

МОДЕЛЬ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА РОЗВИТКУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ В РИНКОВИХ УМОВАХ

Представлено довгострокову рівноважну модель введення потужностей, що враховує особливості функціонування енергосистеми України в ринкових умовах.

Протягом останніх двох десятиріч у провідних країнах світу спостерігається послідовне впровадження ринкових стосунків в електроенергетиці. Заміна неринкових механізмів управління електроенергетикою на сучасні ринкові призводить до ускладнення процесів прийняття рішень з поточного та перспективного планування діяльності окремої енергокомпанії. Працюючи у нових ринкових умовах, кожна енергокомпанія самостійно приймає рішення щодо обсягів виробництва електроенергії та введення нових генеруючих потужностей, намагаючись при цьому максимізувати власні прибутки від поточної та майбутньої діяльності.

Досвід функціонування енергоринків країн Західної Європи та США показав, що потужні енергокомпанії, користуючись своїм суттєвим впливом на ринок, здатні штучно створювати умови недосконалої конкуренції і підвищувати ціни на електроенергію. Сила та складність дії механізмів недосконалої конкуренції обумовлюють необхідність їх обов'язкового відображення в математичних моделях, що застосовуються для підтримки прийняття рішень з планування діяльності енергокомпаній.

Зауважимо, що традиційні однокритеріальні моделі не описують роботу електроенергетичних систем у ринкових умовах. Розробники раніше створених масштабних економіко-математичних моделей «Союз» та PRIMES усвідомлюють неможливість відображення в одному комплексному критерії дію механізмів недосконалої конкуренції. Тому сьогодні їх зусилля спрямовані на розробку нових багатокритеріальних моделей.

Протягом останнього десятиріччя у країнах Західної Європи та США було запропоновано рівноважні моделі функціонування електроенергетики. Ці моделі адекватно відтворюють специфічний стан електроенергетичної системи, при якому впливи учасників ринку є збалансованими за обсягами і цінами генерації, продажу та купівлі електроенергії.

Альтернативними підходами до визначення оптимального плану введення генеруючих потужностей у ринкових умовах є застосування моделей реальних опціонів [11], агентного моделювання [5], системної динаміки [10] та ігрових моделей [8, 9, 12].

Ігрові моделі набули найбільшого поширення через можливість комплексного відображення в них техніко-економічних умов роботи генеруючого устаткування, електричних мереж та правил поведінки учасників ринку.

Для опису ринкової рівноваги переважно використовується рівновага Неша – розв'язок ігрової задачі, в якому жоден з учасників не може збільшити вигреш, змінивши своє рішення у односторонньому порядку, не викликавши реакцію інших гравців.

Менш вживаними є рівновага Парето, мінімаксий розв'язок та рівновага Штакельберга. Остання передбачає наявність лідера та послідовників у грі.

Залежно від рівня монополізації ринку рівноважний стан описують моделями досконалої та недосконалої конкуренції [1].

Досконала конкуренція забезпечує максимальний рівень сукупного добробуту учасників ринку. Для опису ринків з **досконалою конкуренцією** застосовують модель Бертрана, в якій жоден з виробників не може впливати на ціну електроенергії ($p_j = p$). При цьому маржинальний дохід фірми j складає $MR_j^{Bertrand} = \partial(pu_j)/\partial u_j = p$, де u_j – обсяги виробництва фірми j .

На **монопольному ринку** діє лише один виробник, який максимізує свій прибуток, встановлюючи обсяг виробництва, при якому маржинальний дохід дорівнює маржинальним витратам. Отримана монопольна ціна є верхньою границею ринкових цін.

Недосконала конкуренція описує проміжні стани рівноваги на ринку між рівновагою конкурентного ринку та рівновагою за наявності нерегульованої монополії. У сучасних дослідженнях [8, 9, 12] для характеристики поведінки виробників на ринку з недосконалою конкуренцією зазвичай застосовують модель Курно. У цій моделі виробники усвідомлюють, що зміна їх обсягів виробництва впливає на ціну ($\partial p / \partial y_j \neq 0$), але припускають, що інші виробники не реагують на зміну їх обсягів виробництва ($\partial y_{-j} / \partial y_j = 0$), де y_{-j} – обсяг поставок інших виробників. За таких обставин маржинальний дохід фірми j складає

$$MR_j^{Cournot} = \frac{\partial(p y_j)}{\partial y_j} = p + \frac{\partial p}{\partial y} y_j, \text{ де } p(y) \text{ – обернена функція попиту на електроенергію.}$$

Аналіз застосування зазначених вище моделей можна знайти в [7].

Починаючи з 1995 року у вітчизняній електроенергетиці функціонує ринок з єдиним покупцем електроенергії. Концепцією функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України передбачено перехід до ринку, який буде складатися з ринку прямих договорів, балансуючого ринку та ринку додаткових послуг. Зараз процес приватизації енергокомпаній триває.

Разом з тим устаткування більшості українських теплоелектростанцій (ТЕС) вичерпало проектний ресурс. Тому нагальними є питання модернізації застарілого устаткування або повної його заміни. Для підтримки прийняття рішень з питань введення генеруючого устаткування ТЕС необхідно спиратися на адекватні математичні моделі функціонування та розвитку електроенергетичної системи в ринкових умовах. На сьогодні таких моделей не створено.

Характерні режимні та технологічні особливості роботи енергосистеми України (наявність значної частки тарифікованого виробництва електроенергії, труднощі з проходженням нічних мінімумів навантаження на енергосистему та необхідність забезпечення резервів генеруючих потужностей) і наявні в країні стандарти даних галузевої звітності унеможливають безпосереднє використання іноземних зразків ринкових моделей для прогнозування розвитку української електроенергетики.

Тому актуальним завданням є створення оптимізаційних економіко-математичних моделей процесів функціонування та розвитку генеруючих потужностей в умовах недосконалої конкуренції, здатних враховувати технологічні та режимні особливості експлуатації устаткування енергетичного сектора України.

Опис моделі. Задачі пошуку рівноваги на ринку електроенергії в умовах недосконалої конкуренції внаслідок необхідності врахування технологічних та режимних особливостей виробництва, впливу мережі, конкурентної поведінки виробників та інших важливих факторів є задачами значної розмірності. Тому для врахування впливу додаткових факторів на роботу виробників необхідно знайти баланс між детальним врахуванням впливу цих факторів та вимогами щодо збереження простоти формулювання.

Енергосистема представлена системою вузлів та інтерфейсів. Для врахування різноманітності графіків навантажень та обмежень з боку мережі енергосистема представляється сукупністю вузлів $i \in I$, в яких зосереджені виробничі потужності та споживачі електроенергії, поєднані між собою міжвузловими інтерфейсами $m \in M$, які мають обмеження на перетоки x_{mi}^l .

Для врахування нерівномірності попиту на електроенергію річний графік споживання представлено чотирма сезонами, кожен з яких розбито на пікову та базову зони навантажень. Зони навантажень позначені $z \in Z$ та мають тривалість H_{zt} .

З метою врахування особливостей проходження нічних провалів навантаження для кожного з сезонів додатково визначено величину нічного навантаження. Для кожної зони навантаження в кожному вузлі ціна на електроенергію визначається зворотною функцією попиту з урахуванням еластичності.

Електрична мережа представлена інтерфейсами між вузлами, які характеризуються максимальною потужністю та опором.

Для опису електричної мережі використовується спрощена модель. Втрати в мережі та реактивні потоки не враховуються, а для опису перетоків використовується модель мереж постійного струму. Такий підхід дає змогу описати міжвузлові перетоки за допомогою фіктивного вузла (хаба), виходячи з припущення, що вся електроенергія, яка вироблена у окремому вузлі, направляється виробником в хаб, а вже звідти – у вузол споживання.

Учасники ринку:

- виробники електроенергії, що не вступають у змову;
- оператор енергосистеми, який експлуатує системоутворюючу мережу;
- арбітражний торговець, який здійснює торгівлю між вузлами, використовуючи різницю в цінах;
- оператор ринку забезпечує баланс попиту та пропозиції, а також встановлює ціни відповідно до функцій попиту.

Виробники електроенергії. На ринку представлені виробники $j \in J$, більшість з яких продає електроенергію за конкурентними цінами. Тип поведінки таких виробників встановлюється за допомогою коефіцієнта C ($C = 0$ – конкурентна поведінка за Бертраном або $C = 1$ – стратегічно спрямована поведінка за Курно). Виробники вважають, що не можуть впливати на ціноутворення при транспортуванні електроенергії.

Виробники вводять та експлуатують генеруючі потужності $l \in L$ типів, які мають змінні витрати c_{jil} та питомі капіталовкладення k_{il} , максимальну та мінімальну потужність, задану здатність до несення резерву та можливість зупинки на ніч. Витрати на пуск енергоблоків не враховуються.

Також в енергосистемі працюють регульовані виробники (підмножина $l \in \Lambda$), для яких встановлено фіксований тариф (p_{jiltz}^{reg}) та обсяги виробництва (y_{jiltz}^{reg}).

Ціни у вузлах визначаються зворотними функціями попиту: $p_{itz}^{av} = a_{itz} - b_{itz} \cdot d_{itz}$, де a_{itz} та b_{itz} – постійні коефіцієнти, а попит у вузлі $d_{itz} = s_{itz}^{ar} + \sum_j s_{jitz}^{sum}$ покривається обсягами продаж виробників s_{jitz}^{sum} та арбітражного торговця s_{itz}^{ar} .

Для запобігання дискримінації окремих споживачів у моделі передбачено, що всю електроенергію, вироблену регульованими виробниками, закупає арбітражний торговець, а потім здійснює її продаж у всі вузли системи. При цьому для всіх вузлів енергосистеми частка тарифікованої електроенергії у загальному обсязі постачання є однаковою:

$$\sum_j s_{jitz}^{sum} = \sum_j s_{jitz}^{com} + \sum_j s_{jitz}^{reg} = (1 - k_{itz}^{reg}) \cdot \sum_j s_{jitz}^{sum} + k_{itz}^{reg} \cdot \sum_j s_{jitz}^{sum}, \quad (1)$$

де k_{itz}^{reg} – частка поставок тарифікованих виробників; s_{jiltz}^{reg} – обсяги електроенергії, що постачаються регульованим виробником j та проданої арбітражним торговцем у вузлі i ; s_{jiltz}^{com} – обсяги електроенергії, що постачаються конкуруючим виробником j у вузол i . Крім того, справедливим є співвідношення

$$p_{itz}^{reg} \cdot \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in \Lambda} y_{jiltz}^{reg} = \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in \Lambda} p_{jiltz}^{reg} \cdot y_{jiltz}^{reg}, \quad (2)$$

де p_{itz}^{reg} – середньозважений тариф по регульованих виробниках.

Отже, ціна для споживачів у вузлі i складатиме

$$p_{itz}^{av} = (1 - k_{itz}^{reg}) \cdot p_{itz}^{com} + k_{itz}^{reg} \cdot p_{itz}^{reg}, \quad (3)$$

де p_i^{com} – конкурентна ціна на електроенергію у вузлі i .

Врахування надійності енергосистеми включає такі вимоги:

- щодо гарячого резерву: сумарна потужність устаткування, що знаходиться в роботі, має перевищувати потужність споживання на задану величину. Поряд з оптимізацією

обсягів виробництва, оптимізація роботи устаткування має враховувати розподіл гарячого резерву між виробниками;

- проходження мінімуму навантаження: при виборі складу устаткування для покриття денного максимуму споживання необхідно враховувати, що вночі це устаткування зможе бути розвантажене до рівня нічного провалу. В результаті частина вискоєфективного устаткування, яке не може зупинитись на ніч, у ранжирі заміщується менш економічним устаткуванням, яке може зупинитись на ніч;

- обмежень потужності для генеруючого устаткування та пропускну здатності інтерфейсів.

Природоохоронна політика в моделі відображається шляхом включення плати за викиди до складу витрат та розгляду у якості перспективних для застосування лише технологій, що відповідають сучасним екологічним вимогам.

Планування розвитку генеруючих потужностей здійснюється на **плановому періоді** $T = 20$ років, що складається з чотирьох часових етапів ($t \in T$) по 5 років кожний.

Короткострокова задача розв'язується для кожної зони навантаження z прогнозного етапу t . Для спрощення запису короткострокової задачі індекси z та t опущено.

Модель поведінки генеруючої компанії. Метою діяльності кожного з конкуруючих виробників j є максимізація поточного прибутку та визначення відповідних обсягів виробництва y_{jil} , резервування потужностей r_{jil} та продажів електроенергії у вузлах системи s_{ji} . При цьому обсяги виробництва, резервування потужностей та обсяги виробництва і продажів конкурентів (y_{-jil} , r_{-jil} , s_{-ji}) вважаються фіксованими, а обсяги виробничих потужностей x_{jil} є зовнішніми змінними, які визначаються в результаті розв'язку довгострокової задачі.

Прибуток конкуруючої компанії $j \in J$ від виробництва електроенергії представляється у такому вигляді:

$$\pi_j = \sum_{i \in I} \left((1 - C) \frac{p_i^{av} - k^{reg} p^{reg}}{1 - k^{reg}} + C \frac{a_i - b_i \left(s_i^{ar} + \sum_{j \in J} s_{ji}^{sum} \right) - k^{reg} p^{reg}}{1 - k^{reg}} \right) s_{ji}^{com} + \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} p^r r_{jil} - \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} c_{jil} y_{jil}^{com} - \sum_{i \in I} p_i^{tr} \sum_{l \in L} (s_{ji}^{com} - y_{jil}^{com}), \quad (4)$$

де p_i^{tr} – ціна передачі електроенергії з вузла-хаба у вузол i ; p^{hr} – ціна гарячого резерву.

Розглянемо обмеження на поточну діяльність компаній:

- обмеження на обсяг виробництва електроенергії:

$$y_{jil}^{com} + r_{jil} \leq x_{jil}, \quad \forall j, i, l; \quad (5)$$

- обмеження мінімального навантаження устаткування:

$$y_{jil}^{com} \geq x_{jil}^{\min}, \quad \forall j, i, l; \quad (6)$$

- обмеження на обсяг резервування потужності, які враховують технологічний зв'язок між можливим обсягом гарячого резерву, розміщеного на устаткуванні, та його навантаженням:

$$r_{jil} \leq KR_{jil} \cdot y_{jil}^{com}, \quad \forall j, i, l; \quad (7)$$

- умови проходження добового мінімуму навантаження. З технологічних міркувань частина енергоблоків може бути зупинена на ніч, а отже потужність групи таких блоків може бути зменшена до мінімальної, виходячи з вимог надійності електростанції та системи в цілому, величини x_{jil}^{\min} , інше устаткування для проходження нічного мінімуму може бути розвантажене лише частково, а потужність станції в цілому зменшена до величини, яка значно перевищує x_{jil}^{\min} :

$$d^{\min} \geq \sum_{j,i,l} (K1_{jil} \cdot K2_{jil} \cdot y_{jil}^{com} + (1 - K1_{jil}) \cdot x_{jil}^{\min}), \quad \forall j,i,l, \quad (8)$$

де $K1$ – коефіцієнт, який вказує на можливість ($K1 = 0$) або неможливість ($K1 = 1$) зупинки устаткування на ніч; $K2$ – коефіцієнт, що характеризує здатність до розвантаження для устаткування, що не може зупинитись на ніч;

- баланс обсягів продажів та виробництва електроенергії для кожної компанії:

$$\sum_{i \in I} s_{ji}^{com} = \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} y_{jil}^{com}, \quad \forall j; \quad (9)$$

- умови невід’ємності обсягів виробництва, резервної потужності та поставок електроенергії:

$$y_{jil}^{com} \geq 0, \quad \forall j,i,l; \quad (10)$$

$$r_{jil} \geq 0, \quad \forall j,i,l; \quad (11)$$

$$s_{ji}^{com} \geq 0, \quad \forall j,i; \quad (12)$$

$$s_{ji}^{reg} \geq 0, \quad \forall j,i. \quad (13)$$

Модель поведінки на енергоринку оператора мережі. Мета діяльності оператора мережі полягає у досягненні максимального прибутку, який визначається цінами на передачу по інтерфейсах та відповідними обсягами передачі:

$$\text{MAX} \sum_{i \in I} p_i^{tr} \cdot y_i^h, \quad (14)$$

де y_i^h – обсяг електроенергії, що передається оператором мережі з фіктивного вузла – хаба у вузол i .

Перетік по інтерфейсу m визначається надходженням електроенергії у вузлах мережі та коефіцієнтів поточкорозподілу:

$$y_m^l = \sum_{i \in I} \gamma_{im} \cdot y_i^h, \quad \forall m, \quad (15)$$

де γ_{im} – коефіцієнти чутливості змін потоків потужності в інтерфейсах $m \in M$ до зміни обсягів надходження електроенергії у мережу з вузлів $i \in I$.

Незалежно від напрямку перетік по інтерфейсу не повинен перевищувати його потужності:

$$|y_m^l| \leq x_m^l. \quad (16)$$

Модель поведінки арбітражного торговця. Мета його діяльності полягає в досягненні максимального прибутку:

$$\text{MAX} \sum_{i \in I} (p_i^{av} - p_i^{tr}) \cdot s_i^{ar}. \quad (17)$$

- При цьому виконується баланс купівлі-продажу електроенергії:

$$\sum_{i \in I} s_i^{ar} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} s_{ji}^{reg} = 0. \quad (18)$$

Умови узгодження змінних моделей агентів електроенергетичної системи. Узгодження змінних здійснюється таким чином:

- за ціновими показниками, що відповідають зворотним функціям попиту:

$$p_i^{av} = a_i - b_i \cdot \left(s_i^{ar} + \sum_{j \in J} s_{ji}^{sum} \right), \quad \forall i; \quad (19)$$

- потоками потужностей у вузлах:

$$y_i^h = s_i^{ar} + \sum_{j \in J} \left(s_{ji}^{sum} - \sum_{l \in L} y_{jil} \right), \quad \forall i. \quad (20)$$

- обмеженням на загальний обсяг гарячого резервування потужностей у енерго-системі.

Сумарна величина гарячого резерву, розташованого на всьому устаткуванні, має бути не меншою від необхідної для системи:

$$\sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} r_{jil} \geq K^{hr} \cdot \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} s_{ji}^{sum}, \quad (21)$$

де $K^{hr} < 1$ – коефіцієнт гарячого резервування.

Співвідношення (4)...(21) формують короткострокову рівноважну модель поточного функціонування електроенергетичної системи у ринкових умовах.

Довгострокова задача. Довгостроковою метою кожного з виробників є визначення обсягів введення генеруючих потужностей, які максимізують його прибуток. Потужність певного виду устаткування

$x_{jil t} = x_{jil 0} + \sum_{\tau=1}^t \Delta x_{jil \tau}$ визначається його потужністю на початок

планового періоду $x_{jil 0}$ та введенням потужностей протягом наступних етапів планового періоду $\Delta x_{jil t}$.

Таким чином, кожен з виробників визначає величини приросту потужностей $\Delta x_{jil t}$, вважаючи показники конкурентів y_{-jiltz} , s_{-jiltz} , r_{-jiltz} , а також Δx_{-jilt} фіксованими та визначеними у результаті вирішення довгострокових задач конкурентів, а показники власного виробництва y_{jiltz} , r_{jiltz} , s_{jiltz} визначеними у результаті розв'язку короткострокової задачі.

Прибуток конкуруючої компанії $j \in J$ від виробництва електроенергії протягом етапу планування t можна записати у вигляді

$$\pi_{jt} = n_t \cdot \sum_{z \in Z} (H_z \cdot \pi_{jzt}) - k_{lt} \cdot \Delta x_{jilt}. \quad (22)$$

Для врахування зміни вартості грошей у часі використовується коефіцієнт дисконтування $\delta < 1$. У результаті сукупний прибуток компанії $j \in J$ від виробництва електроенергії має вигляд

$$\pi_j = \sum_t \delta^t \cdot \pi_{jt}. \quad (23)$$

Детальне планування діяльності компаній проводиться на обмеженому періоді. При проведенні практичних розрахунків необхідно враховувати, що частина устаткування, особливо введеного наприкінці планового періоду, буде приносити прибуток ще тривалий час після завершення прогнозного періоду.

У результаті мета діяльності кожної компанії ($\forall j \in J$) полягає в досягненні максимального прибутку. Після підстановки виразу (20) в (21) отримаємо

$$\pi_j = \sum_{t=1}^T \delta^t \cdot \left(n_t \cdot \sum_{z \in Z} (H_z \cdot \pi_{jzt}) - k_{lt} \cdot \Delta x_{jilt} \right) \quad (24)$$

за умови обмеження виробничих потужностей:

$$y_{jiltz}^{com} + r_{jiltz} \leq x_{jil 0} + \sum_{\tau=1}^t \Delta x_{jil \tau}, \quad \forall j, i, l, t, z. \quad (25)$$

Спільний розв'язок наведених вище задач оптимізації учасників ринку визначає стан довгострокової рівноваги в електроенергетичному секторі. Отримання цього розв'язку є нетривіальним завданням, яке не може бути вирішене традиційними методами.

Задача багатокритеріальної оптимізації (1)...(20), (23)...(25) з використанням умов Куна-Куроша-Таккера замінюється системою рівностей та нерівностей.

Поєднані разом такі співвідношення утворюють змішану задачу додатковості. Для розв'язку отриманої задачі додатковості використано математичний пакет програм PATH, розроблений у Департаменті комп'ютерних наук університету штату Вісконсін (США) [4].

Коректність роботи та адекватність короткострокової моделі ринкової рівноваги перевірено результатами моделювання роботи енергосистем Бенілюксу та України.

Демонстраційний приклад. В якості демонстраційного прикладу розглянемо довгострокову задачу розвитку виробничих потужностей, розроблену з використанням короткострокової задачі, запропонованої у роботі [6]. Енергосистема (рис. 1) складається з трьох вузлів $i = 1, 2, 3$, поєднаних трьома інтерфейсами $m = 1, 2, 3$, що мають однаковий опір. При цьому всі інтерфейси мають потужність, що перевищує існуючі потоки.

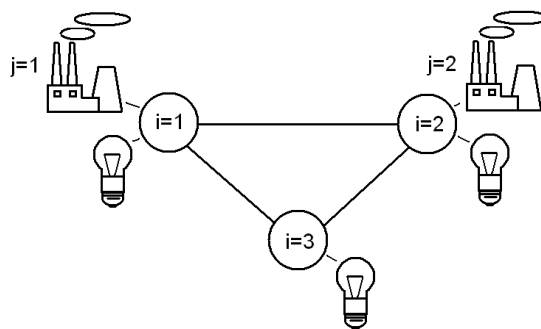


Рис. 1

У вузлах розташовані споживачі зі зворотними функціями попиту (дол./МВт·год):
 $p_i(d_i) = 40 - 0,08 \cdot d_i$ для $i = 1, 2$;
 $p_i(d_i) = 32 - 0,0516 \cdot d_i$ для $i = 3$.

У демонстраційному прикладі задача розвитку розглядається на чотирьох етапах (тривалістю по 5 років), кожен з яких включає по дві зони навантаження.

До базової задачі вводиться приріст споживання 10 % за етап. Також враховується нерівномірність добового навантаження (40 %), при цьому тривалість пікового навантаження складає 2000 год на рік та базового навантаження – 6760 год на рік.

В енергосистемі працюють два виробники $j = 1, 2$, кожен з яких експлуатує по одній електростанції. Станція першого виробника розташована у першому вузлі та має питомі витрати на виробництво електроенергії – 15 дол./МВт·год. Станція другого виробника розташована у другому вузлі та має питомі витрати – 20 дол./МВт·год. До задачі вводиться обмеження потужності існуючого устаткування – по 400 МВт для кожного з виробників.

На відміну від короткострокової задачі [5] допускається введення двох типів нового устаткування для кожного з виробників. Питомі витрати нового устаткування аналогічні питомим витратам діючого (15 та 20 дол./МВт·год). Питомі капіталовкладення складають 1600 та 900 дол./кВт відповідно.

При розрахунку застосовано коефіцієнт дисконтування – 0,66 за етап. Всі цінові показники приведені до початку прогнозного періоду.

Виробники на ринку електроенергії можуть демонструвати конкурентну (модель Бертрана) або стратегічну поведінку (модель Курно) та не впливають на ціноутворення щодо послуг з транспортування електроенергії.

На рис. 2 та 3 представлено динаміку зміни потужностей, обсягів споживання та усереднених цін протягом прогнозного періоду при застосуванні моделей Бертрана та Курно. З рисунків видно, що споживання електроенергії обмежується величиною потужності, балансування відбувається за рахунок зростання цін на електроенергію при збільшенні споживання.

Зростання попиту на електроенергію стимулює введення нових потужностей. В умовах недосконалої конкуренції (рис. 3) потужності вводяться у меншому обсязі та пізніше, ніж

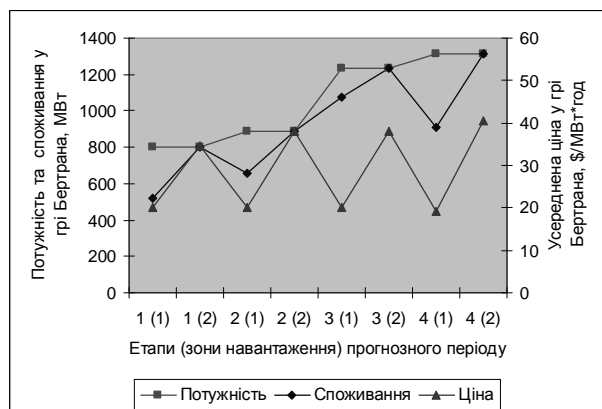


Рис. 2

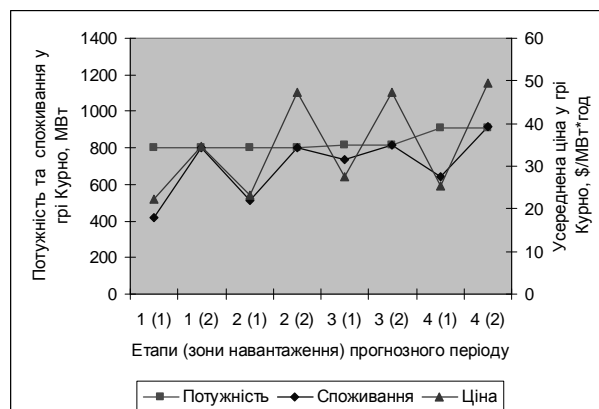


Рис. 3

у випадку досконалої конкуренції (рис. 2). Результатом чого є суттєве зростання цін та зменшення обсягів споживання.

Для дослідження особливостей функціонування електроенергетичного сектора України проведемо аналіз впливу на розвиток виробничих потужностей наступних факторів:

- тарифікованого виробництва;
- умов щодо проходження нічного мінімуму;
- вимог щодо резервування потужності;
- кількості виробників.

Для цього проаналізуємо зміну стану рівноваги в результаті введення кожного з додаткових факторів до наведеної вище базової задачі.

Врахування тарифікованого виробництва. До базової задачі у вузлі $i = 1$ вводиться регульований виробник з тарифом 10 дол./МВт·год, потужність якого складає 200 МВт на першому етапі та зростає у подальшому на 10 % за етап. Одночасно початкові потужності першого та другого виробників зменшуються на 100 МВт.

Введення регульованого виробника з фіксованим тарифом призводить до того, що споживачі отримують електроенергію за середньою ціною, яка є нижчою від конкурентної ціни, сформованої конкуруючими виробниками. При цьому внаслідок еластичності попиту вони споживають більше електроенергії, ніж у базовому варіанті.

Одночасно спостерігається зростання введення генеруючих потужностей конкуруючими виробниками для покриття зростаючого попиту (рис. 4). Особливо цей процес є відчутним в умовах недосконалої конкуренції, де вплив виробників на ринкові ціни суттєво зменшується.

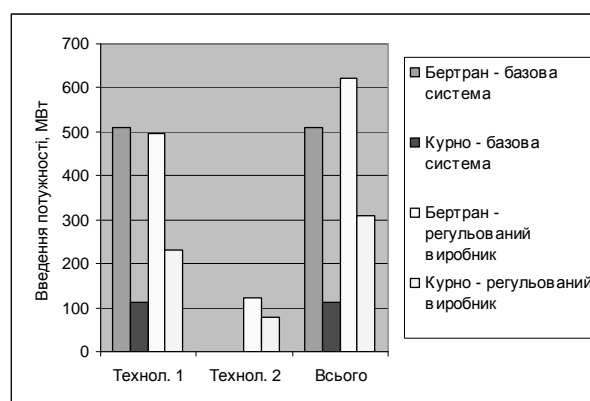


Рис. 4

Проходження нічного мінімуму. До базової задачі вводяться умови проходження нічного провалу та маневрові характеристики виробників. Прийнято, що устаткування собівартістю 15 дол./МВт·год не може зупинитись на ніч, а устаткування з собівартістю 20 дол./МВт·год – може. Коефіцієнти, що визначають маневреність устаткування, наведено в табл. 1.

Величина нічного мінімуму навантаження d^{min} відповідає 40 % від сукупного споживання, у відповідному базовому варіанті є однаковою для всіх етапів і складає: модель Бертрана – 382 МВт; модель Курно – 225 МВт.

Врахування умови проходження мінімального добового навантаження призводить до зростання завантаження другого типу електростанцій, які хоч і є менш економічними, але дозволяють зупинку на ніч. Зрозуміло, що завантаження менш економічного устаткування викликає зростання цін та відповідного зменшення обсягів споживання.

У моделі Бертрана врахування нічного розвантаження устаткування знижує економічність його роботи та скорочує обсяги введення устаткування (рис. 5).

При недосконалої конкуренції посилення конкурентної боротьби за завантаження устаткування з урахуванням проходження нічного провалу призводить до зростання введення потужностей (рис. 5).

Суттєві зміни відбуваються у технологічній структурі нового устаткування. Необхідність нічного розвантаження призводить до переважного введення маневрового устаткування (рис. 6).

Таблиця 1

Виробник	$K1_i$	$K2_i$
$i = 1$	0,767	1
$i = 2$	0,625	0

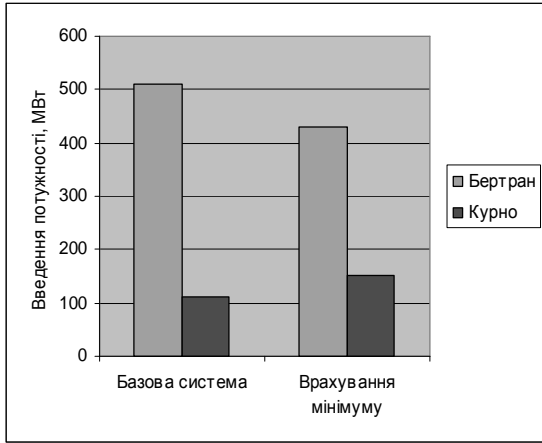


Рис. 5

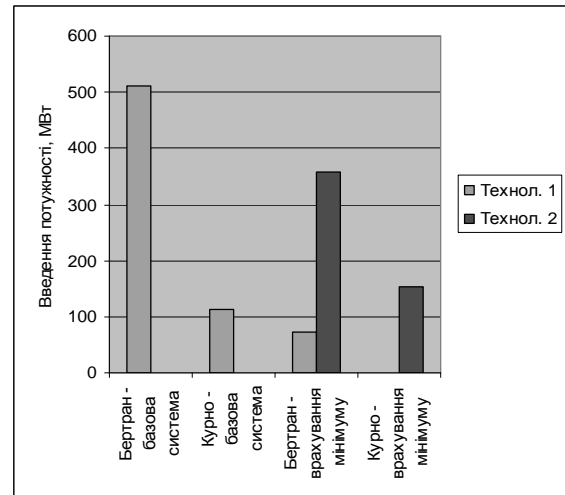


Рис. 6

Резервування потужності. До базового варіанту вводяться умови забезпечення гарячого резерву $K^{hr} = 0,9$ та коефіцієнта резервування для обох виробників: $KR_{j=1,2} = 0,5$.

Необхідність виділення певних потужностей для забезпечення резерву призводить до зростання цін на електроенергію та відповідного зниження споживання незалежно від типу гри.

У грі Бертрана необхідність утримання частини устаткування поза виробництвом призводить до зменшення економічності його роботи та скорочення обсягів введення нового устаткування (рис. 7). Логічним виглядає той факт, що у грі Бертрана зменшення завантаження устаткування стимулює введення меш капіталомістких маневрених енергоблоків.

У грі Курно зменшення економічності роботи урівноважується зростанням конкуренції між виробниками, що в результаті призводить навіть до невеликого зростання введення потужностей (рис. 7).

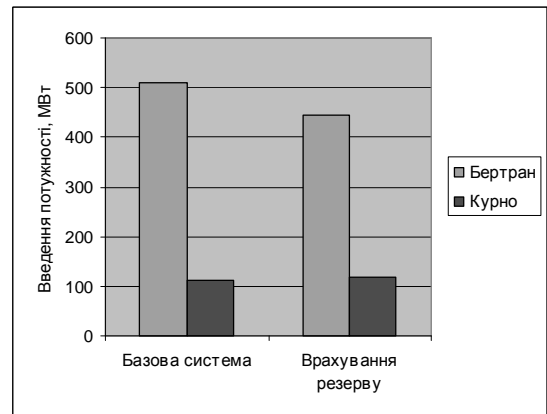


Рис. 7

Збільшення кількості компаній. Виробник 2, який у базовій задачі діє у вузлі 2, розділяється на двох виробників рівної потужності $j = 2, 3$, початкові характеристики яких є аналогічними базовій постановці.

За умов досконалої конкуренції (гра Бертрана) приналежність устаткування до певної компанії не впливає на результати, тому поділ виробника 2 на дві ідентичні компанії не змінює ринкових цін та обсягів споживання.

У той же час гра Курно, що описує діяльність олігополій, є винятково чутливою до кількості виробників. Введення додаткового виробника призводить до зменшення впливу виробників на роботу ринку, в результаті спостерігається зменшення цін та зростання обсягів виробництва.

Що стосується введення потужностей, у грі Бертрана зміна кількості виробників не призводить до зміни обсягів введення потужностей, у результаті нові потужності паритетно вводяться фірмами 2 та 3.

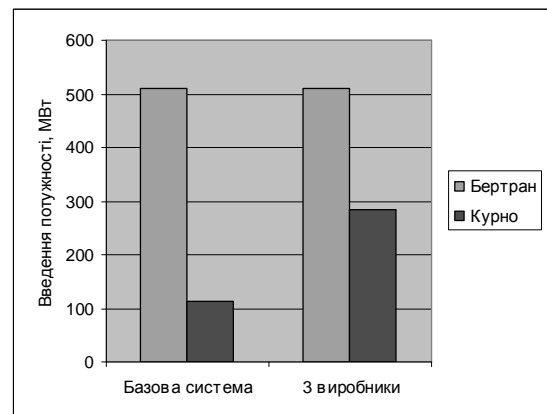


Рис. 8

У той же час у грі Курно внаслідок зменшення впливу на ринок зростання кількості виробників спричиняє значне збільшення обсягів введення устаткування (рис. 8).

Застосування моделі для прогнозування розвитку електроенергетики України.

Енергосистема представлена вісьмома вузлами відповідно до кількості електроенергетичних систем у складі НЕК «Укренерго» (рис. 9). Бурштинський острів представляється окремим дев'ятим вузлом. Починаючи з 2016-го року передбачено паралельну роботу енергосистеми України з УСТЕ.

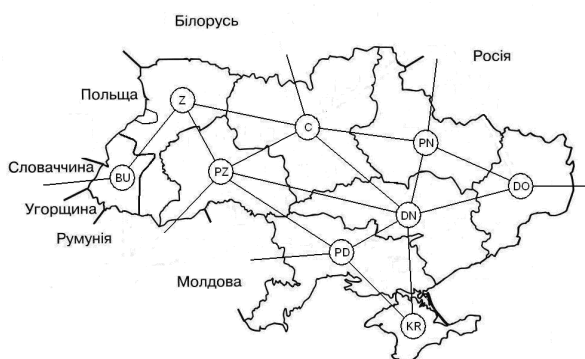


Рис. 9

Обсяги споживання електроенергії взяті відповідно до базового сценарію [2] з урахуванням лінійної апроксимації.

Навантаження у розрізі зон та вузлів енергосистеми взято за фактичними даними 2006-го року з подальшою зміною пропорційно до середньорічного споживання.

Ціни на електроенергію на прогнозний період отримані шляхом зміни цінних показників 2006 року з коефіцієнтом зростання 2,2 % за етап.

Для довгострокового прогнозування використано показник еластичності 0,9 [9].

Еквівалентні показники для агрегованої моделі мережі розраховано на основі величин реактивного опору та максимальної потужності окремих ЛЕП.

При формуванні характеристик системної мережі розрахункові дані скориговано експертним шляхом за допомогою фахівців НЕК «Укренерго». У перспективних характеристиках мережі враховано заплановані заходи з розбудови та модернізації міжсистемних інтерфейсів електропередачі згідно з планом розвитку НЕК «Укренерго».

Для врахування розвитку АЕС використано матеріали Енергетичної програми України та більш песимістичні оцінки фахівців НЕК «Укренерго».

Зміна потужностей ГЕС відповідає планам модернізації устаткування Укргідроенерго.

Прийнято 2 % зростання потужності ТЕЦ та блок-станцій протягом етапу.

У розрахунку прийнято, що протягом всього прогнозного періоду АЕС, ГЕС-ГАЕС, ТЕЦ та блок-станції відпускають всю електроенергію за регульованими тарифами. Тарифи на електроенергію прийнято за фактичними даними 2006 року з подальшим поетапним зростанням на 2,2 %.

Навантаження АЕС, ГЕС-ГАЕС, ТЕС та блок-станцій у розрізі зон навантаження та вузлів встановлено у відповідності з даними 2006 року з подальшою зміною пропорційно до встановленої потужності відповідного устаткування по відношенню до 2006 року.

На ринку працюють п'ять конкуруючих виробників (Дніпроенерго, Донбасенерго, Західенерго, Східенерго та Центренерго). У тестовому прикладі враховано наявні плани НАК «Енергетична компанія України» щодо модернізації устаткування ТЕС. Також прийнято, що після 2021 року устаткування всіх виробників відновить показники ефективності 1991 року.

Ціни на паливо на прогнозний період взято відповідно до базового сценарію [3].

У тестовому прикладі проведено аналіз спорудження наступних нових технологій, ТЕП яких наведено у табл. 2: базовий вугільний блок, напівпіковий вугільний блок, ПГУ – парогазова установка.

Таблиця 2

Технологія	k дол.2006/ кВт	Питомі витрати палива г/кВт·год	K1	K2	KR
Базовий блок	1656	321	0,4	1	0,5
Напівпіковий блок	1325	365	0,4	0	0,5
ПГУ	689	245	0,3	0	0,5

Передбачено можливість продажу електроенергії кожним виробником у кожен з вузлів.

Для зменшення розмірності задачі можливості виробників щодо спорудження нових потужностей у різних вузлах системи обмежено з урахуванням поточного розташування потужностей компанії.

Всі ціни, тарифи, собівартості тощо у моделі вимірюються у доларах США 2006-го року. Податкові платежі та збори не враховуються.

На рис. 10, 11 наведено порівняльний аналіз, усереднений за етап цін та обсягів споживання. З рисунків видно, що недосконала конкуренція призводить до суттєвого зменшення обсягів виробництва при одночасному зростанні цін. Ці результати цілком відповідають економічній теорії.

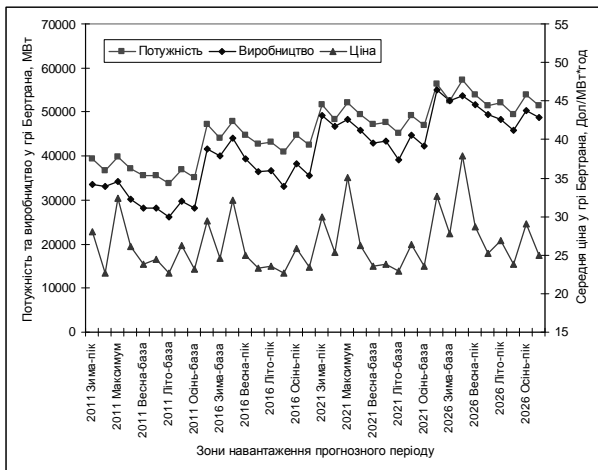


Рис. 10

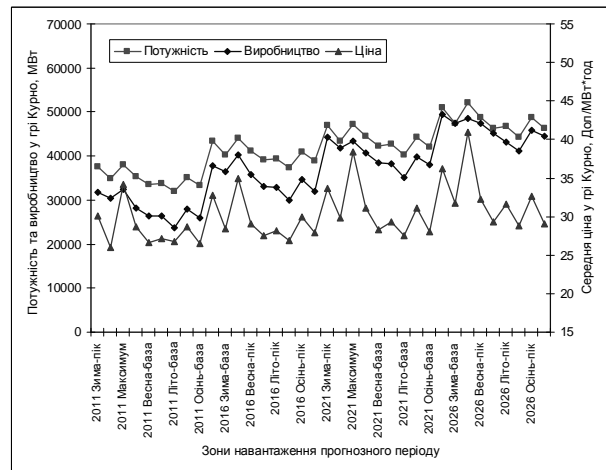


Рис. 11

На рис. 12, 13 наведено обсяги введення виробничих потужностей для умов досконалої та недосконалої конкуренції.

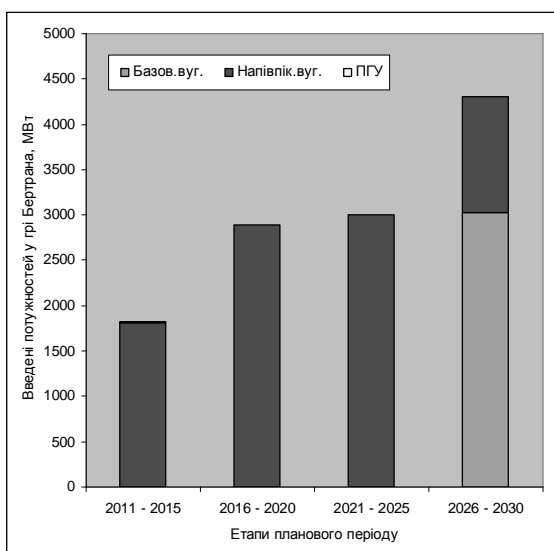


Рис. 12

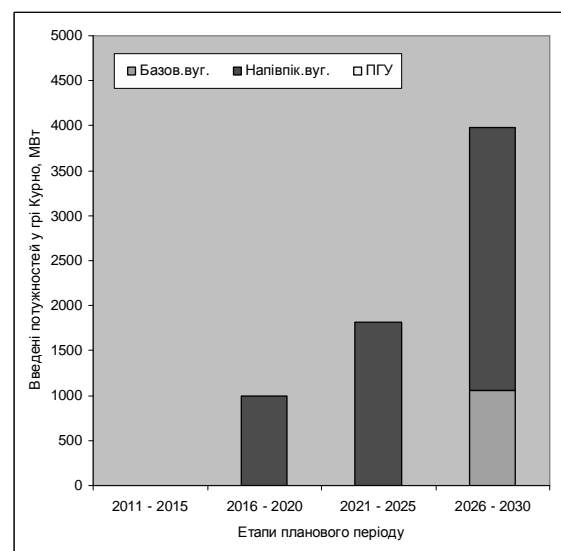


Рис. 13

З рисунків видно, що за умов недосконалої конкуренції нові потужності вводяться у менших обсягах та пізніше, ніж у випадку досконалої конкуренції. Переважну частину у структурі нових потужностей складає маневрове устаткування, однак ПГУ внаслідок порівняно високих цін газу не знайшли застосування.

Висновки. Запропоновано математичну модель розвитку виробничих потужностей електроенергетичної галузі України в умовах недосконалої конкуренції. В моделі адекватно відтворено такі характерні особливості функціонування галузі, як значні обсяги тарифікованого виробництва електроенергії, жорсткі обмеження на використання енергоблоків під час проходження системою нічного мінімуму навантаження, вимоги щодо резервування в системі генеруючих потужностей.

На обчислювальних експериментах показано суттєвість впливів обсягів тарифікованого виробництва, обмежень на використання енергоблоків під час проходження системою нічного мінімуму навантаження та вимог щодо забезпечення резервування на ринкові ціни і обсяги виробництва-споживання електроенергії.

Наведено результати, що підтверджують необхідність застосування моделі для прогнозування розвитку електроенергетичного сектора України.

Представлена долгосрочная равновесная модель ввода мощностей, учитывающая особенности функционирования энергосистемы Украины в рыночных условиях.

The long-term equilibrium model for generating capacities building, which takes into account features of Ukrainian power system functioning under market conditions, is represented.

1. Гальперин В.М., Игнатъев С.М., Моргунов В.И. Микроэкономика: В 2-х т. / Общ. ред. В.М. Гальперина. – СПб.: Экономическая школа. – 2006. – Т.2. – 512 с.
2. Плачков І.В., Кулик М.М. Зміст Енергетичної стратегії України на період до 2030-го року // Інформаційно-аналітичний бюлетень «Відомості Міністерства палива та енергетики України». Спец. вип. «Енергетична стратегія України на період до 2030-го року». – 2006. – С. 29–111.
3. Conti J.J., Holtberg P.D., Beamon J.A., Schaal A.M., Sweetnam G.E., Kydes A.S. Annual Energy Outlook 2008 with Projections to 2030 // DOE/EIA. June 2008.– 224 p.
4. Ferris M.C., Munson T.S. Complementarity problems in GAMS and the PATH solver // Journal of Economic Dynamics and Control. – 2000. – № 24. – P. 165–188.
5. Gnansounou E., Dong J., Pierre S., Quintero A. Agent-Based Model for Market Oriented Planning of Power Generation Expansion // Power Systems Conference and Exposition (PSCE'04). – 2004. – P. 457–462.
6. Hobbs B.F. Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets // IEEE transactions of power systems. – May 2001. – Vol. 16, №. 2. – P. 194–202.
7. Kreps, D.M., Scheinkman J.A. Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes // The Bell Journal of Economics, 1983. – P. 326–337.
8. Linares P., Santos F.J., Ventosa M., Lapedra L. Incorporating oligopoly, CO2 emissions trading and green certificates into a power generation expansion model // Automatica. – June 2008. – Vol. 44, №.6. – P. 1608–1620.
9. Pineau P.-O., Murto P. An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market // Annals of Operations Research. – 2003. – Vol. 121. – P. 123–148.
10. Sánchez J.J., Centeno E., Barquín J. System dynamics modelling for electricity generation expansion analysis // 15-th PSCC, 22-26 August 2005. – Liege, 2005. – 7 p.
11. Yang M., Blyth W. Modeling Investment Risks and Uncertainties with Real Options Approach // A Working Paper for an IEA Book: Climate Policy. Uncertainty and Investment Risk. – Paris: IEA, 2007. – 30 p.
12. Wei J., Smeers Y. Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices // Oper. Res. – 1999. – №47(1). – P. 102–112.

Надійшла 09.10.2009