору методів ціноутворення, що ставлять на меті об'єднання існуючих ринків з урахуванням технологічних обмежень на обмін електроенергією між ними, основоположні принципи реалізації яких визначені в Регламентах Європейської Комісії [3, 4]. Так сьогодні європейські оператори ринку об'єднані в єдину систему, основу якої втілює спеціальний алгоритм розрахунку рівноважних обсягів та цін – EUPHEMIA [5]. При цьому сьогодні європейським законодавством допускається утворення різних зон чи об'єднань зон для процесу сполучення ринків електричної енергії.

Для України важливою задачею є попередній аналіз наслідків об'єднання національного ринку електричної енергії з сусідніми європейськими країнами в частині визначення можливих обсягів імпорту та експорту електричної енергії, взаємного впливу сполучуваних ринків на ціни в них, попередній аналіз правил такого об'єднання в частині задля прийняття відповідних управлінських рішень. Все це обумовлює актуальність розроблення та використання методів сполучення ринку електричної енергії України, що враховує структуру попиту та пропозиції на сполучуваних ринках та наявні міждержавні мережеві обмеження.

**Метою статті** є опис методу попереднього аналізу результатів сполучення ринків електричної енергії у сегменті ринку «на добу наперед» та прикладу його практичного використання для сполучення двох ринків електричної енергії.

**Метод імітації процедур сполучення торгових зон у сегменті ринку «на добу наперед».**

В дослідженнях за основу взято метод вирівнювання цін [6], який розвинуто з урахуванням чинних правил ціноутворення на РДН України. Розглянемо основні складові методу.

Теоретичним підґрунтям методу є поняття ринкової рівноваги [7], стан якої імітується наявною ретроспективною інформацією про рівновагу між попитом і пропозицією у сегменті РДН. Використання ретроспективних даних про фактичні рівноважні стани дає змогу використати положення Закону Вальраса [8] про самостійне досягнення нового стану ринкової рівноваги під дією зовнішніх нецінових чинників на ринку з досконалою конкуренцією. Порівняння станів початкової та кінцевої ринкової рівноваги дає можливість отримати кількісну оцінку чинників, які вплинули на ринкову рівновагу. В [9] розглянуті фактори впливу на процес ціноутворення, у тому числі на РДН. В межах даної публікації під впливом зовнішніх чинників розуміється передусім поява деякого обсягу обміну електричною енергією між торговими зонами, які до цього знаходилися у стані ринкової рівноваги. Структуру попиту та пропозиції у торгових зонах пропонується подавати функціями чистого експорту (ФЧЕ) [10], які найбільш точно відтворюють відношення між попитом та пропозицією за різних позицій ринкової рівноваги. Тоді імітація процедури сполучення двох ринків електроенергії з використанням ФЧЕ дозволяє визначити нові стани ринкової рівноваги в результаті появи деякого обсягу імпорту/експорту електричної енергії та отримати чисельні оцінки результатів такого сполучення. Це також означає, що порівняння в дослідженнях початкового та нового (за результатами впливу окремого зовнішнього чинника) станів ринкової рівноваги дає змогу дослідити результати впливу окремого чинника (наприклад, потоку електричної енергії між сполучуваними енергосистемами) та отримати чисельні характеристики такого впливу, нехтуючи іншими особливостями ціноутворення на сполучуваних ринках електроенергії (наприклад, нехтуючи наявністю блокових цінових заявок).

Нехай об'єднання РДН складається із  $Z$  торгових зон, причому у кожній  $z$ -й зоні на торгах для кожної години доби  $h$  присутні  $I$  заявок [11] подільного типу на купівлю електричної енергії та  $J$  заявок подільного типу на продаж електричної енергії

$$\begin{cases} x_{z,h,i}^{\text{куп}}(C_i^{\text{куп}}, V_i^{\text{куп}}) \forall i \in I \\ x_{z,h,j}^{\text{прод}}(C_j^{\text{прод}}, V_j^{\text{прод}}) \forall j \in J \end{cases} \forall z \in Z \forall h = [1..24],$$

де  $x_{z,h}^{\text{куп}}, x_{z,h}^{\text{прод}}$  – заявки відповідно на купівлю та продаж електричної енергії у торговій зоні  $z$  на годину доби  $h$ ;  $C_x^{\text{куп}}, C_x^{\text{прод}}$  – визначена заявкою  $x$  ціна відповідно купівлі та продажу електричної енергії;  $V_x^{\text{куп}}, V_x^{\text{прод}}$  – визначений заявкою  $x$  обсяг відповідно купівлі та продажу електричної енергії.

Тоді Парето-оптимальна рівновага [12] об'єднання  $Z$  торгових зон на торгах РДН забезпечується таким акцептом [13] поданих на торги заявок, за якого виконуються умови

$$\begin{aligned} \sum_{h=1}^{24} \sum_{z=1}^Z \sum_{i,j} (C_i^{\text{куп}} \cdot V_i^{\text{куп}} - C_j^{\text{прод}} \cdot V_j^{\text{прод}}) &\rightarrow \max, \\ \sum_{z=1}^Z \sum_i V_i^{\text{куп}} &= \sum_{z=1}^Z \sum_j V_j^{\text{прод}} \forall h = [1..24]. \end{aligned} \quad (1)$$

Умова (1) визначає для кожної торгової зони максимізацію функції Добробуту [14] із врахуванням обсягів імпорту/експорту електричної енергії. Пошук оптимального рішення в (1) пропонується здійснювати з використанням ФЧЕ. Нехай на кожну годину  $h$  у торговій зоні  $z$  множина заявок на купівлю електричної енергії подається агрегованою функцією попиту як формальною залежністю рівноважної ціни від обсягу торгів

$$f_{z,h}^{\text{поп}}(V) = C_{z,h}^{\text{поп}}(V) \forall z \in Z \forall h = [1..24],$$

а множина заявок на продаж електричної енергії подається агрегованою функцією пропозиції як формальною залежністю рівноважної ціни від обсягу торгів

$$f_{z,h}^{\text{проп}}(V) = C_{z,h}^{\text{проп}}(V) \forall z \in Z \forall h = [1..24].$$

Тоді ФЧЕ означається як

$$NEC_{z,h}^{\text{проп}}(V) = f_{z,h}^{\text{поп}}(V) - f_{z,h}^{\text{поп}}(V) \forall z \in Z \forall h = [1..24].$$

Для двох торгових зон  $A$  та  $B$  за відсутності обмежень на обсяги обміну електричною енергією оптимальний розв'язок (1) визначається на перетині ФЧЕ сполучуваних торгових зон

$$NEC_{A,h}(V) = NEC_{B,h}(V) \forall h = [1..24]. \quad (2)$$

Оскільки ФЧЕ означені залежностями рівноважних цін від обсягу торгів, то задача пошуку оптимального розв'язку (1) зводиться до пошуку такого обсягу обміну електричною енергією  $V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}}$ , за якого мінімізується різниця ринкових цін у цих зонах [14, 15]

$$|NEC_{A,h}(V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}}) - NEC_{B,h}(V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}})| \rightarrow \min \equiv |C_{A,h}^{\text{рівн}} - C_{B,h}^{\text{рівн}}| \rightarrow \min \forall h = [1..24], \quad (3)$$

де  $C_{A,h}^{\text{рівн}}$ ,  $C_{B,h}^{\text{рівн}}$  – рівноважні ціни у торгових зонах відповідно  $A$  та  $B$  для години  $h$ .

Якщо графіки функцій  $NEC_{A,h}(V)$  та  $-NEC_{B,h}(V)$  (обернена ФЧЕ для торгової зони  $B$ ) перетинаються, то для отримання оптимального розв'язку (1) достатньо використати рівність (2). У цьому випадку в обох торгових встановлюються однакові ринкові ціни  $C_{A,h}^{\text{рівн}} = C_{B,h}^{\text{рівн}}$ , і результати торгів еквівалентні результатам, отримуваним за умови єдиного аукціону в об'єднанні двох торгових зон.

Якщо графіки функцій  $NEC_{A,h}(V)$  та  $-NEC_{B,h}(V)$  не перетинаються, то задача пошуку оптимального обсягу обміну електричною енергією між двома сполучуваними торговими зонами розв'язується алгоритмічно з використанням цільової функції (3). Алгоритм пошуку оптимального рішення подібний до алгоритмів пошуку ринкової рівноваги для агрегованих функцій попиту і пропозиції на залповому двосторонньому аукціоні [16] або на аукціоні Вальраса [17]. Основна відмінність пошуку оптимального рішення по (3) полягає у можливості отримання від'ємного значення обсягів обміну електричною енергією, що означає фактичний комерційний потік електричної енергії із торгової зони  $B$  у торгову зону  $A$ . У загальному випадку такий алгоритм дає змогу отримати оптимальний розв'язок і для ситуацій, коли графіки ФЧЕ двох сполучуваних торгових зон перетинаються.

Технічні та режимні обмеження на обсяги обміну електричною енергією між двома торговими зонами враховуються перевіркою отриманого по (3) оптимального обсягу обміну електричною енергією між двома торговими зонами на відповідність умові

$$-V_{B \rightarrow A,h}^{\text{max}} \leq V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}} \leq V_{A \rightarrow B,h}^{\text{max}} \quad \forall h = [1..24], \quad (4)$$

де  $V_{B \rightarrow A,h}^{\text{max}}$ ,  $V_{A \rightarrow B,h}^{\text{max}}$  – максимально допустимий погодинний обсяг потоку електричної енергії відповідно із торгової зони  $B$  у торгову зону  $A$  та із торгової зони  $A$  у торгову зону  $B$ .

Отримані для (3) оптимальні значення обсягів обміну електричною енергією між двома торговими зонами приймаються як результат розрахунків, якщо вони задовольняють обмеженням (4). Якщо умови (4) порушуються, то результат розрахунків визначається по визначеній в (4) допустимій межі.

Граничні ціни у кожній із двох сполучених торгових зон достатньо просто визначаються з використанням ФЧЕ

$$\begin{cases} C_{A,h}^{\text{рівн}} = NEC_{A,h}(V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}}) \\ C_{B,h}^{\text{рівн}} = NEC_{B,h}(-V_{A \rightarrow B,h}^{\text{опт}}) \end{cases} \quad \forall h = [1..24].$$

Інший спосіб визначення результатів сполучення двох торгових зон – розрахунок результатів двостороннього аукціону у кожній торговій зоні із врахуванням оптимального балансу імпорту/експорту електричної енергії [18]. За такого способу розрахунків додатково визначаються множини акцептованих та відхилених заявок з купівлі і продажу електричної енергії.

Для імітації процедури сполучення більше ніж двох торгових зон організується ітераційний процес, де на кожній ітерації здійснюється послідовний аналіз кожного електричного перетину між двома суміжними торговими зонами. Оскільки дослідження здійснені для аналізу процедур сполучення двох торгових зон, детальний опис ітераційного процесу сполучення трьох і більше торгових зон виходить за межі даної публікації.

Послідовність виконання порівняльного аналізу наступна.

1. За базову точку приймається ретроспективна інформація про стан ринкової рівноваги у сполучуваних торгових зонах.

2. Імітується вплив зовнішніх чинників на ринкову рівновагу. Під імітацією впливу розуміється створення нового чи зміна характеристик існуючого електричного перетину, зміни у

структурі попиту/пропозиції сполучуваних торгових зон або інші дії, що порушують усталену ринкову рівновагу.

3. Запропонований у роботі метод використовується для пошуку нового Парето-оптимального стану ринкової рівноваги.

4. Здійснюється порівняльний аналіз початкового та нового станів ринкової рівноваги. До основних критеріїв порівняльної оцінки відносяться значення функцій Добробуту та значення ринкових цін. За потреби порівняльний аналіз двох станів ринкової рівноваги виконується для окремих учасників ринку. Такий аналіз охоплює передусім порівняння обсягів і вартості купівлі/продажу електричної енергії.

#### Приклад сполучення двох ринків електричної енергії та вхідні дані для аналізу.

Ринок електричної енергії Молдови складається з сегменту двосторонніх договорів та балансууючого ринку. На відміну від РДН, сегмент двосторонніх договорів не формує інформацію про структуру попиту і пропозиції, необхідну для побудови ФЧЕ. Крім того, особливості функціонування сегменту двосторонніх договорів не дозволяють отримати адекватні цінові індикатори ринкової вартості електроенергії в частині перспектив імпорту/експорту. Тому, для оцінки перспектив імпорту/експорту електроенергії між Україною та Молдовою використано ретроспективну інформацію про імпорт/експорт електроенергії між Молдовою та Румунією.

З листопада 2022 року Молдова імпортувала з Румунії від 50% до 75% обсягів власного електроспоживання. Таким чином, ринкові ціни РДН Румунії справляють значний вплив на формування вартості електричної енергії для споживачів у Молдові. Вважаючи структуру попиту на електричну енергію в Молдові умовно не змінюваною, а також враховуючи значну частку імпорту електричної енергії в енергосистемі Молдови, яка закуповується централізовано, приймаємо наступне припущення: вважаємо, що в розрахункову годину доби частина електроспоживання енергосистеми Молдови покривається власними виробничими потужностями, причому обсяг компенсованого власними електростанціями електроспоживання не залежить від цін на суміжних ринках електроенергії. Тоді для імітації процедури сполучення торгових зон Молдови і України на кожен розрахункову годину визначаються фіксовані обсяги імпорту та експорту електроенергії в енергосистемі Молдови, означені заявками на купівлю і продаж електроенергії, обсягами комерційних потоків електроенергії між Молдовою та Румунією та погодинними цінами на електричну енергію у сегменті РДН Румунії. Таке припущення дає можливість оцінити вплив некомпенсованого попиту в енергосистемі Молдови на процеси ціноутворення в сегменті РДН України.

В межах цієї роботи розглянуто результати оціночного аналізу для двох розрахункових годин доби, а саме: 18-та година 5 грудня 2023 року (коли погодинна ціна РДН України нижча за погодинну ціну РДН Румунії), а також 19-та година 10 грудня 2023 року (коли погодинна ціна РДН України вища за погодинну ціну РДН Румунії). Інформацію щодо комерційних потоків електричної енергії між Молдовою та Румунією отримано на офіційному сайті ENTSO-E Transparency Platform. Інформація щодо ринкової ціни на електричну енергію у сегменті РДН Румунії отримана на офіційному сайті румунського Оператора ринку. Інформацію про ціни та агреговані функції попиту і пропозиції на РДН України отримано на офіційному сайті українського Оператора ринку. Для прикладу, ФЧЕ торгових зон Молдови і України за статистичними даними на 19-ту годину 10 грудня 2023 року наведено на рис. 1.

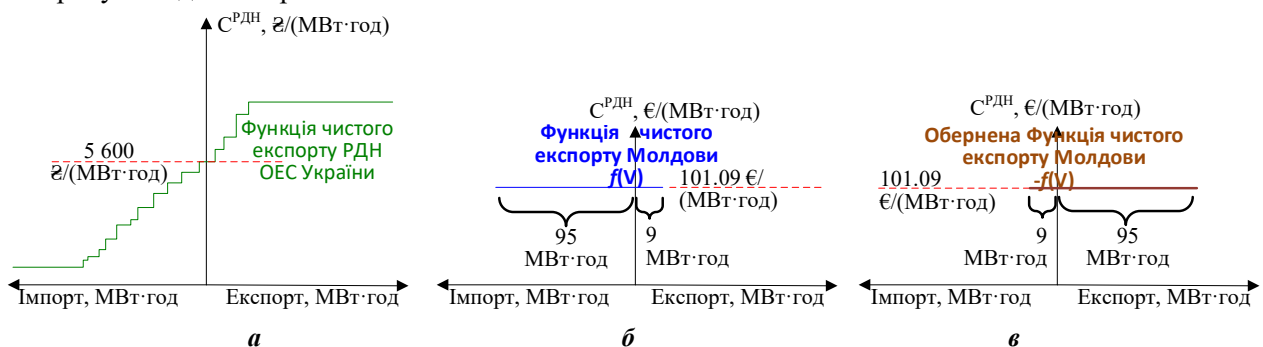


Рис. 1

В дослідженнях обернена ФЧЕ формувалася для Молдовської енергосистеми з метою порівняльного аналізу впливу молдовського ринку на баланс попиту і пропозиції РДН України. Проте наведений у роботі математичний апарат не визначає вимог щодо структури попиту і пропозиції торгової зони, для якої слід формувати обернену ФЧЕ. В математичній моделі для кожного міжсистемного електричного перетину формально означаються початкова та кінцева торгової зони, і обернена ФЧЕ в моделі формується для кінцевої торгової зони. Тоді, за результатами розрахунків потоки електроенергії із початкової у кінцеву торгової зони матимуть додатне значення, а потоки електроенергії із кінцевої у початкову торгової зони – від’ємне значення. При цьому для двох сполучуваних торгових зон вибір ознаки початкової чи кінцевої може здійснюватися довільно.

**Аналіз результатів імітаційного моделювання.** Для розрахункової години за статистичною інформацією на 19-ту годину 10 грудня 2023 року результати порівняльного аналізу ФЧЕ України і Молдови відображені на рис. 2 (приклад сполучення ринків з потоком електроенергії від Молдови в Україну). Обсяг електричної енергії, закуплений на РДН Румунії на покриття попиту у Молдові, має ціну нижчу за ціну, сформовану у цю годину доби на РДН України. Тому правила сполучення ринків електроенергії стимулюють потік електричної енергії із Молдови в Україну. В результаті, замість покриття власного попиту, Молдова здійснюватиме реекспорт електроенергії до України або навпаки – імпорт з України. Для недопущення неповного покриття власного попиту Національний регуляторний орган [19] Молдови має вживати заходи щодо обмеження обсягів транзиту електричної енергії з Румунії в Україну через енергосистему Молдови.

Для РДН України сполучення з Молдовою еквівалентне появі додаткової заявки з пропозицією електричної енергії обсягом 104 МВт·год та ціною 4 422,34 €/МВт·год. Згідно із припущеннями про функції і ціноутворення ринку електричної енергії Молдови, така ціна є фіксованою і не може змінюватися. Тому вирівнювання цін для ринків електроенергії України і Молдови можливе лише за ціною 4 422,34 €/МВт·год. Як показано на рис. 2, для вирівнювання ринкових цін в Україні і Молдові в розглянуту розрахункову годину необхідно забезпечити потік електричної енергії обсягом 709,7 МВт·год. Проте можливості експорту електроенергії з Молдови до України в розглянуту розрахункову годину обмежені обсягом 104 МВт·год. Як видно з рис. 2, графіки ФЧЕ України та оберненої ФЧЕ Молдови не перетинаються, що означає неможливість повного злиття двох торгових зон в розглянуту розрахункову годину. Тому експорт електроенергії з Молдови в Україну спричиняє зниження ринкової ціни на РДН України з 5 600 €/МВт·год до 5 400 €/МВт·год. Обмежений обсяг потенціалу експорту електроенергії в енергосистемі Молдови слід вважати несумісністю структур попиту і пропозиції електроенергії в Україні і Молдові, яка не дає змоги досягти повного злиття двох ринків. Додатково обсяг обміну електроенергією між двома енергосистемами може обмежуватися пропускнуною спроможністю міждержавних електричних перетинів та потребами забезпечення стійкості енергосистем. Наприклад, технологічне обмеження потоку електроенергії з Молдови в Україну до потужності 31 МВт призводитиме до зниження ціни на РДН України з 5 600 €/МВт·год до 5 500 €/МВт·год.

Для розрахункової години за статистичною інформацією на 18-ту годину 5 грудня 2023 року результати порівняльного аналізу ФЧЕ України і Молдови відображені на рис. 3 (приклад сполучення ринків з потоком електроенергії від України у Молдову). На 18-ту годину 5 грудня 2023 року в ОЕС України утворився дефіцит виробництва електричної енергії, і Оператор системи передачі [19] України (НЕК «Укренерго») здійснював запит про аварійну допомогу із суміжних енергосистем. На РДН України пропозиція електричної енергії не покрила увесь наявний попит, і гранична ціна торгів встановилася на рівні максимального регуляторного обмеження. На РДН Румунії на цю розрахункову годину також спостерігалось підвищення попиту на електричну енергію. В умовах більш ліберальної регуляторної політики Румунії сформувалася ринкова ціна вища за ринкову ціну в Україні.

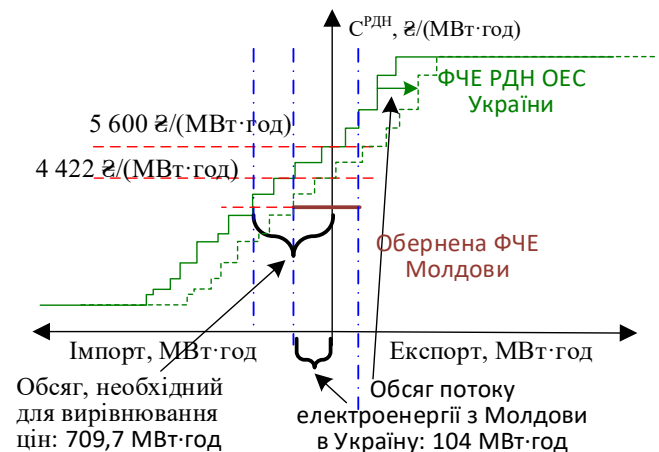


Рис. 2

Припустимо, що в наведеній на рис. 3 ситуації відбулася процедура сполучення ринків електричної енергії України та Молдови. Тоді більш висока ціна експортно-імпортного балансу Молдови стимулюватиме потік електричної енергії з України у Молдову. Для РДН України вплив оберненої ФЧЕ Молдови еквівалентний появі додаткової заявки на купівлю електричної енергії з ціною, вищою за верхнє цінове обмеження. Така ситуація характеризується як цінова дискримінація третього ступеню [20], оскільки покупці електричної енергії в Україні не мають можливості подавати свої заявки з цінами вищими, ніж 7 500 €/МВт·год). Тоді попит електричної енергії Молдови з більш високою ціною витіснятиме внутрішній український попит на торгах РДН, що збільшуватиме обсяг дефіциту виробничих потужностей в ОЕС України. При цьому гранична ціна на торгах РДН України

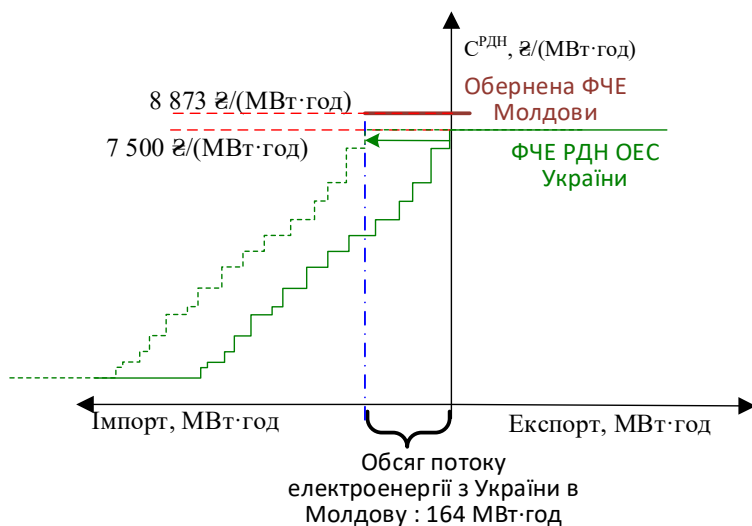


Рис. 3

не зміниться, оскільки вона вже досягла максимального регуляторного обмеження.

Таким чином, за умови дотримання чинних в Україні регуляторних обмежень на ціни у сегменті РДН, процедури сполучення повинні доповнюватися правилом, яке унеможливує прийняття цінових заявок від суміжних енергосистем з цінами поза регуляторного діапазону обмежень. У такому випадку для відображеного на рис. 3 прикладу ємність імпорту електричної енергії у Молдову із ціною вищою за встановлене цінове обмеження автоматично відхилятиметься, і відображена на рис. 3 ринкова рівновага у розрахункову годину на РДН України не зміниться.

**Висновки.** Запропонований у публікації метод дає змогу оцінити

результати впливу зовнішніх чинників на рівноважні стани сполучуваних ринків електричної енергії. Наведено приклад використання запропонованого методу для попередньої оцінки наслідків сполучення ринків електричної енергії України та Молдови. За потреби сформована на основі запропонованого методу розрахункова модель може використовуватися і для більш ґрунтовних досліджень перспектив сполучення РДН України із ринками електроенергії суміжних країн. Реалізація засобів порівняльного аналізу різних варіантів обміну електричною енергією між торговими зонами надає інструментарій для оцінки потенційних наслідків прийняття окремих управлінських рішень, зокрема під час започаткування сполучення ринку електричної енергії України з ринками країн ЄС. Це, у свою чергу, дає можливість приймати обґрунтовані рішення як на етапі підготовки до інтеграції ринку «на добу наперед» України у європейські міждержавні ринкові об'єднання, так і в умовах функціонування ринку електричної енергії України у складі таких об'єднань.

*Роботу виконано за держбюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керуваності електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)», КПКВК 6541030.*

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Білов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>.
2. Про ринок електричної енергії: Закон України №2019-VIII від 13.04.2017
3. Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. *Official Journal of the European Union*. 2015. Vol. 58. Pp. 24–72.
4. Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation. *Official Journal of the European Union*. 2016. Vol. 259. Pp. 42–68.
5. EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm. NEMO Committee, 2019. 55 p.

6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним урахуванням мережевих обмежень енергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С.60–67. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.060>.
7. Varian Hal R. *Microeconomic Analysis* (Third ed.). New York: Norton, 1992. 563 p.
8. Patinkin D. Walras's Law. In: Eatwell J., Milgate M., Newman P. (eds) *General Equilibrium*. London: Palgrave Macmillan, 1989. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-1-349-19802-3\\_37](https://doi.org/10.1007/978-1-349-19802-3_37).
9. Борукаєв З.Х., Євдокімов В.А., Остапченко К.Б. Обчислювальний метод вузлової трансформації процесу ціноутворення на ринку електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 67–76.
10. O'Sullivan A., Sheffrin Steven M. *Economics: Principles in Action*. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2003. 462 p.
11. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 14.03.2018 № 308 (у редакції постанови НКРЕКП 29.11.2022 № 1592). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення 10.10.2023).
12. Mas-Colell A., Whinston Michael D., Green Jerry R. Chapter 16: Equilibrium and its Basic Welfare Properties. *Microeconomic Theory*. Oxford University Press, 1995.
13. Arrow Kenneth J., Gérard Debreu ed. *Landmark Papers in General Equilibrium Theory, Social Choice and Welfare*. Edward Elgar Publishing, 2002.
14. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81–88.
15. 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](https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1).
16. Klemperer P. Auction Theory: A Guide to the Literature. *Journal of Economic Surveys*. 1999. Vol. 13. Issue 3. Pp. 227–286. DOI: <https://doi.org/10.1111/1467-6419.00083>.
17. Milgrom P. *Putting Auction Theory to Work*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2004. 277 p.
18. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізації різниці цін між ринками електроенергії. *Техн. електродинаміка*. 2015. № 4. С.81–88.
19. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944> (дата звернення 25.12.2023).
20. Robert Phillips. *Pricing and Revenue Optimization*. Stanford University Press. 2005. 78 p.

## EVALUATION OF THE RESULTS OF SIMULATION OF ELECTRICITY MARKET COUPLING IN THE "DAY AHEAD" MARKET

Ye.V. Parus<sup>1</sup>, V.A. Evdokimov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: [paruseugene@gmail.com](mailto:paruseugene@gmail.com).

<sup>2</sup> G.E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering National Academy of Sciences of Ukraine, General Naumov Str., 15, Kyiv, 03164, Ukraine.

E-mail: [ievdokimov40@gmail.com](mailto:ievdokimov40@gmail.com).

*The publication is devoted to the method of preliminary analysis of the results of the electricity market coupling in the "day-ahead" market segment. The relevance of the task of developing methods for preliminary evaluation of the results of the coupling of the "day-ahead" market of Ukraine with European interstate electricity exchanges is substantiated. The theoretical basis for the procedure for the selection of a separate external factor, with the aim of numerically evaluating the influence of such a factor that affects the change in the market equilibrium, is presented. The main components of the mathematical apparatus for finding market equilibrium in coupled electricity markets with the use of net export functions are described. The foundations for building algorithms for finding optimal solutions are determined. Features of the application of the proposed method on the example of the analysis of the results of Ukraine and Moldova electricity market coupling are demonstrated. Approaches to the creation of the function of Moldova's net export are shown, taking into account that the current structure of the Moldovan electricity market does not provide for the operation of the "day ahead" market segment. An example of simulation modeling of the processes of Ukraine and Moldova electricity market coupling for two typical hours is given. An example of the analysis of simulation results and preliminary conclusions regarding the consequences of Ukraine and Moldova electricity market coupling is shown. References 20, figures 3.*

**Keywords:** electricity market, «day ahead» market, electricity market coupling, net export curve.

1. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>.
2. On Electricity Market: The Law of Ukraine. 13.04.2017 No 2019-VIII.
3. Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management. *Official Journal of the European Union*. 2015. Vol. 58. Pp. 24–72.
4. Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation. *Official Journal of the European Union*. 2016. Vol. 259. Pp. 42–68.
5. EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm. NEMO Committee, 2019. 55 p.
6. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Ivanov G.A. Simulation model of the day-ahead electricity market with implicit consideration of power systems network constraints. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2019. No 5. Pp. 60–67. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.060>.
7. Varian Hal R. Microeconomic Analysis (Third ed.). New York: Norton, 1992. 563 p.
8. Patinkin D. Walras's Law. In: Eatwell J., Milgate M., Newman P. (eds) General Equilibrium. London: Palgrave Macmillan, 1989. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-1-349-19802-3\\_37](https://doi.org/10.1007/978-1-349-19802-3_37).
9. Borukaiev Z.Kh., Evdokimov V.A., Ostapchenko K.B. Computational method of nodal transformation of the pricing process in the electricity market. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 67–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.067>.
10. O'Sullivan A., Sheffrin Steven M. Economics: Principles in Action. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2003. 462 p.
11. NEURC's Resolution On Approval of Day Ahead Market and Intraday market. 03.2018 No. 308 dd 14. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (accessed 10.01.2024).
12. Mas-Colell A., Whinston Michael D., Green Jerry R. Chapter 16: Equilibrium and its Basic Welfare Properties, Microeconomic Theory. Oxford University Press, 1995. 981 p.
13. Arrow Kenneth J., Gérard Debreu ed.. Landmark Papers in General Equilibrium Theory, Social Choice and Welfare. Edward Elgar Publishing, 2001.
14. Blinov I.V., Parus E.V. Congestion management and minimization of price difference between coupled electricity markets. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2015. No 4. Pp. 81–88. (Ukr)
15. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints. In: Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control. Springer, Cham. 2022. Vol 388. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_1).
16. Klemperer P. Auction Theory: A Guide to the Literature. *Journal of Economic Surveys*. 1999. Vol. 13. Issue 3. Pp. 227–286. DOI: <https://doi.org/10.1111/1467-6419.00083>.
17. Milgrom P. Putting Auction Theory to Work. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2004. 277 p.
18. Blinov I.V., Parus Y.V. Features of use of the net export function properties for the congestion management on the "day-ahead" market. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2015. No 6. Pp. 63–68. (Ukr)
19. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944> (accessed 25.12.2023).
20. Robert Phillips. Pricing and Revenue Optimization. Stanford University Press, 2005. 78 p.

Надійшла 16.01.2024  
Остаточний варіант 28.01.2024