

УДК 621.1.016.4:621.1.016.7

doi:10.20998/2413-4295.2022.04.01

## ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ПАРОГАЗОВИХ УСТАНОВОК З ІНТЕГРАЦІЄЮ ТВЕРДООКСИДНИХ ПАЛИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ

**А. О. КОСТИКОВ, В. О. ТАРАСОВА\*, М. О. КУЗНЕЦОВ, М. Г. ГАНЖА, А. О. МАЗУР**

*Відділ моделювання та ідентифікації теплових процесів в енерготехнологічному обладнанні, Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України, м. Харків, УКРАЇНА*

*\*e-mail: tarasova@ipmach.kharkov.ua*

**АНОТАЦІЯ** На сьогодні вкрай актуальною задачею є збільшення генерації електроенергії в Україні, яку можна вирішити за короткий термін не скільки створенням нових електростанцій, скільки модернізацією потужних паросилових установок існуючих теплоелектростанцій. Розроблено концептуальні рішення використання газотурбінного циклу та технології твердооксидних паливних елементів (ТОПЕ) як надбудови до існуючих потужних паротурбінних установок (ПТУ) для підвищення ефективності та екологічності їх роботи. У роботі розглянуто шляхи комплексної модернізації на прикладі енергоблоків ТЕЦ-5 м. Харкова з турбінами Т-110/120-130. Як надбудову запропоновано використання газотурбінної установки (ГТУ) ГТЕ-60 потужністю 60 МВт, що виробляється на підприємстві ДП НВКГ «Зоря-Машпроект», м. Миколаїв. Також розглянуто інтеграцію у парогазову схему «Т-110/120-130 – ГТЕ-60» модульної установки ТОПЕ з внутрішнім риформінгом сумарною потужністю 20 МВт, яку скомпоновано з 40 трубчастих паливних елементів потужністю 500 кВт. При дослідженні конденсаційного режиму роботи ПТУ отримано наступні результати: електричний ККД стандартної схеми паралельного підключення ГТУ до ПТУ з підведенням виробленої у котлі-утилізаторі пари до частини середнього тиску ПТУ становить 42 %, сумарна електрична потужність установки – 170 МВт; при паралельному підключенні ГТУ до ПТУ з підведенням виробленої у котлі-утилізаторі пари до частини високого тиску (ЧВТ) електричний ККД сягає 44,75 %, сумарна електрична потужність становить 170 МВт (при роботі такої схеми у котлі-утилізаторі здійснюється перегрів пари за рахунок додаткового спалення газу); скидна схема підключення ГТУ до ПТУ з ТОПЕ та заміщенням регенерації забезпечує електричний ККД 46 % та сумарну електричну потужність 190 МВт; у схемі паралельного підключення ГТУ та ТОПЕ до ПТУ з підведенням виробленої пари до ЧВТ електричний ККД складає 49,4 % при сумарній електричній потужності 190 МВт. Проведено порівняльний енергетичний аналіз різних варіантів комбінованих схемних рішень щодо модернізації діючого енергоблоку ТЕЦ-5, який показав, що найбільше підвищення електричного ККД на 12 % порівняно з діючою паровою турбіною Т-100/120-130 досягається у схемі паралельного підключення ГТУ ГТЕ-60 до неї з допалюванням газу у котлі-утилізаторі та ТОПЕ сумарної потужності 20 МВт.

**Ключові слова:** парова турбіна; газотурбінна установка; комбінований цикл; твердооксидний паливний елемент; енергетична ефективність; модернізація

## EFFICIENCY EVALUATION OF STEAM-GAS PLANTS WITH THE SOLID OXIDE FUEL CELLS INTEGRATION

**A. KOSTIKOV, V. TARASOVA, M. KUZNETSOV, M. GANZHA, A. MAZUR**

*Department of Modeling and Identification of Thermal Processes in Power Engineering Equipment, A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Kharkiv, UKRAINE*

**ABSTRACT** Today in Ukraine the generation of electricity increasing is an extremely urgent task, which can be solved in a short period not only by the creation of new power plants, but by the modernization of high-power steam power units of existing thermal power plants. The conceptual solutions for the use of the gas turbine cycle and solid oxide fuel cell (SOFC) technology as an add-on to existing high-power steam turbines to increase the efficiency and environmental friendliness of their operation was developed. The paper considers the ways of complex modernization on the example of power units of CHPP-5 in Kharkiv with T-110/120-130 steam turbines. As an add-on, it is proposed to use the GTE-60 gas turbine unit with a capacity of 60 MW, produced at the Zorya-Mashproekt State Enterprise, Mykolaiv. Also, the integration into the "T-110/120-130-GTE-60" steam-gas circuit of a modular SOFC unit with internal reforming with a total capacity of 20 MW, which is composed of 40 tubular fuel cells with a capacity of 500 kW is considered. In the study of the condensation mode of the steam turbine operation, the following results were obtained: with the standard scheme of parallel connection of the gas turbine unit to the steam turbine with the supply of steam produced in the heat recovery steam generator (HRSG) to the medium-pressure turbine, the electrical efficiency was 42%, and the total electrical power of the installation was 170 MW; when the gas turbine unit was connected in parallel to the steam turbine with the supply of steam produced in the HRSG to the high-pressure turbine, the electrical efficiency reached 44.75%, and the total electrical power was 170 MW (during the operation of such a scheme, the steam is overheated due to additional combustion of gas in the HRSG); the waste circuit for connecting the gas turbine unit to the steam turbine with SOFC and regeneration substitution provided the electrical efficiency of 46% and the total electrical power of 190 MW; in the scheme of parallel connection of the gas turbine unit and SOFC to the steam turbine with the supply of produced steam to the high-

*pressure turbine, the electrical efficiency was 49.4% with the total electrical power of 190 MW. A comparative energy analysis of various options for combined circuit solutions for the modernization of the existing power unit of CHPP-5 was performed. This analysis showed that the greatest increase in electrical efficiency by 12% compared to the existing T-100/120-130 steam turbine was achieved in the scheme of parallel connection of the GTE-60 gas turbine unit with gas afterburning in the HRSG and SOFC with a total capacity of 20 MW.*

**Keywords:** steam turbine; gas turbine; combined cycle; solid oxide fuel cell; energy efficiency; modernization

## Вступ

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів при генерації електроенергії є однією з глобальних світових проблем, успішне вирішення якої має визначальне значення не тільки для подальшого розвитку світової спільноти, а й для збереження середовища її проживання.

На сьогодні основним паливом для електростанцій України залишається природний газ, використовувати який більш ефективно можна в комбінованих парогазових установках (ПГУ), в яких основна частина палива вводиться в газовий контур.

При характерній для ГТУ високій температурі підведення теплоти і низької, близької до температури навколишнього середовища, температури відведення тепла в конденсаторі ПТУ, відношення температур гарячого і холодного джерел тепла в комбінованому циклі ПГУ і його ККД значно збільшуються. При ККД сучасних ГТУ, що дорівнює 37–40 %, частка теплоти відпрацьованих в турбіні газів (яка при автономній роботі відносилася би до втрат) становить 60–62 % теплоти палива, спаленого в камері згоряння ГТУ. При ККД парового циклу 30–35 % [1], нижчому, ніж в сучасних енергоблоках високого і надкритичного тиску [2], ККД комбінованої установки дорівнює 42–60 % [3,4]. Парогазові установки характеризуються високим коефіцієнтом використання палива (до 90 %). При спалюванні 1 м<sup>3</sup> природного газу можна отримати 4–5 кВт·год електроенергії і 3–4 кВт·год теплової енергії (в еквіваленті) [5].

У роботах [6,7] наведено приклади розроблених в світі ПГУ, та показано що для забезпечення практичної надійності, теплової економічності, невисокої питомої вартості і експлуатаційних витрат сьогодні проектують енергетичні ГТУ за найпростішим циклом на максимально досягну температуру газів зі ступенями підвищення тиску, близькими за питомою роботою і ККД до оптимальної для комбінованих установок, в яких використовується теплота відпрацьованих в турбіні газів. На сьогодні на базі ГТЕ-60 ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» розроблено ряд парогазових установок різної потужності. Парогазові установки ПГУ-85 потужністю 85 МВт і ПГУ-170 потужністю 168 МВт мають коефіцієнт корисної дії не нижче 52 % [8,9].

Ще більше підвищення ефективності ТЕЦ (майже до 65 %) можливо шляхом створення комбінованих енергетичних установок, що включають

у якості надбудови як газотурбінну установку, так і інноваційні екологічно чисті твердооксидні паливні елементи (ТОПЕ). Останні можуть виробляти раціональну, надійну, економічну енергію без суттєвих викидів, що завдають шкоди навколишньому середовищу. Використовуючи модульну конфігурацію, теплоенергетичні установки на відомих на сьогоднішній день карбонатних паливних елементах можуть виробляти від 0,3 МВт до 30 МВт електричної енергії [10]. Теплоенергетичні установки на ТОПЕ використовують технологію, яка працює при високих температурах і дозволяє використовувати природний газ без зовнішньої системи риформінгу. Риформінг вуглеводневого палива в водень відбувається безпосередньо у батареї паливного елемента [11,12].

Аналіз стану енергоблоків теплової енергетики, що експлуатуються на українських ТЕЦ, показав, що до енергоблоків з меншим відпрацьованим ресурсом відносяться блоки ТЕЦ потужністю 100 МВт та 250 МВт. Так, наприклад, енергоблоки Харківської ТЕЦ-5 згідно з терміном їх введення в експлуатацію та меншому спрацьованому ресурсу можливо розглянути як приклад для реконструкції.

Таким чином, на сьогодні вкрай актуальною задачею є збільшення генерації електроенергії в Україні, яку можна вирішити за короткий термін не скільки створенням нових електростанцій, скільки модернізацією потужних паросилових установок існуючих теплоелектростанцій шляхом впровадження як надбудови паротурбінної установки газотурбінного циклу та технології твердооксидних паливних елементів. Для виконання цієї задачі необхідно обрати ГТУ з існуючого модельного ряду, пакет блоків ТОПЕ оптимальної потужності та схему їх включення до енергетичної схеми ТЕЦ, які б забезпечували найбільше підвищення електричного ККД та коефіцієнта використання палива при максимальному збереженні технологічної вихідної схеми ТЕЦ і найменших витратах на її модернізацію.

## Мета роботи

Мета дослідження полягає у розробленні концептуальних рішень використання газотурбінного циклу та технології твердооксидних паливних елементів як надбудови до існуючих потужних паротурбінних установок для підвищення ефективності та екологічності їх роботи.

Для досягнення цієї мети необхідно виконати наступні задачі, а саме, по-перше, запропонувати різні варіанти комбінованих схем щодо реконструкції

діючого енергоблоку ТЕЦ потужністю 100 МВт, по-друге, провести порівняльний аналіз за їх енергетичною ефективністю.

### Енергетичний аналіз схемних рішень модернізації енергоблоків теплоелектростанцій

Як приклад розглядається модернізація енергоблоку з паровою турбіною Т-100/120-130 [13]. Принципову теплову схему турбіни Т-100/120-130 представлено на рис. 1. Відпустка тепла споживачам здійснюється наступним чином: пар з двох теплофікаційних регульованих відборів подається на дві мережеві підігрівальні установки (МП), які включено послідовно. Гаряча вода на опалення підігрівається у двох мережевих підігрівачах і піковому водогрійному котлі (ПВК). Система регенерації складається з чотирьох підігрівачів низького тиску (ПНТ), деаератора (Д) і трьох підігрівачів високого тиску (ПВТ). Тип підключення – каскадний (без використання дренажних насосів (ДН)). У схемі (рис. 1) використовується котел барабанного типу (ЕК), в якому організоване безперервне продування. Для зменшення втрат тепла продувальна вода прямує в двоступеневий розширювач безперервного продування (Р-1, Р-2), а потім – в регенеративний підігрівач хімічно очищеної води (ПХ) з хімводоочищення (ХВО) і скидається в каналізацію. З Р-1 випар направляється в Д, з Р-2 – в підігрівач низького тиску (ПНТ) ПНТ-6. Пар з ущільнень надходить в сальниковий підігрівач (СП), а з основних ежекторів конденсатора – в охолоджувач ежекторного пара (Еж), що сприяє додатковому підігріву основного конденсату.

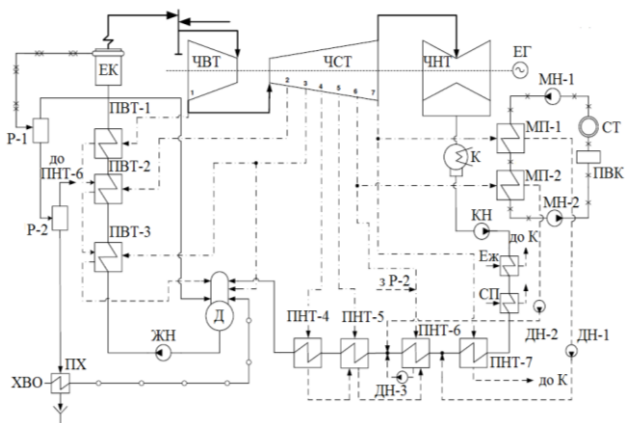


Рис. 1 – Схема енергоблоку з турбіною Т-100/120-130  
ЧВТ, ЧСТ, ЧНТ – частини високого, середнього та низького тисків парової турбіни, СТ – споживач теплоти, ЖН, КН, МН – живильний, конденсатний, мережевий насоси, ПВК – піковий водогрійний котел

Заводські дані для турбіни Т-100/120-130 наступні: електрична потужність  $N_e = 100$  МВт; теплова потужність опалювальних відборів

$Q_{\text{відб}} = 150$  МВт; початкові параметри пари: тиск  $P_0 = 127,5$  бар; температура  $T_0 = 555$  °С; розрахункові значення внутрішнього відносного ККД по відсіках:  $\eta_{\text{oi}}^{\text{ЧВТ}} = 95$  %,  $\eta_{\text{oi}}^{\text{ЧСТ}} = 95$  %,  $\eta_{\text{oi}}^{\text{ЧНТ}} = 97$  %. Електромеханічний ККД  $\eta_{\text{ем}} = 0,98$ ; ККД транспорту  $\eta_{\text{тр}} = 0,98$ ; ККД підігрівачів поверхневого типу  $\eta_{\text{то}} = 98$  %.

На рис. 2 представлено залежність електричної і теплової потужності турбіни від витрати гострої пари, яку отримано за трьома точками для витрати пари, а саме: номінальна (115 кг/с), максимальна (134,7 кг/с) та проміжна (67,4 кг/с) витрати пари  $G_T$ . Як проміжна витрата пари була обрана витрата, яка дорівнює 50 % від максимального значення  $G_T$ . В усіх розрахунках приймалося, що витоки пари деаератора становлять 2 % від витрати гострої пари.

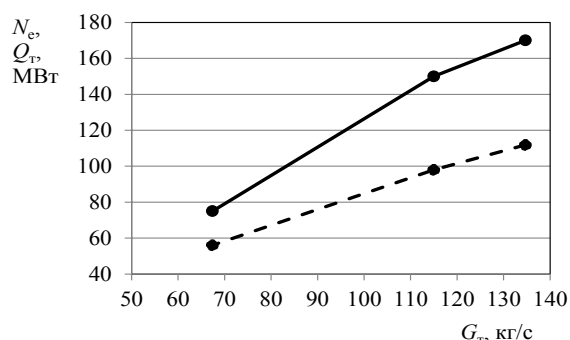


Рис. 2 – Залежність електричної (-----) і теплової (—) потужності турбіни від витрати гострої пари у теплофікаційному режимі

Сучасні ТЕЦ працюють, як правило, на турбінах з відбором пари, основною перевагою яких є можливість роботи за незалежним графіком електричного і теплового навантажень. У конденсаційному режимі турбіна працює близько 2000–2500 годин на рік. Електричний ККД парової турбіни, що працює в теплофікаційному режимі, становить близько 30 %, а в конденсаційному режимі – близько 37 %.

Враховуючи наведене вище, у роботі пропонується провести оцінку і обґрунтувати підвищення ефективності ТЕЦ шляхом створення комбінованих енергетичних установок, що включають як надбудову газотурбінну установку, а також інноваційні екологічно чисті ТОПЕ.

Газотурбінна установка ГТЕ-60, що розглядається як надбудова до ПСУ, працює за стандартним циклом Брайтона. Ступінь стиснення повітря у компресорі (КМ) ГТЕ-60 дорівнює 18, температура робочого тіла після камери згоряння (КЗ) на вході в газову турбіну (ГТ) досягає близько 1295 °С. Витрата газу метану в процесі горіння складає 3 кг/с. Отримані на основі експериментальних даних ізентропні ККД дорівнюють 75,2 % і 92,0 % для компресора і турбіни, відповідно, а ККД КЗ – 98 % [8,9]. Подальші розрахунки проводилися для

номінального режиму роботи, в якому вироблена корисна потужність ГТЕ-60 дорівнює 60 МВт при ККД 37 %.

Кількість блоків ТОПЕ та варіанти схеми їх підключення визначались за допомогою зосередженого підходу до термодинамічного аналізу кожного елемента енергетичної установки [14,15].

У табл. 1 наведено основні параметри модульної установки сумарною потужністю 20 МВт з 40 трубчастих ТОПЕ з внутрішнім риформінгом. Габарити одного модуля ТОПЕ 500 кВт: діаметр 2 м, висота 2,8 м [10].

Таблиця 1 – Параметри трубчастої моделі ТОПЕ потужністю 500 кВт [10]

Корисна електрична потужність ТОПЕ	500 кВт
Температура на вході трубчастого ТОПЕ	800 °С
Температура на виході трубчастого ТОПЕ	1000 °С
Ефективність ТОПЕ по виробленню електроенергії	55 %

Розглянуто різні варіанти можливого комбінювання парової турбіни з газовою турбіною, а також з паливними елементами.

На рис. 3 наведено стандартну схему паралельного підключення ГТУ до ПТУ. Температура відхідних газів від ГТЕ-60 становить 517 °С. Це не дозволяє нагріти пару в котлі-утилізаторі (КУ) до необхідної температури гострої пари, що подається на частину турбіни високого тиску, тому додаткова витрата пари подається на циліндр середнього тиску.

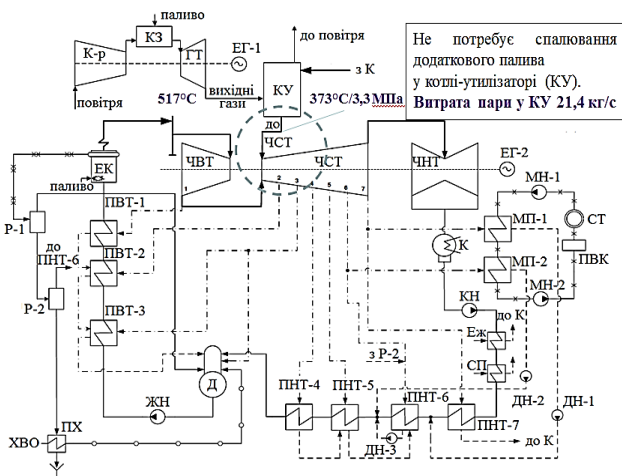


Рис. 3 – Схема паралельного підключення ГТУ до ЧСТ ПТУ (схема А)

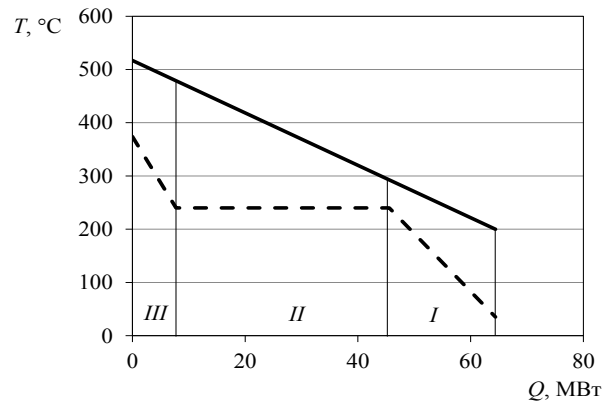
На рис. 4 показано зміну температури відхідного газу з ГТ і пароводяного робочого

середовища у котлі-утилізаторі за противотоковою схемою відповідно переданому тепловому потоку.

Таке підключення дозволяє збільшити електричний ККД енергоустановки до 42 %, а сумарну електричну потужність установки – до 170 МВт у конденсаційному режимі.

При такому підключенні ГТУ до ПТУ схема паротурбінної установки практично не змінюється. Тому капітальні вкладення при модернізації будуть витрачені в основному на газотурбінну установку з котлом-утилізатором.

На рис. 5 показано паралельне підключення ГТЕ-60 з допалюванням газу у КУ. При цьому пара у КУ нагрівається до температури гострої пари 555 °С і має тиск 12,8 МПа. Це дозволяє направляти пар з КУ до ЧВТ. У конденсаційному режимі таке підключення дозволяє підвищити електричний ККД комбінованої установки до 44,75 % (сумарна електрична потужність становить 170 МВт), а в теплофікаційному – до 37,89 %.



— температура відхідного газу; - - - температура пароводяного робочого середовища;  
I – економайзер; II – бойлер; III – перегрівач пари

Рис. 4 – Діаграма передачі теплоти в КУ (схема А)

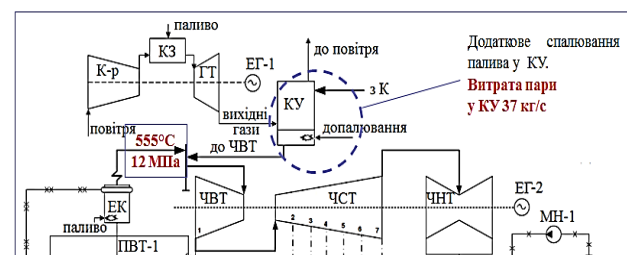


Рис. 5 – Частина теплової схеми паралельного підключення ГТУ до ЧВТ ПТУ (схема Б)

З рис. 6 видно, що відхідні газы з ГТ мають достатню температуру на здійснення процесу нагріву живильної води, випаровування та перегріву пари у КУ.

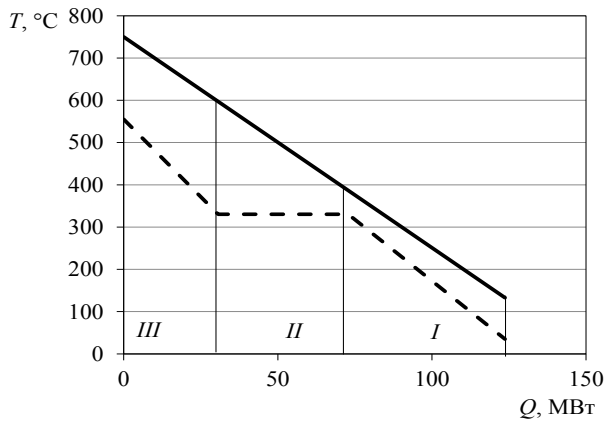


Рис. 6 – Діаграма передачі теплоти в КУ (схема В) (підпис див. рис. 4)

На рис. 7 та рис. 8 представлений ще один варіант паралельного підключення, в якому догрів пари до необхідної температури гострої пари здійснюється за рахунок теплоти відхідних газів, що йдуть від модульної збірки з ТОПЕ (див. табл. 1) сумарної потужністю 20 МВт і допалюванням додаткового газу. Температура відхідних газів в цьому випадку становить 740 °С, що дозволяє здійснити перегрів пари до потрібної температури (рис. 8). З урахуванням утилізації теплоти димових газів, що йдуть з ГТУ і паливних елементів, в КУ теплота на нагрівання, випаровування води і перегрів пари становить 133,12 МВт. Електричний ККД такої енергоустановки складатиме 49,4 % при сумарній потужності 190 МВт у конденсаційному режимі. Витрата води, що надходить в енергетичний котел ПТУ, в конденсаційному режимі складе 57,0 кг/с (111 кг/с для циклу ПТУ).

Розглянуто класичну скидну схему підключення ГТУ до ПТУ. У такій схемі (рис. 9) гази, що йдуть з ГТУ, надходять в енергетичний котел енергоустановки ПТУ на горіння замість підігрітого повітря. Це можливо здійснити, тому що у вихідних газах ГТУ міститься 15 – 17,5 % O<sub>2</sub>. Стехіометричний розрахунок показав, що кількість повітря, необхідного для горіння природного газу наприклад Кегичівського родовища при роботі ГТУ становить 162 кг/с. З урахуванням зниження рівня кисню при його вигоранні в КЗ ГТУ з 21 % до 17,5 % виникає необхідність в підвищенні його витрати до 175 кг/с, що практично дорівнює витраті відхідного газу з ГТЕ-60 173,4 кг/с. Теплота, що підводиться в енергетичний котел з димовими газами ГТУ, з урахуванням того, що вони охолоджуються до 300 °С, становить 44 МВт. У цьому випадку електричний ККД комбінованої установки складе 41 % в конденсаційному режимі.

Теплова потужність відхідних з енергетичного котла газів при їх охолодженні від температури 300 °С до 120 °С становить 36 МВт і може використовуватися на підігрів мережної води або

заміщення регенерації низького тиску. Так заміщення регенерації з 4 по 7 відбір (див. рис. 4) призводить до підвищення електричного ККД в конденсаційному режимі до 42,6 %.

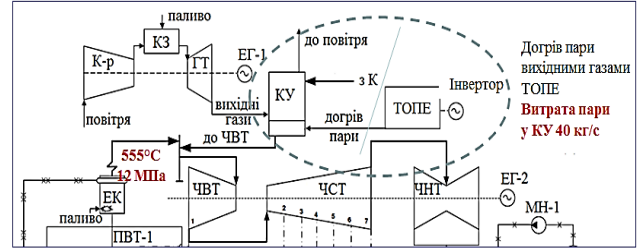


Рис. 7 – Схема паралельного підключення ГТУ до ПТУ з допалюванням газу у КУ та ТОПЕ (схема В)

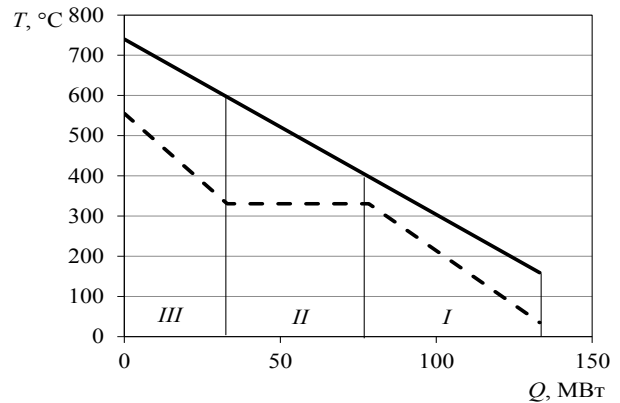


Рис. 8 – Діаграма передачі теплоти в КУ (схема В) (підпис див. рис. 5)

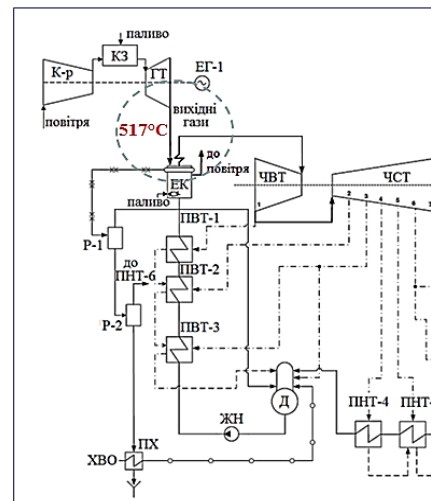


Рис. 9 – Скидна схема підключення ГТУ до ПТУ (схема Г) (підписи див. рис. 1)

Якщо ж в комбіновану установку скидного типу включити збірку з ТОПЕ сумарною електричною потужністю 20 МВт, то це дозволить підвищити

електричний ККД до 46 % в конденсаційному режимі (електрична потужність дорівнює 190 МВт). Таке підвищення ККД досягається за рахунок повного заміщення регенерації шляхом утилізації теплоти відхідних газів з паливних елементів і димових газів енергетичного котла (заміщення ПВД та ПНД) (рис. 10).

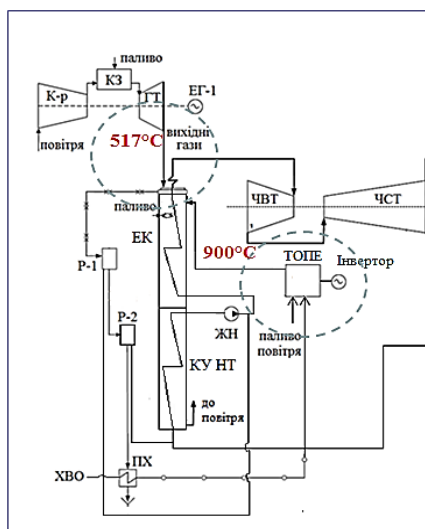


Рис. 10 – Скидна схема підключення ГТУ до ПТУ з ТОПЕ та заміщенням регенерації (схема Д) (підписи див. рис. 1)

На рис. 11 показано підвищення електричного ККД розглянутих варіантів схем підключення ГТУ до ПТУ  $\eta_e$  відносно ККД базової енергоустановки ТЕЦ  $\eta_e^{ПТУ}$  у конденсаційному режимі.

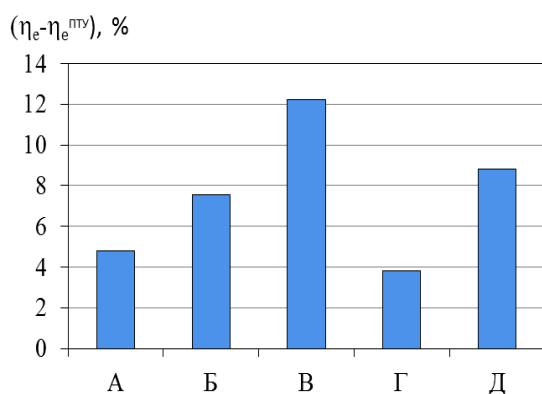


Рис. 11 – Підвищення електричного ККД різних варіантів схем підключення ГТУ до ПТУ (А, Б, В, Г, Д) відносно ККД базової енергоустановки ТЕЦ

Найбільше підвищення електричного ККД на 12 % порівняно з ПТУ досягається у схемі В при паралельному підключенні ГТУ до ПТУ з допалюванням газу у КУ та ТОПЕ.

### Обговорення результатів

У роботі розглянуто шляхи комплексної модернізації теплоелектростанцій на прикладі енергоблоків ТЕЦ-5 м. Харкова з паротурбінними установками Т-110/120-130. Як надбудову запропоновано використовувати газотурбінну установку ГТЕ-60 потужністю 60 МВт, що виробляється на підприємстві ДП НВКГ «Зоря-Машпроект», м. Миколаїв. З метою підвищення ефективності використання природного газу у комбінованих парогазових установках розглянуто застосування технологій з електрохімічними енергоперетворювачами. А саме, запропоновано включення у парогазову схему «Т-110/120-130 – ГТЕ-60» високотемпературного електрохімічного генератора, який скомпоновано у єдину модульну установку із 40 трубчастих твердооксидних паливних елементів (ТОПЕ) потужністю 500 кВт. Такий підхід до модернізації показав хороші результати з підвищення ефективності роботи теплоелектростанції. Однак, для більш коректного вибору схеми необхідно доповнити метод докладним термoeкономічним та еколого-ексергетичним аналізом [15,16].

### Висновки

Запропоновано концептуальні рішення використання газотурбінного циклу та технології твердооксидних паливних елементів як надбудови до існуючих потужних паротурбінних установок для підвищення ефективності та екологічності їх роботи.

Проведено порівняльний енергетичний аналіз різних варіантів комбінованих схемних рішень щодо модернізації діючого енергоблоку ТЕЦ-5 м. Харкова, який показав, що найбільше підвищення електричного ККД на 12 % в порівнянні з діючою паровою турбіною Т-100/120-130 досягається в схемі паралельного підключення ГТУ ГТЕ-60 до неї з допалюванням газу у КУ та ТОПЕ сумарної потужності 20 МВт.

### Список літератури

1. Basu S., Debnath A. K. *Power plant instrumentation and control handbook. A guide to thermal power plants. 2nd ed.* Academic Press, 2019. 1152 p.
2. Rai A. K., Pandey M., Baredar P. Super critical thermal power plant boiler efficiency calculation using imported coal. *Int. J. for Research in Appl. Science & Eng. Technology.* 2017. Vol. 5. Iss. IX. P. 709–717. doi: 10.22214/IJRASET.2017.9104.
3. *Парові турбіни Siemens Energy.* URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offers/power-generation/steam-turbines/steam-turbines-in-combined-cycle-power-plants.html> (дата звернення: 30.11.2022).
4. Leo T. J., Perez-Grande I., Perez-del-Notario P. Gas turbine turbocharged by a steam turbine: a gas turbine solution

- increasing combined power plant efficiency and power. *Appl. Therm. Eng.* 2003. Vol. 23. Iss. 15. P. 1913–1929. doi: 10.1016/S1359-4311(03)00144-3.
- Халатов А. А., Карп И. Н., Куцан Ю. Г. Энергетическое газотурбостроение: перспективы использования в энергетике Украины. *Вісник НАН України*. 2015. № 11. С. 52–58. doi: 10.15407/vism2015.11.052.
  - Халатов А. А. Парогазові установки в енергетиці: сучасний стан і перспективи розвитку в Україні. *Научные и прикладные вопросы промышленного газотурбостроения (сборник опубликованных статей)*. Київ: ИТТФ НАН Украины, 2014. Т. 1. С. 41–52.
  - Леонтьев Р. А., Рассохин В. А. Основные пути повышения экономичности газопаровых установок. *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование*. 2012. № 2, Ч. 2. С. 40–47.
  - Романов В. В., Раимов Р. И., Черный Г. В. Новые газотурбинные установки мощностью 45 и 60 МВт разработки ГП НПКГ «Зоря-Машпроект» и высокоэффективные энергетические установки на их основе в энергетике Украины. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2008. № 2. С. 155–161.
  - Двигуни ДП НВКГ «Зоря-Машпроект»*. URL: <https://zmturbines.com/serial-production/engines> (дата звернення: 07.07.2022).
  - Sharaf O. Z., Orhan M. F. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2014. Vol. 32. P. 810–853. doi: 10.1016/j.rser.2014.01.012.
  - Welaya Y. M. A., Mosleh M., Ammar N. R. Thermodynamic analysis of a combined gas turbine power plant with a solid oxide fuel cell for marine applications. *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.* 2013. Vol. 5, Iss. 4. P. 529–545. doi: 10.2478/IJNAOE-2013-0151.
  - Cheddie D. F. Integration of A Solid Oxide Fuel Cell into A 10 MW Gas Turbine Power Plant. *Energies*. 2010. Vol. 3, Iss. 4. P. 754–769. doi: 10.3390/en3040754.
  - ПАТ «Харківська ТЕЦ-5: офіційний сайт*. URL: <https://www.tec5.kharkov.ua/eng/index.php> (дата звернення: 30.11.2022).
  - Rusanov A. V., Kostikov A. O., Shubenko O. L., Kharlampidi D. Kh., Tarasova V. O., Senetskyi O. V. Highly efficient cogeneration power plant with deep regeneration based on air Braiton cycle. *J. Mech. Eng.* 2019. Vol. 22, No. 4. P. 12–23. doi: 10.15407/pmach2019.04.012.
  - Tarasova V., Kuznetsov M., Ganzha M., Litvinenko M. Optimization of the thermodynamic cycle of a combined-cycle power plant. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPI Week). Proceedings of the conference (September 13-17, 2021, Kharkiv, Ukraine)*. IEEE. 2021. P. 208–212. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570103.
  - Kostikov A., Tarasova V., Kuznetsov M., Satayev M., Kharlampidi D. Thermoeconomical optimization of a regenerative air turbine cogeneration system. *J. Therm. Eng.* 2021. Vol. 7, No. 7. P. 1719–1730. doi: 10.18186/thermal.1025958.
  - Rai A. K., Pandey M., Baredar P. Super critical thermal power plant boiler efficiency calculation using imported coal. *Int. J. for Research in Appl. Science & Eng. Technology*, 2017, vol. 5 (9), pp. 709–717, doi: 10.22214/IJRASET.2017.9104.
  - Siemens Energy Steam Turbines*. Available at: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offersings/power-generation/steam-turbines/steam-turbines-in-combined-cycle-power-plants.html> (accessed 30.11.2022).
  - Leo T. J., Perez-Grande I., Perez-del-Notario P. Gas turbine turbocharged by a steam turbine: a gas turbine solution increasing combined power plant efficiency and power. *Appl. Therm. Eng.*, 2003, Vol. 23 (15), pp. 1913–1929, doi: 10.1016/S1359-4311(03)00144-3.
  - Khalatov A. A., Karp I. N., Kutsan Yu. G. Energeticheskoye gazoturbostroyeniye: perspektivy ispolzovaniya v energetike Ukrainy [Energy gas turbine construction: prospects for use in the energy sector of Ukraine]. *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.*, 2015, no. 11, pp. 52–58, doi: 10.15407/vism2015.11.052.
  - Khalatov A. A. Parohazovi ustanovky v enerhetytsi: suchasnyy stan i perspektyvy rozvytku v Ukrayini [Steam and gas plants in the energy industry: current state and development prospects in Ukraine]. *Nauchnyye i prikladnyye voprosy promyshlennogo gazoturbostroyeniya (collection of published articles)*. Kyiv. ITTF NAS of Ukraine, 2014, Vol. 1, pp. 41–52.
  - Leontyev R. A., Rassokhin V. A. Osnovnyye puti povysheniya ekonomichnosti gazoparovykh ustanovok [The main ways to increase the efficiency of gas-steam plants]. *Nauchno-tekhnicheskiye vedomosti SPbGPU. Nauka i obrazovaniye*, 2012, no. 2 (2), pp. 40–47.
  - Romanov V. V., Raimov R. I., Chernyy G. V. Novyye gazoturbinnyye ustanovki moshchnostyu 45 i 60 MW razrabotki GP NPKG «Zorya-Mashproyekt» i vysokoeffektivnyye energeticheskiye ustanovki na ikh osnove v energetike Ukrainy [New gas turbine units with a capacity of 45 and 60 MW developed by SE "Zorya-Mashproekt" and highly efficient power plants based on them in the energy sector of Ukraine]. *Intehrovani tekhnolohiyi ta enerhozberezhennya*, 2008, no. 2, pp. 155–161.
  - Engines of State Enterprise "Zorya-Mashproekt"*. Available at: <https://zmturbines.com/serial-production/engines> (accessed 07.07.2022).
  - Sharaf O. Z., Orhan M. F. An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications. *Renew. Sust. Energ. Rev.*, 2014, Vol. 32, pp. 810–853, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.012.
  - Welaya Y. M. A., Mosleh M., Ammar N. R. Thermodynamic analysis of a combined gas turbine power plant with a solid oxide fuel cell for marine applications. *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.*, 2013, Vol. 5 (4), pp. 529–545, doi: 10.2478/IJNAOE-2013-0151.
  - Cheddie D. F. Integration of A Solid Oxide Fuel Cell into A 10 MW Gas Turbine Power Plant. *Energies*, 2010, vol. 3 (4), pp. 754–769, doi: 10.3390/en3040754.
  - Kharkiv Combined Heat and Power Plant No 5: official site*. Available at: <https://www.tec5.kharkov.ua/eng/index.php> (accessed 30.11.2022).
  - Rusanov A. V., Kostikov A. O., Shubenko O. L., Kharlampidi D. Kh., Tarasova V. O., Senetskyi O. V. Highly efficient cogeneration power plant with deep regeneration based on air Braiton cycle. *J. Mech. Eng.*, 2019, vol. 22 (4), pp. 12–23, doi: 10.15407/pmach2019.04.012.

#### References (transliterated)

- Basu S., Debnath A. K. *Power plant instrumentation and control handbook. A guide to thermal power plants. 2nd ed.* Academic Press, 2019, 1152 p.

15. Tarasova V., Kuznetsov M., Ganzha M., Litvinenko M. Optimization of the thermodynamic cycle of a combined-cycle power plant. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPI Week). Proceedings of the conference (September 13-17, 2021, Kharkiv, Ukraine)*. IEEE, 2021, pp. 208–212, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570103.
16. Kostikov A., Tarasova V., Kuznetsov M., Satayev M., Kharlampidi D. Thermoeconomical optimization of a regenerative air turbine cogeneration system. *J. Therm. Eng.*, 2021, Vol. 7 (7), pp. 1719–1730, doi: 10.18186/thermal.1025958.

#### Відомості про авторів (About authors)

**Костіков Андрій Олегович** – чл.-кор. Національної академії наук України, доктор технічних наук, заступник директора з наукової роботи Інституту проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного Національної академії наук України; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6076-1942>; e-mail: [kostikov@ipmach.kharkov.ua](mailto:kostikov@ipmach.kharkov.ua).

**Andrii Kostikov** – Corresponding member of National Academy of Science of Ukraine, Doctor of Technical Sciences, Deputy Director for Research of A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6076-1942>; e-mail: [kostikov@ipmach.kharkov.ua](mailto:kostikov@ipmach.kharkov.ua).

**Тарасова Вікторія Олександрівна** – доктор технічних наук, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного Національної академії наук України, провідний науковий співробітник відділу моделювання та ідентифікації теплових процесів в енерготехнологічному обладнанні; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3252-7619>; e-mail: [vat523710@gmail.com](mailto:vat523710@gmail.com).

**Victoria Tarasova** – Doctor of Technical Sciences, A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Leading Researcher of Department of Modeling and Identification of Thermal Processes in Power Engineering Equipment, Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3252-7619>; e-mail: [vat523710@gmail.com](mailto:vat523710@gmail.com).

**Кузнецов Михайло Олександрович** – кандидат технічних наук, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного Національної академії наук України, науковий співробітник відділу моделювання та ідентифікації теплових процесів в енерготехнологічному обладнанні; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5180-8830>; e-mail: [childeric1975@gmail.com](mailto:childeric1975@gmail.com).

**Mikhail Kuznetsov** – PhD, A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Researcher of Department of Modeling and Identification of Thermal Processes in Power Engineering Equipment, Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5180-8830>; e-mail: [childeric1975@gmail.com](mailto:childeric1975@gmail.com).

**Ганжа Микола Григорович** – Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного Національної академії наук України, провідний інженер відділу моделювання та ідентифікації теплових процесів в енерготехнологічному обладнанні; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3625-6131>; e-mail: [nk7007@ukr.net](mailto:nk7007@ukr.net).

**Mykola Ganzha** – A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Leading Engineer of Department of Modeling and Identification of Thermal Processes in Power Engineering Equipment, Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3625-6131>; e-mail: [nk7007@ukr.net](mailto:nk7007@ukr.net).

**Мазур Андрій Олександрович** – Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного Національної академії наук України, аспірант відділу моделювання та ідентифікації теплових процесів в енерготехнологічному обладнанні; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2864-4943>; e-mail: [drussmazur@gmail.com](mailto:drussmazur@gmail.com).

**Andrii Mazur** – A. Pidgorny Institute of Mechanical Engineering Problems of National Academy of Science of Ukraine, Postgraduate Student of Department of Modeling and Identification of Thermal Processes in Power Engineering Equipment, Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2864-4943>; e-mail: [drussmazur@gmail.com](mailto:drussmazur@gmail.com).

*Будь ласка, посилайтесь на цю статтю наступним чином:*

Костіков А. О., Тарасова В. О., Кузнецов М. О., Ганжа М. Г., Мазур А. О. Оцінка ефективності парогазових установок з інтеграцією твердооксидних паливних елементів. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». 2022. № 4 (14). С. 3-10. doi:10.20998/2413-4295.2022.04.01.

*Please cite this article as:*

Kostikov A., Tarasova V., Kuznetsov M., Ganzha M., Mazur A. Efficiency evaluation of steam-gas plants with the solid oxide fuel cells integration. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: New solutions in modern technology.* – Kharkiv: NTU "KhPI", 2022, no. 4 (14), pp. 3–10, doi:10.20998/2413-4295.2022.04.01.

*Надійшла (received) 01.12.2022*