

## **УПРАВЛІННЯ ЕКОНОМІКОЮ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА**

УДК 330.356.3: 620 + 004.4

**О. С. СЕРДЮК,**  
*кандидат економічних наук,  
старший науковий співробітник відділу  
проблем перспективного розвитку паливно-енергетичного комплексу  
Інституту економіки промисловості НАН України,  
вул. Желябова, 2, 03057, Київ, Україна*

### **ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ: ПРОБЛЕМИ ПОПЕРЕДНЬОЇ ОЦІНКИ ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ РОЗРАХУНКІВ**

*Розроблено науково-методичний підхід до автоматизованої оцінки порівняльної ефективності капіталовкладень у модернізацію об'єктів теплової енергетики, який надає можливість здійснити попередню кількісну оцінку проектів розвитку генеруючих потужностей в енергетиці України. Запропоновано інформаційно-аналітичну систему, яка забезпечуватиме виконання алгоритмів необхідних розрахунків у рамках цифровізації діяльності органів влади в Україні.*

**Ключові слова:** оцінка ефективності капіталовкладень; теплова енергетика; відновлювана енергетика; інформаційно-аналітична система.

Бібл. 5; табл. 5; рис. 6.

UDC 330.356.3: 620 + 004.4

**OLEKSANDR SERDIUK,**  
*Cand. of Econ.Sci.,  
Senior Researcher of the Department  
of Problems of Perspective Development of Fuel and Energy Complex,  
Institute of Industrial Economics of the NAS of Ukraine,  
2, Zheliabova St., Kyiv, 03057, Ukraine*

### **SUBSTANTIATION OF DIRECTIONS OF MODERNIZATION OF THERMAL ENERGY FACILITIES: PROBLEMS OF PRELIMINARY ESTIMATION AND AUTOMATION OF CALCULATIONS**

*Scientific and methodical approach to the automated estimation of comparative efficiency of investments in modernization of thermal power facilities is developed. The approach allows for a preliminary quantitative estimation of projects for the development of generating capacities in the energy sector of Ukraine. Information-analytical system is proposed that will ensure implementation of algorithms for the necessary calculations in the framework of digitalization of activities of the authorities in Ukraine.*

© Сердюк Олександр Сергійович (Serdiuk Oleksandr), 2018; e-mail: serdyuk\_O@nas.gov.ua.

**Keywords:** estimation of investment efficiency; thermal power engineering; renewable energetics; information-analytical system.

References 5; Tables 5; Figures 6.

В Україні тепла енергетика відіграє ключову роль у забезпеченні енергетичних потреб держави, оскільки на цей сектор припадає близько 40% виробництва електроенергії. Але, з огляду на технологічну та фізичну застарілість більшості енергоблоків ТЕС, економічна ефективність вітчизняної теплової енергогенерації є неприпустимо (для сучасних умов) низькою. Крім того, зобов'язання України перед Енергетичним співтовариством щодо обмеження викидів забруднюючих речовин накладають додаткові економічні видатки на сектор теплової енергетики. Уже найближчим часом наша держава може зіткнутися з необхідністю виплати штрафних санкцій за недотримання вимог Енергетичного співтовариства, що, цілком імовірно, позначиться на енергетичних тарифах. Альтернативою тривалим санкціям можуть стати інвестиції у реконструкцію діючих енергоблоків ТЕС (що, у свою чергу, підвищить економічну ефективність теплової енергогенерації та обмежить викиди забруднюючих речовин) або у заміну існуючих потужностей іншими джерелами енергії.

Будівництво альтернативних енергогенеруючих потужностей вимагатиме залучення великих обсягів інвестицій. Так, вартість будівництва 1 енергоблока АЕС встановленою потужністю 1000 МВт оцінюється у 140 млрд. грн., а будівництво комплексу ВЕС (вітрових електростанцій) аналогічної потужності коштуватиме близько 40 млрд. грн., СЕС (сонячних електростанцій) – відповідно, 60 млрд. грн. і ГЕС – 68 млрд. грн. (без урахування вартості землі та інфраструктури).

Реконструкція 1000 МВт діючих потужностей ТЕС обійдеться у майже 43 млрд. грн. З теоретичної точки зору, невисока ціна, розбудована інфраструктура та наявна ресурсна база роблять проекти реконструкції енергоблоків ТЕС доцільнішими порівняно з проектами будівництва альтернативних енергогенеруючих потужностей. Проте, незважаючи на теоретичну обґрунтованість, остаточне рішення про реконструкцію енергоблоків ТЕС повинне прийматися на основі оцінки економічного ефекту, який має бути порівняним з аналогічними показниками альтернативних проектів.

Наведене завдання зумовлює актуальність розробки науково-методичного підходу до оцінки порівняльної ефективності капіталовкладень у модернізацію об'єктів теплової енергетики. Для забезпечення автоматизації та динамічності такої оцінки науково-методичний підхід доцільно супроводжувати відповідною інформаційно-аналітичною системою.

З часом проблема реконструкції та модернізації потужностей теплової енергетики набуває дедалі більшої актуальності, оскільки знос устаткування і технологічна відсталість роблять процес теплової енергогенерації економічно дедалі менш ефективним. Ця ситуація зумовлює зростання інтересу до проблем енергетики з боку вітчизняних науковців. Так, академік НАН України А.А. Халатов зазначає, що нова Енергетична стратегія України повинна включати ряд заходів щодо розвитку теплової енергетики, зокрема – заміну котлів на діючих енергоблоках ТЕС [1]. Позиція А.А. Халатова є цілком логічною, що, у свою чергу, зумовлює доцільність економічної оцінки ефективності подібних проектів.

Як вважає завідділом прогнозування розвитку та управління функціонуванням електроенергетики Інституту загальної енергетики НАН України С.В. Дубовський, реалізація заходів щодо реконструкції існуючих енергоблоків ТЕС “стане інвестиційно привабливою за умови збільшення податку на викиди основних забруднювачів до 10 разів” [2]. У своїх розрахунках дослідник спирався на усереднені дані [2, с. 52], через що результат вийшов узагальненим. Не применшуючи значення методики розрахунку С.В. Дубовського, слід зауважити, що для об’єктивності оцінки інвестиційної привабливості проектів реконструкції ТЕС доцільно спиратися на конкретні дані по кожному підприємству.

У 2015 р. Міністерством енергетики та вугільної промисловості України було розроблено Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ) \*, метою якого стала мінімізація негативних економічних наслідків, спричинених невиконанням Директиви 2001/80/ЄС \*\* Енергетичного співтовариства, до якого Україна приєдналась у 2011 р. Згідно з НПСВ, передбачено реалізацію ряду заходів, зокрема – модернізацію існуючих спалювальних установок ТЕС. Але у плані не наведено даних про передбачувані інвестиційні витрати, що унеможливує економічну оцінку доцільності його виконання.

#### **Аналіз техніко-економічного стану теплової енергетики України**

Вітчизняний сектор теплової енергетики є основою Об’єднаної енергетичної системи України (ОЕСУ). Сьогодні на нього припадає 63% (у тому числі на ТЕС – 51% і на ТЕЦ – 12%) сумарної встановленої потужності української енергетики. У 2016 р. нашими ТЕС було вироблено 49902 млн. кВт·г електроенергії (або 33,4% загальної енергогенерації в Україні). У цей самий період ТЕЦ виробили 6709 млн. кВт·г електроенергії (або 4,5%), АЕС – 80950 млн. кВт·г (або 54%) і ГЕС – 9126 млн. кВт·г (або 6%) \*\*\*. З огляду на це, стає очевидним, що економічна ефективність теплової енергогенерації безпосередньо позначається на економіці країни в цілому.

Економічна ефективність теплової енергогенерації характеризується кількістю теплової енергії, трансформованої в електричну. Оскільки при спалюванні палива частина теплової енергії втрачається, то номінальна теплотворність палива не може слугувати показовою величиною \*\*\*\*. Втрата теплової енергії у процесі генерації електричної залежить від технологічних особливостей енергоблоків і виробничого навантаження на ТЕС. Тому для об’єктивності оцінки економічної ефективності теплової енергогенерації слід використати показник, який характеризує загальну кількість тепла, витрачену на виробництво одиниці електроенергії. В Україні для таких цілей прийнято використовувати показник умовного палива, 1 кг якого дорівнює 7000 ккал (29,3 МДж) теплотворності. Отже, у вітчизняній статистичній звітності показник питомих (на одиницю виробленої електроенергії) витрат умовного палива на ТЕС є ключовим, за яким оцінюється економічна ефективність енергогенерації.

\* Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996332>.

\*\* Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants // Official Journal of the European Communities. – L 309/1, 27.11.2001.

\*\*\* Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

\*\*\*\* Маючи заданий показник теплотворності, ми не зможемо дістати уявлення про обсяг згенерованої електроенергії.

Сьогодні в Україні спостерігається тенденція до зростання питомих витрат умовного палива (табл. 1), зумовлена зносом устаткування ТЕС і недостатньою кількістю реалізованих заходів щодо його оновлення. Так, із 97 енергоблоків українських ТЕС 8 відпрацювали розрахунковий ресурс, а ще 79 перевищили встановлений парковий ресурс [3]. Але, з огляду на специфіку експлуатації енергоблоків вітчизняних ТЕС, встановлений розрахунковий (100 тис. годин) і парковий (200–220 тис. годин) ресурси не можна вважати показовими, оскільки їх було визначено для нормальних умов експлуатації (тобто коли енергоблоки встановленою потужністю 100–150 МВт працюють у маневреному режимі, а енергоблоки встановленою потужністю 200–300 МВт використовуються як базові потужності). У сучасних умовах українські ТЕС використовують пилувугільні блоки встановленою потужністю 200–300 МВт у маневрених напівпікових режимах, що прискорює знос устаткування. З огляду на це, можна зробити висновок, що реальний знос устаткування не відповідає встановленому ресурсу ТЕС.

Таблиця 1

**Питомі витрати умовного палива ТЕС ТОВ “ДТЕК Енерго” \***

(г/кВт·г)

ТЕС	Роки					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Криворізька.....	377	382	391	396	442	421
Придніпровська.....	411	422	430	427	441	447
Ладизинська.....	380	378	380	389	394	378
Запорізька.....	362	368	364	353	353	363
Добротворська.....	419	410	411	414	409	420
Курахівська.....	385	388	386	379	393	390
Луганська.....	425	427	426	420	447	443
Бурштинська.....	409	404	398	398	397	416

\* Складено автором за [4]; Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 37.

Знизити питомі витрати умовного палива на вітчизняних ТЕС можливо за умови капітального ремонту та технологічної модернізації діючих енергоблоків. Реалізація таких заходів сприятиме зниженню втрат теплової енергії у процесі енергогенерації, що, у свою чергу, безпосередньо позначиться на витратах палива. Крім того, оптимізація виробничого навантаження теж повинна вплинути на зниження питомих витрат умовного палива, оскільки, згідно з економічною теорією [5], виробнича функція промислового підприємства має вигляд експоненти, тобто потенціально існує рівень виробництва, при якому питомі капітальні витрати будуть найнижчими.

Існує ще один важливий фактор, який може опосередковано позначитися на економічній ефективності вітчизняної теплової енергогенерації. Це зобов'язання України перед Енергетичним співтовариством щодо виконання Директиви 2001/80/ЄС \* про обмеження викидів забруднюючих речовин у повітря спалювальними установками, чия встановлена потужність перевищує 50 МВт. На сьогодні рівень викидів забруднюючих речовин у повітря українськими ТЕС

\* Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

значно перевищує норми, встановлені цією директивою (табл. 2), через що стало очевидним невиконання Україною до 2017 р. (строку, визначеного для нашої держави) зобов'язань з модернізації або закриття великих спалювальних установок, які перевищують за встановленою потужністю 50 МВт. Через невиконання директиви Енергетичного співтовариства на українські ТЕС накладатимуться штрафні санкції, що зробить процес теплової енергогенерації менш ефективним з економічної точки зору.

Таблиця 2

**Рівень викидів забруднюючих речовин українськими ТЕС \***(мг/нм<sup>3</sup>)

Забруднюючі речовини	Існуючий стан	Директива 2001/80/ЄС
Тверді частинки		50
Осаджувальний електрод < 12 м	600–2500	
Осаджувальний електрод > 12 м	250–2100	
Мокрі золовловлювачі	1100–3200	
Діоксид сірки SO <sub>2</sub>	2000–7000	400
Оксиди азоту NO <sub>2</sub>	500–1800	200

\* Складено автором за [3].

Отже, на підставі аналізу наведених факторів можна виокремити такі основні шляхи підвищення економічної ефективності вітчизняної теплової енергогенерації: ремонт і модернізація діючих енергоблоків; оптимізація виробничого навантаження на ТЕС; реалізація заходів щодо зниження викидів забруднюючих речовин у повітря.

Тим часом реалізація окреслених заходів (за винятком оптимізації виробничого навантаження) може бути економічно не вигідною, якщо брати до уваги можливість заміщення енергоблоків ТЕС альтернативними енергетичними потужностями. Тому для отримання максимально позитивного економічного ефекту в рамках національної енергетики слід приймати ті проекти, що матимуть найвищу інвестиційну ефективність. З точки зору інвестора, це рішення є логічним, тоді як для держави це інструмент здійснення енергетичної політики \*.

**Методичний підхід до оцінки проектів в енергетиці**

В українській енергетиці альтернативою проектам модернізації діючих енергоблоків ТЕС можуть стати проекти будівництва потужностей відновлюваної енергетики. Об'єкти атомної енергетики не розглядаються як альтернативні, оскільки вони, по-перше, вимагають великих обсягів інвестицій, а по-друге – створюють ряд проблем, пов'язаних з безпекою експлуатації реакторів та зберіганням відпрацьованого ядерного палива.

Таким чином, доцільність модернізації діючих енергоблоків ТЕС зумовлюється результатами порівняння оцінок ефективності капіталовкладень у проекти модернізації та в альтернативні проекти розбудови об'єктів відновлюваної енергетики.

Традиційно рішення про капіталовкладення приймається за результатами оцінки чистої приведеної вартості (NPV) інвестиційного проекту. Проте контекст використання цього показника обмежується заданими часовими рамками проекту. З огляду на це, використання NPV-методу є актуальним лише за умови порівняння проектів з чітко визначеними строками реалізації. Такі обмеження сто-

\* Мається на увазі створення інституційних передумов для розвитку певного сектору енергетики.

суються і внутрішньої норми прибутку (IRR) проекту, показник якої (як і показник NPV) змінюється залежно від заданого строку його реалізації.

До того ж слід зауважити, що **мета** даної **статті** полягає у здійсненні попередньої оцінки, спрямованої на визначення відносної економічної ефективності окремих технологій виробництва електроенергії в поточних умовах господарювання, у зв'язку з чим дисконтування грошових потоків можна вважати необов'язковою умовою методики оцінки.

Наведені зауваження пояснюють доцільність використання методу аналізу кумулятивних прямих для оцінки ефективності капіталовкладень у модернізацію об'єктів теплової енергетики. Згідно з даним методом, найбільш прийнятними для реалізації є проекти, чия кумулятивна пряма грошового потоку має більший кут відносно осі  $X$  (у рамках єдиного графіка). За таких умов проекти характеризуватимуться відносно високими темпами накопичення фінансового ресурсу. Але використання методу аналізу кумулятивних прямих можливе лише при ануїтетному грошовому потоці. В іншому випадку – при непостійному грошовому потоці – слід застосовувати метод аналізу кумулятивних кривих.

Для забезпечення автоматизації та динамічності порівняльної оцінки ефективності капіталовкладень у модернізацію об'єктів теплової енергетики доцільно розробити інформаційно-аналітичну систему, що виконуватиме відповідні розрахунки на основі інформації, зчитуваної з бази даних або із зовнішніх ресурсів. Останнє дасть можливість оперативно реагувати на зміну зовнішніх економічних факторів. Алгоритм розрахунку міститиме ряд операцій з визначення ключових показників ефективності проектів модернізації діючих енергоблоків ТЕС (рис. 1) та альтернативних проектів розбудови об'єктів відновлюваної енергетики (рис. 2).

З метою розробки програмного забезпечення, що імітуватиме господарську діяльність (на основі наведеного алгоритму) об'єктів української енергетики, використано мову програмування Python. Концепція програми передбачає зчитування статичної та динамічної інформації для виконання відповідних розрахункових операцій. Статичну інформацію від самого початку закладено у базі даних, тоді як динамічна – автоматично зчитується із зовнішніх ресурсів.

#### **Розробка інформаційно-аналітичної системи для проекту модернізації енергоблока Ладжинської ТЕС**

Першою операцією, здійсненою в рамках програмного забезпечення, є визначення оптимального рівня навантаження на ТЕС, який характеризується максимальним виробництвом електроенергії на 1 т витраченого умовного палива. Вхідним параметром для цієї операції є назва електростанції, що автоматично викликає статистичну вибірку, заздалегідь розміщену у файловій системі. Для коректного зчитування інформації вибірку слід конвертувати у текстовий файл csv.

Із введенням назви ТЕС інтерпретатор коду Python розрахує кореляцію та побудує графік залежності питомого виробництва електроенергії (на 1 т витраченого умовного палива) від загального навантаження електростанції. Для Ладжинської ТЕС (взятої як приклад) максимальне питоме виробництво електроенергії складатиме 2818 кВт·г, при загальному навантаженні на електростанцію 4538 млн. кВт·г на рік (рис. 3). За таких умов електростанція функціонуватиме у максимально ефективному режимі, споживаючи щороку 1634 тис. т умовного палива (рис. 4). З огляду на це, точку ефективності у 4538 млн. кВт·г на рік буде прийнято як вхідний параметр для подальшого розрахунку.

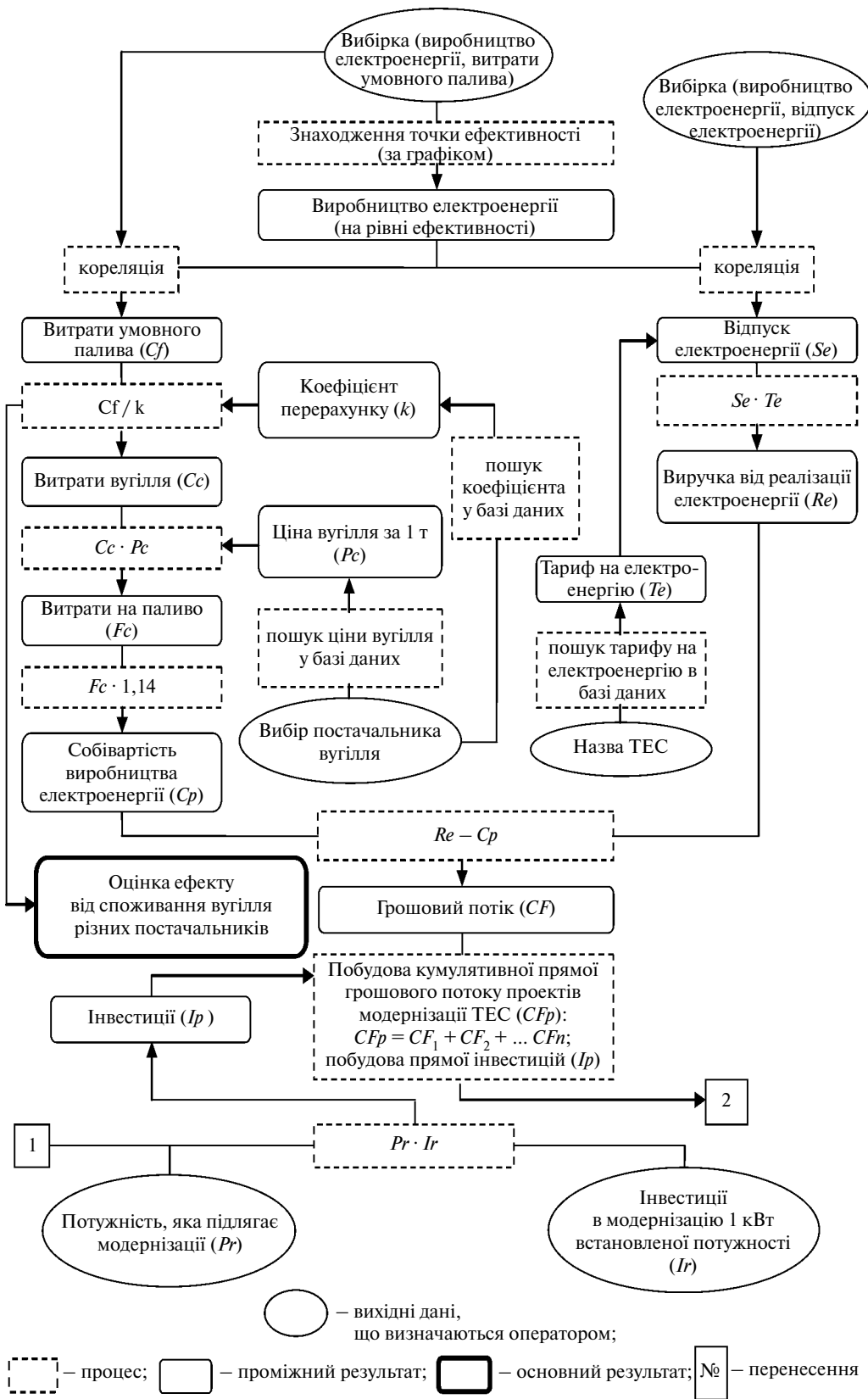


Рис. 1. Блок алгоритму, що відповідає за оцінку ефективності проектів модернізації енергоблоків ТЕС

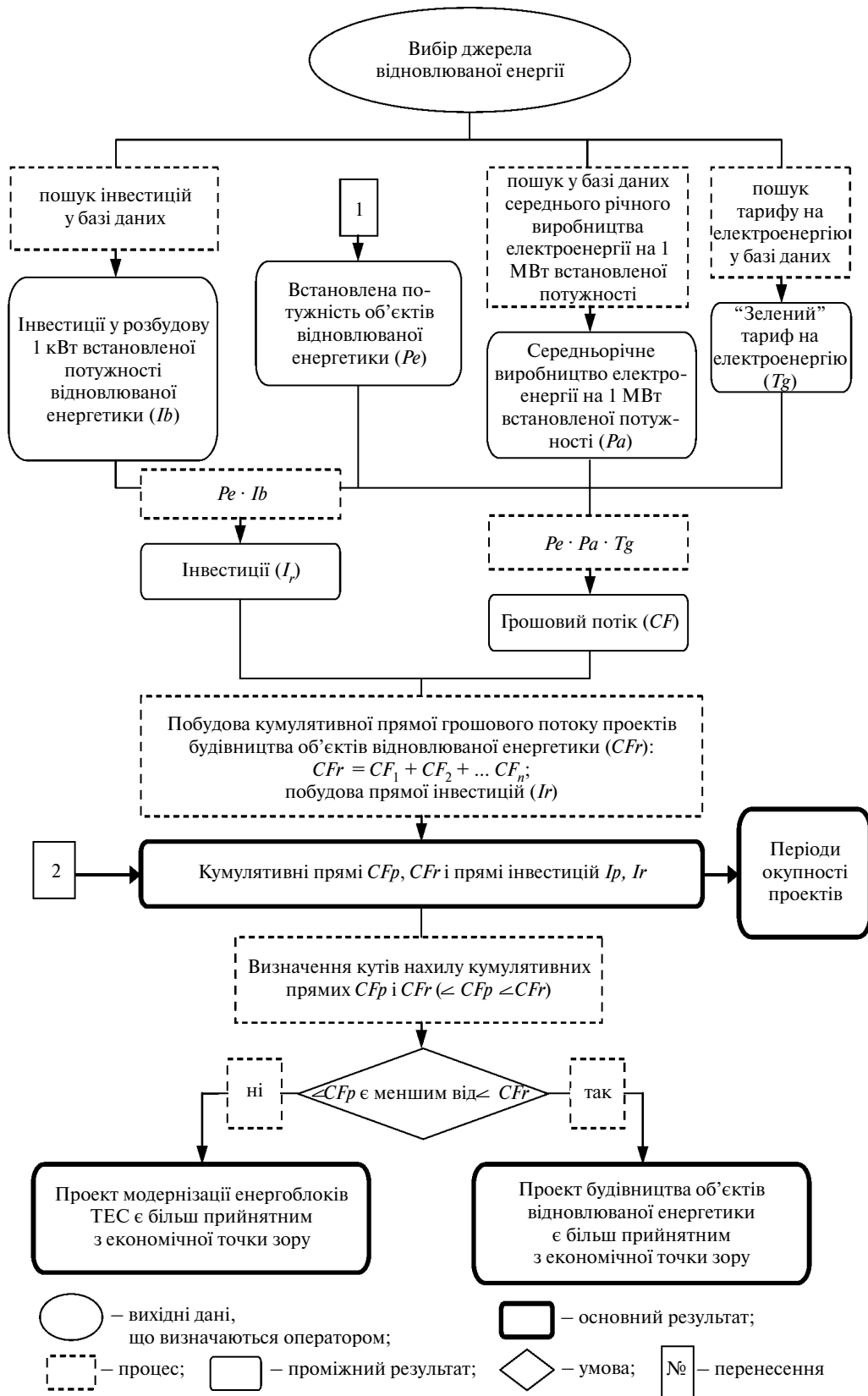
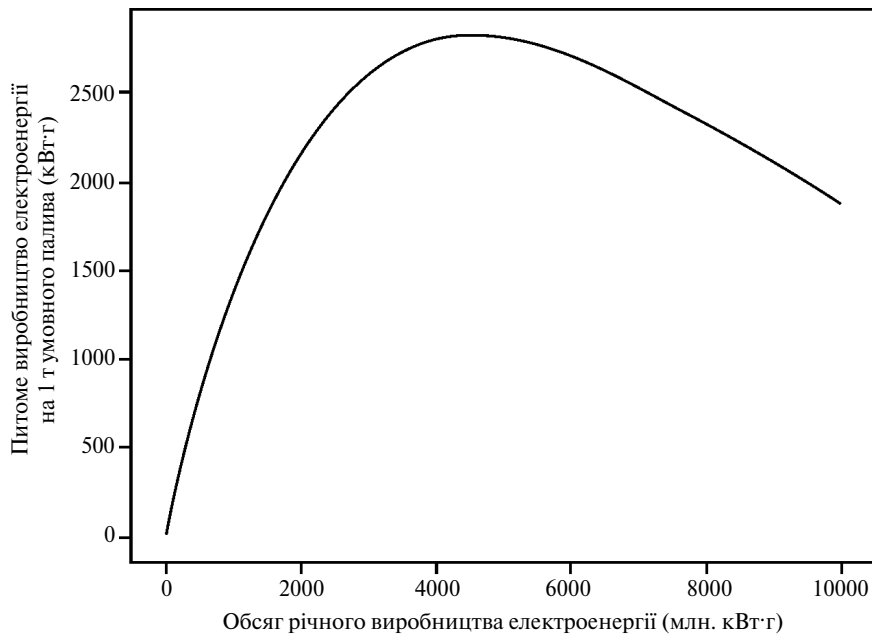


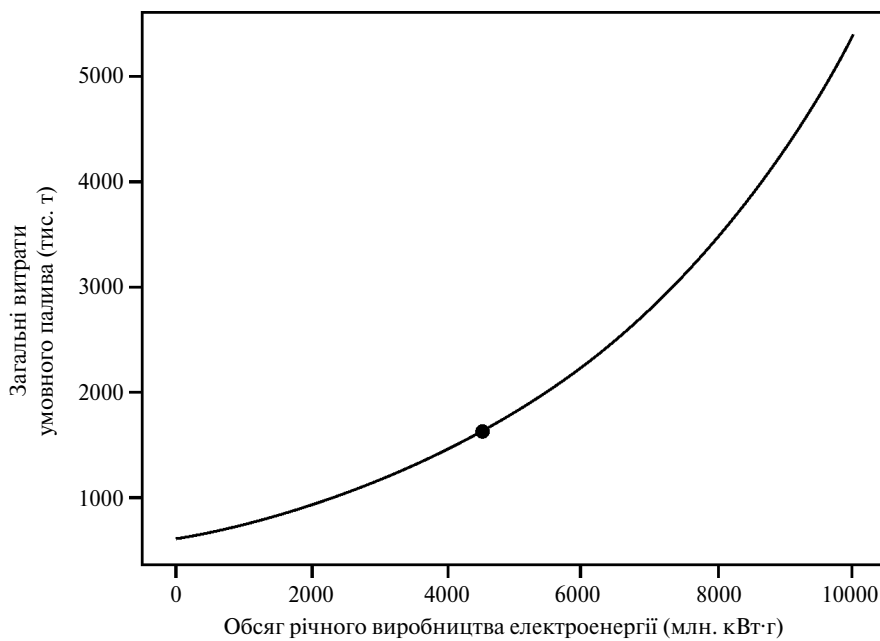
Рис. 2. Блок алгоритму, що відповідає за оцінку ефективності проектів будівництва об'єктів відновлюваної енергетики





**Рис. 3. Залежність питомого виробництва електроенергії (кВт·г на 1 т умовного палива) від загального річного навантаження на Ладжинській ТЕС**

Складено автором за: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

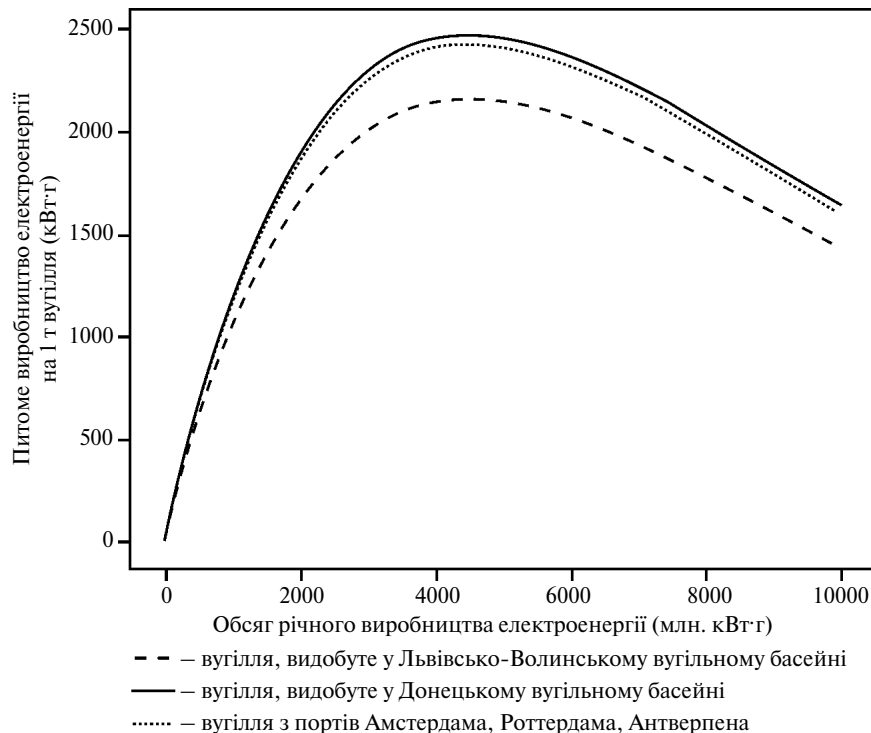


**Рис. 4. Залежність сукупних витрат умовного палива від загального річного навантаження на Ладжинській ТЕС**

Складено автором за: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

Таким чином, встановлено, що при максимально ефективному режимі роботи Ладжинська ТЕС вироблятиме 2818 кВт·г електроенергії на 1 т витраченого умовного палива. Для перерахунку цього показника у вугільний еквівалент слід

використати коефіцієнт, який характеризує теплотворність вугілля, прийнятого до розрахунку. У код програми закладено три коефіцієнти, що відповідають певним постачальникам вугілля: Донецький вугільний басейн – 0,876 (теплотворність – 6132 ккал на 1 кг); Львівсько-Волинський вугільний басейн – 0,764 (теплотворність – 5348 ккал на 1 кг); Амстердам, Роттердам, Антверпен (API2 \*) – 0,857 (теплотворність – 6000 ккал на 1 кг). Задавши назву постачальника (у даному прикладі – Донецький вугільний басейн), програма побудує графік залежності питомого виробництва електроенергії (кВт·г на 1 т вугілля) від загального річного навантаження на ТЕС, де безперервною лінією буде позначено залежність для обраного сорту вугілля, а пунктирною – альтернативні варіанти (рис. 5).



**Рис. 5. Залежність питомого виробництва електроенергії (кВт·г на 1 т вугілля) від загального річного навантаження на Ладизинській ТЕС**

Складено автором за: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

На основі аналізу рисунка 5 можна зробити висновок, що для підвищення фізичної ефективності теплової енергогенерації доцільно використовувати вугілля з максимальним показником теплотворності. Тим часом, з точки зору економічної ефективності, до уваги слід брати відношення вартості вугілля до його теплотворності.

Визначивши загальні витрати вугілля (1810 тис. т) при максимально ефективному навантаженні (4538 млн. кВт·г на рік), можна розрахувати річні витрати на паливо. Для виконання цієї операції програма зчитуватиме інформацію про вартість 1 т вугілля від обраного постачальника. Вартість українського вугілля, що

\* API2 є щотижневим індексом цін на умовах CIF ARA (Амстердам, Роттердам, Антверпен) на енергетичне вугілля з теплотворною здатністю 6000 ккал/кг і сіркою до 1% (Спорим на формулу: експерти разошлись во мнении о справедливости новой формулы ценообразования для украинского угля // ЭнергоБизнес. – 2016. – № 24. – С. 12–16).

видобувається у Донецькому і Львівсько-Волинському вугільних басейнах, на сьогодні становить 2074 грн. за 1 т \*. У програмній площині ця інформація є статичною і зберігається у базі даних. Вартість вугілля у портах Амстердама, Роттердама, Антверпена автоматично зчитується із зовнішнього електронного ресурсу \*\*, після чого до неї додається вартість транспортування вугілля до українських ТЕС (18,8 дол. \*\*\*). Отримане сумарне значення перераховується у гривневий еквівалент. При цьому входним параметром для конвертації слугує поточний курс валют, який автоматично зчитується з офіційного сайту НБУ \*\*\*\*. Таким чином, встановлено, що загальні витрати на закупівлю вугілля, що видобувається у Донецькому басейні, складатимуть 3754 млн. грн. \*\*\*\*\*.

Для розрахунку повної собівартості виробництва 4538 млн. кВт·г електроенергії використано коефіцієнт, який характеризує постійні витрати теплової енергогенерації. Для українських ТЕС він у середньому дорівнює 0,14. Додавши до коефіцієнта 1 і помноживши його на сукупні паливні витрати (які є змінними витратами), ми отримуємо загальну собівартість виробництва електроенергії. За результатами розрахунків встановлено, що повна собівартість виробництва 4538 млн. кВт·г електроенергії на Ладизинській ТЕС складатиме 4279 млн. грн.

Наступним етапом розробки програмного забезпечення є перехід до правої гілки алгоритму (див. рис. 1), яка характеризує процес розрахунку доходу електростанції. Відомо, що ТЕС можуть реалізувати лише частину виробленої електроенергії, оскільки від 7% до 15% енергогенерації (середній показник по українських ТЕС) витрачається на власні виробничі потреби електростанції. З огляду на це, до розрахунку приймається тільки обсяг відпущеної електроенергії, який дорівнює різниці між згенерованою та спожитою енергією. Для встановлення частки електроенергії, що потенціально може бути відпущена у мережу, програма опрацьовує статистичну вибірку, на основі чого визначає залежність відпуску електроенергії від загального навантаження ТЕС.

Встановлено, що при максимально ефективному навантаженні у 4538 млн. кВт·г Ладизинська ТЕС відпускатиме у мережу 4161 млн. кВт·г електроенергії на рік. Алгоритм роботи програми передбачає помноження цього показника на тариф для Ладизинської ТЕС, який зберігається у базі даних, у результаті чого буде розраховано її річний дохід (6326 млн. грн.). Таким чином, визначивши річний позитивний (дохід від збуту електроенергії) та річний негативний (витрати на виробництво електроенергії) грошові потоки від операційної діяльності ТЕС, можна обчислити чистий річний грошовий потік проекту, який для заданого проекту складатиме 2046 млн. грн.

Для оцінки проектів з точки зору періоду їх окупності необхідно порівняти кумулятивний грошовий потік з інвестиціями у модернізацію ТЕС, які визнача-

\* За цією ціною оператор українського вугільного ринку ДП “Вугілля України” збуває вугілля на ТЕС.

\*\* Фьючерсы на энергоносители // Электронный портал “Economic data” [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://economicdata.ru/futures.php?menu=energy-futures&fu\\_id=18&fu\\_ticker=MTF&futures\\_show=charts](http://economicdata.ru/futures.php?menu=energy-futures&fu_id=18&fu_ticker=MTF&futures_show=charts).

\*\*\* Вартість транспортування надано аналітичним центром “Енергетика України” (Спорим на формулу: експерты разошлись во мнениях о справедливости новой формулы ценообразования для украинского угля // ЭнергоБизнес. – 2016. – № 24. – С. 12–16).

\*\*\*\* Офіційний курс гривні щодо іноземних валют // Офіційний сайт Національного банку України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://bank.gov.ua/control/uk/curmetal/detail/currency?period=daily>.

\*\*\*\*\* Станом на серпень 2017 р.

ються шляхом розрахунку ( $Pr \cdot Ir \cdot 1000$ ) заданих параметрів: “потужність, яка підлягає модернізації \* ( $Pr$ )”; “інвестиції в модернізацію 1 кВт встановленої потужності ( $Ir$ )”.

У наведеному прикладі розглядається варіант модернізації діючого енергоблока Ладжинської ТЕС встановленою потужністю 300 МВт, що передбачає встановлення котла з циркулюючим киплячим шаром, за рахунок чого ККД енергоблока буде підвищено до 37–39%. Крім того, рівень викидів забруднюючих речовин модернізованим енергоблоком не перевищуватиме європейських екологічних норм, а вартість такого проекту становитиме 1500 дол. на 1 кВт встановленої потужності [1].

З метою виявлення найбільш економічно прийняттого напрямку розвитку вітчизняної енергетики слід порівняти визначені (за попереднім розрахунком) характеристики проекту модернізації діючих енергоблоків ТЕС з аналогічними характеристиками проектів будівництва об’єктів відновлюваної енергетики. Для виконання такої операції необхідно здійснити відповідні розрахунки економічної ефективності експлуатації об’єктів відновлюваної енергетики, де вхідним параметром слугує тип електростанції, який розглядається як можлива альтернатива існуючим об’єктам теплової енергетики. У базу даних програми закладено два типи електростанцій – ВЕС і СЕС.

З визначенням типу електростанції програма розпочне пошук у базі даних параметрів, які необхідні для розрахунку грошового потоку і загального обсягу інвестицій, а також відповідають обраному об’єкту. У базу даних програми внесено ряд таких параметрів (табл. 3).

Таблиця 3

**База даних про вхідні параметри оцінки економічної ефективності експлуатації об’єктів відновлюваної енергетики**

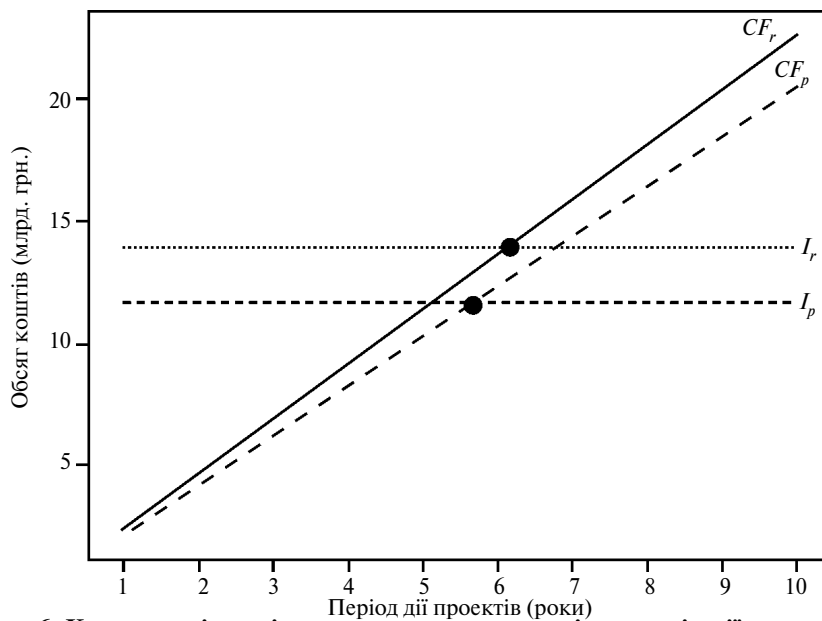
Вхідні параметри	ВЕС	СЕС
Виробництво електроенергії на 1 МВт встановленої потужності (млн. кВт·г на рік).....	2,16	1,01
Інвестиції у розбудову 1 кВт потужності (дол.).....	1300	1600
“Зелений” тариф на електроенергію (грн. за 1 кВт·г).....	3,25	7,44

Припустимо, що як альтернатива модернізації діючого енергоблока Ладжинської ТЕС розглядається проект будівництва СЕС аналогічної потужності. Шляхом виконання програмою відповідних розрахунків визначено, що будівництво СЕС встановленою потужністю 300 МВт коштуватиме 13955 млн. грн. Щороку така СЕС вироблятиме близько 303 млн. кВт·г електроенергії. Якщо взяти за основу поточний “зелений” тариф на електроенергію, то можна спрогнозувати, що грошовий потік електростанції становитиме близько 2254 млн. грн. на рік.

На основі виконаних розрахунків програма побудує графік з двома кумулятивними прямими грошового потоку, що відповідатимуть проектам модернізації діючих енергоблоків ТЕС і будівництва об’єкта відновлюваної енергетики. Кумулятивні прямі перетинатимуться з прямими інвестицій, що відповідають проектам, де точки перетину характеризуватимуть періоди окупності проектів (рис. 6).

Заключною операцією алгоритму програми стане визначення кутів кумулятивних прямих відносно осі  $X$  (періоду). Оскільки більший кут характеризує стрімкіше накопичення фінансового ресурсу, то відповідний проект буде визначено як найбільш економічно ефективний.

\* Потужності, що підлягають модернізації, мають бути кратними потужностям енергоблоків.



**Рис. 6.** Кумулятивні прямі грошового потоку проектів модернізації енергоблока Ладжинської ТЕС ( $CF_p$ ) і будівництва СЕС ( $CF_r$ ), прямі інвестиції, залучених для модернізації енергоблока Ладжинської ТЕС ( $I_p$ ) і будівництва СЕС ( $I_r$ )

За результатами виконання алгоритму у консоль інтегрованого середовища розробки буде винесено вхідні (що вводяться вручну) параметри (табл. 4) і характеристики ефективності проектів (табл. 5).

Таблиця 4

#### Вхідні параметри

Вхідні параметри	Показники
Назва ТЕС.....	Ладжинська
Постачальник вугілля для ТЕС.....	ДП Донбасу
Загальна потужність енергоблоків, які підлягають модернізації (МВт).....	300
Інвестиції в модернізацію 1 кВт потужності (дол.).....	1500
Альтернативний проект відновлюваної енергетики.....	СЕС

Отже, на основі аналізу встановлено, що, з економічної точки зору, проект будівництва СЕС є ефективнішим, ніж проект модернізації енергоблока Ладжинської ТЕС. Про це свідчать вищі темпи накопичення фінансового ресурсу, зумовлені більшим кутом кумулятивної прямої грошового потоку відносно осі  $X$  ( $66^\circ$  проти  $63^\circ$ ). Незважаючи на триваліший період окупності (6 років і 2 місяці проти 5 років і 8 місяців), проект будівництва СЕС є ефективнішим, оскільки у тривалій перспективі він матиме більший економічний ефект.

Таблиця 5

#### Характеристики ефективності проектів

Характеристики	Показники
<b>Проект модернізації енергоблока Ладжинської ТЕС</b>	
Загальні інвестиції (млн. грн.).....	11561
Річні витрати умовного палива (тис. т).....	1610
Річні витрати вугілля (тис. т).....	1810

Закінчення таблиці

Річне виробництво електроенергії (млн. кВт·г).....	4538
Загальна собівартість виробництва електроенергії (за рік) (млн. грн.).....	4279
Річний дохід (млн. грн.).....	6326
Річний грошовий потік (млн. грн.).....	2046
Період окупності проекту.....	5 років 8 місяців
Нахил кута кумулятивної прямої грошового потоку (градуси)	63
<b>Проект будівництва та експлуатації СЕС</b>	
Інвестиції у будівництво об'єкта відновлюваної енергетики (млн. грн.).....	13873
Річне виробництво електроенергії (млн. кВт·г).....	303
Річний грошовий потік (млн. грн.).....	2254
Період окупності проекту.....	6 років 2 місяці
Нахил кута кумулятивної прямої грошового потоку (градуси)	66

Слід зауважити, що наведений у дослідженні науково-методичний підхід до порівняльної оцінки ефективності капіталовкладень у модернізацію об'єктів теплової енергетики не враховує ефекту дисконтування ( $r = 0$ ), оскільки не ставить за мету приведення вартості кумулятивного грошового потоку на теперішній час. Основною метою даного науково-методичного підходу є визначення вектора, який відповідно до сучасних умов (цін на паливо, тарифів, курсів валют тощо) задаватиме темпи накопичення фінансового ресурсу, характеризуючи тим самим відносну економічну ефективність певного способу енергогенерації. З огляду на це, наведений науково-методичний підхід може бути застосований як інструмент попереднього оцінювання енергетичної системи з точки зору ефективності її експлуатації.

### Висновки

Сучасний світ знаходиться на порозі енергетичної революції, яка передбачає перехід до широкомасштабного використання відновлюваних джерел енергії. Ключовими передумовами для активізації революційних процесів стануть здорожчання енергетичних ресурсів і усвідомлення масштабів екологічних втрат, викликаних викидами забруднюючих речовин у повітря. При цьому багато науковців сходяться на думці, що процес переходу до широкого використання відновлюваних джерел енергії буде повільним, оскільки сучасна висококапіталізована інфраструктура традиційної енергетики та помірні ціни на енергоресурси слугують дестимуляторами для енергетичних перетворень.

На сьогодні в українській енергетиці склалася ситуація, коли зношеність енергогенеруючих потужностей ТЕС, поряд з нестачею недорогого (відносно світових розцінок) вітчизняного палива, применшують значення дестимуляторів енергетичних перетворень. Така ситуація створює сприятливі передумови для розвитку сектору відновлюваної енергетики. Тим часом для розробки конкретної стратегії переходу від традиційних джерел енергії до відновлюваних необхідно виконувати кількісну оцінку ефективності по кожному проекту такого переходу. Одним з інструментів вирішення цієї складної проблеми є формування інформаційно-аналітичної системи попередньої оцінки порівняльної ефективності різних напрямів розвитку енергогенерації.

Розроблений у рамках даної статті науково-методичний підхід надає можливість, за умови його подальшого розвитку і реалізації на рівні сучасних інформаційних технологій, побудувати інформаційно-аналітичну систему для виконання автоматизованої попередньої оцінки порівняльної ефективності проектів модернізації діючих енергоблоків ТЕС; будівництва та експлуатації ВЕС; будівництва та експлуатації СЕС. Алгоритм роботи програми передбачає розрахунок критеріїв ефективності, що характеризували б потенціальний економічний ефект від експлуатації традиційних (модернізованих ТЕС) і відновлюваних (ВЕС і СЕС) об'єктів енергетики. На основі аналізу таких критеріїв програма виявляє найбільш економічно привабливі проекти.

З урахуванням цього зауваження подана у статті інформаційно-аналітична система може бути використана Міністерством енергетики та вугільної промисловості України у рамках процесу цифровізації управлінських рішень у сфері розробки напрямів розвитку енергетики, оскільки ця система оперативного надає попередню інформацію про динамічні зрушення в економічному потенціалі її секторів.

Наступним кроком на шляху обґрунтування стратегічних векторів розвитку енергетичного сектору має стати детальне професійне обговорення попередніх оцінок, отриманих за допомогою автоматизованих розрахунків, з подальшим переходом до вибору конкретних напрямів розвитку й розробки інвестиційних проектів (за рахунок державних або приватних інвесторів і/або на засадах державно-приватного партнерства). На цьому етапі може виникнути необхідність у застосуванні науково-методичних підходів до прогнозування змін факторів інвестиційних проектів, а також у визначенні економічних умов, за яких той чи інший проект в енергетиці стане інвестиційно привабливим.

Отже, зазначене зумовлює доцільність подальшої розробки окреслених науково-методичних підходів, спрямованих на цифровізацію управлінських рішень органів державної влади і управління, з подальшим наданням їм сучасного інформаційно-аналітичного забезпечення.

#### Список використаної літератури

1. Халатов А.А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи // Вісник НАН України. – 2016. – № 6. – С. 53–61.
2. Дубовський С.В., Коберник В.С. Техніко-економічні оцінки перспективних природоохоронних технологій теплової енергетики України // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – № 2. – С. 49–56.
3. Черноусенко О.Ю. Стан енергетики України та результати модернізації енергоблоків ТЕС // Проблеми загальної енергетики. – 2014. – № 4. – С. 20–28.
4. Черноусенко О.Ю., Бутовський Л.С., Грановська О.О., Пешко В.А., Мороз О.С. Вплив роботи у маневрених режимах енергоблоків ТЕС на техніко-економічні характеристики // Проблеми загальної енергетики. – 2016. – № 2. – С. 43–51.
5. Самуэльсон П., Нордхаус В. Экономика ; [пер. с англ.] – М. : Вильямс, 2012. – 1360 с.

#### References

1. Khalatov A.A. *Enerhetyka Ukrainy: suchasnyi stan i naiblyzhchi perspektyvy* [Energy sector of Ukraine: modern state and nearest prospects]. *Visnyk NAN Ukrainy – Visnyk of the NAS of Ukraine*, 2016, No. 6, pp. 53–61 [in Ukrainian].

2. Dubovskyi S.V., Kobernik V.S. *Tekhniko-ekonomichni otsinky perspektyvnykh pryrodookhoronnykh tekhnolohii teplovoi enerhetyky Ukrainy* [Technical and economic evaluation of promising environmental conservation technologies in the thermal power engineering of Ukraine]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2013, No. 2, pp. 49–56 [in Ukrainian].
3. Chernousenko O.Yu. *Stan enerhetyky Ukrainy ta rezul'taty modernizatsii enerhoblokiv TES* [State of energetics in Ukraine and results of modernization of power-generating units at TPP]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2014, No. 4, pp. 20–28 [in Ukrainian].
4. Chernousenko O.Yu., Butovsky L.S., Hranovskaya O.O., Peshko V.A., Moroz O.S. *Vplyv roboty u manevrenykh rezhymakh enerhoblokiv TES na tekhniko-ekonomichni kharakterystyky* [The influence of the work in the maneuvering regimes of power units of coal-firing generating station on the technological and economic characteristics]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2016, No. 2, pp. 43–51 [in Ukrainian].
5. Samuelson P., Nordhaus W. *Ekonomika* [Economics]. Moscow, Vil'yams, 2012 [in Russian].

*Стаття надійшла до редакції 21 листопада 2017 р.  
The article was received by the editorial staff on November 21, 2017.*

---