

ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» З НЕЯВНИМ УРАХУВАННЯМ МЕРЕЖЕВИХ ОБМЕЖЕНЬ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

О.В. Кириленко^{1*}, академік НАН України, **І.В. Блінов^{1**}**, докт.техн.наук,
Є.В. Парус^{1*}**, канд.техн.наук, **Г.А. Іванов²**

¹ Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна, e-mail: paruseugene@gmail.com

² ДП «Енергоринок»,

вул. Симона Петлюри, 27, Київ, 01032, Україна.

Наведено опис підходів до вирішення проблеми врахування мережеских обмежень на ринку електричної енергії «на добу наперед» під час лібералізації процесів міждержавної торгівлі електричною енергією та з урахуванням повноцінної інтеграції українського ринку електроенергії до відповідних європейських об'єднань. Показано особливості моделювання процесів ціноутворення в сегменті ринку «на добу наперед», наведено архітектуру та математичну модель, що є основою розробленої імітаційної моделі ринку «на добу наперед» з визначенням основних її функцій. Визначено варіанти ціноутворення, які реалізовує ця модель за результатами розв'язання задачі пошуку оптимальних погодинних обсягів обміну електроенергією між цінними зонами. Представлено результати оцінки впливу допоміжних послуг у частині резервування виробничих потужностей для потреб регулювання режиму ОЕС України на вартість електроенергії в сегменті ринку «на добу наперед». Наведено приклади розрахунку взаємного впливу ринків електричної енергії «на добу наперед» України, Угорщини та Румунії. Показано наявність експортного потенціалу електричної енергії України та відзначено проблеми об'єднання України з європейськими країнами у сегменті ринку «на добу наперед» за умов наявної інфраструктури мереж ОЕС України. Бібл. 8, рис. 5.

Ключові слова: ринок на добу наперед, мережескі обмеження, імітаційне моделювання, ринок електричної енергії, математичне моделювання.

Вступ. Розвиток оптового ринку електричної енергії України, що відбувається протягом останнього десятиріччя, відзначається переходом від діючої моделі "Єдиного покупця" до перспективної лібералізованої моделі повномасштабного конкурентного ринку електричної енергії. Відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії» [1] в Україні з 1 липня 2019 року впроваджується лібералізована модель ринку електричної енергії, яка передбачає запровадження нових організованих сегментів ринку електричної енергії, перш за все мова іде про ринок «на добу наперед» (РДН) як конкурентного сегменту нової моделі, де формуватиметься найбільша складова оптової ринкової ціни. Згідно із «Правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» [2] РДН України має функціонувати за принципом граничного ціноутворення на основі балансу сукупного попиту на електричну енергію та її сукупної пропозиції і для цілей інтеграції з європейськими ринками електричної енергії має бути сумісним з алгоритмом цінового об'єднання регіонів (Price Coupling Regions – PCR) [3]. Для забезпечення впровадження та ефективного функціонування цього сегмента актуальним та необхідним є визначення підходів до впровадження та майбутнього функціонування РДН як складової лібералізованої моделі ринку електроенергії з урахуванням розвитку інших сегментів та сучасних особливостей функціонування ОЕС України, зокрема і врахування мережеских обмежень, та перспектив інтеграції ринку електроенергії України в загальноєвропейський ринок.

Аналіз [4–6] показав, що на ринках електроенергії європейських країн питання про врахування мережеских обмежень у сегменті РДН вирішується виходячи із особливостей як структури вироб-

ництва і споживання електроенергії, так і структури електричних мереж. У цьому випадку залишається актуальною 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, основні принципи реалізації яких визначені в Регламентах Європейської Комісії [4]. Таким чином, під час розроблення архітектури та функцій РДН України особливої актуальності набувають задачі дослідження доцільності врахування в цьому сегменті технологічних обмежень на обмін електроенергією по магістральних електричних мережах та розробки відповідних методів і засобів такого врахування, виходячи із досвіду європейських ринків електроенергії щодо вирішення подібних задач. Слід зазначити, що в європейських енергосистемах міждержавний обмін електроенергією реалізується за різними принципами: від явних аукціонів торгівлі пропускнуою спроможністю окремих перетинів до формування транснаціональних бірж із неявним врахуванням пропускнуої спроможності міждержавних перетинів на основі методів сполучення чи розділення цінових зон. Тому актуальною залишається задача порівняння особливостей у структурі попиту/пропозиції ОЕС України та суміжних з нею енергосистем для розробки заходів з ефективного розвитку ринку міждержавної торгівлі електроенергією, починаючи з лібералізації процесів торгівлі пропускнуою спроможністю міждержавних перетинів і завершуючи повноцінною інтеграцією українського ринку електроенергії до відповідних європейських ринкових об'єднань.

Мета статті – опис підходів до вирішення наведених проблем, що потребувало розробки концепції та побудови імітаційної моделі РДН України, спрямованої на підвищення якості обґрунтування управлінських рішень щодо управління механізмами і процесами ціно- та тарифоутворення як в умовах діючого ринку електричної енергії України, так і в умовах подальшої його лібералізації та інтеграції з європейськими ринками електроенергії. **Основним призначенням** цієї імітаційної моделі є моделювання процесів ціноутворення в цьому сегменті ринку та пошук на його основі оптимальних рішень щодо цін на електроенергію в Україні з урахуванням особливостей структури ринку електроенергії та правил його функціонування, а також системних обмежень в ОЕС України.

Математична модель РДН із неявним урахуванням технологічних обмежень. Нехай на РДН подані погодинні цінові заявки з купівлі $Z_{h,z}^{\text{поп}}(V, C)$ та продажу $Z_{h,z}^{\text{проп}}(V, C)$ електроенергії, якими визначені обсяги V та ціна C купівлі/продажу електроенергії для години доби h у ціновій зоні z . Для пошуку балансу між попитом та пропозицією для кожної цінової зони z формуються погодинні h функції агрегованих попиту $P_{h,z}^{\text{поп}}(C)$ та пропозиції $P_{h,z}^{\text{проп}}(C)$ як залежності обсягів відповідно купівлі та продажу електроенергії від ринкової ціни. Сформована виключно із подільних цінових заявок функція агрегованого попиту складається з множини $K^{\text{поп}}$ лінійних сегментів і для заданого значення ринкової ціни C_i обсяги попиту розраховуються як

$$P_i^{\text{поп}}(C_i) = P_k^{\text{поп}} + \frac{P_{k+1}^{\text{поп}} - P_k^{\text{поп}}}{C_{k+1}^{\text{поп}} - C_k^{\text{поп}}} (C_i - C_k^{\text{поп}}) \forall C_{k+1}^{\text{поп}} \leq C_i \leq C_k^{\text{поп}} \wedge k = \{1, K^{\text{поп}}\}.$$

Аналогічно обсяги пропозиції для заданого значення ринкової ціни C_i

$$P_i^{\text{проп}}(C_i) = P_k^{\text{проп}} + \frac{P_{k+1}^{\text{проп}} - P_k^{\text{проп}}}{C_{k+1}^{\text{проп}} - C_k^{\text{проп}}} (C_i - C_k^{\text{проп}}) \forall C_k^{\text{проп}} \leq C_i \leq C_{k+1}^{\text{проп}} \wedge k = \{1, K^{\text{проп}}\}.$$

Тоді цільова функція оптимального балансу між попитом та пропозицією за добу для Z цінових зон набудуватиме вигляду

$$\sum_{h=1}^{24} \left(\sum_{z=1}^Z \left(\int_0^{P_{h,z}^{\text{поп}}(C)} P_{h,z}^{\text{поп}}(C) \cdot dC - \int_0^{P_{h,z}^{\text{проп}}(C)} P_{h,z}^{\text{проп}}(C) \cdot dC \right) \right) \rightarrow \max. \quad (1)$$

Оптимальний розв'язок (1) визначається шляхом рішення задач пошуку оптимальних обсягів обміну електроенергією між ціновими зонами та пошуку оптимальних балансів попиту і пропозиції у цінових зонах з урахуванням імпорту/експорту електроенергії.

Представимо енергосистему у сегменті РДН у вигляді топологічного графу, в якому вершини відображають цінові зони $z \in Z$, а ребра $l \in L$ – потенційно проблемні електричні перетини між цими зонами. Тоді оптимальні обсяги обміну електроенергією між ціновими зонами розраховуватимуться виходячи з умови максимізації цільової функції (1) та за умов дотримання технологічних обмежень

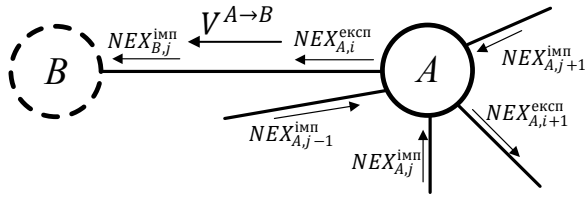


Рис. 1

перетину $[-V_{\max(h)}^{B \to A}, V_{\max(h)}^{A \to B}]$. У розглянутому на рис. 1 прикладі цільова функція (1) для години доби h набуде вигляду

$$\left(\int_0^{P_{B(h)}^{\text{поп}}(C_h^B)} P_{B(h)}^{\text{поп}}(C_h^B) \cdot dC_h^B + \int_0^{P_{A(h)}^{\text{поп}}(C_h^A)} P_{A(h)}^{\text{поп}}(C_h^A) \cdot dC \right) - \left(\int_0^{P_{B(h)}^{\text{проп}}(C_h^B)} P_{B(h)}^{\text{проп}}(C_h^B) \cdot dC_h^B + \int_0^{P_{A(h)}^{\text{проп}}(C_h^A)} P_{A(h)}^{\text{проп}}(C_h^A) \cdot dC \right) \rightarrow \max. \quad (2)$$

Очевидно, що для електричного перетину між ціновими зонами A та B оптимальне значення обміну електроенергією $V_h^{A \to B}$, за якого досягається максимум (2), розраховуватиметься як [7]

$$V_h^{A \to B} = \begin{cases} -\min\left(\max\left(P_{B(h)}^{\text{поп}}(C_h^B) - P_{B(h)}^{\text{проп}}(C_h^B)\right), \min\left(P_{A(h)}^{\text{поп}}(C_h^A) - P_{A(h)}^{\text{проп}}(C_h^A)\right), V_{\max(h)}^{B \to A}\right), & C_h^A > C_h^B, \\ \min\left(\min\left(P_{B(h)}^{\text{поп}}(C_h^B) - P_{B(h)}^{\text{проп}}(C_h^B)\right), \max\left(P_{A(h)}^{\text{поп}}(C_h^A) - P_{A(h)}^{\text{проп}}(C_h^A)\right), V_{\max(h)}^{A \to B}\right), & C_h^A < C_h^B, \\ 0, & C_h^A = C_h^B. \end{cases} \quad (3)$$

Вираз (3) дає змогу розрахувати оптимальні обсяги обміну електроенергією між двома ціновими зонами в окрему годину доби. Якщо енергосистема поділена на більше ніж дві цінові зони, то для розрахунку оптимальних значень потоків електроенергії між ціновими зонами в окрему годину доби здійснюється ітераційний аналіз всіх електричних перетинів до отримання оптимального рішення. У цьому випадку вираз (3) на кожному кроці ітераційного процесу розраховує добавку до поточного значення потоку електроенергії в електричному перетині, реалізація якої призводитиме до максимізації (1).

Значенню потоку електроенергії $V_{i,h}^{z(beg) \to z(end)}$ у ребрі l прирівнюються складові балансів імпорту $NEX_{j,h}^{z(end)}$ та експорту $NEX_{i,h}^{z(beg)}$ електроенергії в прилеглих вузлах, відповідно $z(beg)$ і $z(end)$ (для прикладу, наведеного на рис. 1, відповідно вузли A та B). Така система рівностей формує математичний зв'язок між формалізмом аналізу топологічного графа електричної мережі та формалізмом моделювання аукціону у цій зоні

$$V_{i,h}^{z(beg) \to z(end)} = NEX_{i,h}^{z(beg)} = -NEX_{j,h}^{z(end)} \forall ((l \in L \equiv I \cup J) \vee h \in \{1, 2, \dots, 24\}).$$

Так, для кожної цінової зони складові імпорту $NEX_j^{\text{имп}}$ та експорту $NEX_i^{\text{експ}}$ електроенергії враховуються у разі формування балансу попиту та пропозиції електроенергії (рис. 2).

Значення чистої позиції відображає баланс складових імпорту/експорту електроенергії у цій зоні z для години доби h

$$NP_{z,h} = \sum_{i \in I} NEX_{i,h}^{z(експ)} + \sum_{j \in J} NEX_{j,h}^{z(имп)} \forall z \in Z \vee h \in \{1, 2, \dots, 24\}.$$

Тоді цільова функція погодинного аукціону в цій зоні z для години доби h з урахуванням балансів імпорту/експорту електроенергії набуде вигляду

$$P_{h,z}^{\text{поп}}(C) + \sum_{i \in I} NEX_{i,h}^z - \left(P_{h,z}^{\text{проп}}(C) + \sum_{j \in J} NEX_{j,h}^z \right) \rightarrow \max. \quad (4)$$

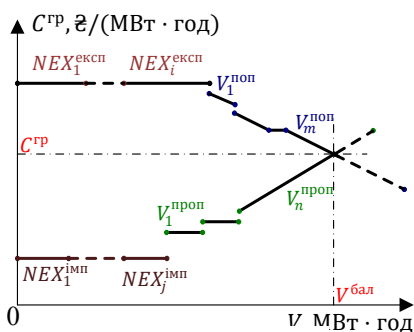


Рис. 2

Архітектура імітаційної моделі РДН. Імітаційне моделювання торгів на РДН реалізовано з дотриманням основного принципу функціонування ринкових механізмів: відбір замовлень із купівлі/продажу електроенергії

має забезпечувати максимізацію функції добробуту ринку (1). Структурно імітаційна модель РДН формується з трьох підсистем, кожна з яких виконує окремий цикл оптимізації функції добробуту (рис. 3): підсистема погодинної оптимізації торгів на двосторонньому аукціоні у цій зоні; підсистема погодинної оптимізації потоків електроенергії між цінними зонами (сполучення цінних зон); підсистема добової оптимізації для замовлень, реалізація яких охоплює кілька годин доби. При цьому функції розрахунку результатів РДН у цій зоні та функції імітації процесів сполучення цінних зон використовують математичний апарат двостороннього аукціону з розширеннями, необхідними для пошуку оптимального рішення цільової функції (4).

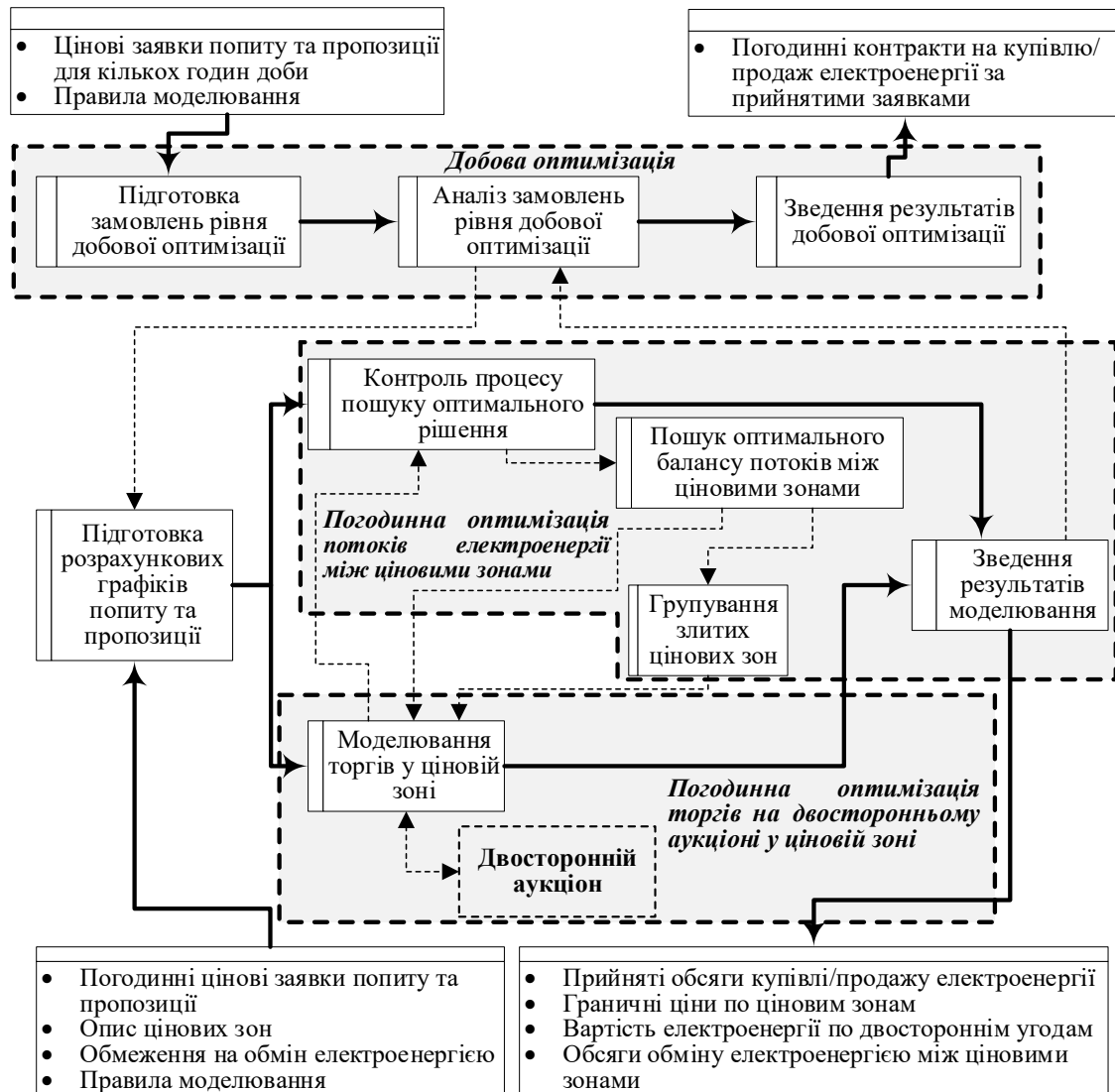


Рис. 3

Задача розрахунку оптимальних обсягів потоків електроенергії реалізується ітераційно послідовним аналізом електричних перетинів з використанням (3). Система контролю ітераційного процесу здійснює перевірку досягнення стійкого рішення. У разі кількох альтернативних рішень обирається рішення, за якого цільова функція (1) має максимальне значення.

Важливою складовою імітаційної моделі РДН є реалізація різних правил ціноутворення. Так, для визначення погодинних балансів попиту і пропозиції у цій зоні імітаційна модель РДН ситуативно розраховує вартість електроенергії за такими ознаками, як, по-перше, визначеною у заявці ціною (для учасників ринку електроенергії, що працюють за регульованими тарифами); по-друге, за ціною останніх прийнятих (ціноутворювальних) заявок; по-третє, за вартістю імпортованої електроенергії; і врешті, за результатами аналізу вартості електроенергії у суміжних цінних зонах та обсягів обміну електроенергією із цими зонами. Додатково за результатами рішення задачі пошуку опти-

мальних погодинних обсягів обміну електроенергією між ціновими зонами імітаційна модель РДН реалізовує такі варіанти ціноутворення:

- децентралізоване ціноутворення: граничні ціни розраховуються окремо за кожною ціновою зоною з урахуванням балансів імпорту/експорту електроенергії;
- злиття цінових зон: цінові зони, для об'єднання яких відсутні системні обмеження, зливаються в єдину об'єднану зону з розрахунком єдиної граничної ціни;
- поступовлення цінових зон: всі цінові заявки щодо купівлі та продажу електроенергії, прийняті за результатами моделювання процесу сполучення цінових зон, групуються в єдиний аукціон, за результатами моделювання якого формуються єдиний на РДН баланс попиту і пропозиції та єдина гранична ціна.

Процедури добової оптимізації здійснюють аналіз замовлень щодо купівлі/продажу електроенергії, які пов'язують попит та/або пропозицію електроенергії за декілька годин доби. З огляду на суттєві відмінності у правилах аналізу та умовах прийняття цінових заявок, що охоплюють декілька годин доби, для кожного типу таких заявок формуються окремі процедури оптимізації. При цьому добова оптимізація реалізується виключно методами дискретної оптимізації з елементами комбінаторного перебору альтернативних варіантів рішень та прийняттям тих варіантів, за яких досягається більше значення доброду ринку (1) за добу.

Реалізація наведених вище правил ціноутворення та інших особливостей моделювання дає змогу використовувати імітаційну модель РДН під час порівняльного аналізу наслідків прийняття управлінських рішень на різних етапах впровадження лібералізованої моделі ринку електричної енергії в Україні та інтеграції РДН до загальноєвропейського ринку. Це, у свою чергу, дає змогу виконати розрахунки з метою обґрунтування рішень щодо ефективного функціонування та розвитку ринку електроенергії України в умовах його об'єднання з ринками країн Європи. Наведемо окремі приклади практичного використання розробленої імітаційної моделі.

Практичні результати досліджень. Однією із найважливіших проблем організації лібералізованої моделі ринку електроенергії України є проведення досліджень впливу функцій допоміжних послуг, зокрема послуг щодо первинного та вторинного регулювання частоти та активної потужності, на процеси ціноутворення у сегментах РДН та балансуючого ринку електричної енергії [8]. Дослідження показали, що різниця вартості електроенергії у сегменті РДН, що була отримана в результаті резервування виробничих потужностей для потреб регулювання режиму ОЕС України, залежить від структури функцій попиту і пропозиції та їхнім ситуативним співвідношенням (рис. 4). Тому оцінку впливу результатів функціонування допоміжних послуг на процеси ціноутворення у сегменті РДН доцільно здійснювати в межах місячного терміну, сезону або навіть одного року шляхом виконання відповідного порівняльного аналізу. Імітаційне моделювання функцій ціноутворення РДН України підтвердило стохастичний характер такого впливу: величина збільшення погодинної вартості електроенергії на РДН, зумовлена резервуванням виробничих потужностей, коливається у діапазоні від нуля до 12%. Відповідно величина вартості електроенергії на РДН за розрахунковий місяць змінюється на 0.5–7.8%, а за рік – на 4.2%.

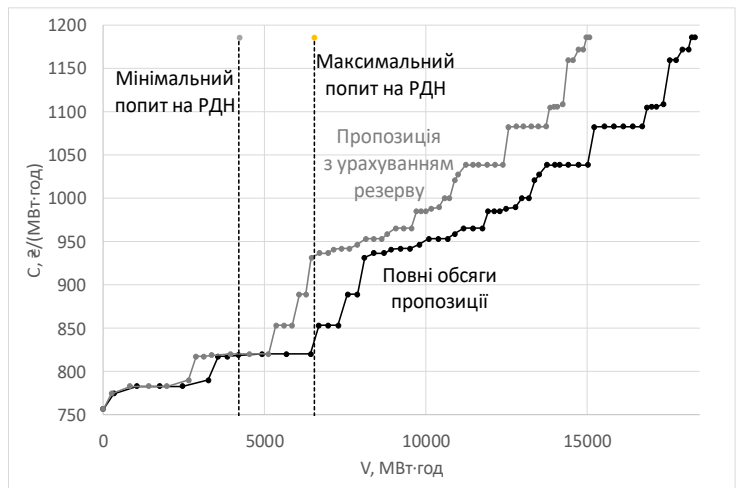


Рис. 4

На рис. 4 показано агреговані графіки пропозиції на електроенергію у сегменті РДН України, сформовані для ретроспективних даних на 21 січня 2016 р. Ці графіки пропозиції мають періодичні області збільшення та зменшення похибки у розрахунках граничної ціни. Фактично для графіка пропозиції накопичувальний характер похибки, що виникає за відсутності функцій врахування резервів на надання допоміжних послуг, проявляється лише для навантаження, більшого за 6 тис. МВт·год. В інших випадках похибка залежить від положення осі попиту і має в цілому випадкове значення. Таким чином, неявна оцінка впливу допоміжних послуг на вартість електроенергії на РДН України без виконання відповідних розрахунків та з

прийнятним рівнем точності допустима лише за умови моделювання процесів ціноутворення за розрахунковий період протягом одного року.

Іншим прикладом використання розробленої моделі РДН є виконання досліджень різних варіантів інтеграції ОЕС України та національного ринку електричної енергії до європейських ринкових об'єднань, які дали змогу виявити ряд проблем, що мають бути вирішені до початку такої інтеграції. В той час, як Україна в цілому має суттєвий експортний потенціал (до 928 МВт·год за добу), спостерігаються проміжки часу (переважно вночі), коли ринкові механізми купівлі/продажу електроенергії призводять до імпорту електроенергії до ОЕС України з європейських енергосистем. Тому обов'язковою передумовою інтеграції українського ринку електроенергії до європейських ринкових об'єднань має стати узгодження питань міждержавної торгівлі електроенергією та дослідження етапності такої інтеграції з огляду на національні інтереси України.

Зокрема, результати імітаційного моделювання процесів сполучення ОЕС України з енергосистемами Угорщини та Румунії на рівні РДН виявили несумісність структури попиту та пропозиції на ринках електроенергії цих країн. Так, навіть за умов усунення всіх технологічних обмежень щодо міждержавного обміну електроенергією вирівнювання цін у сегментах РДН цих країн не спостерігається. При цьому суттєві зміни обсягів обміну електроенергією по міждержавних електричних перетинах (до 1569 МВт·год для Угорщини та до 1603 МВт·год для Румунії) у суміжні години доби призводять до підвищених ризиків для підтримки операційної безпеки відповідних енергосистем. Тому аналіз проектів модернізації міждержавних електричних перетинів ОЕС України з Румунією, Угорщиною та іншими країнами Європи слід здійснювати не тільки за економічними критеріями, але й із врахуванням системних обмежень, обумовлених вимогами підтримки операційної безпеки режимів національних енергосистем.

Для українського ринку електроенергії одним із суттєвих негативних наслідків об'єднання з європейськими країнами у сегменті РДН за умов існуючої інфраструктури мереж ОЕС України є посилення проблем регулювання режиму Бурштинського енергоострова (БЕО).

На рис. 5, як приклад, представлено погодинний графік покриття навантаження БЕО в умовах його об'єднання на рівні РДН з ринками Румунії та Угорщини для доби 23 червня 2016 року за умов наявності мережевих обмежень між енергоостровом та іншою частиною ОЕС України. Як видно з рис. 5, у нічні години цієї доби виробничі потужності Бурштинської ТЕС повністю витісняються імпортованою з європейських енергосистем електроенергією. Це обумовлено тим, що у нічні та ранкові години доби Бурштинська ТЕС не здатна конкурувати з більш дешевою пропозицією від румунських та угорських виробників електроенергії. Виявлено, що ця проблема набуває особливої актуальності у весняно-літньому періоді. У денні та вечірні години доби навпаки, для Бурштинської ТЕС доцільно максимально завантажувати виробничі потужності для експорту електроенергії, особливо у осінньо-зимовий період. У результаті в більшості годин доби для БЕО будуть відсутні резерви виробничих потужностей для регулювання режиму. Як показали дослідження, актуальність цієї проблеми може посилитися за умови реалізації проекту «Енергетичний міст «Україна ЄС», коли значні обсяги нерегульованої генерації атомного енергоблока №2 ХАЕС витіснятимуть апіорі більш вартісну пропозицію від Бурштинської ТЕС. Тому інтеграції ОЕС України та її окремих складових до європейських ринків електроенергії має передувати впровадження ринку допоміжних послуг, а також виконання комплексного аналізу можливих наслідків реалізації управлінських рішень щодо організації та функціонування сегменту РДН України на основі моделювання результатів ринкового об'єднання та взаємного впливу ринків електричної енергії України та країн Європи.

Висновки.

Побудова та впровадження концепції побудови імітаційної моделі РДН України, що передбачає явне та неявне врахування мережевих обмежень у цьому сегменті ринку електричної енергії, дає змогу оцінити ефективність рішень на різних етапах інтеграції України до європейських

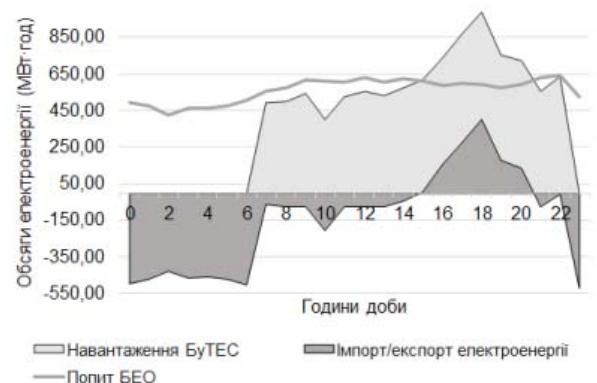


Рис. 5

ринків, розробити практичні рекомендації щодо організації національного РДН, а також забезпечити взаємодію та гармонізацію з іншими сегментами ринку. Запропоновані підходи на концептуальному рівні вирішують задачі врахування впливу технологічних обмежень на потоки електроенергії по магістральних лініях електропередавання та ціни, що складаються на РДН за таких умов.

Розрахунки показали ефективність використання розробленої на основі виконаних досліджень імітаційної моделі РДН із урахуванням мережевих обмежень між сполучуваними ринками електричної енергії. Використання розробленої моделі дає змогу дослідити етапність інтеграції українського ринку електричної енергії до європейських ринкових об'єднань.

Роботу виконано за цільовим міждисциплінарним проектом НАН України «Науково-технічні та економіко-екологічні засади низьковуглецевого розвитку України» відповідно до розпорядження Президії НАН України від 10.06.2019 № 349, договір № 367-19 «Можливості та бар'єри збільшення частки відновлювальних джерел в загальній структурі виробництва електричної енергії в Україні».

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII.
URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення 23.05.2019).

2. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (дата звернення 23.05.2019).

3. EuroPEX Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. 6th of October 2006. URL: <https://www.europex.org/wp-content/plugins/download-attachments/includes/download.php?id=675> (дата звернення 23.05.2019).

4. 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.
URL: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b91aa370-3293-11e5-9f85-01aa75ed71a1/language-en> (дата звернення 23.05.2019).

5. Basagoiti P., Gonzalez J.J., Alvarez M. An algorithm for the decentralized market coupling problem. Electricity Market. 5th International Conference on European. EEM 2008. Lisboa, Portugal. 28-30 May, 2008.
URL: http://oa.upm.es/4174/1/INVE_MEM_2008_58764.pdf (дата звернення 23.05.2019).
DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM.2008.4579046>

6. EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm. NEMO Committee, 2019. 55 p.
URL: <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-description.pdf> (дата звернення 23.05.2019).

7. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 81 – 88.

8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 36–43.

УДК 621.316:681.3

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ «НА СУТКИ ВПЕРЕД» С КОСВЕННЫМ УЧЕТОМ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.В. Кириленко¹, академик НАН Украины, **И.В. Блиннов¹**, докт. техн. наук, **Е.В. Парус¹**, канд. техн. наук, **Г.А. Иванов²**

¹ Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина, e-mail: paruseugene@gmail.com

² ГП «Энергоринок»,
ул. Симона Петлюры, 27, Киев, 01032, Украина.

Показаны подходы к решению проблемы учета сетевых ограничений в сегменте рынка «на сутки вперед» в условиях либерализации межгосударственной торговли электрической энергией и дальнейшей интеграции украинского рынка электрической энергии с соответствующими европейскими объединениями. Показаны особенности моделирования процессов ценообразования в этом рыночном сегменте, определены требования к основным способам формирования рыночной цены по результатам решения задачи поиска оптимальных почасовых объемов обмена электрической энергией между ценовыми зонами. Предложены архитектура и математический аппарат средств имитационного моделирования основных функций рынка «на сутки вперед». Представлены результаты моделирования, подтверждающие работоспособность предложенных решений. Показаны результаты оценки влияния сегмента дополнительных услуг в части резервирования произ-

водственных мощностей на потребности регулирования режима ОЭС Украины на стоимость электроэнергии в сегменте рынка «на сутки вперед». По результатам анализа перспектив межгосударственной торговли электроэнергией Украины, Венгрии и Румынии подтвержден экспортный потенциал украинских электростанций и отмечены проблемные аспекты объединения ОЭС Украины с европейскими энергосистемами в сегменте рынка «на сутки вперед». Библ. 8, рис. 5.

Ключові слова: рынок на сутки вперед, сетевые ограничения, имитационное моделирование, рынок электрической энергии, математическое моделирование.

SIMULATION MODEL OF DAY AHEAD MARKET WITH IMPLICIT CONSIDERATION OF POWER SYSTEMS NETWORK CONSTRAINTS

O.V. Kyrylenko¹, I.V. Blinov¹, Ye.V. Parus¹, H.A. Ivanov²

¹Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine, e-mail: paruseugene@gmail.com

²SE “Enerhorynok”,
str. Symona Petliury, 27, Kyiv, 01032, Ukraine.

The approaches to solving the problem of taking into account network constraints in the “day-ahead” markets are described in the context of the liberalization of interstate electricity trade and further integration of the Ukrainian electricity market with the corresponding European markets. The features of pricing modeling in this market segment are shown. The requirements for the main methods of market price forming are determined based on the results of solving the problem of finding the optimal hourly volumes of electrical energy exchange between price zones. The architecture and mathematical apparatus of simulation tools for the main functions of the “day ahead” market are proposed. The simulation results are present confirming the performance of the proposed solutions. The results of the assessment of the influence of the ancillary services market on the electricity price in the day-ahead market segment are shown in terms of the reservation of production capacities due to requirements of the regulation of the IPS Ukraine electrical regime. According to the analysis of the prospects for interstate electricity trade in Ukraine, Hungary and Romania, the export potential of Ukrainian power plants was confirmed. The problematic aspects of IPS of Ukraine coupling with European energy systems in the “day-ahead” market segments were noted. References 8, figures 5.

Key words: day-ahead market, network constraints, simulation modeling, electricity market, mathematical modeling.

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine of 13.04.2017 № 2019-VIII. (Ukr)
URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>. (accessed 23.05.2019).
2. On approval of market rules a day ahead market and intraday market: Decree of National Commission for the State Regulation Energy and utilities from 14.03.2018 № 308. (Ukr)
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (accessed 23.05.2019).
3. EuroPEX Position Paper on Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. 6th of October, 2006. URL: <https://www.europex.org/wp-content/plugins/download-attachments/includes/download.php?id=675> (accessed 23.05.2019).
4. 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.
URL: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b91aa370-3293-11e5-9f85-01aa75ed71a1/language-en> (accessed 23.05.2019).
5. Basagoiti P., Gonzalez J.J., Alvarez M. An algorithm for the decentralized market coupling problem. *Electricity Market*. 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European. Lisboa, Portugal. 28-30 May, 2008.
URL: http://oa.upm.es/4174/1/INVE_MEM_2008_58764.pdf (accessed 23.05.2019).
DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM.2008.4579046>
6. EUPHEMIA Public Description Single Price Coupling Algorithm. NEMO Committee, 2019. 55 p.
URL: <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-public-description.pdf> (accessed 23.05.2019).
7. Blinov I.V., Parus Ye.V. Congestion management and minimization of price difference between coupled electricity markets. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No 4. Pp. 81–88. (Ukr)
8. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V. Balancing electricity market of Ukraine and his mathematical model. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 2. Pp. 36–43. (Ukr)

Надійшла 21.05.2019
Остаточний варіант 27.05.2019