

УДК 621.316

БАЛАНСУЮЧИЙ РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ТА ЙОГО МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ

О.В.Кириленко¹, академік НАН України, **І.В.Блінов²**, канд.техн.наук, **Є.В.Парус³**
^{1,2,3} – Інститут електродинаміки НАН України,
 пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

Розвиток ринкових відносин в електроенергетичній галузі України сьогодні пов'язаний, в першу чергу, з впровадженням нової конкурентної моделі оптового ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії (РДДБ). Одним із основних заходів забезпечення функціонування РДДБ в Україні є впровадження механізму балансуючого ринку електроенергії на основі проведення аукціону з продажу електроенергії виробниками. У статті представлено математичну модель та визначено особливості реалізації балансуючого ринку електроенергії. Запропоновано метод оптимізації балансу активних потужностей на аукціоні балансуючого ринку електроенергії України.

Розроблений метод розв'язання задачі оптимізації балансу активних потужностей в електроенергетичній системі на балансуючому ринку з використанням коефіцієнтів втрат дозволяє швидко визначити оптимальний склад генерувальних потужностей з урахуванням як питомої вартості виробництва електроенергії, так і втрат на транспортування електроенергії від виробника до споживача без необхідності виконувати моделювання та оптимізацію режиму електроенергетичної системи. Бібл. 5, рис. 4.

Ключові слова: ринок двосторонніх договорів, балансуючий ринок електричної енергії, оптимізація балансу активних потужностей, аукціон електричної енергії.

1. Ринок електроенергії та його складові.

Розвиток конкурентних відносин в електроенергетичній галузі України пов'язаний з впровадженням моделі повномасштабного конкурентного ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБ) [3,4]. Впровадження РДДБ значно розширює можливості задоволення потреб постачальників, споживачів та виробників електроенергії. Тому його модель містить низку різних сегментів із відповідними функціями, які разом складають основу майбутнього РДДБ України та забезпечують можливість реалізації конкурентних відносин між його учасниками.

Як видно з рис. 1 до основних сегментів РДДБ належать: ринок двосторонніх договорів, біржа електроенергії (ринок на добу наперед), балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг, а також

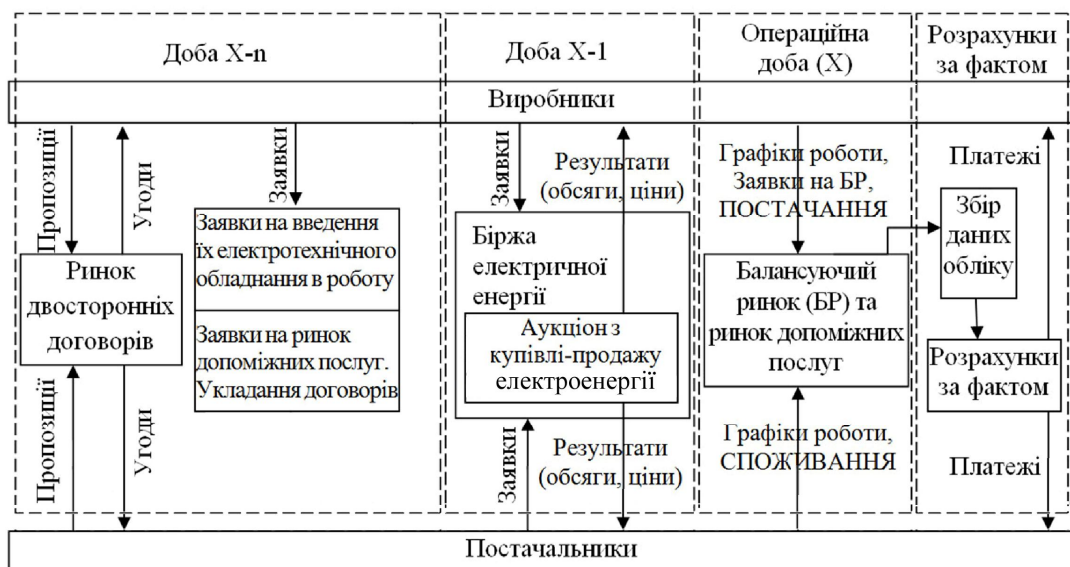


Рис. 1

© Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., 2011

сегмент, пов'язаний з урегулюванням небалансів купівлі-продажу електроенергії.

Купівля та продаж електроенергії на РДДБ України здійснюється в межах об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) і в умовах постійного та безперервного у часі балансування генерації і споживання електроенергії. Тому особливу роль у функціонуванні РДДБ відіграє системний оператор, який здійснює діяльність, пов'язану з централізованим диспетчерським (оперативно-технологічним) управлінням ОЕС України, підтриманням балансу в ОЕС та організацією паралельної роботи з енергетичними системами інших держав. Системний оператор виконує функції з надання системних послуг та послуг з балансування електроенергії учасникам РДДБ України за рахунок придбання у постачальників допоміжних послуг, необхідних для забезпечення надійної роботи ОЕС України на рівні магістральних мереж, а також забезпечує доступність надання допоміжних послуг, необхідних для виконання обов'язків системного оператора.

Двосторонні договори з купівлі-продажу електроенергії між виробниками та постачальниками електроенергії визначають обсяги, ціни, а також інші умови її постачання учасникам РДДБ згідно з домовленостями сторін. Двосторонні договори можуть бути укладені на один або декілька операційних періодів, причому як на постійний обсяг купівлі-продажу електроенергії, так і на нерегулярний. Крім того, учасники РДДБ мають можливість домовлятися про певну «гнучкість» при поставках електроенергії для кожного з учасників договору. При цьому під поставкою електроенергії вважають передачу прав власності на її певний обсяг від однієї сторони договору до іншої. На виконання укладених договорів та за декілька днів до операційної доби (часу фізичної поставки електроенергії) виробники подають заявки системному оператору для забезпечення умов введення їхнього електротехнічного обладнання в роботу.

Біржа електроенергії є «торгівельною платформою» для здійснення операцій з купівлі-продажу електроенергії і визначається як система відносин між учасниками РДДБ, пов'язана з виробництвом/споживанням електроенергії в обсягах, визначених за результатами конкурентного відбору цінових заявок і пропозицій виробників та постачальників електроенергії на добу наперед. Біржа електроенергії сприяє учасникам РДДБ в уточненні своїх договірних позицій з наближенням до часу постачання електроенергії на основі проведення біржових торгів. Цей сегмент надає можливість скоригувати графіки прогнозованого попиту та пропозиції учасників РДДБ на добу наперед на основі більш точного прогнозу на наступну добу [2].

В основу функціонування даного сегменту РДДБ покладено механізм аукціону з купівлі-продажу електроенергії, метою якого є встановлення балансу між попитом і пропозицією на купівлю-продаж електроенергії. З економічної точки зору основним критерієм, що використовується при розрахунках результатів аукціону електричної енергії, є критерій досягнення максимуму прибутку при визначенні рівноважної ціни, що відповідає точці перетину кривих попиту та пропозиції [5]. Аукціони з купівлі-продажу електроенергії за кількістю сторін, що беруть участь в аукціоні, поділяються на односторонні та двосторонні. На біржі електроенергії доцільно проводити двосторонні аукціони з купівлі-продажу електроенергії, в яких криві як попиту, так і пропозиції представляються у вигляді східчастих залежностей, що відображають надані учасниками аукціону заявки та пропозиції щодо цін та обсягів купівлі-продажу електроенергії. З іншого боку, односторонній аукціон електроенергії (для виробників) може бути закладено в основу організації балансуємого ринку електроенергії.

Балансуєчий ринок електроенергії є системою відносин між системним оператором та учасниками цього ринку, що функціонує в режимі, близькому до реального часу, з метою забезпечення балансу обсягів виробництва-споживання електроенергії, фізичного та фінансового урегулювання небалансів електроенергії. Під небалансом електроенергії тут мають на увазі відхилення фактичних обсягів виробництва та споживання електроенергії від обсягів, затверджених системним оператором у погодинному добовому графіку виробництва-споживання електроенергії. Учасниками балансуємого ринку електроенергії є системний оператор, виробники електроенергії та постачальники електричної енергії, які отримали статус учасника балансуємого ринку у порядку, передбаченому правилами ринку. Виробники електроенергії зобов'язані надати для балансуємого ринку всі свої потужності з ціновими заявками для підвищення або зниження вихідної потужності відносно вказаних обсягів її вироблення. При цьому системний оператор обирає оптимальні пропозиції щодо обсягів вироблення електроенергії та відповідні цінові заявки, необхідні для балансування системи, враховуючи технологічні та режимні обмеження на виробництво, транспортування та розподіл електроенергії.

Таким чином, як видно з рис. 2, обсяги з вироблення/споживання електроенергії, що визначені учасниками РДДБ в сегменті двосторонніх договорів, можуть бути «скориговані» на добровільній та конкурентній основі в сегменті біржі електроенергії та сегменті балансуючого ринку.

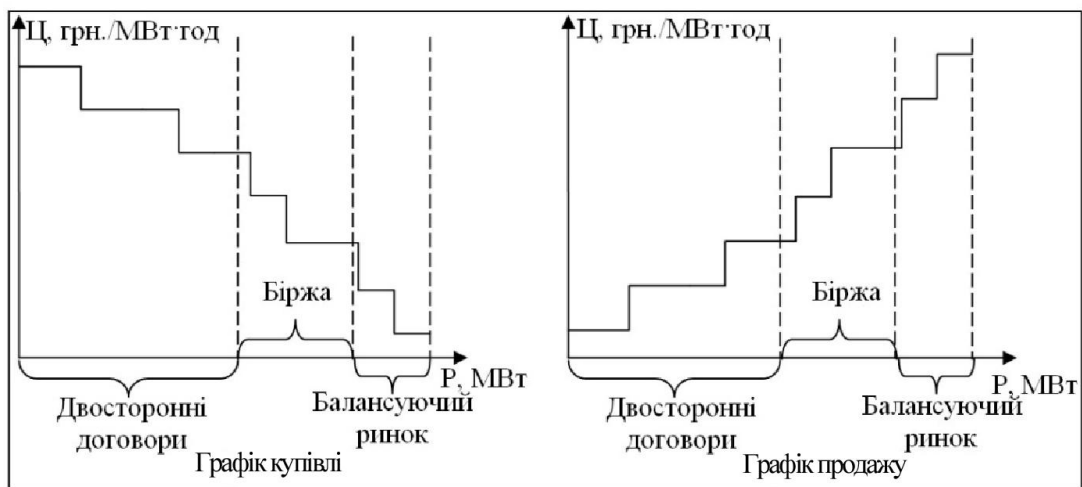


Рис. 2

Ринок допоміжних послуг є системою відносин, що виникають у зв'язку з придбанням системним оператором допоміжних послуг у постачальників допоміжних послуг на підставі договорів про її надання. До таких послуг належать послуги з регулювання частоти та активної потужності, резервів електричної потужності, регулювання напруги та реактивної потужності в об'єднаній енергетичній системі України.

Врегулювання небалансів купівлі-продажу електроенергії на РДДБ здійснюється за фактом постачання електроенергії і полягає в розрахунку відповідності запланованих обсягів з вироблення/споживання електроенергії учасниками РДДБ фактичним обсягам.

2. Оптимізація балансу активних потужностей на балансуючому ринку.

Одним з найбільш складних з технологічної точки зору сегментів РДДБ, на якому здійснюється покриття відхилень фактичного виробництва/споживання електроенергії від планового в режимі реального часу, є сегмент балансуючого ринку (БР), який здійснює вибір виробників електроенергії в режимі, близькому до реального часу на підставі мінімізації вартості задоволення попиту на електроенергію для актуальних системних вимог, виходячи з цінових заявок на виробництво електроенергії. Основна мета балансуючого ринку – забезпечення балансу між прогнозованим попитом на електроенергію з урахуванням витрат на транспортування електроенергії від виробника до споживача та об'ємами генерації електроенергії для задоволення цього попиту. Тобто, така задача досить близька до задачі оперативної підтримки балансу потужностей в енергосистемах. Серед основних розбіжностей слід виділити наступне. На БР оптимізація здійснюється за активною потужністю на основі цінових пропозицій щодо виробництва електроенергії, але при цьому враховуються також контракти, укладені на ринку допоміжних послуг (в першу чергу – щодо генерації реактивної складової потужності). При цьому зведення балансу потужностей повинно відбуватися з урахуванням усіх договорів, укладених на РДДБ. Мова йде про двосторонні договори; договори, укладені на біржі електроенергії; в сегменті міждержавної торгівлі, результати аукціонів пропускної спроможності; на ринку допоміжних послуг тощо.

Таким чином, баланс потужностей на РДДБ у вузлах та у мережі як частині моделі РДДБ має наступний вигляд:

$$\sum_{i=1}^x P_{C_{двi}} - \sum_{i=1}^k P_{Г_{двi}} + \sum_{i=1}^m P_{C_{бi}} - \sum_{i=1}^l P_{Г_{бi}} + \sum_{i=1}^r P_{C_{оi}} - \sum_{i=1}^n P_{Г_{оi}} + \sum_{i=1}^t P_{C_{спi}} - \sum_{i=1}^s P_{Г_{спi}} + \sum_{i=1}^u \Delta P_i \rightarrow 0, \quad (1)$$

де: $\sum_{i=1}^k P_{Гддi}$ і $\sum_{i=1}^x P_{Cддi}$ – відповідно сумарні об’єми генерації та споживання активної потужності по вже укладених двосторонніх договорах; $\sum_{i=1}^l P_{Гбi}$ і $\sum_{i=1}^m P_{Cбi}$ – відповідно сумарні об’єми активної потужності, проданої та купленої на біржі електроенергії; $\sum_{i=1}^n P_{Гoi}$ і $\sum_{i=1}^r P_{Coi}$ – відповідно сумарні активні потужності “обов’язкової генерації” та “обов’язкового навантаження”; $\sum_{i=1}^s P_{Гбpi}$ – сумарна активна потужність виробництва електроенергії, необхідна для покриття незадоволеного попиту на аукціоні БР; $\sum_{i=1}^t P_{Cбpi}$ – прогнозована сумарна активна потужність споживання без урахування попиту на електроенергію, задоволеного вже укладеними угодами; $\sum_{i=1}^u \Delta P_i$ – розрахункові втрати активної потужності на транспортування електроенергії від виробника до споживача.

В (1) під “обов’язковою генерацією” мають на увазі виробничі потужності, які слід залучити до загального балансу потужностей, виходячи з технологічних вимог незалежно від економічної доцільності. Це, насамперед, потужності мінімально стійких навантажень АЕС і потужних ТЕС, потужності забезпечення санітарного стоку ГЕС тощо. Під “обов’язковим навантаженням” в (1) вважають стратегічно важливих споживачів, які обов’язково повинні отримати електроенергію незалежно від різних чинників, наприклад, для живлення власних потреб електростанцій. Обидві складові не змінюються при оптимізації (1) і використовуються для формування балансу активної потужності та обмежень на транспортування електроенергії від виробників до споживачів. Так само алгебраїчна сума значень генерування та споживання активної потужності по вже укладених двосторонніх договорах і договорах на біржі електричної енергії є фактично незмінною складовою і при обчисленні цільової функції (1) може не враховуватися в явному вигляді, проте ці величини є обов’язковою складовою балансу активної потужності в електроенергетичній системі (ЕЕС), що впливають на значення втрат потужності в ЕЕС. Вони також повинні враховуватися при перевірці технічних і режимних обмежень на транспортування електроенергії від виробників до споживачів.

Якщо прогнозований об’єм попиту на електроенергію перевищує за об’ємами виробництво електроенергії по вже укладених договорах, то баланс потужності (1) формується за рахунок додаткової купівлі електроенергії за поданими на БР заявками від виробників. Оптимальність вибору виробників електроенергії при цьому оцінюється за ознаками мінімуму витрат на генерацію активної потужності, що залучається для зведення балансу активних потужностей:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (P_{Гбpi} \cdot C_{Гбpi} + B_{PГi}) \rightarrow \min, & i = (1, 2, \dots, n), \\ \sum_{i=1}^n P_{Гбpi} - P_{C\Sigma} \rightarrow 0, & i = (1, 2, \dots, n). \end{cases} \quad (2)$$

Окрім ціни за фактично згенеровану активну потужність в (2) додатково враховуються витрати $B_{PГi}$ з боку оператора БР на зміну рівня генерації електроенергії окремим енергоблоком (доплати виробнику за зміну потужності, штрафні санкції виробнику за час зміни рівня генерації тощо). При цьому не зважають на такі витрати, як доплата виробнику за маневреність і плата за забезпечення резерву, оскільки ці складові визначаються та оптимізуються на ринку додаткових послуг і не залежать від рівня генерації активної потужності.

Таким чином, задача оптимізації вибору виробників активної потужності на БР у випадку, коли прогнозований об’єм попиту на електроенергію вищий за об’єми генерації електроенергії по вже укладених договорах, матиме цільову функцію, що складається сукупно з критеріїв (1) і (2). Постав-

лена задача розв'язується шляхом проведення одностороннього аукціону [1] для виробників електроенергії на розрахунковий період в одну годину.

Основною проблемою, що постає при розв'язанні вказаної задачі, є врахування втрат активної потужності. Чисельні значення втрат активної потужності залежать від складу генерувальних потужностей (їхнього місця розташування та рівня видобутку активної потужності), що обираються на аукціоні БР. Крім того, врахування додаткових витрат на покриття втрат активної потужності в енергосистемі впливатиме на оптимальний вибір генерувальних потужностей на аукціоні БР. Так, з урахуванням втрат на транспортування електроенергії може виявитися оптимальним вибір генератора з більшою питомою вартістю видобутку електроенергії, але розташованого поруч із спільним вузлом навантаження, аніж вибір дешевших потужностей в електростанції, розташованій в іншому регіоні країни.

В статті пропонується метод вибору генераторів для покриття небалансу активних потужностей з урахуванням втрат активної потужності, що виникають при транспортуванні електроенергії від виробника до споживача. Даний метод засновано на використанні коефіцієнтів втрат і його суть полягає в урахуванні втрат активної потужності, що виникають при постачанні електроенергії від окремого генератора, за ціною заявкою щодо цього генератора.

3. Теоретичні засади методу проведення аукціону з використанням коефіцієнтів втрат.

Теоретичним підґрунтям для використання коефіцієнтів втрат при моделюванні аукціону БР є лінеаризована модель режиму енергосистеми. Лінеаризація досягається шляхом неврахування втрат активної потужності, пов'язаних з втратами активної потужності в елементах енергосистеми. Тоді втрати активної потужності лінійно залежатимуть від рівнів поточкорозподілу в елементах ЕЕС. Таким чином можна визначити питомі втрати активної потужності, що виникають при живленні споживачів від окремого генератора.

Розглянемо електричну мережу (ЕМ) з одним генератором та одним навантаженням. Заступна схема ЕМ враховує активні та реактивні опори для поздовжніх та поперечних складових. Для спрощення викладу методу припускаємо, що ЕМ не має елементів, для яких слід враховувати хвильовий опір. Генератор виконує функції балансуєчого вузла та вузла, опорного за напругою. Навантаження має одиничну потужність $S_{HO} = P_{HO} + jQ_{HO} = 1 + j0$.

Шляхом моделювання усталеного режиму визначаємо потужність генератора, необхідну для живлення одиничного навантаження $S_{ГО} = P_{ГО} + jQ_{ГО}$. Тоді сумарні втрати потужності в ЕМ, що виникають при живленні одиничного навантаження, $\Delta S_O = \Delta P_O + j\Delta Q_O = S_{ГО} - S_{HO} = (P_{ГО} - P_{HO}) + j(Q_{ГО} - Q_{HO})$.

Режим поточкорозподілу реактивних складових потужностей в ЕМ визначається при розв'язанні задачі короткострокового планування з урахуванням вартості видобутку реактивних складових потужностей по договорах, укладених на ринку допоміжних послуг. Тому для розв'язання задачі зведення балансу активних потужностей на балансуєчому ринку надалі оперуватимемо лише активними складовими втрат. Виходячи з передумови лінійної залежності втрат від поточкорозподілу, втрати активних потужностей, що виникають в ЕМ при живленні навантаження P_H , обчислюються за формулою $\Delta P_M = P_H \Delta P_O$.

При цьому сумарні втрати активної потужності, що виникають при живленні N навантажень від даного генератора, обчислюватимуться за формулою

$$\Delta P_{M\Sigma} = \sum_{i=1}^N (P_{Hi} \cdot \Delta P_{Oi}).$$

Розв'яжемо зворотну задачу: визначення втрат активної потужності, що виникають в ЕМ при видобутку цим генератором активної потужності P_G . Для цього введемо поняття коефіцієнта втрат, що відображає відношення потужності навантаження до потужності генератора

$$K_{\Delta} = S_H / S_G.$$

При цьому нескладно довести чисельну рівність

$$K_{\Delta} = 1 / \Delta S_O.$$

Втрати потужності ΔS в ЕМ, що виникають при видобутку генератором потужності S_G для живлення одного навантаження S_H , обчислюватимуться за формулою

$$\Delta S = S_G - S_H = S_G - S_G \cdot K_{\Delta} = S_G \cdot (1 - K_{\Delta}).$$

Виходячи з лінійної залежності втрат від поточкорозподілу в ЕМ, визначимо сумарні втрати потужності, що виникають в ЕМ при живленні одним генератором N навантажень

$$\Delta S_{\Sigma\Gamma} = S_{\Gamma} - \sum_{i=1}^N S_{Hi} = S_{\Gamma} - \sum_{i=1}^N (S_{\Gamma} \cdot K_{\Delta i}) = S_{\Gamma} \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^N K_{\Delta i} \right).$$

Якщо живлення ЕМ відбувається за допомогою M генераторів, то сумарні втрати потужності в ЕМ обчислюватимуться за формулою

$$\Delta S_{\Sigma EM} = \sum_{j=1}^M \Delta S_{\Sigma\Gamma j}.$$

Відповідно сумарні втрати активної потужності, що виникають в ЕМ при живленні одним генератором N навантажень,

$$\Delta P_{\Sigma\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^N \operatorname{Re}(K_{\Delta i}) \right). \quad (3)$$

Тоді сумарні втрати активної потужності в ЕМ, що виникають при роботі M генераторів, становитимуть

$$\Delta P_{\Sigma EM} = \sum_{j=1}^M \Delta P_{\Sigma\Gamma j}. \quad (4)$$

Як видно з (3) і (4), для обчислення сумарних втрат активної потужності за допомогою коефіцієнтів втрат необхідно знати склад та рівні потужності генераторів, що беруть участь у покритті прогнозованих навантажень (що фактично є розв'язком задачі проведення аукціону на балансуєчому ринку). Проте ця проблема розв'язується шляхом коригування значення сумарних втрат потужності під час моделювання процесу торгів.

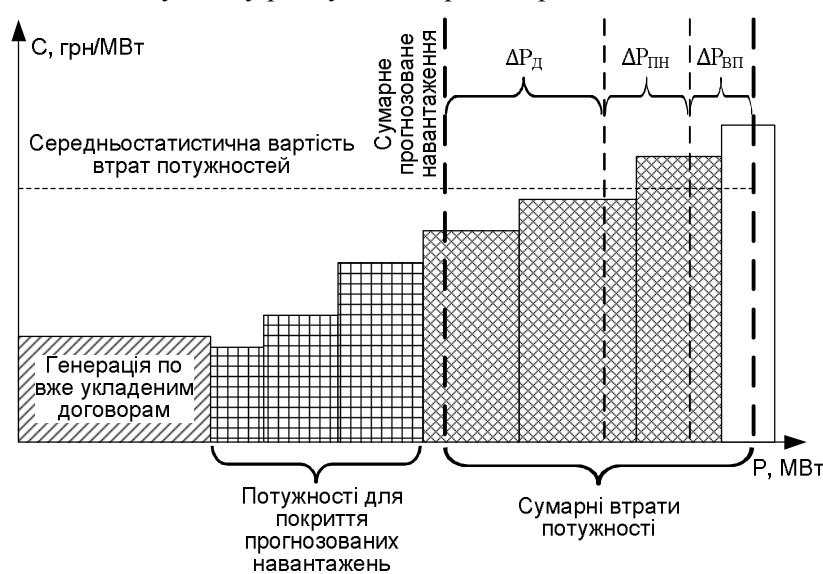
4. Розв'язання задачі оптимізації балансу активних потужностей на аукціоні БР з використанням коефіцієнтів втрат.

Процес моделювання аукціону активних потужностей на БР з використанням коефіцієнтів втрат складається з трьох основних етапів:

- етап підготовки до аукціону;
- вибір генерувальних потужностей, необхідних для покриття прогнозованого навантаження;
- уточнення величини сумарних втрат активної потужності та вибір генераторів для їхнього покриття.

Сумарні втрати потужностей обчислюються та уточнюються на кожному із трьох етапів і формуються з наступних основних складових (рис. 3):

- втрати активних потужностей, що виникають внаслідок роботи генераторів по договорах, укладених на ринку двосторонніх договорів та на біржі електроенергії $\Delta P_{\text{Д}}$;
- втрати активних потужностей, що виникають внаслідок роботи генераторів, вибраних на балансуєчому ринку для покриття прогнозованого навантаження $\Delta P_{\text{ПН}}$;



- втрати активних потужностей, що виникають внаслідок роботи генераторів, вибраних для покриття втрат потужностей $\Delta P_{\text{ВП}}$.

На етапі підготовки до аукціону розв'язуються наступні задачі.

1. Для запланованої схеми транспортування електроенергії заздалегідь обчислюються коефіцієнти втрат.

2. Визначаються втрати потужності, що виникають внаслідок роботи генераторів по договорах, укладених на ринку двосторонніх договорів та на біржі електроенергії.

3. Для кожного генератора, що бере участь в аукціоні на ба-

Рис. 3

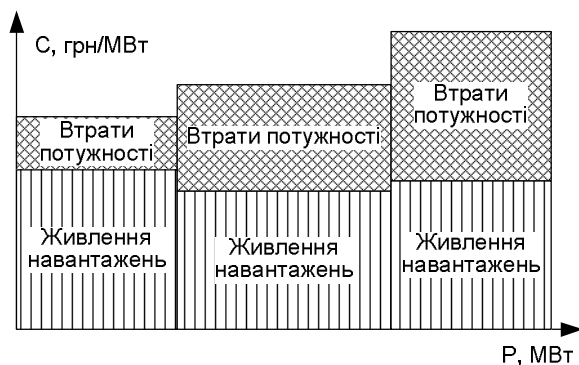


Рис. 4

лансуючому ринку, визначаються втрати потужності, викликані роботою цих генераторів.

4. Для аукціону формуються заявки, що представляють витрати системного оператора від залучення відповідних виробників електроенергії. Ці витрати враховують як заявлену виробником вартість видобутку активної потужності, так і вартість втрат потужності (рис. 4). За питомою вартістю втрат активної потужності приймають середньостатистичні значення вартості втрат активної потужності в аналогічних режимах.

На етапі вибору виробничих потужностей, необхідних для покриття прогнозованого навантаження,

розв'язуються наступні три задачі.

1. Підготовлені на попередньому етапі заявки сортуються у порядку зростання величини питомих витрат на видобуток та транспортування електроенергії.

2. Виконується вибір генераторів, необхідних для покриття прогнозованого навантаження.

3. Значення сумарних втрат активних потужностей уточнюються з урахуванням втрат, пов'язаних з роботою вибраних генераторів. Обираються виробничі потужності для покриття втрат на транспортування та розподіл електроенергії.

Етап уточнення величини сумарних втрат активної потужності та вибору генераторів для їхнього покриття здійснюється таким чином. При залученні нового генератора значення сумарних втрат потужностей уточнюються шляхом додавання втрат потужностей, що виникають в процесі роботи цього генератора. Процес вибору генераторів завершується, коли залучення нового генератора призводить до профіциту генерувальних потужностей у енергосистемі.

Висновки. Розроблений метод розв'язання задачі оптимізації балансу активних потужностей в ЕЕС з використанням коефіцієнтів втрат на основі одностороннього аукціону з купівлі-продажу електроенергії на балансууючому ринку дозволяє швидко визначити оптимальний склад генерувальних потужностей з урахуванням як питомої вартості видобутку електроенергії, так і втрат на транспортування електроенергії від виробника до споживача без необхідності виконувати моделювання та оптимізацію режиму ЕЕС. Враховуючи особливості функціонування БР та можливості сучасних обчислювальних засобів, слід відзначити, що попереднє обчислення значень коефіцієнтів втрат для кожної схеми транспортування та розподілу електроенергії не є критичним у часі і тому не викликає особливих складнощів. Лінеаризована модель режиму ЕЕС не враховує втрати потужності, пов'язані з втратами активної потужності в елементах схеми ЕЕС. Однак, похибка методу, при необхідності, зменшується шляхом врахування середньостатистичних значень цих втрат, розподілених між генерувальними потужностями, пропорційно до рівнів генерації активної потужності та коефіцієнтів втрат.

Розглянутий у статті метод спрямовано, в першу чергу, на розробку імітаційної моделі балансууючого ринку електроенергії України для навчання учасників РДДБ роботі в цьому сегменті та визначенню стратегії їхньої поведінки на РДДБ у цілому. Використання такої імітаційної моделі дозволяє уявити динаміку функціонування та щоденну діяльність у сегменті балансууючого ринку електроенергії України, що, в свою чергу, полегшує процес впровадження нових ринкових відносин в електроенергетичній галузі та підвищує ефективність переходу учасників ринку електроенергії України до роботи в умовах функціонування РДДБ України.

1. Аюев Б.И., Ерохин П.М., Паниковская Т.Ю. Применение механизма аукциона для моделирования рынка электроэнергии // Известия Томского политехн. ун-та. – 2005. – Т.308. – №5. – С. 176–178.

Aiuev B.I., Erokhin P.M., Panikovskaia T.Yu. Use of auction mechanism for electricity market modeling // Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. – 2005. – Т.308. – №5. – Р. 176 – 178. (Рус.)

2. Блінов І.В., Парус С.В., Попович В.І., Гварішвілі О.Й., Казанська О.Г. Імітаційна модель розрахунку результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії // Електропанорама. – 2010. – №10. – С. 54–56.

Blinov I.V., Parus E.V., Popovych V.I., Gvarishvili O.I., Kazanska O.G. Imitation model for calculation of auction electricity buying and selling results // Elektropanorama. – 2010. – №10. – Р. 54–56. (Ukr.)

3. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України. Постанова КМУ від 16.11.2002 р. №1789 (<http://uazakon.com/big/text894/pg1.htm>).

Conception of functioning and development of wholesale electricity market in Ukraine. Resolution of Cabinet of Ministers of Ukraine 16.11.2002 №1789 (<http://uazakon.com/big/text894/pg1.htm>). (Ukr.)

4. *Левінгтон І. Україна – впровадження Концепції оптового ринку електричної енергії // Електропанорама. – 2009. – № 1–2. – Р. 40–44.*

Levington I. Ukraine – Implementation of Conception wholesale electricity market // Elektropanorama. – 2009. – № 1–2. – Р. 40–44. (Ukr.)

5. *Экономическая теория: учеб. для студ. Высш.учеб. завед. // Под ред. В.Д.Камаева. – 8-е изд. – М.: Гуманит. изд. центр ВЛАДОС, 2002. – 640 с.*

Economics // Pod redaktsiei V.D.Kamaeva. — 8-e izdanie. — Moskva: Gumanitarnyi izdatelskii tsentr VLADOS, 2002. — 640 p. (Rus.)

УДК 621.316

А.В.Кириленко¹, И.В.Блинов², Е.В.Парус³
^{1,2,3} – **Институт электродинамики НАН Украины,**
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.

Балансирующий рынок электроэнергии Украины и его математическая модель

Развитие рыночных отношений в электроэнергетической области сегодня связано, в первую очередь, с внедрением новой конкурентной модели оптового рынка электроэнергии – рынка двусторонних договоров и балансирующего рынка электроэнергии (РДДБ). Одним из основных средств обеспечения функционирования РДДБ в Украине является внедрение механизма балансирующего рынка электроэнергии на основе проведения аукциона по продаже электроэнергии производителями.

В статье приведена математическая модель и определены особенности реализации балансирующего рынка. Предложен метод оптимизации баланса активных мощностей на аукционе балансирующего рынка электроэнергии Украины. Разработанный метод решения задачи оптимизации баланса активных мощностей в электроэнергетической системе на балансирующем рынке с использованием коэффициентов потерь позволяет быстро определять оптимальный состав генерирующих мощностей с учетом как удельной стоимости производства электроэнергии, так и потерь на транспортировку электроэнергии от производителя к потребителю без необходимости выполнения моделирования и оптимизации режима электроэнергетической системы. Библ. 5, рис. 4.

Ключевые слова: рынок двусторонних договоров, балансирующий рынок электрической энергии, оптимизации баланса активных мощностей, аукцион электрической энергии.

О. V. Kyrylenko¹, I. V. Blinov², E. V. Parus³
^{1,2,3} – **Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,**
Peremogy pr., 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Balancing electricity market of Ukraine and his mathematical model

Above all things, the development of market relations in power industry of Ukraine today is related to introduction of new competitive model of wholesale electricity market – market of bilateral contracts and balancing electricity market (MBCB). One of the main means to provide the MBCB is the holding of balancing electricity market based in auction of electricity for generators.

In the article mathematical model is given and the features of holding of balancing electricity market are defined. The mathematical method of active power balance optimization in auction for balancing electricity market is defined. The development method of active power balance optimization in power system is based on mathematical apparatus of the loss coefficients. The method allowed the structure of generation power with a glance of specific cost of power generation and transmission losses without simulation and optimization of power flow in power system. References 5, figures 4.

Key words: bilateral contracts, balancing electricity market, electricity exchange, active power balance optimisation, auction of electricity.

Надійшла 05.11.2010

Received 05.11.2010