

ВРАХУВАННЯ МЕРЕЖЕВИХ ОБМЕЖЕНЬ ТА МІНІМІЗАЦІЯ РІЗНИЦІ ЦІН МІЖ РИНКАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

І.В.Блінов, канд.техн.наук, **Є.В.Парус**, канд.техн.наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03680, Україна.
e-mail: igorblinov@mail.ru

Досліджено запропонований метод врахування обмежень на потоки електроенергії в магістральних електричних мережах при проведенні торгів на ринку на добу наперед. Викладено способи формалізованого представлення структури електричної мережі при об'єднанні ринків електроенергії. Визначено цільову функцію та математичні залежності для розрахунку обсягів обміну електроенергією між об'єднаними ринками. Наведено методичку організації ітераційного процесу розв'язання поставленої задачі для довільної кількості об'єднаних ринків. Бібл. 9, рис. 2.

Ключові слова: ринок електроенергії, мережеві обмеження, оптимізація, електрична мережа.

Однією із основних проблем при вирішенні задачі забезпечення функціонування ринку «на добу наперед» (РДН) [3] є визначення методів та способів врахування обмежень на потоки електроенергії в магістральних лініях енергосистеми та міжсистемних електричних зв'язках [1], що дозволяють знизити негативні наслідки їхнього врахування на балансуєчому ринку [2] електроенергії та зменшити вартість електроенергії на ринку в цілому. Сьогодні відомі два основні методи розв'язання цієї задачі, до яких належать метод сполучення ринків шляхом аналізу потокорозподілу (Flow-based market Coupling – FBC) [4] та метод децентралізованого сполучення ринків (Decentralized Market Coupling – DMC) [5]. Кожен з цих методів має свої переваги та недоліки [4–9]. Врахування мережевих обмежень в FBC [4] здійснюється шляхом аналізу графа електричної мережі з використанням матриці коефіцієнтів впливу і теоретично може бути розширене для аналізу не тільки потоків електроенергії, але і для врахування втрат потужності та інших режимних характеристик. Основним недоліком FBC є необхідність проведення лінеаризації функції з пропозицій по електроенергії, що не дозволяє коректно враховувати структуру заявок та пропозицій, які можуть бути лінійного або дискретного типу. В результаті це може призводити до неправильного вибору приростів ітераційного процесу та пропуску глобального екстремуму. Крім того, тестування FBC показало неефективність цього методу при аналізі розгалуженого мережевого графу.

Врахування мережевих обмежень у DMC [6, 8, 9] базується на порівнянні функцій чистого експорту (ФЧЕ), що задаються різницею між значеннями пропозиції та попиту як функції від граничної ціни на електроенергію. Основною перевагою DMC є простота побудови ФЧЕ та можливість врахування цінових заявок різних типів. Функції попиту і пропозиції можуть задаватися як лінійними, так і ступінчастими графіками (або їхніми комбінаціями), а також враховувати різні умови прийняття або відхилення таких заявок. Проте, розроблений у [9] алгоритм DMC дозволяє враховувати мережеві обмеження лише між двома об'єднаними ринками електроенергії. Так, наприклад, для організації взаємодії між біржами електроенергії Франції, Бельгії та Нідерландів був розроблений метод тристороннього сполучення ринків (Trilateral Market Coupling – TCP) [8], реалізація якого дозволила здійснювати неявний аукціон торгівлі електроенергією між трьома країнами, але сама реалізація методу не стала узагальнюючою, оскільки структура електричних зв'язків між трьома вищезазначеними країнами враховувалася безпосередньо в алгоритмі. Таким чином, основною перешкодою використання DMC є проблема формалізації математичного апарату ФЧЕ для розрахунку потоків електроенергії в електричній мережі довільної структури.

Метою статті є обґрунтування розробленого нового методу оцінки мережевих обмежень, що, на відміну від існуючих, враховує різні типи цінових заявок та пропозицій на РДН, а також обмеження на потоки електроенергії для електричної системи довільної структури, забезпечуючи мінімізацію різниці граничних цін між областями ринку електроенергії або об'єднаними окремими ринками.

Формальний опис моделі розрахунків потоків електроенергії традиційно представляється у вигляді мережевого графу, в якому ринки електроенергії (чи окремі цінові області одного ринку) за-

даються множиною вузлів Z , а електричні зв'язки між ними – множиною гілок L . З урахуванням особливостей поставленої задачі основними характеристиками вузлів $z \in Z$ мережевого графа є:

- гранична ціна в ціновій області C_z як характеристика, що дозволяє оцінити можливість здійснення імпорту/експорту електроенергії;
 - лінія чистого експорту цінової області NEC_z як характеристика, що дозволяє розрахувати обсяги імпорту/експорту електроенергії;
 - чиста позиція (сумарний баланс імпорту/експорту) цінової області NP_z як характеристика, що відображає чисельне значення сумарного балансу імпорту/експорту електроенергії в цій області.
- До основних характеристик гілок $l \in L$ мережевого графа належать:
- обмеження на потоки електроенергії $P_{l(\max)}^{(beg) \rightarrow (end)}$ та $P_{l(\max)}^{(end) \rightarrow (beg)}$ окремо по кожному напрямку відносно формально визначених початку (beg) і кінця (end) лінії l ; значення потоку електроенергії;
 - потік $P_l^{(beg) \rightarrow (end)}$ у гілці l як результат моделювання.

Мережевий граф доцільно представляти, використовуючи одну із матриць інциденцій, а саме – матрицю зв'язків між гілками та вузлами (рис. 1), що дозволяє використовувати добре розроблений апарат матричних операцій, який застосовується при аналізі режимів електричних мереж. Крім того, представлення структури мережі у формі матриці інциденцій є доцільним у випадку використання методів, де оптимізація цільової функції виконується комплексно з урахуванням всієї системи обмежень рівностей та нерівностей.

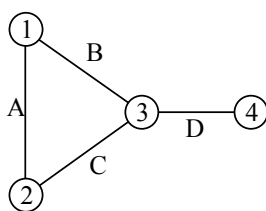


Рис. 1

Гілка	Вузли		$P_{(\max),h}$			$P_{(\max),(h-1 \rightarrow h)}$		
	Beg	end	beg→end	end→beg		beg→end	end→beg	
A	1	2	$P_{A(\max),h}^{(1) \rightarrow (2)}$	$P_{A(\max),h}^{(2) \rightarrow (1)}$...	$P_{A(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(1) \rightarrow (2)}$	$P_{A(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(2) \rightarrow (1)}$...
B	1	3	$P_{B(\max),h}^{(1) \rightarrow (3)}$	$P_{B(\max),h}^{(3) \rightarrow (1)}$...	$P_{B(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(1) \rightarrow (3)}$	$P_{B(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(3) \rightarrow (1)}$...
C	2	3	$P_{C(\max),h}^{(2) \rightarrow (3)}$	$P_{C(\max),h}^{(3) \rightarrow (2)}$...	$P_{C(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(2) \rightarrow (3)}$	$P_{C(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(3) \rightarrow (2)}$...
D	3	4	$P_{D(\max),h}^{(3) \rightarrow (4)}$	$P_{D(\max),h}^{(4) \rightarrow (3)}$...	$P_{D(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(3) \rightarrow (4)}$	$P_{D(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(4) \rightarrow (3)}$...

У разі застосування методів, в яких пошук рішення оптимізаційної задачі здійснюється з покроковим урахуванням окремих обмежень рівностей і нерівностей, відображення структури мережі більш зручно виконувати у формі таблиці, де кожній гілці приводяться у відповідність номери вузлів, з якими ця гілка пов'язана. В такій таблиці (рис. 1) додатково наводяться колонки з аргументами, що відображають обмеження на потоки електроенергії в кожному напрямку $P_{l(\max),h}^{(beg) \rightarrow (end)}$ і $P_{l(\max),h}^{(end) \rightarrow (beg)}$, обмеження на зміну значень потоків електроенергії для суміжних годин доби $\Delta P_{l(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(beg) \rightarrow (end)}$ та $\Delta P_{l(\max),(h-1 \rightarrow h)}^{(end) \rightarrow (beg)}$, а також інші характеристики, які відобразатимуть особливість постановки задачі.

Цільовою функцією аукціону електроенергії є максимізація добробуту, геометричною інтерпретацією якого є площа, окреслена функціями попиту та пропозиції [1–3]. Причому не важко показати, що проведення єдиного аукціону для кількох ринків електроенергії стимулює збільшення сумарного значення добробуту. Граничним випадком є об'єднаний аукціон для ринків з однаковими граничними цінами. Нехай на ринках A та B за результатами ізольованих торгів визначаються граничні ціни відповідно $C_A^{гп}$ і $C_B^{гп}$ та значення добробуту D_A і D_B . Якщо $C_A^{гп} = C_B^{гп}$, то на об'єднаному аукціоні встановлюється гранична ціна $C_O^{гп} = C_A^{гп} = C_B^{гп}$, а сумарний добробут матиме значення $D_O = D_A + D_B$. Якщо ж $C_A^{гп} \neq C_B^{гп}$, то на об'єднаному аукціоні завжди матимемо значення сумарного добробуту як $D_O > D_A + D_B$. Граничні ціни в цих ринках електроенергії вирівнюються внаслідок реалізації експорту електроенергії від ринку з нижчою граничною ціною до ринку з вищою граничною ціною. Таким чином, задачу організації об'єднаних торгів для кількох ринків електроенергії можливо звести до задачі реалізації обміну електроенергією між цими ринками з обсягами, достатніми для вирівнювання граничних цін. У результаті цільова функція представляється як задача мінімізації різниці граничних цін в сполучуваних ринках (або цінових областях єдиного ринку)

$$\left| C_{l,h}^{z(beg)} - C_{l,h}^{z(end)} \right| \rightarrow \min \forall (l \in L; z_{(beg)} \cup z_{(end)} \in Z; h \in \{1, 2, \dots, 24\}), \quad (1)$$

де $C_{l,h}^{z(beg)}$, $C_{l,h}^{z(end)}$ – граничні ціни на годину доби h відповідно у початковому $z_{(beg)}$ та кінцевому $z_{(end)}$ вузлах гілки l .

Обмеження у формі рівності при цьому задають баланси між попитом, пропозицією та обсягами імпорту/експорту електроенергії у кожній цінній області. Нехай на спільному аукціоні, в якому беруть участь всі цінні області $z \in Z$, зареєстровані учасники ринку $p \in P$, що подають для участі в торгах на кожну годину доби $h \in \{1, 2, \dots, 24\}$ цінні заявки з купівлі електроенергії ($V_{p,h}^{B,z}, C_{p,h}^{B,z}$) та цінні заявки з продажу електроенергії ($V_{p,h}^{D,z}, C_{p,h}^{D,z}$). У загальному випадку цінні заявки з купівлі та продажу електроенергії містять дані про обсяги електроенергії (відповідно $V_{p,h}^{B,z}$ і $V_{p,h}^{D,z}$) і ціну (відповідно $C_{p,h}^{B,z}$ і $C_{p,h}^{D,z}$). Тоді баланс попиту і пропозиції у вузлі розрахункового графа заступної схеми формулюється таким чином: $\sum_{p \in P} (V_{p,h}^{B,z} - V_{p,h}^{D,z}) + \sum_{i \in I} NEX_{i,h}^z + \sum_{j \in J} NEX_{j,h}^z = 0 \forall (z \in Z; h \in \{1, 2, \dots, 24\})$,

де $NEX_{i,h}^z$ – значення чистої позиції обміну для i -ого зв'язку, через який із області z в годину доби h здійснюється експорт електроенергії; $NEX_{j,h}^z$ – значення чистої позиції обміну електроенергією для j -ого зв'язку, через який в область z в годину доби h здійснюється імпорт електроенергії.

Зв'язок між потоком електроенергії в гілці l та чистими позиціями обміну електроенергією в прилеглих вузлах $z_{(beg)}$ і $z_{(end)}$ для години доби h описується наступними обмеженнями рівності:

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

У цілому в електричній мережі повинен дотримуватися баланс імпорту/експорту електроенергії, що описується наступним обмеженням у вигляді рівності:

$$\sum_{z \in Z} NP_z = \sum_{z \in Z} \left(\sum_i NEX_{i,h}^z - \sum_j NEX_{j,h}^z \right) = 0 \forall h \in \{1, 2, \dots, 24\}.$$

Оскільки відношення між попитом та пропозицією у загальному випадку має нелінійний характер, то і відношення між балансом імпорту/експорту електроенергії та граничною ціною в цінній області є нелінійною функцією. Тому в основу методу розрахунку потоків електроенергії між об'єднаними цінними областями закладено принцип ітераційного наближення до розв'язку поставленої задачі, що передбачає аналіз цін у вузлах мережевого графа, визначення напрямків потоків електроенергії та розрахунок значень потоків електроенергії в гілках мережевого графа. Нові значення імпорту/експорту електроенергії використовуються при уточненні цін у вузлах мережевого графа.

Представимо формальний вираз для обчислення обсягів імпорту/експорту електроенергії між двома об'єднаними областями A і B без врахування обмежень на передачу електроенергії між цими областями. Нехай на етапі попередньої підготовки до моделювання отримана ФЧЕ області A як залежність обсягу імпорту/експорту від ціни $NEC^A(C)$, та ФЧЕ області B – відповідно як $NEC^B(C)$. Згідно з визначенням ФЧЕ в [3], інвертована ФЧЕ області A визначатиметься як $NEC_{inv}^A(C) = -NEC^A(C)$. Нехай у результаті проведення ізолюваних аукціонів в області A встановлено граничну ціну C_{isol}^A , а в області B – відповідно C_{isol}^B . Очевидно, що область з нижчою граничною ціною ізолюваного аукціону стає експортером електроенергії, а область з вищою граничною ціною – імпортером електроенергії. Так при $C_{isol}^A > C_{isol}^B$ область A стає імпортером електроенергії, а область B – експортером.

Якщо графіки функцій $NEC_{inv}^A(C)$ і $NEC^B(C)$ не перетинаються ($NEC_{inv}^A(C) \cup NEC^B(C) = \emptyset$), то результат залежить від співвідношення між максимальними значеннями ємності імпорту електроенергії в області-імпортері та потенціалу експорту в області-експортері. Формально ці співвідношення можливо отримати безпосередньо як граничні значення функцій ФЧЕ. Визначимо діапазон потенціалу експорту електроенергії як область позитивних значень функції ФЧЕ, а діапазон ємності імпорту – як область негативних значень функції ФЧЕ. Тоді максимальне значення експорту електроенергії з цінної області B визначається як $\max(NEC^B(C))$, а максимальне значення імпорту – як $\min(NEC^B(C))$. Аналогічно для ФЧЕ області A максимальний потенціал експорту електроенергії

$$\max(NEC^A(C)) = \min(NEC_{inv}^A(C)) = \min(-NEC^A(C)). \quad (2)$$

Тоді максимальне значення величини ємності імпорту електроенергії в область A визначається за відношеннями $\min(NEC^A(C)) = \max(NEC_{inv}^A(C)) = \max(-NEC^A(C))$.

Таким чином, для випадку, коли графіки ФЧЕ цінових областей A і B не перетинаються та справджується умова $C_{isol}^A > C_{isol}^B$, обсяг експорту електроенергії із області B до області A визначається за формулою

$$V_{Coup}^{B \rightarrow A} = \min(\max(NEC^B(C)), \min(NEC^A(C))). \quad (3)$$

Аналогічно для $C_{isol}^A < C_{isol}^B$ обсяг експорту електроенергії із області A до області B визначається як

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \min(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C))). \quad (4)$$

Як видно з рис. 2, у загальному випадку $\max(NEC^B(C)) \neq -\min(NEC^B(C))$ так само, як $\min(NEC^A(C)) \neq -\max(NEC^A(C))$. Таким чином, (3) і (4) не інваріантні по відношенню до напрямку потоку електроенергії між областями. Тому, для розв'язання задачі розрахунку потоку між двома ціновими областями у випадку, коли графіки ФЧЕ цих областей не перетинаються, необхідно застосовувати методи, які допускають вибір способу розрахунку за заданої умови, тобто – методи дискретної оптимізації.

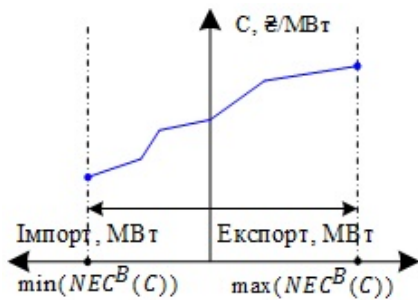


Рис. 2

У випадку, коли графіки кривих $NEC_{inv}^A(C)$ і $NEC^B(C)$ перетинаються ($NEC_{inv}^A(C) \cap NEC^B(C) \neq \emptyset$), інтегральне рішення задачі об'єднання цінових областей визначається в точці перетину цих кривих. У цій точці однозначно визначається гранична ціна спільного аукціону C_{Coup}^{AB} і обсяг експорту електроенергії із області B до області A

$$V_{Coup}^{B \rightarrow A} = NEC^B(C_{Coup}^{AB}) = -NEC^A(C_{Coup}^{AB}). \quad (5)$$

Якщо $C_{isol}^A < C_{isol}^B$, то область A експортуватиме електроенергію до області B . Обсяги цього експорту для випадку ($NEC_{inv}^A(C) \cap NEC^B(C) \neq \emptyset$) визначатимуться за формулою

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = NEC^A(C_{Coup}^{AB}) = -NEC^B(C_{Coup}^{AB}). \quad (6)$$

У відповідності до формул (5) і (6) передбачається проведення додаткового пошуку рівноважної ціни для обох кривих, що ускладнює процес пошуку рішення за наявності обмежень на обмін електроенергією між ціновими областями. Тому розв'язання задачі розрахунку потоку електроенергії між двома областями краще виражати не через загальну граничну ціну C_{Coup}^{AB} , а через граничні ціни областей A і B (відповідно C^A , C^B). У цьому випадку обсяги імпорту та експорту електроенергії визначаються за графіками ФЧЕ відповідно для області A як $NEC^A(C^A)$, а для області B – як $NEC^B(C^B)$.

Задача об'єднання ринків електроенергії з використанням ФЧЕ може бути зведена до класичної задачі максимізації добробуту, де попит подається функцією ФЧЕ ринку-імпортера, а пропозиція – функцією ФЧЕ ринку-експортера. Оскільки графіки ФЧЕ вже є впорядкованими послідовностями, задачу максимізації добробуту за умови $C_{isol}^A > C_{isol}^B$ можна виразити цільовою функцією

$$NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC_{inv}^A(C^A) \rightarrow \max. \quad (7)$$

Враховуючи (2), формулу (7) можливо подати у вигляді

$$NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \min, \quad (8)$$

що наближує цільову функцію до вигляду (3).

Розв'язання задачі оптимізації з цільовою функцією (8) здійснюється з урахуванням наступних обмежень: – повинен дотримуватися баланс попиту і пропозиції

$$NEC^B(C^B) = NEC_{inv}^A(C^A) = -NEC^A(C^A),$$

– до складу прийнятих у результаті торгів цінових заявок повинні входити тільки ті, які задовольняють умовам граничних цін

$$\begin{cases} C_{p,h}^{B,A} \leq C^A \wedge C_{p,h}^{B,B} \leq C^B, \\ C_{p,h}^{B,A} \geq C^A \wedge C_{p,h}^{B,B} \geq C^B. \end{cases}$$

Таким чином, задача розрахунку потоку електроенергії між ціновими областями A і B за умови $C_{isol}^A > C_{isol}^B$ може бути зведена до розв'язання наступної оптимізаційної задачі:

$$\begin{cases} NEC^B(C^B) \rightarrow \max \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \min, \\ NEC^B(C^B) = -NEC^A(C^A), \\ C^A > C^B, \end{cases} \quad (9)$$

а за умови $C_{isol}^A < C_{isol}^B$ –

$$\begin{cases} NEC^B(C^B) \rightarrow \min \cup NEC^A(C^A) \rightarrow \max, \\ NEC^B(C^B) = -NEC^A(C^A). \\ C^A < C^B. \end{cases} \quad (10)$$

Відзначимо, що вираз (9) є математично сумісним з виразом (3). Дійсно, розв'язок (9) знаходиться в точці перетину графіків функцій $NEC^B(C^B)$ і $NEC_{inv}^A(C^A)$ за умови $C^A = C^B$. З іншого боку, якщо графіки ФЧЕ не перетинаються, то умова $C^A > C^B$ виконується априорі. Таким чином, вираз (3) фактично є окремим випадком (9). Проте (3) дозволяє знайти безпосередній розв'язок задачі розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими областями. Зводячи (9) до вигляду (3), отримуємо загальну (для випадків, коли графіки ФЧЕ перетинаються та не перетинаються) формулу розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими областями A і B за умови $C_{isol}^A > C_{isol}^B$

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = -\min(\max(NEC^B(C)), \min(NEC^A(C))), \quad C^A \geq C^B, \quad (11)$$

Аналогічно, з (10) формується узагальнена формула розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими областями A і B за умови $C_{isol}^A < C_{isol}^B$

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \min(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C))), \quad C^A \leq C^B. \quad (12)$$

Очевидно, що за умови $C_{isol}^A = C_{isol}^B$ обидва ринки електроенергії є формально об'єднаними і обмін електроенергією між ними не здійснюється

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = 0, \quad C^A = C^B. \quad (13)$$

Об'єднуючи формули (11), (12) і (13), отримуємо остаточну формулу для розрахунку обсягів обміну електроенергією між об'єднаними ціновими областями A і B

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \begin{cases} -\min(\max(NEC^B(C)), \min(NEC^A(C))), & C^A \geq C^B, C_{isol}^A > C_{isol}^B, \\ \min(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C))), & C^A \leq C^B, C_{isol}^A < C_{isol}^B, \\ 0, & C_{isol}^A = C_{isol}^B. \end{cases} \quad (14)$$

Формула (14) враховує тільки ситуації з обмеженим потенціалом імпорту/експорту електроенергії в об'єднаних ринках електроенергії. Для врахування технологічних обмежень на обмін електроенергією між ринками A і B по міжсистемних зв'язках слід доповнити (14) відповідними обмеженнями на граничні рівні цього обміну. Так, потік електроенергії із області A до області B не повинен перевищувати максимально допустиме значення для цього напрямку $V_{Coup}^{A \rightarrow B} \leq V_{\max}^{A \rightarrow B}$. Аналогічно обмеження потоку електроенергії із області B до області A визначається відношенням $V_{Coup}^{B \rightarrow A} \leq V_{\max}^{B \rightarrow A}$. Спосіб врахування таких обмежень залежить від особливостей реалізації алгоритму розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими областями. Наприклад, якщо обмеження пропускної здатності враховується на етапі побудови графіків ФЧЕ, то формула (14) використовується без будь-яких змін. Можливий і інший спосіб врахування обмежень пропускної здатності міжсистемного електричного зв'язку. В (14) значення потоку електроенергії встановлюється шляхом вибору мінімальної величини однієї із двох змінних оптимізації. Таким чином, обмеження пропускної здатності міжсистемного електричного зв'язку найбільш просто враховуються шляхом введення третього аргументу, який порівнюється з іншими аргументами під час оптимізації

$$V_{Coup}^{A \rightarrow B} = \begin{cases} -\min(\max(NEC^B(C)), \min(NEC^A(C)), V_{\max}^{B \rightarrow A}), C^A \geq C^B, C_{isol}^A > C_{isol}^B, \\ \min(\min(NEC^B(C)), \max(NEC^A(C)), V_{\max}^{A \rightarrow B}), C^A \leq C^B, C_{isol}^A < C_{isol}^B, \\ 0, & C_{isol}^A = C_{isol}^B. \end{cases} \quad (15)$$

Формула (15) є аналітичним рішенням задачі розрахунку потоку електроенергії між об'єднаними ціновими областями A і B . При цьому технічно не складно реалізувати розрахунок граничних значень ФЧЕ, необхідних для прийняття остаточного рішення. Тому розв'язання задачі розрахунку потоку електроенергії в окремому міжсистемному зв'язку по формулі (15) виконується «за один прохід» без необхідності організовувати ітераційний процес. У випадку, коли здійснюється об'єднання більше ніж двох ринків електроенергії (або цінових областей одного ринку), процес пошуку розв'язку дещо ускладнюється. Дійсно, значення потоків електроенергії по електричних зв'язках між ціновими областями залежать від співвідношень граничних цін у цих областях. У той же час реалізація обміну електроенергією зумовлює зміни в балансі попиту та пропозиції задіяних цінових областей і, як наслідок, зміни граничних цін у цих областях. Отже, реалізація обміну електроенергією по одному електричному зв'язку між двома ціновими областями зумовлює необхідність уточнення значень обміну електроенергією по інших електричних зв'язках. З огляду на нелінійний характер залежності граничної ціни в ціновій області від обсягів імпорту/експорту електроенергії для цієї області, розв'язання задачі розрахунку значень потоків електроенергії між більш ніж двома ціновими областями вимагає організації ітераційного процесу. В цьому випадку на кожній ітерації для зв'язку між двома ціновими областями розраховуватиметься надбавка до потоку електроенергії з урахуванням результатів попередніх розрахунків. Так, надбавка до потоку електроенергії в гілці l між двома вузлами (beg) та (end) заступної схеми для k -ої ітерації розраховуватиметься за формулою

$$\Delta V_{[k]}^{beg \rightarrow end} = \begin{cases} -\min(\max(NEC_{end}^z(C)), \min(NEC_{beg}^z(C)), V_{\max}^{z_{end} \rightarrow z_{beg}} - V_{[k-1]}^{z_{beg} \rightarrow z_{end}}), C_{beg}^z \geq C_{end}^z, C_{[k-1]}^{z_{beg}} > C_{[k-1]}^{z_{end}}, \\ \min(\min(NEC_{end}^z(C)), \max(NEC_{beg}^z(C)), V_{\max}^{z_{beg} \rightarrow z_{end}} - V_{[k-1]}^{z_{beg} \rightarrow z_{end}}), C_{beg}^z \leq C_{end}^z, C_{[k-1]}^{z_{beg}} < C_{[k-1]}^{z_{end}}, \\ 0, & C_{[k-1]}^{z_{beg}} = C_{[k-1]}^{z_{end}}. \end{cases} \quad (16)$$

За результатами розрахунків по (16) коригуються значення балансів попиту та пропозиції і граничних цін у вузлах заступної схеми. Таке коригування виконується ітераційно для всіх гілок мережевого графа доти, поки не буде отримано стійке рішення. Оскільки (16) передбачає використання дискретних методів оптимізації цільової функції (1), то при організації ітераційного процесу слід застосовувати покрововий аналіз гілок заступної схеми, наприклад, методом Зейделя.

Наведені міркування стосуються способу розрахунку потоків електроенергії в гілках, виходячи з різниці цін у прилеглих вузлах. Можливий і інший підхід, а саме: організація обчислювального процесу на основі балансу попиту та пропозиції у вузлах мережевого графа, виходячи з різниці цін між окремим вузлом і вузлами, безпосередньо пов'язаними з ним гілками. Однак теоретичні дослідження показали, що реалізація такого підходу призводить до більш складних математичних залежностей, а розрахунки вимагатимуть суттєво більшого обсягу обчислювальних дій.

Запропонований у статті метод врахування мережевих обмежень під час торгів на РДН позбавлений недоліків, притаманних відомим основним методам розв'язання поставленої задачі. На відміну від FB MC, цей метод не вимагає лінеаризації функції пропозиції і не накладає будь-яких обмежень на типи цінових заявок, що можуть використовуватися учасниками РДН. Крім того, він є розширенням DMC та TMC для довільної кількості об'єднаних ринків електроенергії (або цінових областей єдиного ринку) і, на відміну від TMC, використовує уніфіковане подання структури електричних зв'язків між об'єднаними ринками та дозволяє здійснювати аналіз для довільної структури електричних мереж. При цьому його практична реалізація не вимагатиме суттєвих витрат часу та ресурсів. Розроблений метод дозволяє організувати функціонування загальноєвропейського ринку електроенергії з урахуванням цінових заявок різних типів. Впровадження розробленого методу на РДН дозволить більш гнучко враховувати потреби учасників цього сегменту ринку електроенергії та сформувати основу для інтеграції ринку електроенергії України до ринків країн Європи.

1. *Блінов І.В.* Зональне ціноутворення як спосіб врахування мережевих обмежень на біржі електроенергії // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – № 2(25). – С. 49–53.
2. *Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В.* Балансуючий ринок електроенергії України та його математична модель // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 2. – С. 36–43.
3. *Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В.* Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії // Проблеми загальної енергетики. – 2010. – № 3(33). – С. 5–12.
4. *CWE Enhanced Flow-Based MC intuitiveness report: Discussion Paper.* – CWE Steering Committee, 2013. – Version 3.0. – 63 p.
5. *Flow-Based Market Coupling: A Joint ETSOEuroPEX Proposal for Cross-Border Congestion Management and Integration of Electricity Markets in Europe. Interim Report.* – ETSO-EuroPEX, 2004. – 26 p.
6. *Genesi C., Marannino P., Montagna M., Rossi S.* A Multilateral Market Coupling Procedure for the Internal Electricity Market Simulation / 6th International Conference on the European. – Energy Market, 2009. – Pp. 1–6.
7. *Pandelis N. Biskas, Dimitris I. Chatzigiannis, Anastasios G. Bakirtzis.* Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange // Electric Power Systems Research. – 2013. – No 104. – Pp. 116–128.
8. *Trilateral Market Coupling Algorithm.* – Powernext, APX, Belpex, 2006. – 25 p.
9. *Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: Decentralized Market Coupling.* – EuroPEX, 2003. – 14 p.

УДК 621.316

УЧЕТ СЕТЕВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ И МИНИМИЗАЦИЯ РАЗНИЦЫ ЦЕН МЕЖДУ РЫНКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

И.В. Блиннов, канд.техн.наук, **Е.В.Парус**, канд.техн.наук
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.
e-mail: igorblinov@mail.ru

Рассмотрено решение задачи учета ограничений на потоки электроэнергии по межсистемным электрическим связям во время торгов на рынке "на сутки вперед". Кратко описаны основные проблемы, возникающие при использовании методов Flow-Base Market Coupling, Decentralized Market Coupling and Trilateral Market Coupling для решения поставленной задачи. Приведен метод косвенного учета сетевых ограничений на рынке «на сутки вперед», который является развитием Decentralized Market Coupling с формальным представлением структуры электрической сети и учетом нелинейности математической модели, используемой для решения поставленной задачи.

Показаны способы формализованного представления структуры электрической сети. Обоснован выбор целевой функции для решения поставленной задачи. Задача учета сетевых ограничений в данном методе сводится к минимизации разницы клиринговых цен между объединяемыми рынками электроэнергии. Описаны основные ограничения равенства, отображающие балансы спроса и предложения, а также баланс обменов электроэнергией между рассматриваемыми рынками. Приведена методика организации итерационного процесса при решении поставленной задачи для произвольного количества объединенных рынков.

Метод непрямого учета сетевых ограничений на рынке "на сутки вперед" путем минимизации разницы клиринговых цен между объединяемыми рынками использует хорошо формализуемый аппарат функций чистого экспорта, заложенный в основу Decentralized Market Coupling. В отличие от последнего, предложенный в статье метод выполняет итерационное приближение к устойчивому решению для любого количества объединяемых рынков электроэнергии с произвольной структурой электрических связей между ними и учитывает разные как дискретные, так и линейные типы заявок и предложений участников рынка. Библиограф. 9, рис. 2.
Ключевые слова: рынок электроэнергии, сетевые ограничения, оптимизация, электрическая сеть.

CONGESTION MANAGEMENT AND MINIMIZATION OF PRICE DIFFERENCE BETWEEN COUPLED ELECTRICITY MARKETS

I.V. Blinov, Ye.V. Parus
Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine.
e-mail: igorblinov@mail.ru

Article is devoted to the task of congestion management of the electric intersystem communication during trading on the day-ahead market. The main problems of methods usage of Flow-Base Market Coupling, Decentralized Market

Coupling and Trilateral Market Coupling to solve the problem are briefly described. The method of indirect accounting network constraints on the "day-ahead" market is described. It is a development of the Decentralized Market Coupling with the formal presentation of the electric network structure and taking into account the non-linear character of the mathematical model, which used to solve the problem.

The methods of formalized representation of the electric network structure are shown. The choice of the objective function to solve the problem is corroborated. The task of congestion management in this method is to minimize the difference of clearing prices between the coupling electricity markets. The basic equation constraints, reflecting the balance of supply and demand, as well as the balance of power exchanges between these markets are described. The method of the organization of the iterative process for solving this problem for any number of coupling markets is shown. The method of indirect accounting network constraints on the "day-ahead" market use the minimizing the difference of clearing prices between the coupling markets and has well formalized apparatus of net exports functions, which is the base of Decentralized Market Coupling method. As distinct from the latter, the proposed method performs iterative approximation to a sustainable solution for any number of coupling electricity markets with an arbitrary structure of electrical connections between them and takes into account different discrete and linear types of bids and offers from market participants. References 9, figures 2.

Key words: electricity market, network constraints, optimization, power network

1. *Blinov I.V.* Zonal pricing as a way to take into account network constraints on power exchange // *Problemy Zahalnoi Enerhetyky*. – 2010. – №.3 (33). – Pp. 49–53. (Ukr)
2. *Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V.* Balancing electricity market of Ukraine and his mathematical model // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2011. – № 2. – Pp. 36–43. (Ukr)
3. *Kyrylenko O., Blinov I., Parus Ye.* Determination of the results of the auction on a purchase and sale of electricity // *Problemy Zahalnoi Enerhetyky*. – 2010. – №.3 (33). – Pp. 5–12. (Ukr)
4. *CWE Enhanced Flow-Based MC intuitiveness report: Discussion Paper*. – CWE Steering Committee, 2013. – Version 3.0. – 63 p.
5. *Flow-Based Market Coupling: A Joint ETSOEuroPEX Proposal for Cross-Border Congestion Management and Integration of Electricity Markets in Europe. Interim Report*. – ETSO-EuroPEX, 2004. – 26 p.
6. *Genesi C., Marannino P., Montagna M., Rossi S.* A Multilateral Market Coupling Procedure for the Internal Electricity Market Simulation / 6th International Conference on the European. – Energy Market, 2009. – Pp. 1–6.
7. *Pandelis N. Biskas, Dimitris I. Chatziyiannis, Anastasios G. Bakirtzis.* Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange // *Electric Power Systems Research*. – 2013. – No 104. – Pp. 116–128.
8. *Trilateral Market Coupling Algorithm*. – Powernext, APX, Belpex, 2006. – 25 p.
9. *Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion: Decentralized Market Coupling*. – EuroPEX, 2003. – 14 p.

Надійшла 10.02.2015
Остаточний варіант 25.02.2015