

ЗОНАЛЬНЕ ЦІНОУТВОРЕННЯ ЯК СПОСІБ ВРАХУВАННЯ МЕРЕЖЕВИХ ОБМЕЖЕНЬ НА БІРЖІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Наведено спосіб врахування мережеских обмежень на транспортування електроенергії під час біржових торгів шляхом розділення цього сегмента ринку на декілька ринків з подальшим їх об'єднанням з метою балансування попиту та пропозиції щодо експорту та імпорту електроенергії між цими ринками.

Ключові слова: ринок на добу наперед, біржа електроенергії, розділення та об'єднання ринків електроенергії

Сьогодні в Україні відбувається процес впровадження нової конкурентної моделі ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку (РДДБ). Модель РДДБ має на меті: забезпечення надійного та безперебійного задоволення потреб споживачів в електроенергії за оптимальною ціною на основі конкуренції між виробниками і постачальниками з урахуванням економічно обґрунтованих витрат на її виробництво, передачу та постачання; забезпечення фінансової стабільності й прибутковості підприємств електроенергетичної галузі; подальший розвиток конкурентного середовища на ринку електроенергії.

Одним із центральних сегментів РДДБ є ринок “на добу наперед”, що має бути організований на основі біржі електроенергії. При цьому одним з найбільш дискусійних є питання необхідності врахування мережеских обмежень у цьому сегменті РДДБ. Повне врахування мережеских обмежень на ринку “на добу наперед” призводить до розв'язання задачі оптимізації балансу активної потужності в енергосистемі з урахуванням заявок та пропозицій учасників ринку та витрат на передачу електричної енергії [3]. Однак переважна більшість бірж країн Європи не враховує мережескі обмеження на національному рівні, що дозволяє отримати єдину ціну на ринку “на добу наперед”, яка є індикатором для усіх інших сегментів ринку та використовується при здійсненні міждержавної торгівлі електроенергією [5]. Виключенням з правил є Німеччина, Норвегія, Італія та Іспанія, в яких проводиться розділення національних енергосистем на області – так звані “зони вільного перетоку” (ЗВП),

у середині яких не передбачаються проблеми з транзитом електроенергії відповідно до обсягів електроенергії, що куплені або продані на біржі, або ці проблеми не враховуються на рівні біржі, а розв'язуються виключно на балансуєчому ринку, причому підходи до визначення ціни на електроенергію у таких випадках є досить різними і залежать від правил ринку кожної країни.

Слід зазначити, що якщо на біржі не враховуються мережескі обмеження, то вони повинні бути враховані на балансуєчому ринку електроенергії шляхом надання з боку системного оператора великої кількості додаткових команд на “дозавантаження” одних та “розвантаження” інших електростанцій, що обумовлюється вимогами до можливості реалізації та надійності електричного режиму.

Існують два варіанти розв'язання системним оператором такої задачі зі збереженням ринкового підходу до оптимізації балансу між виробництвом та споживанням електроенергії. Перший варіант полягає в тому, що системний оператор відхиляє деякі з прийнятих на біржі цінових пропозицій від виробників, що знаходяться в області профіциту генерування, з урахуванням визначеної в цінових пропозиціях вартості розвантаження, та подає команду на завантаження електростанцій в області дефіциту генерування за ціною, що формується на балансуєчому ринку. Для української енергосистеми, де досить часто доводиться виконувати перерозподіл виробництва електроенергії з метою розв'язання мережеских обмежень, такий шлях може бути в деяких випадках збитковим для системного оператора і прийнятний лише в окремих позаштатних (наприклад, післяаварійних) станах. Інший варіант розв'язання цієї

задачі – змушувати виробників електроенергії, що розвантажуються, перекуповувати електроенергію у інших виробників. Однак, оскільки собівартість виробництва електроенергії в Україні досить сильно різниться навіть для електростанцій з однаковим видом палива, це може призводити до прямих збитків виробників електроенергії з відносно низькою собівартістю виробництва. У результаті під час торгів на біржі виробники стимулюватимуться до завищення цін на електроенергію – з метою недопущення фінансових збитків у разі примусового розвантаження і необхідності додатково купувати більш дорогу електроенергію. Тобто сам факт можливості примусової купівлі електроенергії виробниками може призвести до значного зростання цін на біржі.

Одним із можливих способів врахування мережевих обмежень при впровадженні біржі електроенергії в Україні є розділення цього сегмента ринку на ЗВП, які можуть бути виділені в результаті аналізу контрольованих системним оператором перетинів, з подальшим об'єднанням цих зон та розрахунку балансу експорту/імпорту електроенергії між ЗВП.

Врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії. Функціонування біржі електроенергії засновано на розв'язанні задачі розрахунку результатів двостороннього аукціону з купівлі-продажу електроенергії. Такий аукціон може бути представлений як задача лінійної оптимізації, де критерії цільової функції передбачають мінімізацію дисбалансу між попитом та пропозицією на електроенергію за умов максимізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних заявках покупців, та мінімізації сумарної вартості електроенергії, визначеної у виграшних пропозиціях продавців. Нижче наведено математичний опис цієї задачі [2]:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^m C_{Cj} \times P_{Cj} \rightarrow \max, j = \{1, 2, \dots, m\} \\ \sum_{i=1}^n C_{Bi} \times P_{Bi} \rightarrow \min, i = \{1, 2, \dots, n\} \\ \sum_{i=1}^n P_{Bi} - \sum_{j=1}^m P_{Cj} \rightarrow \min, \end{cases} \quad (1)$$

де C_{Cj}, P_{Cj} – відповідно питома ціна та заявлена потужність j -го лоту покупців (споживання електричної енергії); C_{Bi}, P_{Bi} – відповідно питома вартість та заявлена потужність i -го лоту продавців (виробництво електричної енергії).

Для врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії застосовуються два основних класи обмежень: обмеження балансу попиту та пропозицій для ЗВП та обмеження перетоків між ЗВП з урахуванням “транзитних” ЗВП.

Для розгляду цих обмежень введемо припущення, що спростують аналіз технологічних обмежень, а саме: наявних засобів регулювання режиму в енергосистемі достатньо для реалізації потокорозподілу між ЗВП; наявних резервів генерування реактивної потужності достатньо для підтримки режиму енергосистеми в цілому; втрати потужності, що виникають при транспортуванні електроенергії від виробника до споживача, враховуються при оцінці прогнозованого навантаження.

Перша необхідна умова забезпечення балансу потужностей в енергосистемі – технологічне обмеження для профіцитної ЗВП.

Сумарна генерація активної потужності в окремо взятій ЗВП не може бути більшою за суму прогнозованого навантаження та максимально допустимого значення експорту потужності до інших ЗВП:

$$\sum_{i=1}^I P_{Gi} + \sum_{i=1}^I P_{ГДДi} \leq \sum_{j=1}^J P_{НПj} + \sum_{k=1}^K P_{ЕДk}, \quad (2)$$

де P_{Gi} – активна потужність генерування, вказана в пропозиції щодо продажу електроенергії i -м продавцем в ЗВП; $P_{ГДДi}$ – активна потужність генерування, що продана по двосторонніх договорах i -м продавцем ЗВП; $P_{НПj}$ – прогнозована активна потужність навантаження у j -го покупця в ЗВП; $P_{ЕДk}$ – максимально допустимий перетік активної потужності при експорті в інші зони через k -ий перетин з іншою ЗВП.

Слід відзначити, що права частина (2) є незмінним та визначеним заздалегідь значенням (сумарне прогнозоване навантаження), що відповідає максимально допустимому рівню генерування в окремо взятій ЗВП під час проведення двостороннього аукціону щодо купівлі-продажу електроенергії на біржі.

Аналогічно визначаються обмеження для дефіцитної ЗВП щодо купівлі активної потужності.

Таким чином, саме невиконання умови (2) і призводить до необхідності розділення єдиного ринку “на добу наперед” на декілька цінових зон. У результаті на основі вже поданих заявок та пропозицій додатково організуються аукціони по кожній з виділених зон, після чого вико-

нується об'єднання цих зон для формування єдиної цінової зони, але вже з урахуванням експорту/імпорту електроенергії по "проблемних" перетинах. Блок-схема цього процесу зображена на рис. 1.

Оскільки наведений на цьому рисунку процес передбачає розрахунок результатів двостороннього аукціону з купівлі-продажу для кожної окремо виділеної ЗВП у відповідності з (1), це призводить до появи не тільки фізичного виділення ЗВП по різні боки контрольованого перетину, але також і до формування різної маргінальної ціни в них.

Виникнення різних цін обумовлено формуванням інших, порівняно із загальним аукціоном, кривих попиту та пропозиції, що відповідно

призводить до нового розрахунку рівноважного обсягу та рівноважної (маргінальної) ціни двостороннього аукціону. При цьому виникає інший незадоволений попит та інша незадоволена пропозиція щодо купівлі-продажу електроенергії, що спричинює необхідність експорту електроенергії із ЗВП з профіцитом генерації та можливість її імпорту в ЗВП з дефіцитом генерації.

У даному випадку одним із можливих варіантів вирішення проблеми імпорту та експорту електроенергії є злиття ринків між ЗВП [4, 6] по різні боки контрольованого перетину з метою зведення балансу попиту в ЗВП з дефіцитом генерації та пропозиції в ЗВП з профіцитом генерації. Такі механізми використовуються, наприклад, при торгівлі електроенергією

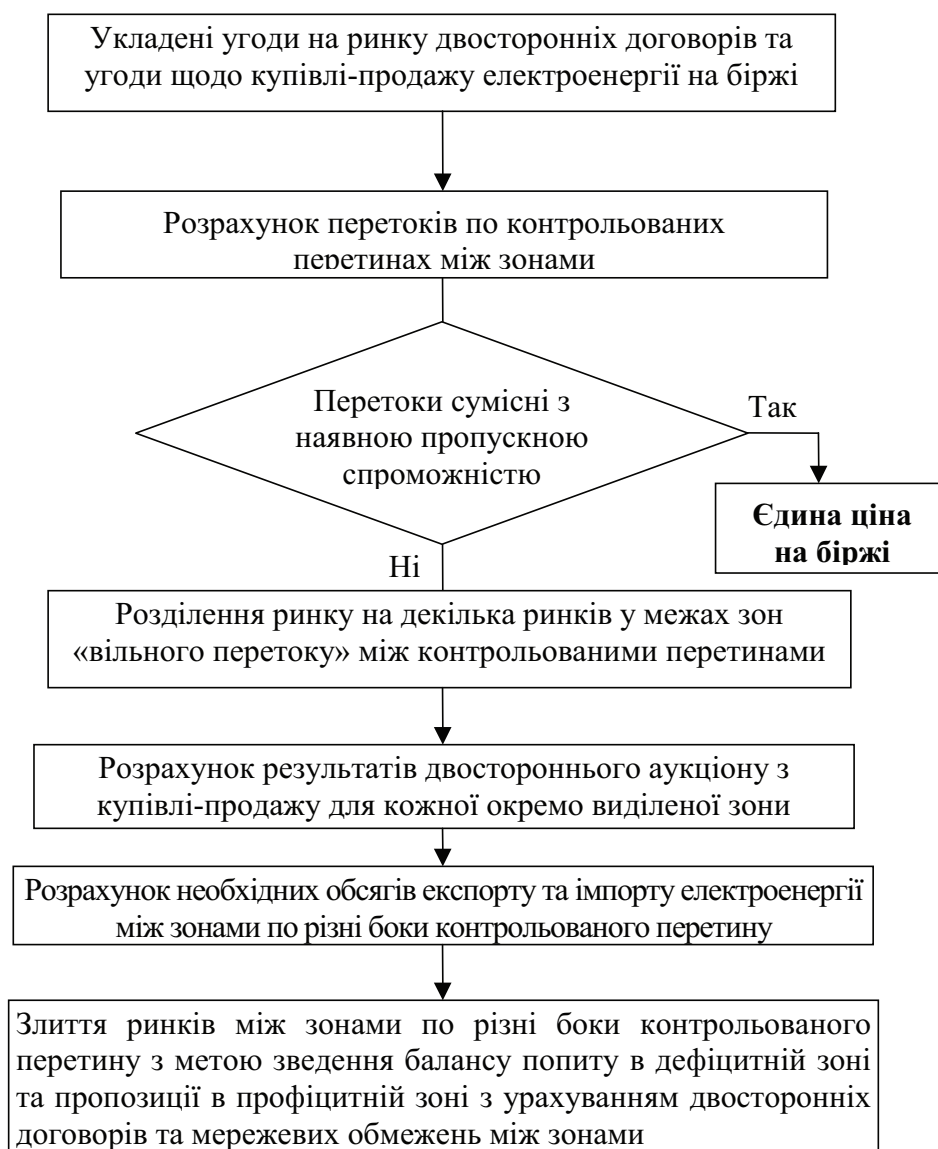


Рис. 1

між країнами Європи в рамках єдиних бірж електроенергії (EEX, NordPool).

На рис. 2 наведено приклад формування обсягів експорту та імпорту між ЗВП по різні боки контрольованого перетину. Маргінальна ціна в кожній зоні розраховується на перетині кривих попиту та пропозиції згідно з (1). Необхідність експорту певного обсягу електроенергії із ЗВП з профіцитом генерації може бути представлена як додаткова пропозиція. У свою чергу, необхідність імпорту в ЗВП з дефіцитом генерації може бути представлена як додатковий попит.

Криву чистого експорту із однієї ЗВП до іншої може бути визначено на основі зіставлення маргінальних цін Π^* , що склалися в цих ЗВП, та необхідного обсягу чистого експорту

(імпорту) електроенергії. Так, крива чистого експорту без врахування пропускної спроможності контрольованого перетину між ЗВП визначається як різниця між можливим обсягом експорту із ЗВП "А" (наданим як пропозиція щодо продажу електроенергії на двосторонньому аукціоні в ЗВП "А") та необхідним обсягом імпорту до ЗВП "В" (наданим як попит щодо купівлі електроенергії на двосторонньому аукціоні в ЗВП "В"). Причому у якості обмеження при визначенні кривої чистого експорту із ЗВП "А" до ЗВП "В" виступає різниця між маргінальними цінами, що склалися в різних ЗВП ($\Pi_A - \Pi_B$).

На рис. 3 наведено приклад визначення обсягу експорту необхідної кількості електричної енергії із ЗВП з профіцитом генерації до

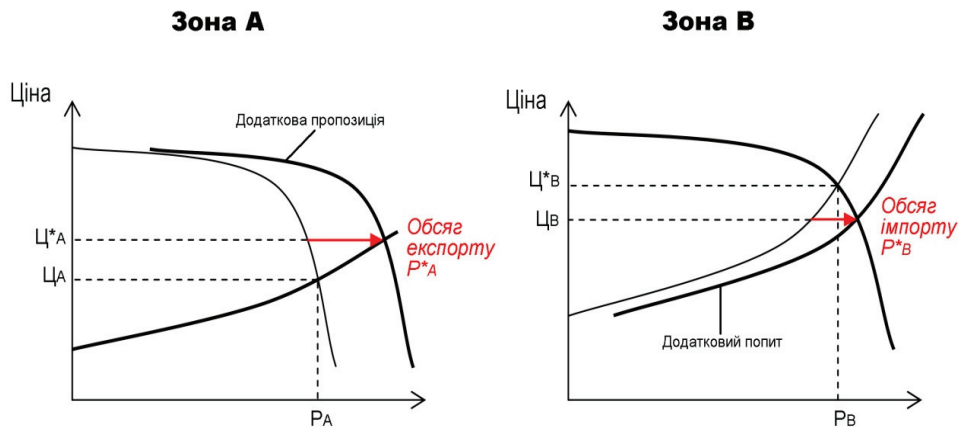


Рис. 2

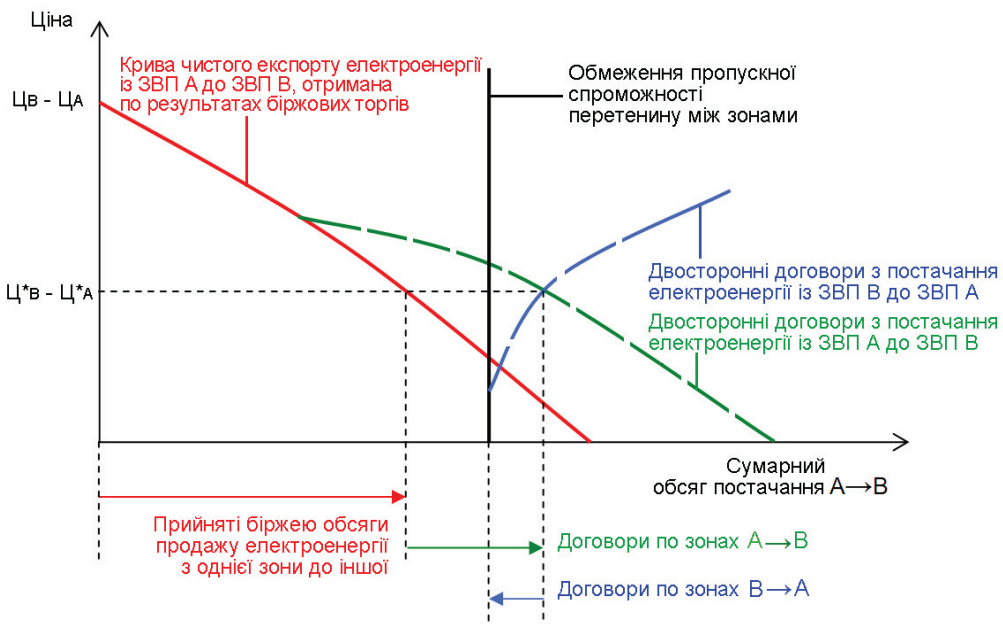


Рис. 3

ЗВП з дефіцитом генерації з урахуванням обмеження на пропускну здатність перетину між цими зонами та двосторонніх договорів між учасниками ринку по різні боки контрольованого перетину.

Як видно з рис. 3, обсяги електроенергії, що продані по двосторонніх договорах на постачання електроенергії із ЗВП "А" до ЗВП "В", можуть бути враховані при визначенні сумарного обсягу експорту із ЗВП "А" до ЗВП "В" шляхом їх додавання до кривої чистого експорту.

Зазначимо, що при відсутності обмежень на пропускну спроможність контрольованого перетину між ЗВП ціна в усіх ЗВП є однаковою і сумарний обсяг експорту із однієї ЗВП до іншої з урахуванням двосторонніх договорів може бути передано.

Однак за умови появи обмеження на пропускну спроможність контрольованого перетину між ЗВП маргінальні ціни в обох ЗВП стають різними (рис. 2), і в цьому випадку ціна електроенергії при її експорті буде визначатися різницею між маргінальними цінами в ЗВП ($C_A^* - C_B^*$) з урахуванням необхідних обсягів експорту/імпорту електроенергії. Для випадку, що розглядається, продаж електроенергії здійснюється із ЗВП "А" до ЗВП "В" по ціні C_A^* , а купівля електроенергії – по ціні C_B^* . При цьому також слід врахувати обсяги електроенергії, які постачаються по двосторонніх договорах із ЗВП "В" до ЗВП "А", що зменшує загальний обсяг експорту електроенергії із однієї ЗВП до іншої. Для зменшення загальної ціни на обсяги експорту електроенергії із ЗВП "А" до ЗВП "В" доцільно знаходити цю ціну на точці перетину кривих попиту та пропозиції на обсяги електроенергії по вже укладених двосторонніх договорах (рис. 3).

Різниця між цінами, що склалися у різних ЗВП, є маржею оператора ринку і може бути використана відповідно до правил ринку, наприклад, для вирішення проблем збільшення пропускну спроможності контрольованого перетину між цими зонами.

Таким чином, наведений спосіб врахування мережевих обмежень між ЗВП на біржі електроенергії шляхом розділення ринку "на добу наперед" на декілька ринків дозволяє зменшити середньозважену ціну на електроенергію в цілому. Подальше об'єднання ринків у єдиний ринок дозволяє задовольнити попит у ЗВП з дефіцитом генерації за рахунок використання генерації з ЗВП з профіцитом пропозицій за цінами, які згодні платити покупці та які згодні отримувати продавці цієї електроенергії. Зазначений підхід є доцільним як при запровадженні біржі електроенергії в Україні, так і в майбутньому при створенні єдиного ринку електроенергії України та країн Європи.

1. *Блінов І.В., Парус Є.В., Попович В.І., Казанська О.Г., Гварішвілі О.Й.* Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. Аспекти практичної реалізації // Електропанорама. – 2010. – № 10. – С. 16–18.
2. *Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В.* Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – Вип. 3 (23). – С. 5–12.
3. *Кириленко А.В., Прихно В.Л.* Оптимізація режимів роботи енергосистем в умовах ринку електроенергії // Праці ІЕД НАНУ. – 2009. – Спец. вип.: "Енергетичні ринки". – С. 3–10.
4. *Flow-based market coupling.* A joint ETSO-EuroPEX proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in Europe // Association of European Power Exchanges. – 2004. – 26 p.
5. *Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence* // OSCOGEN. – 2002. – 29 p.
6. *Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: Decentralised Market Coupling* // Association of European Power Exchanges. – 2003. – 14 p.

Надійшла до редколегії: 07.04.2011