

# МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 3(58): 4–10  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.004>

УДК 621.3:519.8

**С.В. ШУЛЬЖЕНКО**, канд. техн. наук, ст. наук. співр.,  
ORCID 0000-0002-7720-0110 Інститут загальної енергетики НАН України,  
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ВРАХУВАННЯ ВИТРАТ ПАЛИВА ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ МЕТОДОМ «ВІД'ЄМНОЇ» СКЛАДОВОЇ В МОДЕЛІ ЛІНІЙНОГО ПРОГРАМУВАННЯ ПОШУКУ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗПОДІЛЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

*Наведено математичну модель лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми при покритті графіка електричних навантажень, в якому вартісна складова виробництва електроенергії тепловою електростанцією, що зумовлена споживанням палива в залежності від режиму експлуатації ТЕС, представлена «від'ємною» складовою. Це дозволяє коректно описати залежність зміни собівартості виробництва електроенергії ТЕС від режиму її експлуатації та спростити математичні формули в моделі пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій.*

*К л ю ч о в і с л о в а:* енергетична система, графік навантаження енергосистеми, тепла електростанція, модель лінійного програмування, структура навантаження електростанцій, оптимальне рішення.

Процес інтеграції України до Європейського Союзу відповідно до Закону України «Про ратифікацію Угоди між Україною та Європейським Союзом» [1, 2] зумовив реформування національної електроенергетики, зокрема, впровадження нової моделі ринку електроенергії, що передбачено Законом України «Про ринок електричної енергії України» [3] та відповідними підзаконними нормативними актами, які регулюють діяльність цього ринку [4, 5]. В умовах запровадженого ринку, електрогенеруючі потужності мають можливість реалізовувати електричну електроенергію на декількох пов'язаних між собою ринках: за прямими договорами із споживачем, на ринку «на добу наперед» і внутрішньодобовому ринку. Причому ціна реалізованої електроенергії на цих типах ринків об'єктивно буде різною – найнижча на ринку, сформованому за прямими договорами, найвища – на внутрішньодобовому ринку. Принципи формування ціни також будуть різними – для ринку за прямими договорами ціна буде умовно

постійна і тому передбачувана в середньостроковій і навіть тривалій перспективі, для «ринку на добу наперед» та внутрішньодобового ринку ціна буде визначатись короткотерміновим, до однієї години, попитом і буде формуватись під значним впливом змінної складової загальних витрат електростанції для здійснення своєї операційної діяльності. Через означені чинники методологія прогнозування розвитку генеруючих потужностей національної енергосистеми, яка передбачала єдині узгоджені постійні правила їх експлуатації як цілісної технічної системи, потребує модифікації, яка має трактувати кожен електрогенеруючу установку як незалежну, яка має можливість, але не зобов'язана, постачати електроенергію для задоволення попиту в межах Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) за найбільш економічно-прийнятними умовами, що формуються на певному типі ринку електроенергії. Це також зумовлює необхідність перегляду методології прогнозування розвитку окремих типів електростанцій, зокрема, теплових електростанцій (ТЕС), що спалюють органічне паливо, для яких найбільший вплив на

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, 2019

рівень змінної складової витрат має питоме споживання палива на одиницю виробленої енергії, що вимагає як найточнішого врахування паливної складової в задачах моделювання участі ТЕС в ринку електроенергії, зокрема, «ринку на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку оскільки режим використання ТЕС на цих ринках повністю залежить від «миттєвого» попиту на електричну потужність ОЕС.

Одним із підходів для моделювання додаткових витрат ТЕС при зміні її потужності є використання ненульових параметрів, які додатково збільшують витрати на генерацію електроенергії як при збільшенні навантаження відносно попереднього рівня генерації, так і при його зменшенні, що зокрема, використовується в системі моделювання PLEXOS – широкоживаною комерційною програмою оптимізації навантаження генеруючих потужностей для покриття графіку навантажень ОЕС. Математичне формулювання цього підходу для задачі лінійного програмування [6] передбачає, що ці додаткові витрати на зміну потужності ведуть до поступової деградації устаткування. Конкретне значення цього параметра визначається для певного технологічного класу генеруючих потужностей як результат проведення спеціальних досліджень режимів їх використання протягом життєвого циклу. Такі оцінки є приблизними через те, що кожна електрогенеруюча потужність використовується унікальним чином в своїх унікальних умовах, крім того не існує цілком однакових електрогенеруючих потужностей. Це зумовлює актуальність розробки інших методів врахування впливу зміни потужності ТЕС на собівартість виробленої електроенергії, що і є метою цієї статті.

На відміну від описаного вище підходу, пропонується формувати зміну собівартості виробництва електроенергії для різних режимів експлуатації ТЕС шляхом урахування рівня питомої витрати палива в залежності від рівня навантаження. Такий підхід базується на загальновідомому факті, що питомі обсяги витрати палива прямо залежать від терміну експлуатації устаткування, яке поступово зношується. Крім цього, важливим є те, що внаслідок проведення ремонтних робіт устаткування питома споживання палива зменшується, і рівень покращення цього показника може бути достатньо суттєвим, наприклад, якщо виконана істотна модернізація устаткування. Запропонований підхід дозволяє врахувати також зростання власних потреб ТЕС, яке відбувається внаслідок оснащення ТЕС засобами очищення димових газів, що є дуже актуальним для вітчизняних ТЕС. Таке зростання власних потреб є додатковим зростанням паливної складової в собівартості ви-

робництва електроенергії. Оскільки ремонти та модернізація енергоблоків ТЕС здійснюється за окремими графіками, то підхід, що пропонується, дозволяє більш точно враховувати стан енергоблока для конкретного періоду при виконанні розрахунків. Також необхідно зазначити, що для енергоблоків ТЕС саме витрати на паливо формують вагому частку собівартості електроенергії, зокрема, для ТЕС України в їх сучасному стані вона становить близько 80%, для нових ТЕС – приблизно 60%, тому саме витратами палива буде зумовлена доцільність участі певного енергоблоку в ринку «на добу наперед», що також зумовлює доцільність використання запропонованого методу «від'ємної» складової для врахування витрат палива ТЕС.

У задачах лінійного програмування загальноприйнятим є використання цільової функції, яка враховує постійну складову витрат на підтримку потужності в працездатному стані (перший член формули (1), а також постійного значення витрат на роботу потужності в змінних режимах, тобто в режимах, які відрізняються від номінального (перший член формули (2)) [7, 8].

$$\sum_{\tau}^T \sum_k^K X_{\tau k} C_{\tau k}^{MRC} + \sum_{\tau}^T \sum_s^S \sum_g^G \sum_z^Z \sum_k^K \sum_f^F h_{\tau s g z k f}^E Y_{\tau s g z k f}^E C_{\tau s g z k f}^{MRV} \rightarrow \min, (1)$$

де  $t$  ( $t \in T$ ) – період моделювання,  $k$  ( $k \in K$ ) – конкретна технологія з множини всіх технологій, що розглядаються,  $s$  ( $s \in S$ ) – сезон календарного року з множини сезонів, що розглядаються (наприклад, зима та літо),  $g$  ( $g \in G$ ) – графік електричних навантажень протягом доби певного сезону, наприклад, графік максимального та мінімального споживання для певного сезону,  $z$  ( $z \in Z$ ) – зона графіку електричних навантажень для певного графіку, наприклад, якщо використовується 24-годинний графік споживання, таких зон буде 24,  $f$  ( $f \in F$ ) – наперед визначений режим експлуатації електрогенеруючої потужності з множини  $F$ , наприклад, це може бути базовий режим генерації, що є звичайним для атомних та теплових електростанцій, режим мінімально-допустимої генерації в нічні часи та генерації на рівні доступної потужності протягом світлового дня – такий режим використовується на ТЕС, режим слідування за рівнем споживання – є нормальним для ГЕС та інші,  $X_{\tau k}$  – змінна, що відповідає номінальному рівню встановленої генеруючої потужності, МВт,  $C_{\tau k}^{MRC}$  – постійна складова витрат, УАН/МВт,  $h_{\tau s g z k f}^E$  – тривалість, протягом якої технологія працює з певним навантаженням, годин,  $Y_{\tau s g z k f}^E$  – змінна, що відповідає рівню навантаження відпо-

відно до заданих режимів експлуатації певної генеруючої потужності, МВт,  $C_{\text{вироб}}^{\text{MRV}}$  – витрати на роботу потужності в змінних режимах, яка крім паливної складової, враховує також і додаткові витрати на зміну потужності при покритті графіку навантажень, УАН/МВт·год.

Суттєвим недоліком такого підходу при формуванні цільової функції є те, що в реальному житті передбачити точний рівень навантаження генеруючої потужності, що здатна працювати в змінних режимах, а також час її експлуатації в певному заданому режимі принципово неможливо. Звичайно, що існує можливість суттєво збільшити множину режимів, що будуть розглядатись в моделі, але все одно це принципово не вирішує проблему, оскільки навантаження генеруючої потужності є величиною безперервною, належить до області дійсних значень, що зумовлює безкінечну множину можливих режимів, а існуючий підхід передбачає використання кінцевого набору режимів [9, 10]. Цей підхід об'єктивно зумовлює обмеженість множини режимів, що розглядаються, внаслідок чого розв'язок задачі лінійного програмування може взагалі не існувати, хоча це відбулось через неврахування якогось певного цілком можливого режиму експлуатації, наприклад, ТЕС. Отже адекватне реальним умовам математичне моделювання режимів експлуатації генеруючих потужностей, зокрема, ТЕС дозволить набагато точніше врахувати режимні особливості експлуатації ТЕС та суттєво покращити якість підготовки розрахункової інформації в процесах прийняття рішень щодо оптимальних напрямів розвитку електроенергетики, а також і більш точного моделювання викидів в атмосферу забруднювачів та парникових газів, що відбувається в наслідок спалювання палива.

Запропонований метод базується на залежності питомих витрат палива від рівня навантаження енергоблоку ТЕС (рис. 1), які періодично визначаються для всіх енергоблоків ТЕС ОЕС України згідно уніфікованих затверджених методик. Як видно з рис. 1, незалежно від виду спалюваного палива, природного газу чи вугілля марки АШ з підсвіткою, характер залежності однаковий – в діапазоні 82–100% навантаження енергоблоку питомі витрати палива є практично незмінними та досягають мінімальних значень, але при навантаженнях менших за 82% питомі витрати палива зростають. Зростання питомого споживання палива відбувається за нелінійною залежністю, але оскільки в задачах лінійного програмування можливо використовувати лише лінійні функції, то цю нелінійну залежність, яка до того ж не визначена алгебраїчною функцією представимо лінійною залежністю (лінія 3 на

рис. 1). Як видно розбіжність між значеннями осі ординат лінії 3 та 2 для рівнів навантаження менших 82% становлять 2, максимум 3 г у.п./кВт·год, що не перевищує 1% похибки. Оскільки залежності на рис. 1 отримані для «нормальних» умов експлуатації енергоблоку, які в реальному житті скоріше будуть порушені, ніж дотримані, то менша за 1% похибка може бути прийнята як несуттєва, і тому використання лінійної інтерполяції фактичної нелінійної залежності є цілком прийнятним.

Наведені на рис. 1 дані свідчать, що енергоблоки ТЕС встановленою потужністю 300 МВт здатні розвантажуватись до 58% від номінальної потужності, тобто до 174 МВт, але в режимі мінімального навантаження не залишається можливість забезпечити вторинне регулювання ОЕС на розвантаження, тому прийнятою практикою є обмеження нижнього рівня розвантаження енергоблоку до 67–70%, що забезпечує наявність надання енергоблоком як резерву на розвантаження, близько 20–25 МВт, так і на навантаження – близько 90 МВт. Таким чином, одночасне навантаження десяти енергоблоків ТЕС 300 МВт на рівні 67% здатне забезпечити 1000 МВт вторинного резерву на завантаження, що задовольняє прийнятому для ОЕС України критерію N-1, також забезпечується 200 МВт вторинного резерву на розвантаження. За критерієм безпеки ОЕС України такий режим експлуатації енергоблоків ТЕС є найкращим. Але з точки зору ТЕС, яка в ринкових умовах працює за принципом максимізації прибутку, що досягається за рахунок максимізації обсягу поставленої в ОЕС електроенергії за мінімальних витрат, такий режим не є оптимальним. Прийнятним є режим, за яким енергоблок ТЕС працює на рівні вище 82%, а оптимальним режимом є працювати з навантаженням на рівні 100% від номінальної потужності.

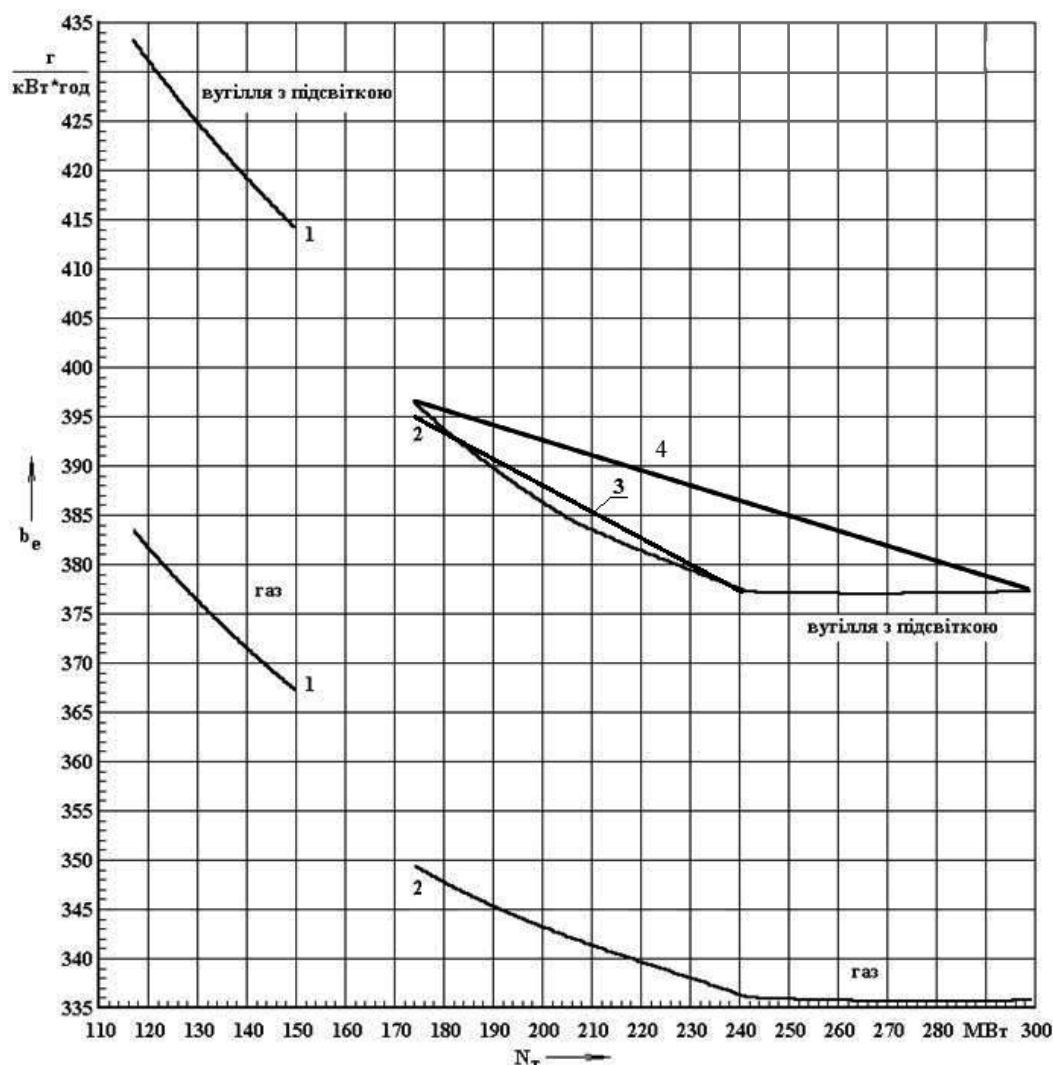
Наявне протиріччя між безпекою ОЕС та економічною ефективністю експлуатації енергоблоків ТЕС не можна зняти лише формуванням оптимального складу енергоблоків ТЕС, які мають працювати при покритті електричних навантажень ОЕС через те, що в ринкових умовах лише енергоблок ТЕС, який фактично несе навантаження отримує кошти за поставлену на ринок електроенергію. Через це хорошим рішенням як з точки зору досягнення фінансового результату від економічної діяльності з генерації електроенергії для власника ТЕС, так і з точки зору безпеки ОЕС в цілому, що досягається підтримкою в працездатному стані достатньої кількості енергоблоків ТЕС, є експлуатація максимально-можливої кількості енергоблоків ТЕС, але із обов'язковим дотриманням критеріїв безпеки функціонування енергосистеми. Хоча наразі такий підхід у явном

му виді не передбачений жодним нормативним актом, і його обґрунтування потребує додаткових досліджень, саме такий підхід використаний для моделювання в цій статті.

Удосконалення критерію оптимізації структури генеруючих потужностей з використанням енергоблоків ТЕС можливо здійснити використовуючи криву 3 та 2 для діапазону 82–100%, що наведені на рис. 1, але введення окремих режимів експлуатації енергоблоків, що не перетинаються, потребуватиме використання булевих змінних, що ускладнить модель лінійного програмування. Більш простим способом є використання кривої 4 рис. 1, яка на відміну від кривої 3 дає набагато більшу похибку, але по суті правильно представляє критерій економічної ефективнос-

ті експлуатації ТЕС – найбільший обсяг виробництва з найменшими витратами палива. Точне значення витрат палива на виробництво електроенергії можна точно розрахувати після отримання розв'язку задачі лінійного програмування шляхом використання безпосередньо кривої 2 рис. 1.

Використовуючи лінію 4 рис. 1 можна розрахувати вартість питомого зростання витрати палива від зміни рівня навантаження енергоблоку на 1 МВт як різницю між максимальним і мінімальним рівнем споживання палива, розділену на різницю між максимальним (номінальним) та мінімальним навантаженням енергоблоку: (вартість палива)  $\cdot (397 - 377) / (300 - 174) =$  (вартість палива)  $\cdot 0,1587$  УАН на МВт·год / МВт.



**Рис. 1.** Нормативні питомі витрати палива на відпуск електроенергії для двокорпусного блоку 300 МВт: 1 – однокорпусний режим експлуатації енергоблоку, 2 – двокорпусний режим, 3 – лінійна інтерполяція залежності питомої витрати палива від навантаження енергоблоку в діапазоні 58–82%, 4 – лінійна інтерполяція залежності питомої витрати палива від навантаження енергоблоку в діапазоні 58–100%

Отримане значення помножене на вартість палива дасть зміну витрат на паливо, що позначимо  $\Delta C_{\tau s g z k f}^{FUEL}$ . З використанням цього параметру перепишемо критерій (1) так:

$$\begin{aligned} & \sum_{\tau}^T \sum_k^K X_{\tau k} C_{\tau k}^{MRC} + \\ & + \sum_{\tau}^T \sum_s^S \sum_g^G \sum_z^Z \sum_{k \in TEC}^K \sum_f^F h_{\tau s g z k f}^E Y_{\tau s g z k f}^E C_{\tau s g z k f}^{MRV} + \\ & + \sum_{\tau}^T \sum_s^S \sum_g^G \sum_z^Z \sum_{k \in KTEC}^K \sum_{f=\min}^F h_{\tau s g z k f}^E Y_{\tau s g z k f}^{MIN} C_{\tau s g z k f}^{MIN} - \\ & - \sum_{\tau}^T \sum_s^S \sum_g^G \sum_z^Z \sum_{k \in KTEC}^K \sum_f^F h_{\tau s g z k f}^E (Y_{\tau s g z k f}^E - \\ & - Y_{\tau s g z k f}^{MIN}) \Delta C_{\tau s g z k f}^{FUEL} \rightarrow \min, \quad (2) \end{aligned}$$

де  $K \setminus TEC$  – множина технологій генерації електроенергії, що розглядаються за виключенням ТЕС,  $KTEC$  – множина, що містить всі типи ТЕС, які розглядаються в задачі,  $Y_{\tau s g z k f}^{MIN}$  – значення мінімального навантаження для технології генерації електроенергії, МВт,  $h_{\tau s g z k f}^{MIN}$  – тривалість, протягом якої технологія працює з мінімальним навантаженням, год.

Використання критерію (2) замість (1) зумовлює пошук такого рішення задачі лінійного програмування, при якому завантаженість генеру-

ючих потужностей ТЕС є максимальною, тобто найбільш наближеною до номінальної потужності генерації, що відповідає інтересам власників ТЕС в ринкових умовах. Зниження потужності генерації електроенергії на ТЕС забезпечується необхідністю дотримання балансу потужності між споживанням та генерацією для кожного періоду часу, що розглядається.

Як вхідні дані для розрахунків за критерієм (2) використано профіль навантаження робочого дня 25 травня 2017 р. – доби, коли спостерігався найменший рівень споживання потужності в ОЕС України – це відбулось о 4-й год (12270 МВт). Ця доба була найбільш складною для диспетчеризації ТЕС, оскільки вона належала до періоду повені, що вимагало значних обсягів спрацювання води на ГЕС (необхідно було забезпечити виробництво на рівні 35000 МВт-год за добу), також в цей період спостерігалась значні обсяги генерації потужності АЕС – більше 8 ГВт, крім цього цієї доби були сприятливі умови для генерації електроенергії ВЕС та СЕС (був вітряний та сонячний день), що також потребувало наявності потужностей з їх резервування (табл. 1).

Результати розрахунків за критерієм (2) показують, що збалансувати споживання електроенергії в ОЕС України за рахунок використання ТЕС для умов, наведених в табл. 1, можливо з використанням енергоблоків ТЕС загаль-

**Таблиця 1.** Вхідні дані (ГВт) для розрахунку навантаження ТЕС протягом доби 25 травня 2017 р.

Час, год	Споживання	АЕС+ТЕЦ, блок-станції	ВЕС	СЕС	ГЕС	ГАЕС	Небаланс
01-00	13,02	9,09	0,28	0,00	0,95	-0,53	3,23
02-00	12,61	9,09	0,27	0,00	0,95	-1,16	3,46
03-01	12,37	9,09	0,24	0,00	0,95	-1,14	3,23
04-01	12,27	9,09	0,22	0,00	0,95	-1,14	3,15
05-00	12,34	9,09	0,22	0,00	0,95	-1,19	3,28
06-00	13,11	9,09	0,16	0,02	0,95	-0,32	3,21
07-00	13,97	9,09	0,25	0,08	0,99	0,00	3,55
08-00	14,53	9,09	0,27	0,26	1,38	0,00	3,53
09-00	15,17	9,09	0,29	0,43	1,51	0,32	3,53
10-00	15,24	9,09	0,28	0,57	1,45	0,32	3,53
11-00	15,05	9,09	0,27	0,69	1,15	0,32	3,53
12-00	15,12	9,09	0,30	0,61	1,27	0,32	3,53
13-00	15,24	9,09	0,35	0,72	1,23	0,32	3,54
14-00	15,32	9,09	0,33	0,75	1,36	0,00	3,79
15-00	15,30	9,09	0,31	0,63	1,73	0,00	3,54
16-00	15,22	9,09	0,29	0,29	2,02	0,00	3,53
17-00	15,19	9,09	0,24	0,35	1,99	0,00	3,53
18-00	15,18	9,09	0,21	0,23	1,87	0,00	3,78
19-00	15,20	9,09	0,21	0,04	2,01	0,00	3,86
20-00	15,21	9,09	0,24	0,01	2,01	0,00	3,86
21-00	16,04	9,09	0,17	0,00	2,10	0,82	3,86
22-00	16,20	9,09	0,14	0,00	2,22	1,14	3,61
23-00	14,86	9,09	0,15	0,00	1,32	0,65	3,66
24-00	13,78	9,09	0,17	0,00	1,69	-0,93	3,76

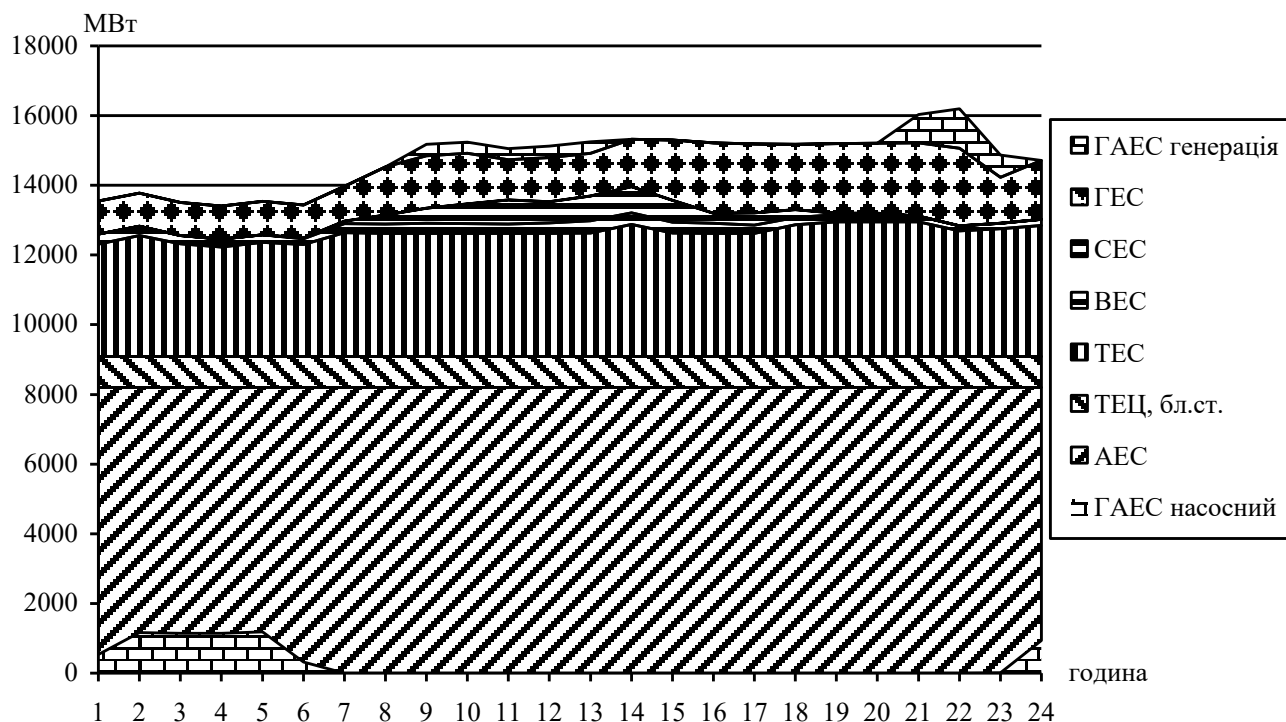


Рис. 2. Результати оптимізації навантаження енергоблоків ТЕС для покриття графіку споживання ОЕС України 25 травня 2017 р.

ною потужністю 4650 МВт (рис. 2, табл. 2), що забезпечується таким складом обладнання: 5 енергоблоків встановленою потужністю 200 МВт, 1 енергоблок – 800 МВт, 3 енергоблоки – 150 МВт, 8 енергоблоків – 300 МВт.

## ВИСНОВКИ

1. Функціонування теплової електростанції в ринкових умовах є суперечливим – з одного боку об'єктивним є прагненням власника ТЕС постачати якнайбільші обсяги електроенергії

Таблиця 2. Основні показники оптимізації навантаження енергоблоків ТЕС для покриття графіку споживання ОЕС України 25 травня 2017 р.

Час	Генерація ТЕС, МВт	Питоме навантаження енергоблоків ТЕС, %	Питоме споживання вугілля, кг у.п./ МВт·год	Час	Генерація ТЕС, МВт	Питоме навантаження енергоблоків ТЕС, %	Питоме споживання вугілля, кг у.п./ МВт·год
01-00	3,23	69,4	385,8	13-00	3,54	76,1	381,1
02-00	3,46	74,5	382,2	14-00	3,79	81,5	377,4
03-01	3,23	69,4	385,8	15-00	3,54	76,1	381,1
04-01	3,15	67,6	387,0	16-00	3,53	75,9	381,3
05-00	3,28	70,4	385,1	17-00	3,53	75,9	381,3
06-00	3,21	69,0	386,1	18-00	3,78	81,2	377,5
07-00	3,55	76,4	380,9	19-00	3,86	83,0	377,0
08-00	3,53	75,9	381,3	20-00	3,86	83,0	377,0
09-00	3,53	75,9	381,3	21-00	3,86	83,0	377,0
10-00	3,53	75,9	381,3	22-00	3,61	77,6	380,1
11-00	3,53	75,9	381,3	23-00	3,66	78,8	379,2
12-00	3,53	75,9	381,3	24-00	3,76	80,8	377,9

на ринок із забезпеченням високої економічності роботи енергоблоку, а з другого боку необхідним є забезпечення достатності резервів для збалансованості споживання та генерації електроенергії в довільний час в межах ОЕС. Усунення цієї суперечливості в задачах моделювання запропоновано здійснювати із використанням модифікованого підходу до побудови критерію оптимальності задачі математичного лінійного програмування пошуку оптимального розподілення навантаження електростанцій енергосистеми України.

2. Суть запропонованого підходу полягає у врахуванні витрат палива ТЕС методом «від'ємної» складової на відміну від використання екзогенно розрахованих складових собівартості, що є загальною практикою при вирішенні аналогічних задач.

3. Тестові розрахунки показують, що запропонований метод «від'ємної» складової дозволяє більш коректно моделювати особливості участі ТЕС у покритті графіка споживання ОЕС, які притаманні ринковим умовам, що підвищує адекватність математичних моделей даного класу. Значною перевагою запропонованого методу є те, що він дозволяє більш коректно моделювати не тільки процеси довгострокового розвитку теплових електростанцій, але і особливості їх функціонування в короткотерміновій перспективі, зокрема, участь ТЕС у «ринку на добу наперед», який є основою сучасного ринку електроенергії в країнах-членах ENTSO-E.

4. Запропонований метод може бути основою для удосконалення математичних моделей функціонування і інших типів генеруючих потужностей, зокрема, ТЕС та інших маневрених технологій.

1. Про ратифікацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони: Закон України від 16.09.2014 № 1678-VII. *Відомості Верховної Ради (ВВР)*, 2014, № 40, ст. 2021.
2. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони URL: [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/ru/984\\_011#n2820](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/ru/984_011#n2820) (дата звернення: 05.08.2019).
3. Про ринок електричної енергії України: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII. *Відомості Верховної Ради (ВВР)*, 2017, № 26—27, 312 с.
4. Правила ринку: затв. Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 307.
5. Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: затв. Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018р № 308.
6. Troy, Niamh & Flynn, Damian & Milligan, Michael & O'Malley, Mark. Unit Commitment With Dynamic Cycling Costs. *Power Systems, IEEE Transactions on*. (2012) 27. 2196–2205. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2192141>.
7. Joel N. Swisher, Gilberto de Marino Jannuzzi, Robert Y. Redlinger. *Integrated Resource Planning — UNEP & RISO National Laboratory, Denmark, 1997. 259 с.*
8. Hans-Kristian Ringkjøb, Peter M. Haugan, Ida Marie Solbrenke A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. 96. 440—459.
9. Danilo Feretic, Zeljko Tomsic. Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants. *Energy Policy*. 2005. № 33. P. 5—13.
10. Шульженко С.В. Показники ефективності функціонування та розвитку електричних станцій в умовах ринку. *Проблеми загальної енергетики*. 2009. Вип. 2(20). С. 16—19.
11. Стан теплової енергетики України, перспективи її оновлення та модернізації. К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2005. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=94031](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=94031) (дата звернення: 02.08.2019).

Надійшла до редколегії: 15.08.2019