

УДК 005.8:330.332

Бурунсуз Катерина СергіївнаАспірантка кафедри екологічної безпеки та охорони праці, *orcid.org/0000-0001-5778-6663*

Національний університет кораблебудування ім. адмірала Макарова, Миколаїв

Гончарова Наталія ОлександрівнаКандидат технічних наук, доцент кафедри турбін, *orcid.org/0000-0001-6620-4055*

Національний університет кораблебудування ім. адмірала Макарова, Миколаїв

ВАРТІСНА ОЦІНКА ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ З ПЛАЗМОХІМІЧНОЇ ПЕРЕРОБКИ ВУГІЛЛЯ

Анотація. Останнім часом якість органічної сировини значно погіршується, і проблема використання високозольного вугілля стає все більш актуальною. У зв'язку з цим представляють науковий і практичний інтерес напрями підвищення ефективності технологічних комплексів з переробки вугілля з використанням плазмохімічних систем і дослідження прибутковості та строку окупності інноваційних проектів з їх створення. Визначено чотири основні стадії комбінованого циклу з внутрішньоцикловою газифікацією. Розглянуто переваги парогазових установок з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля. Представлено узагальнену схему комплексу з внутрішньоцикловою плазмохімічною переробкою високозольного вугілля в синтез-газ з подальшим виробленням електроенергії. Визначено основні річні витрати електростанції з внутрішньоцикловою газифікацією. Наведено результати розрахунку дисконтованого строку окупності парогазової електростанції, що працює на природному газі, та з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією. Розраховано чистий дисконтований дохід для парогазової установки, що працює на природному газі, та з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією. Розраховано індекси прибутковості парогазових установок різних типів.

Ключові слова: *інвестиційний проект; парогазова установка з внутрішньоцикловою газифікацією; дисконтований термін окупності; індекс прибутковості; чистий дисконтований дохід*

Постановка проблеми

На сьогодні питання розвитку енергетичної галузі України стає все більш актуальним, що пояснюється фізичним та моральним зношенням основних енергогенеруючих потужностей, невідповідністю їх техніко-економічних показників існуючим світовим стандартам тощо. Зростання попиту на енергетичні ресурси та зміни в структурі їх споживання призводять до необхідності введення нових потужностей, розвитку відповідної інфраструктури, пошуку додаткових джерел енергії [4; 5; 8].

Одним із перспективних напрямів створення сучасних енергетичних потужностей слід вважати технології генерації енергії з використанням у якості енергетичного палива вугілля, а саме технології попередньої газифікації вугілля з подальшим спалюванням одержаного синтез-газу в газотурбінній установці з виробленням електроенергії та утилізацією теплоти [19]. Враховуючи особливості даних проектів [10; 16], їх відносну новизну та недостатність відкритих

публікацій щодо організації процесів їх розвитку, питання розробки окремих складових процесів управління являє собою актуальну науково-прикладну задачу, яка має теоретичний та практичний інтерес.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Наявні моделі управління проектами створення, модернізації та реконструкції, тобто розвитку енергетичних комплексів різного цільового призначення достатньо повно відображені у вітчизняних та закордонних наукових публікаціях [1; 7; 9; 11-13; 15]. Так, виконані дослідження [9] дозволили визначити пріоритети управління паливно-енергетичним комплексом (ПЕК), розробити модель сталого розвитку регіону, яка базується на критеріях екологічної безпеки, структурної відповідності, тощо. В [15] наводиться концепція управління інноваційним розвитком енергетичних підприємств (рис. 1), яка містить принципи управління інноваційним розвитком, механізми та моделі управління.

Концептуальну модель управління проектами реконструкції муніципальних систем тепlopостачання (рис. 2) та моделі управління вартістю даних проектів описана в [7; 11-13].

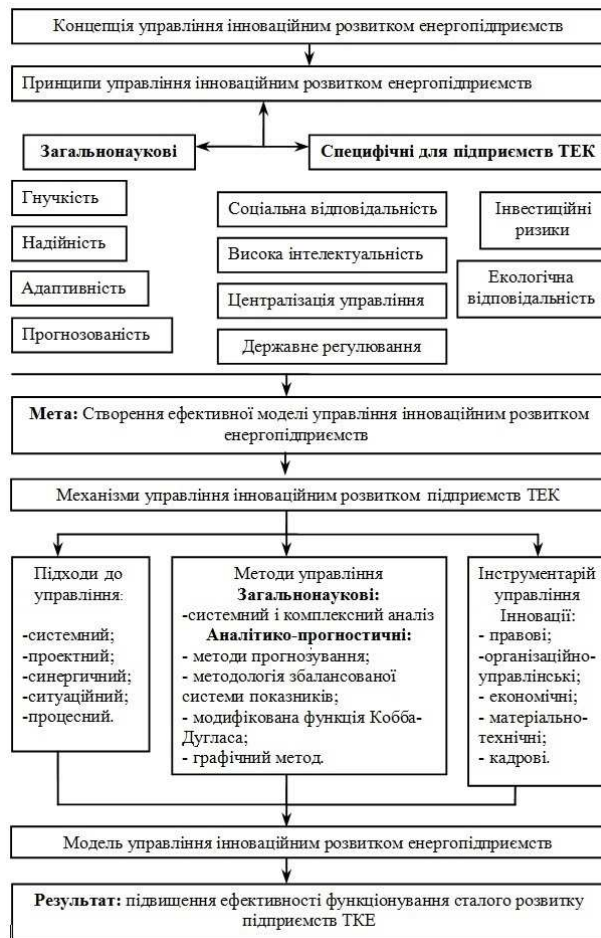


Рисунок 1 – Концепція управління інноваційним розвитком енергетичних підприємств

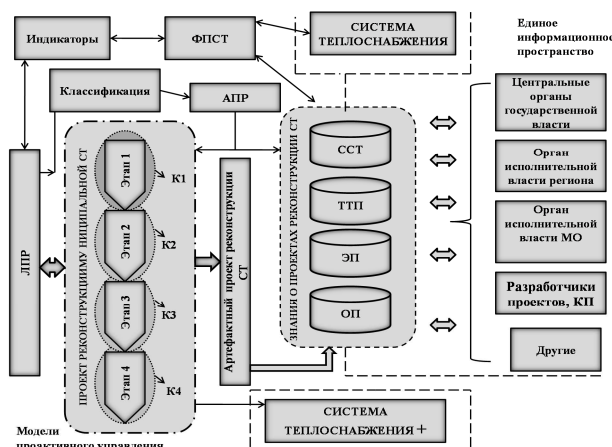


Рисунок 2 – Концептуальна модель управління проектами реконструкції систем тепlopостачання

Запропонована модель формування ієрархії процесів управління вартістю (рис. 3) в якості вихідних даних використовує визначені на підставі

аналізу інформаційних джерел, даних практик управління проектами розвитку систем тепlopостачання фактори, які впливають на вартість проектів:

$$- \{A_n^t\} \{A_n^e\} \{A_n^n\} \{A_c^i\} \{A_c^n\} -$$

множини факторів параметричного та структурного характеру, які впливають на вартісні показники проекту та стосуються підсистеми генерації теплової енергії: техніко-технологічні, економічні, нормативно-правові (параметричні), інфраструктурні, нормативно-правові (структурні).

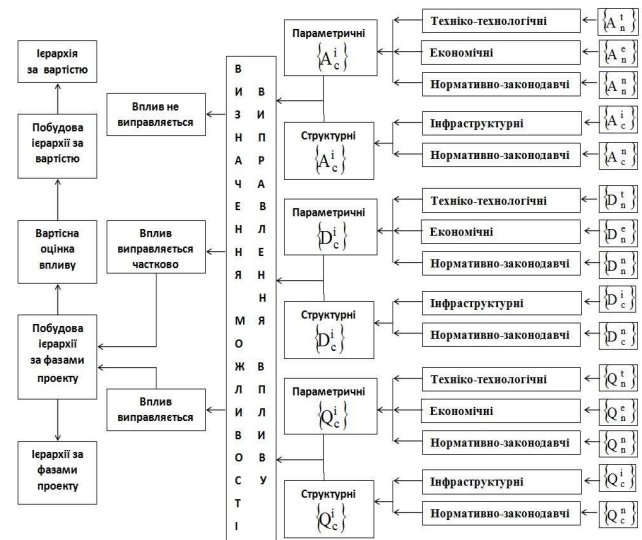


Рисунок 3 – Модель формування ієрархії процесів управління вартістю в проектах розвитку систем тепlopостачання

$$- \{D_n^t\} \{D_n^e\} \{D_n^n\} \{D_c^i\} \{D_c^n\} -$$

множини факторів параметричного та структурного характеру, які впливають на вартісні показники проекту та стосуються підсистеми транспорту та розподілу тепла: техніко-технологічні, економічні, нормативно-правові (параметричні), інфраструктурні, нормативно-правові (структурні);

$$- \{Q_n^t\} \{Q_n^e\} \{Q_n^n\} \{Q_c^i\} \{Q_c^n\} -$$

множини факторів параметричного та структурного характеру, які впливають на вартісні показники проекту та стосуються підсистеми споживачів тепла: техніко-технологічні, економічні, нормативно-правові (параметричні), інфраструктурні, нормативно-правові (структурні).

Однак, як показали виконані дослідження натеper у відповідності до теорії управління проектами стосовно енергетичних комплексів, основаних на технології попередньої газифікації вугілля з подальшим спалюванням одержаного синтез-газу в газотурбінній установці з виробленням

електроенергії та утилізацією теплоти, не виконана вартісна оцінка складових проекту, яка починається на стадії його ініціації та виконується протягом усього життєвого циклу [7] (рис. 4).

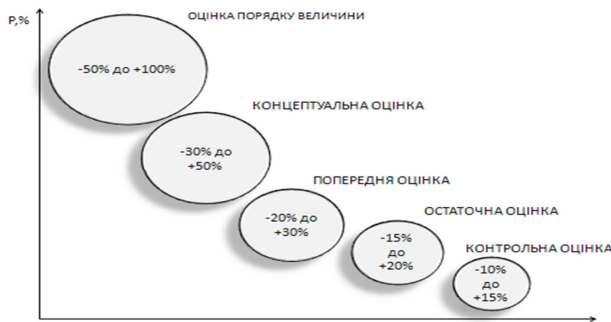


Рисунок 4 – Оцінки вартості проекту та їх точність

Мета статті

Метою статті є вартісна оцінка економічної ефективності технологічної схеми інвестиційного проекту створення енергетичного комплексу з внутрішньоцикловою плазмохімічною переробкою високозольного вугілля в синтез-газ і виробленням електроенергії.

Виклад основного матеріалу

У загальному вигляді технологія комбінованого циклу з внутрішньоцикловою газифікацією складається з чотирьох основних стадій [14; 20].

1. Попередньо підготовлене вугілля окиснюється в газифікаторі, створюючи синтез-газ, що містить в основному CO і H₂.

2. Отриманий синтез-газ із газифікатора спрямовується в систему очищення і охолоджується в утилізаційному котлі з утворенням пари.

3. Очищений синтез-газ спалюється в камері згоряння газотурбінної установки, призначеної для вироблення електроенергії.

4. Залишкова теплота гарячих димових газів з газової турбіни надходить в паровий котел-утилізатор. Пар, вироблений в котлі-утилізаторі, використовується для виробництва додаткової електричної енергії в паровій турбіні.

ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля мають високу екологічну чистоту, можливість досягнення широкого діапазону регулювання навантаження енергоблоків, що забезпечує маневрені режими роботи енергетичної установки. Крім того, до переваг ПГУ належить наявність відпрацьованих технологій повної утилізації рідких і твердих відходів [14].

Технологія плазмохімічної переробки високозольного вугілля [20-23] передбачає використання високоєфективних і екологічно чистих індукційних плазмових генераторів в багатоступневих газифікаторах. Основними особливостями індукційних плазмотронів [20; 22] є їх безелектродне виконання і практично необмежений ресурс, що забезпечує ефективну експлуатацію всього комплексу з переробки вугілля.

На рис. 5 наведено розроблену узагальнену схему комплексу з внутрішньоцикловою плазмохімічною переробкою високозольного вугілля в синтез-газ з подальшим виробленням електроенергії, яка дозволяє досліджувати можливість отримання синтез-газу трьома методами газифікації в прямоточному газифікаторі з плазмовою ініціацією процесу: методом повітряної продувки, з подачею кисню, а також з одночасною продувкою водяної пари і кисню.

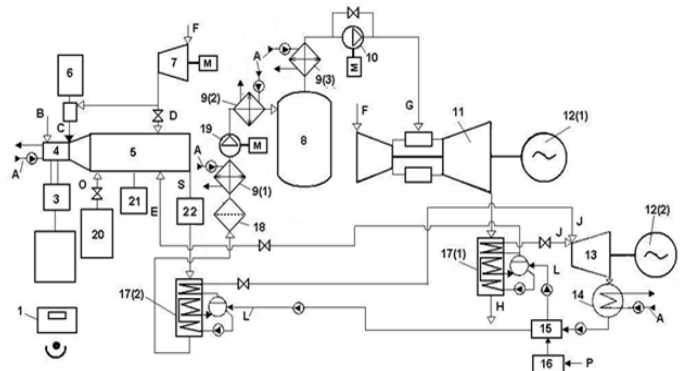


Рисунок 5 – Узагальнена розрахункова схема комплексу з внутрішньоцикловою переробкою високозольного кам'яного вугілля в синтез-газ і виробленням електроенергії:

- 1 – система автоматики; 2 – високовольтний модуль джерела живлення плазмотрона; 3 – високочастотний модуль; 4 – високочастотний плазмотрон; 5 – вертикальний газифікатор вугілля; 6 – вугільний млин; 7 – компресор продувочного повітря; 8 – ємність зберігання синтез-газу; 9 (1), 9 (2), 9 (3) – охолоджувачі синтез-газу; 10 – компресор паливного синтез-газу; 11 – газотурбінний двигун; 12 (1), 12 (2) – електрогенератори; 13 – парова турбіна; 14 – паровий конденсатор; 15 – теплий ящик; 16 – система водопідготовки; 17 (1), 17 (2) – утилізаційні парогенератори (УПГ); 18 – модуль низькотемпературного очищення синтез-газу; 19 – компресор стиснення синтез-газу; 20 – модуль вироблення кисню; 21 – піддон для збирання золи; 22 – модуль високотемпературного очищення синтез-газу; A – охолоджувальна вода; B – плазмотворюючий газ; C – вугільний пил; D – продувочне повітря; E – продувочна водяна пара; F – атмосферне повітря; G – паливний синтез-газ; H – вихлоп ГТД в атмосферу; J – перегрітий водяний пар; L – живильна вода УПГ; O – продувочний кисень; P – прісна вода; S – синтез-газ після газифікатора

Запуск і режимна робота багатоступінчастого газифікатора вугілля забезпечується функціонуванням високочастотних індукційних плазмотронів, які генерують плазмовий струмінь за середньоінтегральної температури близько 4500 К. Використання високочастотних індукційних плазмотронів дозволяє переробляти сировину різного складу і служить основою для створення сучасних установок з мінімальною емісією токсичних компонентів.

Враховуючи перспективність ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією, виникає необхідність проведення оцінки економічної ефективності інвестиційного проекту впровадження плазмохімічної технології на тепловій електростанції (ТЕС).

В якості критерію економічної ефективності використання запропонованого технологічного комплексу доцільно взяти дисконтований термін окупності [3]. Розглянемо два варіанти роботи теплової електростанції – на природному газі і на синтез-газі, що одержується внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією вугілля.

У розрахунках беремо: кількість робочих годин у році для електростанції – 7000 годин, термін корисного використання основних вузлів енергетичного обладнання – 15 років. Припускаємо таке: в розрахунки не входять вартості створення відповідної інфраструктури для функціонування комплексу, місцезнаходження енергетичного комплексу тощо.

Проведені раніше дослідження показують, що при роботі камери згоряння ГТД на синтетичному паливі, мінімальне значення нижчої теплотворної здатності синтез-газу, що забезпечує ефективне його згоряння без додаткової подачі природного газу, становить близько 20 МДж/кг [21]. Оскільки максимальні значення нижчої теплотворної здатності синтез-газу, одержуваного при плазмовій кисневій і киснево-паровій газифікаціях, складають 12-13 МДж/кг [22], то його необхідно розбавляти природним газом з метою підвищення теплотворної здатності. Таким чином, при реалізації схеми ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією річні витрати на закупівлю палива складаються з витрат на закупівлю вугілля і додаткового природного газу. В розрахунках вартості природного газу і вугілля брали 0,211 дол. США/м³ і 0,04 дол. США/кг відповідно, вартість електроенергії, що відпускається електростанцією, – 0,075 дол. США/(кВт·год).

Для ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією потужністю 3943,61 кВт і ККД 27,43% розрахункові питомі капітальні витрати складають близько

817 дол. США на 1 кВт встановленої потужності, а для традиційної ПГУ, що працює на природному газі, потужністю 3588,9 кВт і ККД 35,06% – 631 дол. США на 1 кВт встановленої потужності.

На рис. 6 показано основні річні витрати електростанції з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля, що містять витрати на придбання палива, оплату праці [3], єдиний соціальний внесок (22% від фонду оплати праці) та інші поточні витрати (становлять біля 200% від фонду заробітної плати) [18], включаючи витрати на ремонтні роботи.

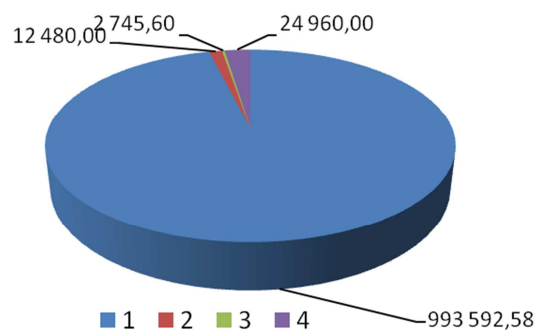


Рисунок 6 – Основні річні витрати електростанції (дол. США):

- 1 – річна вартість палива; 2 – річні витрати на оплату праці; 3 – єдиний соціальний внесок; 4 – інші поточні витрати

Для оцінки ефективності інвестиційного проекту одним з найбільш поширених показників є дисконтований період окупності DPP (discounted payback period), який визначається за формулою [3]:

$$DPP = \min n, \text{ при якому } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq IC,$$

де n – термін реалізації проекту; CF_t – грошовий потік у період t ; r – коефіцієнт дисконтування; IC – початкові інвестиційні витрати на проект; $\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$ – дисконтований грошовий потік з наростанням.

Грошовий потік (CF) визначається за формулою [2]:

$$CF = CI - CO,$$

де CI (cash inflow) та CO (cash outflow) – позитивні та негативні грошові платежі.

До негативних грошових платежів належать основні річні витрати парогазової установки, до позитивних – виручка від реалізації виробленої електроенергії [17].

Розрахунок початкових капітальних вкладень з урахуванням рекомендацій [18] зведено до табл. 1.

Початкові капітальні вкладення становлять 2265720 і 3222033 дол. США, а величини грошових потоків – 593 944 і 492 239 дол. США відповідно.

У табл. 2 і на рис. 7 наведено результати розрахунку дисконтованого строку окупності парогазової установки, що працює на природному газі, та парогазової установки з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією.

Таблиця 1 – Вартість елементів парогазової установки

		ПГУ, що працює на природному газі	ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією
Потужність ПГУ, кВт		3588,9	3943,61
Потужність ГТУ, кВт		2623	2742,6
Потужність ПТ, кВт		965,9	1201,01
Потужність на власні потреби, кВт		269,21	1036,86
Річне напрування, год.		7000	7000
Період корисного використання, рік		15	15
Річна витрата природного газу, м ³		5 254 537,37	3 614 908,85
Річна витрата вугілля, кг		-	5 771 170,26
Питома вартість ПГУ, дол. США/кВт		631,31	817,03
Елемент установки	Вартість 1 кВт встановленої потужності	Вартість, дол. США	Вартість, дол. США
ГТД	-	500 000,00	500 000,00
Парова гурбана	175	169 032,50	210 176,75
Паровий котел	100	96 590,00	120 101,00
Киснева станція	-	0,00	60 000,00
Блок паливної та парової апаратури	150	40 381,50	155 529,00
Два електрогенератори	-	290 000,00	290 000,00
Водопідготовка	-	96 480,00	120 000,00
Газифікатор	-	0,00	240 000,00
Сумарна вартість елементів ПГУ		1 192 484,00	1 695 806,75
Витрати на встановлення ПГУ		1 073 235,60	1 526 226,08
Сумарні капітальні вкладення		2 265 719,60	3 222 032,83

Таблиця 2 – Строк окупності парогазової установки для електростанції

Період t років	Дисконтований грошовий потік, $\frac{CF_t}{(1+r)^t}$, дол. США	Дисконтований грошовий потік з нарощанням $\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$, дол. США	Чистий дисконтований дохід $\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IC$, дол. США
ПГУ, що працює на природному газі / ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією			
1	512 021 / 455 777	512 021 / 455 777	-1 753 699 / -2 766 256
2	441 397 / 422 016	953 418 / 877 793	-1 312 301 / -2 344 240
3	380 515 / 390 755	1 333 933 / 1 268 548	-931 786 / -1 953 484
4	328 030 / 361 811	1 661 963 / 1 630 359	-603 756 / -1 591 67 4
5	282 785 / 335 010	1 944 748 / 1 965 369	-320 972 / -1 256 664
6	243 780 / 310 194	2 188 528 / 2 275 563	-77 192 / -946 470
7	210 155 / 287 217	2 398 683 / 2 562 780	132 963 / -659 253
8	181 168 / 265 942	2 579 851 / 2 828 722	314 131 / -393 311
9	156 179 / 246 242	2 736 030 / 3 074 964	470 311 / -147 069
10	134 637 / 228 002	2 870 668 / 3 302 966	604 948 / 80 933
11	116 067 / 211 113	2 986 734 / 3 514 079	721 015 / 292 046
12	100 058 / 195 475	3 086 792 / 3 709 554	821 072 / 487 521
13	86 257 / 180 995	3 173 049 / 3 890 549	907 329 / 668 516
14	74 359 / 167 588	3 247 408 / 4 058 138	981 688 / 836 105
15	64 103 / 155 174	3 311 510 / 4 213 312	1 045 791 / 991 279

Для оцінки перспективності інвестиційного проекту розглянутої електростанції щодо майбутньої дохідності визначальним параметром є індекс прибутковості PI (Profitability index) [6]. Проект, індекс прибутковості якого більше одиниці, є перспективним. Чим вище значення PI, тим проект

ефективніший і має більший потенціал в плані прибутковості. Розрахунок індексу прибутковості виконується за формулою [6]:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{IC}$$

Для ПГУ, що працює на природному газі, і з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією розраховані індекси прибутковості склали 1,46 і 1,31 відповідно.

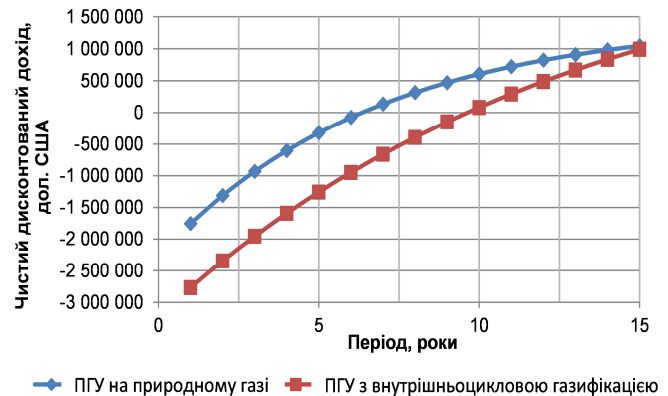


Рисунок 7 – Чистий дисконтований дохід

Висновки

1. Враховуючи більш високу екологічність ПГУ з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією у порівнянні з іншими вугільними технологіями, які застосовуються для електростанцій, а також можливості подальшого зниження капітальних витрат за рахунок оптимізації параметрів елементів, запропонований інноваційний проект створення плазмохімічного комплексу з переробки високозольного вугілля за умов прийнятих припущень може бути конкурентоспроможним та економічно доцільним.

2. Проведені дослідження показали, що дисконтований термін окупності парогазової установки з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією вугілля становить близько 10 років (9,65 років), а парогазової установки, що працює на природному газі – 6,5 років.

3. Більш високі капітальні витрати і менший ККД ПГУ з внутрішньоцикловою плазмохімічною газифікацією у порівнянні з ПГУ, яка працює на природному газі, призводить до певного зниження розрахованого індексу прибутковості з 1,46 до 1,31.

Список літератури

1. Бушуєв С.Д. Формування інноваційних методів та моделей управління проектами на основі конвергенції [Текст] / С.Д. Бушуєв, М.С. Дорош // Управління розвитком складних систем. – 2015. – №23 (1). – С. 30-38.
2. Дисконтирование денежных потоков (DCF) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://finzz.ru/diskontirovanie-denezhnykh-potokov-dcf-formula-raschet-v-excel.html>.
3. Дисконтированный срок окупаемости инвестиций (DPP) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://finzz.ru/srok-okupaemosti-investicij-raschet-v-excel.html>.
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Відомості Міністерства палива та енергетики України, Інформ. – анал. бюлетень МПЕ: Спецвипуск. – К.: МПЕ, 2006. – 114 с.
5. Євтухова Т.О. Сучасний стан комунальної енергетики України [Текст] / Т.О. Євтухова, А.І. Симборський // Проблеми загальної енергетики, 2008. – №17. – С. 31-36.
6. Индекс прибыльности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://utmazine.ru/posts/7537-indeks-pribylnosti>.
7. Інноваційні моделі і механізми управління проектами регіонального та галузевого розвитку: Монографія [Текст] / М.К. Сухонос, Л.С. Чернова, В.К. Кошкін, М.Ю. Потаєнко. – Миколаїв: видавець Торубара В.В., 2015. – 252 с.
8. Концепція Державної цільової програми модернізації та розвитку систем теплозабезпечення України на 2012-2022 роки [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.minregion.gov.ua/index.php?>
9. Курносова О.А., Микитенко А.П. Концепция управления инновационным развитием отечественных энергопредприятий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nbu.gov.ua/old_jrn/Soc_Gum/Vchni_ekon/2009_3_2/pdf/189-193.pdf
10. Мазуренко А.С. Экономическая эффективность парогазовых установок на биотопливе [Текст] / А.С. Мазуренко, А.Е. Денисова, Нго Минь Хиеу // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2013. – № 1. – С. 15-19.
11. Механизмы управления проектами и программами регионального и отраслевого развития: Монография [Текст] / В.Н. Бурков, В.С. Блинцов, А.М. Возный, К.В. Кошкин, К.М. Михайлов, Ю.Н. Харитонов, С.К. Чернов, А.Н. Шамрай. – Николаев: издательство Торубара О.С., 2010–176 с.
12. Модели, методы и алгоритмическое обеспечение проектов и программ развития наукоемких производств: Монография [Текст] / А.М. Возный, В.В. Драгомиров, А.Я. Казарезов, К.В. Кошкин, Н.В. Фатеев, Ю.Н. Харитонов, С.К. Чернов. – Николаев: НУК, 2009. – 194 с.
13. Моделі та механізми інноваційного розвитку наукоемких підприємств: Монографія [Текст] / О.М. Возний, В.К. Кошкін, М.Ю. Потаєнко, Л.С. Чернова. – Миколаїв: видавець Торубара В.В., 2015. – 200 с.
14. Монастырева Т.Н. Технико-экономическая оценка внедрения технологий газификации углей на тепловых электростанциях [Текст] / Т.Н. Монастырева // Современная наука. – 2011. – № 3 (8). – С. 99-102.
15. Пэк Т.Н. Управление развитием топливно-энергетического комплекса в системе региональной экономики : Дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Пэк Татьяна Николаевна [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dslib.net/economika-xoziajstva/upravlenie-razvitiem-toplivno-jenergeticheskogo-kompleksa-v-sisteme-regionalnoj.html>
16. Сербин С.И. Особенности рабочего процесса камеры сгорания ГТД, работающей на синтез-газе различного состава [Текст] / С.И. Сербин, Н.А. Гончарова // Вестник двигателестроения. – Запорожье, 2014. – № 2. – С. 102-106.
17. Сербин С.И. Характеристики камеры сгорания ГТД мощностью 2,5 МВт, работающей на синтез-газе [Текст] / С.И. Сербин, Н.А. Гончарова // Авиационно-космическая техника и технология. – 2012. – № 7 (94). – С. 119-123.
18. Ширяев В.Н. Экономическая эффективность финансовых вложений в объекты электроэнергетики [Текст] / В.Н. Ширяев // [Успехи современного естествознания](#). – 2012. – № 4. – С. 155-157.
19. Directive 2010/75/EU of the European parliament and of the Council of 24 November 2010 [Text] / Official Journal of the European Union. – 2010. – vol. 53. – Pp. 60-61.
20. Matveev I.B. Chapter 8. Gasification Based on the Second Generation RF Plasma [Text] / I.B. Matveev, S.I. Serbin // In: Plasma Assisted Combustion, Gasification, and Pollution Control. Volume 2. Combustion and Gasification. – Printed in the USA: Outskirts Press, Inc., ISBN: 9781478769200, 2015. – Pp. 460-500.
21. Matveev I.B. Integrated Plasma Coal Gasification Power Plant [Text] / N.V. Washcilenko, S.I. Serbin., N.A. Goncharova // IEEE Transactions on Plasma Science, Special Issue on Plasma-Assisted Technologies, 2013. – Vol. 41, Issue 12. – Pp. 3195-3200.
22. Matveev I. Combined cycle gas turbine power plant with integrated plasma coal gasification [Text] / I. Matveev, N. Vashcilenko, S. Serbin, N. Goncharova // 8-th Int. Conference on Plasma Assisted Technologies, February 18-23, 2013, Rio de Janeiro, Brazil. – Pp. 193-196.
23. Serbin S.I. Theoretical Investigations of the Working Processes in a Plasma Coal Gasification System [Text] / S.I. Serbin, I.B. Matveev // IEEE Transactions on Plasma Science, 2010. – Vol. 38, Issue 12. – Pp. 3300-3305.

Стаття надійшла до редколегії 10.10.2016

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Ю.М. Харитонов, факультет морської інфраструктури Національного університету кораблебудування ім. адмірала Макарова, Миколаїв.

Бурунсуз Екатерина Сергеевна

Аспирантка кафедры экологической безопасности и охраны труда, orcid.org/0000-0001-5778-6663

Национальный университет кораблестроения им. адмирала Макарова, Николаев

Гончарова Наталия Александровна

Кандидат технических наук, доцент кафедры турбин, orcid.org/0000-0001-6620-4055

Национальный университет кораблестроения им. адмирала Макарова, Николаев

СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА СОЗДАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКОЙ УГЛЯ

Аннотация. В последнее время качество органического сырья значительно ухудшается, и проблема использования высокозольного угля становится все более актуальной. В связи с этим представляют научный и практический интерес направления повышения эффективности технологических комплексов по переработке угля с использованием плазмохимических систем и исследования доходности и срока окупаемости инновационных проектов по их созданию. Определены четыре основные стадии комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией. Рассмотрены преимущества парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля. Представлена обобщенная схема комплекса с внутрицикловой плазмохимической переработкой высокозольного угля в синтез-газ с последующей выработкой электроэнергии. Определены основные годовые издержки электростанции по внутрицикловой газификацией. Приведены результаты расчета дисконтированного срока окупаемости парогазовой электростанции, работающей на природном газе, и с внутрицикловой плазмохимической газификацией. Рассчитан чистый дисконтированный доход для парогазовой установки, работающей на природном газе, и с внутрицикловой плазмохимической газификацией. Рассчитаны индексы доходности парогазовых установок различных типов.

Ключевые слова: инвестиционный проект; парогазовая установка с внутрицикловой газификацией; дисконтированный срок окупаемости; индекс доходности; чистый дисконтированный доход

Burunsuz Kateryna

Postgraduate student of the Department of ecological safety and labor protection, orcid.org/0000-0001-5778-6663

Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolayiv

Goncharova Nataliia

PhD (Eng.), associate professor of the Turbine Department, orcid.org/0000-0001-6620-4055

Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolayiv

THE COST ESTIMATION OF THE INVESTMENT PROJECT OF CREATION OF THE PLASMA-CHEMICAL COMPLEX FOR COAL TREATMENT

Abstract. In recent years the quality of organic materials considerably worsens, and the problem of using of high ash coal is becoming increasingly important. In this connection directions of efficiency increase of technological complexes on processing of coal with using of plasma-chemical systems and investigation of return and payback period of innovative projects for their creation are represented significant scientific and practical interest. The four main stages of the combined intracyclic gasification are determined. The advantages of the combined-cycle plants with intracyclic coal gasification are considered. The general scheme of the complex with intracyclic plasma-chemical treatment of high-ash coal into a synthesis gas with subsequent electricity generation is presented. The main annual costs of the power plant with intracyclic gasification are determined. The results of the calculation of the discounted payback period of the combined cycle power plant running on natural gas and the power plant with plasma-chemical intracyclic gasification are given. Net present values for the combined cycle power plant running on natural gas and the power plant with plasma-chemical intracyclic gasification are calculated. Profitability index of different types of the combined-cycle power plants are calculated. Proposed innovative project of creation of plasma-chemical complex for the processing of high-ash coal in terms of the accepted assumptions can be competitive and economically viable.

Keywords: investment project; combined-cycle plant with intracyclic gasification; discounted payback period; profitability index; net present value

Reference

1. Bushuyev, S., Dorosh, M. (2015). Formation of innovative methods and models of project management based on convergence. *Management of Development of Complex Systems*, 23 (1), 30-38.
2. Diskontirovanie denezhnykh potokov [Discounting cash flows]. Retrieved from <http://finzz.ru/diskontirovanie-denezhnyx-potokov-def-formula-raschet-v-excel.html> [in Russian].
3. Diskontirovannyi srok okupaemosti investitsiy [The discounted payback period]. Retrieved from <http://finzz.ru/srok-okupaemosti-investitsij-raschet-v-excel.html> [in Russian].

4. The energy strategy of Ukraine for the period till 2030. (2006). *Proceedings of the Ministry of fuel and energy of Ukraine, Information – analytical Bulletin of the MFE: Special issue*. Kyiv, MFE, 114 [in Ukrainian].
5. Evtukhova, T.O., & Symborskyi A.I. (2008). *The modern state of communal energy of Ukraine. The problems of General energy*, 17, 31-36.
6. Indeks prybylnosti [Profitability index]. Retrieved from <http://utmagazine.ru/posts/7537-indeks-pribylnosti> [in Russian].
7. Sukhonos, M.K., Chernova, L.S., Koshkin, K.V., & Potaienko, M.Yu. (2015). *Innovative models and mechanisms of project management of regional and branch development: Monograph*. Mykolayiv, publisher Torubara V.V., 252.
8. *The concept of the State target program of modernization and development of heat supply systems of Ukraine for 2012-2022*. Retrieved from <http://www.minregion.gov.ua/index.php?> [in Ukrainian].
9. Kurnosova, O.A., Mykytenko, A.P. *The concept of management of innovative development of domestic power utilities*. Retrieved from http://www.nbuiv.gov.ua/old_jrn/Soc_Gum/Vchnu_ekon/2009_3_2/pdf/189-193.pdf [in Russian].
10. Mazurenko, A.S., Denisova, A.E. (2013). *Economic efficiency of combined-cycle plants on biofuel. Energy: economy, technology, ecology*, 1, 15-19.
11. Burkov, V.N., Blintsov, V.S., Voznyy, A.M., Koshkin, K.V., Mikhaylov, K.M., Kharitonov, Yu.N., & et. al. (2010). *The project and program management mechanisms of, regional and sectoral development: Monograph*. Mykolayiv: publishing Torubara O.S., 176.
12. Voznyy, A.M., Dragomirov, V.V., Kazarezov, A.Ya., Koshkin, K.V., Fateev, N.V., Kharitonov, Yu.N., & et. al. (2009). *Methods, models and algorithmic support of projects and programs of development of high-tech industries: Monograph*. Mykolayiv:, NUK, 194.
13. Voznyi, O.M., Koshkin, K.V., Potaienko, M.Yu., & Chernova, L.S. (2015). *Models and mechanisms of innovative development of high-tech enterprises: Monograph*. Mykolayiv: publisher Torubara V.V., 200.
14. Monastyreva, T.N. (2011). *Techno-economic evaluation of the introduction of gasification coal technology in thermal power plants. Modern science*, 3 (8), 99-102.
15. Pek, T.N. (2002). *Management of development of fuel and energy complex in the system of regional economy. PhD thesis. [electronic source]*. Retrieved from <http://www.dslib.net/economika-xozijstva/upravlenie-razvitiem-toplivno-energeticheskogo-kompleksa-v-sisteme-regionalnoj.html> [in Russian].
16. Serbin, S.I., Goncharova, N.A. (2014). *Features the working process of the gas turbine combustion chamber working on the synthesis gas of different composition. Herald of engine building*, 2, 102-106.
17. Serbin, S.I., Goncharova, N.A. (2012). *Characteristics of the combustion chamber GTE 2.5 MW working on the synthesis gas. Aviation-space technique and technology*, 7 (94), 119-123.
18. Shiryaev, V.N. (2012). *Economic efficiency of financial investments in energy facilities. The success of modern science*, 4, 155-157.
19. *Directive 2010/75/EU of the European parliament and of the Council of 24 November 2010*. (2010). *Official Journal of the European Union*, 53, 60-61.
20. Matveev, I.B., Serbin, S.I. (2015). *Chapter 8. Gasification Based on the Second Generation RF Plasma In: Plasma Assisted Combustion, Gasification, and Pollution Control. Volume 2. Combustion and Gasification, Printed in the USA: Outskirts Press, Inc., ISBN: 9781478769200, 460-500*.
21. Matveev, I.B., Washcilenko, N.V., Serbin, S.I., & Goncharova, N.A. (2013). *Integrated Plasma Coal Gasification Power Plant. IEEE Transactions on Plasma Science, Special Issue on Plasma-Assisted Technologies*, 41, 12, 3195-3200.
22. Matveev, I., Vashcilenko, N., Serbin, S., & Goncharova, N. (2013). *Combined cycle gas turbine power plant with integrated plasma coal gasification. 8-th Int. Conference on Plasma Assisted Technologies, February 18-23, 2013, Rio de Janeiro, Brazil*, 193-196.
23. Serbin, S.I., Matveev, I.B. (2010). *Theoretical Investigations of the Working Processes in a Plasma Coal Gasification System. IEEE Transactions on Plasma Science*, 38, 12, 3300-3305.

Посилання на публікацію

- APA Burunsuz, K., & Goncharova, N. (2016). *The cost estimation of the investment project of creation of the plasma- chemical complex for coal treatment. Management of Development of Complex Systems*, 28, 33 – 40 [in Ukrainian].
- ГОСТ Бурунсуз, К.С. Вартісна оцінка інвестиційного проекту створення енергетичного комплексу з плазмохімічної переробки вугілля [Текст] / К.С. Бурунсуз, Н.О. Гончарова // *Управління розвитком складних систем*. – 2016. – № 28. – С. 33 – 40.