

ЗАСТОСУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ОПТИМІЗАЦІЇ СКЛАДУ ТА РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЖЕРЕЛ ПОТУЖНОСТІ В ЗАДАЧАХ РОЗВИТКУ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

¹Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ

Одним із важливих етапів інтеграції України до Європейського Союзу є набуття НЕК «Укренерго», який наразі є сертифікованим оператором системи передачі електроенергії України, повноправного членства в Європейській мережі операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E з 1 січня 2024 року. Подальші етапи інтеграції України до ЄС передбачають адаптацію та транспонування європейського законодавства до законодавства України, що має забезпечити гармонізацію не тільки політичних практик, але й узгодженого, в ідеалі однакового в межах ЄС, методологічного апарату аналізу та розв'язання багатьох практичних проблем та задач, зокрема, задачі розвитку національної енергосистеми України, яка методологічно має відповідати наявним методологічним документам ENTSO-E. Згідно з актуальною методологією аналізу витрат та вигід (CBA — Cost Benefit Analysis) ENTSO-E задача розвитку об'єднаних енергетичних систем (ОЕС), як національної так і міждержавних, розв'язується з використанням трьох окремих задач, які реалізовані як математичні моделі. На першому етапі здійснюється математичне моделювання розвитку джерел потужності для ОЕС в цілому, або для обмеженої кількості вузлів, «точок» виробництва та споживання електричної енергії/потужності в межах ОЕС — ринкове моделювання (Market Simulation). На другому етапі з використанням рішення, отриманого за результатами ринкового моделювання здійснюється моделювання функціонування транспортної і, за потреби, також розподільчої мережі або її окремих елементів — моделювання мережі (Grid Simulation). Результатом моделювання мережі є перелік проєктів-кандидатів модифікації наявної мережі, якими можуть бути як заходи по додаванню певного елемента мережі, так і заходи по виключенню певного елемента мережі. Відбір проєктів-кандидатів, які доцільно реалізувати на практиці здійснюється за результатами розрахунку інтегральної числової оцінки, яка враховує вплив реалізації кожного проєкту практично на всі важливі соціально-економічні, природоохоронні, екологічні, технічні і інші аспекти такої оцінки. Отже, розв'язок задачі ринкового моделювання визначає подальші можливі напрями розвитку національної енергосистеми, що зумовлює доцільність отримання оптимального рішення вже на цьому, першому етапі. Одним із засобів отримання такого оптимального рішення є використання математичної моделі оптимізації складу та режимів експлуатації джерел потужності (UCP — Unit Commitment Problem). В статті як приклад наведено результати використання математичної моделі UCP для двох альтернативних варіантів технологічного розвитку потужностей атомної енергетики, з використанням енергоблоків зі встановленою потужністю 1000 МВт_е і більше, які працюють в режимі сталого генерування/постачання електричної потужності та енергоблоків з малими модульними реакторами, які експлуатуються в режимі добового регулювання відпуску потужності.

Ключові слова: національна об'єднана енергетична система, математична модель, оптимізація складу та режимів експлуатації джерел потужності, методологія аналізу витрат та вигід ENTSO-E, малі модульні реактори АЕС.

Вступ

Задача пошуку оптимальної траєкторії розвитку національної об'єднаної енергосистеми (ОЕС) виникла одночасно з їх формуванням в індустріально-розвинених країнах, приблизно з середини ХХ століття. З другої половини ХХ століття зрозуміло, що важливою задачею є визначення найсамперед технологічної структури генерувальних потужностей (джерел потужності) майбутньої

національної ОЕС, і що ця задача може бути розв'язана декількома альтернативними напрямками (складом джерел потужності, обсягом їх впровадження та режимами експлуатації кожного джерела), зокрема, вважалось, що майбутній склад джерел потужності може базуватись або на пріоритетному використанні ядерної, або відновлюваної енергії, як, наприклад, це зазначав у нобелівській лекції 1978 року П. Капіца [1]. Понад 60-річний розвиток світової енергетики свідчить, що наразі важливим завданням є не обрання якоїсь альтернативи як магістрального шляху розвитку, а суміщення переваг та нівелювання недоліків різних технологій генерування, перетворення, зберігання, транспортування та розподілу електроенергії в межах як національної ОЕС так і їх об'єднань, зокрема, ENTSO-E.

Наразі задача розвитку як національної так і міждержавних ОЕС розв'язується згідно з методологією аналізу витрат та вигід (CBA — Cost Benefit Analysis) ENTSO-E [2], що законодавчо закріплено регуляторним актом ЄС [3]. Згідно з методологією CBA ENTSO-E задача розвитку об'єднаних енергетичних систем (ОЕС), як національної так і міждержавних, розв'язується за використання трьох окремих задач, які реалізовані як математичні моделі. На першому етапі здійснюється математичне моделювання розвитку джерел потужності для ОЕС в цілому, або для обмеженої кількості вузлів, «точок» виробництва та споживання електричної енергії/потужності в межах ОЕС, а також з урахуванням пропускних спроможностей інтерконекторів з суміжними енергосистемами — ринкове моделювання (Market Simulation), яке здійснюється відповідно до сценаріїв зміни зовнішніх факторів, що впливають на обсяг споживання електричної енергії (до прикладу, темпи зростання або зменшення ВВП) та зміни форми графіків споживання потужності (залежить від структури споживання електричної енергії), обсягів впровадження енергоефективних технологій (наприклад, в секторі домогосподарств), загальнодержавних пріоритетів розвитку певних джерел потужності (наприклад, вітрових та сонячних електростанцій, установок зберігання енергії) та інших факторів (рис. 1). На другому етапі здійснюється моделювання функціонування транспортної і, за потреби, також розподільчої мережі або її окремих елементів — моделювання мережі (Grid Simulation). Моделювання мережі здійснюється з урахуванням (використанням як

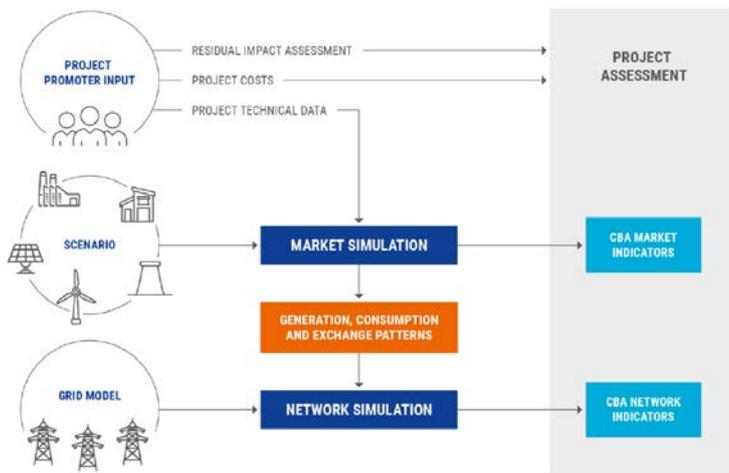


Рис. 1. Схема відбору проектів-кандидатів згідно з методологією CBA [2]

вхідної інформації) складу та режимів експлуатації джерел потужності, які отримані як розв'язок задачі ринкового моделювання. Результатом моделювання мережі є, зокрема, перелік проектів-кандидатів модифікації наявної мережі, які щонайменше обов'язково мають забезпечити її операційну безпеку. Такими проектами-кандидатами можуть бути як заходи з додавання певного елемента мережі (наприклад, будівництво і впровадження високовольтної лінії електропередачі постійного струму), що в термінах методології CBA ENTSO-E має загальну назву «додати один елемент за один раз» (PINT – Put in at a Time), так і заходи з виключення певного елемента мережі (до прикладу, виведення з експлуатації високовольтної лінії електропередачі змінного струму), що має назву «виключити один елемент за один раз» (TOOT – Take Out One at a Time). Для кожного проекту-кандидата визначається інтегральна числова оцінка, яка враховує вплив реалізації проекту практично на всі важливі соціально-економічні, природоохоронні, екологічні, технічні і інші аспекти, наприклад, вплив на можливість забезпечення резервами в межах ОЕС. Остаточний відбір проектів-кандидатів як для джерел потужності, так і мережевого обладнання здійснюється за результатами такої оцінки (рис. 1).

Методологія CBA ENTSO-E спрямована на покрокове отримання оптимального рішення з розвитку ОЕС, а отже, згідно з принципом оптимальності Белмана [4] необхідно використовувати оптимальний розв'язок на кожному кроці реалізації методології, зокрема під час розв'язання задачі ринкового моделювання — перший крок реалізації методології. Одним із засобів отримання такого оптимального рішення є використання математичної моделі оптимізації складу та режимів експлуатації джерел потужності (моделі UCP — Unit Commitment Problem). Зрозуміло, що опти-

мальний розв'язок математичної моделі UCP буде залежати від переліку (доступного складу) технологій генерування електричної енергії та їхніх техніко-економічних характеристик, які використовуються як вхідні параметри для моделі. Отже, змінюючи склад доступних технологій можна, зокрема, досліджувати як оптимальний розв'язок, який по суті складається з обсягів та режимів використання джерел потужності, впливає на стан ОЕС та характеристики її функціонування, наприклад, необхідні обсяги імпорту та/або експорту електричної енергії та/або потужності, здатності ОЕС залучити електричну енергію, яка виробляється вітровими та сонячними електростанціями до покриття графіків споживання електричної потужності, обсягів споживання викопного органічного палива, обсягів викидів шкідливих речовин та парникових газів і інших показників. Тобто отримання набору розв'язків математичної моделі UCP, кожен з яких відповідає певному альтернативному набору вхідної інформації забезпечує можливість укрупненого аналізу отриманих результатів та формування найдоцільніших до реалізації рішень розвитку джерел потужності.

В статті як приклад подано результати використання математичної моделі UCP для двох альтернативних варіантів технологічного розвитку потужностей атомної енергетики, з використанням енергоблоків зі встановленою потужністю 1000 МВт_e і більше, які працюють в режимі сталого генерування/постачання електричної потужності та енергоблоків з малими модульними реакторами та експлуатуються в режимі добового регулювання відпуску електричної потужності.

Метою статті є показати можливість та доцільність застосування розробленої та реалізованої автором на персональному комп'ютері математичної моделі UCP для розв'язання задач етапу «ринкове моделювання» методології CBA ENTSO-E на прикладі двох альтернативних варіантів технологічного розвитку джерел потужності атомної енергетики України.

Результати дослідження

Математична модель UCP, яка пропонується для використання на етапі «ринкове моделювання» методології CBA ENTSO-E описана в декількох наукових статтях і застосовувалась для досліджень пошуку оптимального рішення завантаження генерувальних потужностей ОЕС України, наприклад, пошуку оптимального складу та режимів експлуатації гідроагрегатів ГАЕС [5], ТЕС, ГЕС та ГАЕС з урахуванням забезпечення заданих обсягів вторинного резерву [6] та в інших статтях за участю автора. Модель реалізована на мові алгебраїчного програмування MathProg [7], яка є однією з версій стандартної де-факто у світі мови AMPL (A Mathematical Programming Language). Розрахунки здійснені з використанням пакету оптимізації GLPK (GNU Linear Programming Kit) [8], який як і MathProg розповсюджується вільно.

Для забезпечення можливості аналізувати результати розрахунків, які опубліковані в статтях, у написанні яких автор брав участь, використовуються фактичні дані графіка електричних навантажень 18 жовтня 2018 року, що може бути близьким для прогнозованої ситуації в електроенергетиці України після 2035 року. Також для моделювання використані питомі профілі генерації ВЕС та СЕС, як це описано у [5], а тому абсолютні значення генерації електричної потужності цими технологіями отримуються множенням прогнозованого значення встановленої потужності ВЕС та СЕС на відповідні питомі коефіцієнти.

Для виконання розрахунків для періоду після 2035 року (фактичні дані графіка електричних навантажень 18 жовтня 2018 року) ухвалено такі загальні умови функціонування електроенергетики:

- 1) ТЕС, що спалюють вугілля будуть виведені з експлуатації, що скоротить наявні обсяги обортового резерву, які доцільно (необхідно) замінити;
- 2) ТЕС, що спалюють природний газ, зокрема, газотурбінні (ГТУ), парогазові (ПГУ), «газопоршневі» (ГПУ) установки будуть комерційно експлуатуватись у години максимальної ціни на ринку електричної енергії, когенераційні установки частково замінять наявні ТЕЦ, також ГПУ будуть експлуатуватись як пікова генерація та забезпечувати резерв заміщення (back-up або RR — Restoration Reserve);
- 3) для наявних АЕС термін експлуатації продовжиться, встановлена потужність становитиме 7,8 ГВт;
- 4) енергоблоки ХАЕС 3 та 4 будуть експлуатуватись комерційно, встановлена потужність не більше $2 \cdot 1,2 = 2,4$ ГВт;
- 5) ГЕС та ГАЕС — встановлена потужність може зрости, але режими їх експлуатації будуть залежати від доступності водних ресурсів, режими не зміняться суттєво;
- 6) встановлена потужність ВЕС буде близькою до 7...9 ГВт, але частина буде задіяна у виробни-

цтві зеленого водню;

7) встановлена потужність промислових СЕС буде близькою до 14...17 ГВт, але частина буде задіяна у виробництві зеленого водню;

8) встановлена потужність СЕС домогосподарств буде близькою до 7...10 ГВт, але суттєва частина буде поза мережею (за лічильником);

9) встановлена потужність установок зберігання енергії (УЗЕ) може досягти 3 ГВт і більше;

10) обмін резервами із суміжними енергосистемами Континентальної Європи буде звичайною практикою, що дозволить надійно балансувати ОЕС України навіть за фактичного дефіциту резервів в ній.

Задачею дослідження є визначення обсягів впровадження та режимів експлуатації: 1) енергоблоків газової генерації (ГТУ, ПГУ та ГПУ); 2) УЗЕ; 3) малих модульних реакторів (ММР) АЕС. Також досліджені обсяги обмежень відпуску електричної потужності ВЕС та СЕС, необхідні для забезпечення збалансованості енергосистеми. Для цього дослідження розрахунки виконувались у припущенні, що обсяги газової генерації та УЗЕ не обмежуються, тобто модель «вибирає» необхідний обсяг цих технологій для забезпечення збалансованості енергосистеми.

У атомній енергетиці реалізовано дві альтернативи (А1 та А2) розвитку потужностей, на додаток до наявних в ОЕС України АЕС: А1 є можливість вибрати будь-яку кількість потужних енергоблоків АЕС, що працюють в базовому (сталому) режимі; А2 є можливість вибрати будь-яку кількість енергоблоків ММР АЕС, які працюють в режимі добового регулювання потужності відпуску електричної енергії, забезпечуючи максимальний відпуск протягом пікових обсягів споживання потужності і мінімально-можливий відпуск протягом решти доби.

Результати розрахунку математичної моделі UCP (рис. 2, 3, табл. 1) покриття графіка електричних навантажень доби 18 жовтня 2018 року за умови впровадження до ОЕС України ВЕС обсягом 8 ГВт та СЕС обсягом 16 ГВт показують таке: 1) максимальна потужність відпуску електричної енергії від всіх АЕС становить 8088 МВт для А1 (модель вибрала додатково два енергоблока АЕС одиничною потужністю 1200 МВт кожний) та 8640 МВт для А2 (додатково вибрано 10 ММР АЕС одиничною потужністю 300 МВт кожний); 2) для обох варіантів задля забезпечення балансу між відпуском та споживанням необхідно обмежувати відпуск від ВЕС та СЕС більше ніж на 30% від потужності їх генерації, обмеження для А2 є меншими порівняно з А1, що, зокрема, зумовлено роботою енергоблоків ММР в режимі добового регулювання потужності; 3) крім ГАЕС для балансування системи залучені

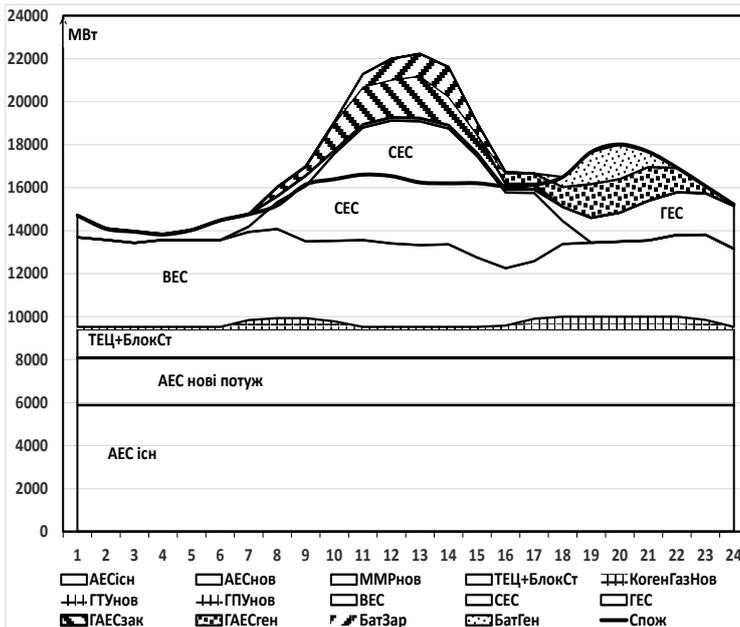


Рис. 2. Результати моделювання альтернативи А1

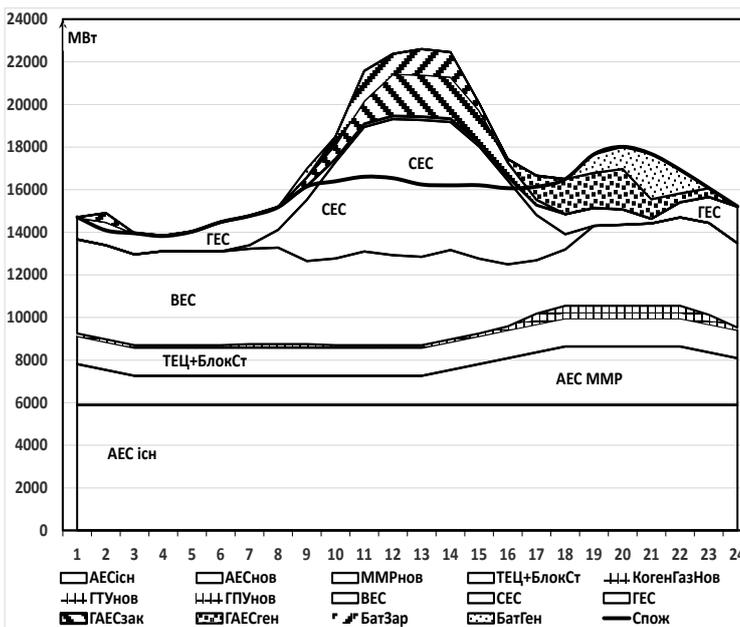


Рис. 3. Результати моделювання альтернативи А2

Таблиця 1

**Порівняння результати моделювання для
альтернатив А1 та А2**

Виробництво/Споживання, МВт·год на добу	A1	A2	A1/A2, %
АЕС існуючі	141120	141120	100
АЕС потужні нові	52992	0	—
АЕС ММР нові	0	45540	—
ТЕЦ та блокстанції	31680	31680	100
Когенерація газ нова	3738	3738	100
ГТУ+ГПУ газові нові	3536	2320	152
ГЕС	17261	17261	100
ГАЕС генерація	7981	8132	98
ГАЕС спож. закачування	10452	10668	98
УЗЕ генерація	4345	5560	78
УЗЕ заряджання	4480	5734	78
ВЕС	89239	95685	93
ВЕС обмеження	57069	50622	113
СЕС	42697	45117	95
СЕС обмеження	24642	22222	111

УЗЕ, максимальною потужністю споживання/генерування 1340/1604 МВт для А1 та 1382/2112 МВт для А2, тобто необхідна встановлена потужність УЗЕ в енергосистемі згідно з цими розрахунками не перевищує 2 ГВт; 4) закачування води на ГАЕС та зарядження УЗЕ здійснюється виключно протягом періоду максимальної генерації електроенергії СЕС, генерація ГАЕС та УЗЕ здійснюється у період пікового споживання електричної потужності в ОЕС; 5) внаслідок дуже значних обсягів генерації ВЕС та СЕС максимальна потужність відпуску електроенергії від газової генерації не перевищує 580 МВт, що очевидно недостатньо для забезпечення синхронного вторинного (FRRs — Synchronous Frequency Restoration Reserve) резерву, тобто наявного на генераторах в межах ОЕС без залучення обмінних резервами із суміжних енергосистем Континентальної Європи для А1, хоча результати для А2 менш критичні, оскільки енергоблоки

ММР АЕС здатні забезпечити певний обсяг такого резерву.

Незважаючи на достатньо переконливу доцільність реалізувати альтернативу А2, з погляду розвитку мережі таке рішення не є очевидним. Впровадити два потужних енергоблока АЕС можливо на майданчиках наявних АЕС, що інтуїтивно не має вимагати масштабного мережевого будівництва. Впровадження 10 нових енергоблоків ММР АЕС крім більшого обсягу проєктних робіт, які мають визначити місця їхнього розміщення, також можливо буде вимагати значних обсягів мережевого будівництва. З огляду на зазначене, розв'язок математичної моделі UCP, яка використовується на етапі «ринкового моделювання» методології CBA ENTSO-E не є беззаперечним рішенням, що і передбачено методологією. Ці отримані розв'язки є вхідною інформацією для подальших етапів методології, в результаті виконання яких можливо повернення до етапу «ринкового моделювання» для отримання інших, можливо лише уточнених, розв'язків. До прикладу, таким уточненням може бути вимога забезпечити більші обсяги рівномірно розподілених в ОЕС України синхронних вторинних резервів, що обмежить обсяги впровадження нових енергоблоків АЕС.

Висновки

1. Математична модель UCP, запропонована для використання на етапі «ринкове моделювання», методології CBA ENTSO-E відповідає загально визначеній операторами системи передачі Континентальної Європи практиці розв'язання задач такого типу, зокрема, вона з певними припущеннями може вважатись аналогічною системі моделювання ANTARES Simulator та PLEXOS by Energy Exemplar, які наразі використовуються в ENTSO-E.

2. Використання запропонованої математичної моделі UCP забезпечує дотримання принципу оптимальності Белмана, а отже є надійним інструментом пошуку оптимального рішення задачі розвитку Об'єднаних енергетичних систем з використанням методології CBA ENTSO-E.

3. Запропонована математична модель UCP реалізована на мові алгебраїчного програмування MathProg, що дозволяє їй відносно легко підтримувати та модифікувати відповідно до задач досліджень, зокрема, додавати описи та характеристики новітніх технологій електроенергетики, наприклад, ММР АЕС.

4. Швидкість отримання розв'язку запропонованої моделі UCP з використанням комп'ютера звичайної конфігурації становить декілька секунд, отже в разі необхідності коригування вхідних даних моделі новий розв'язок можна отримати достатньо швидко, що дозволяє виконувати багато альтернативних розрахунків, серед яких, в результаті аналізу, вибирати найдоцільніші для реалізації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] P. L. Kapitza, "Plasma and the Controlled Thermonuclear Reactors," in *Physics 1978, Nobel Lecture*, 8 December 1978, p. 424-436. [Electronic resource]. Available: nobelprize.org/uploads/2018/06/kapitsa-lecture.pdf.
- [2] "4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects," *ENTSO-E*, April 2024, 91 p. [Electronic resource]. Available: [eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/news/2024/entso-e_4th_CBA_Guideline_240409.pdf](https://publicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/news/2024/entso-e_4th_CBA_Guideline_240409.pdf).
- [3] "Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2022," in *Official Journal of the European Union*, 2022, pp. L152/45-L152/102. [Electronic resource]. Available: eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0869.
- [4] Richard Bellman, *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957, 342 p.
- [5] С. В. Шульженко, О. І. Тюрютіков, і Н. П. Іващенко, «Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України,» *The Problems of General Energy*, issue 4 (59), pp. 13-23, 2019. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>.
- [6] С. В. Шульженко, О. І. Тюрютіков, і Н. П. Іващенко, «Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України,» *The Problems of General Energy*, issue 1 (60), pp. 14-23, 2020. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>.
- [7] Makhorin Andrew. "Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58," [Electronic resource]. Available: <ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.65.tar.gz>.
- [8] *GLPK (GNU Linear Programming Kit)*. [Electronic resource]. Available: gnu.org/software/glpk/.

Рекомендована оргкомітетом міжнародної науково-технічної конференції
«Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)»

Стаття надійшла до редакції 8.12.2025

Шульженко Сергій Валентинович — канд. техн. наук, старший науковий співробітник, експерт з середньострокового прогнозування роботи ОЕС України, e-mail: mail2ua@gmail.com .

Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ

S. V. Shulzhenko¹

Applying a Generation Unit Commitment Problem in Integrated Power System Development Tasks

¹Private Joint Stock Company "National Power Company "Ukrenergo", Kyiv

One of the key stages in Ukraine's integration into the European Union is the accession of NPC "Ukrenergo", currently certified as the transmission system operator of Ukraine, to full membership in the European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) as of January 1, 2024. The next stages of Ukraine's integration into the EU involve the adoption and transposition of European legislation into Ukrainian law, which should ensure harmonization not only of political practices but also of a unified, ideally identical, methodological framework across the EU for analyzing and solving various practical problems and tasks. This includes the development of Ukraine's national power system, which must methodologically align with the existing ENTSO-E methodological documents. According to the current ENTSO-E Cost Benefit Analysis (CBA) methodology, the development of interconnected power systems (IPS), both national and cross-border, is addressed through three distinct tasks implemented as mathematical models. First stage: Mathematical modeling of the development of generation for the IPS as a whole or for a limited number of nodes — known as market simulation. Second stage: Based on the results of market simulation, modeling of the transmission and, if necessary, distribution network or its individual elements is carried out — grid simulation. The grid simulation produces a list of candidate projects for network modification, which may include both the addition and removal of certain network elements. The selection of candidate projects for practical implementation is based on an integrated numerical assessment that considers the impact of each project on nearly all important socio-economic, environmental, ecological, technical, and other aspects. Therefore, the solution obtained from market simulation determines the possible future directions for the development of the national power system, making it essential to obtain an optimal solution already at this initial stage. One of the tools for obtaining such an optimal solution is the use of a mathematical model for optimizing the composition and operating modes of generation sources — Unit Commitment Problem (UCP). As an example, the article presents the results of applying the UCP model to two alternative scenarios for the technological development of nuclear generation capacities: using power units with an installed capacity of 1000 MW or more operating in a stable generation mode and using small modular reactor units operating in a daily load-following mode.

Keywords: national integrated power system, mathematical model, generation unit commitment problem, ENTSO-E cost benefit analysis methodology, nuclear small modular reactors.

Shulzhenko Sergii V. — Cand. Sc. (Eng.), Senior Research Fellow, Expert in medium-term Power System forecasting, e-mail: mail2ua@gmail.com