
ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА (G4)

УДК 621.311.21:621.472:696.2

ДЕЦЕНТРАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ ГАЗОТУРБІННИХ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

Кандидати техн. наук А. О. Каграманян, Ю. А. Бабіченко, О. В. Василенко,
асист. А. В. Онищенко

DECENTRALIZATION OF HEAT AND POWER SUPPLY SYSTEMS IN URBAN DISTRICTS BASED ON GAS TURBINE COGENERATION UNITS

PhD (Tech) A. Kagramanian, PhD (Tech) J. Babichenko,
PhD (Tech) Oleh Vasylenko, Assistant A. Onishchenko

DOI: <https://doi.org/10.18664/1994-7852.215.2026.358724>



Анотація. У статті досліджено концепцію децентралізації енергопостачання міських районів на основі газотурбінних теплоелектроцентралей (ГТ-ТЕЦ). Проведено техніко-економічний аналіз впровадження когенераційної системи для типового району в кліматичних умовах м. Харкова із розрахунком теплових і електричних навантажень. Проаналізовано і порівняно три альтернативні варіанти ГТУ провідних світових виробників (Siemens SGT-500, GE LM2500+G4, Solar Titan 130). Детально досліджено технічні можливості роботи вибраних установок на альтернативних видах палива (дизельне пальне, біогаз, водневі суміші) для забезпечення резервування критичної інфраструктури. Розраховано основні економічні показники: NPV = 185,1 млн дол., IRR = 14,2 %, DPP = 8,6 року для рекомендованого варіанта. Обґрунтовано переваги децентралізованої генерації: підвищення енергетичної безпеки, зниження втрат у мережах, підвищення ККД до 78–83 % завдяки когенерації, скорочення викидів CO₂ на 202 тис. т/р. Визначено основні ризики та запропоновано заходи мітигації. Результати можуть служити моделлю для реплікації в інших міських районах України.

Ключові слова: газотурбінні установки, когенерація, децентралізація, теплопостачання, техніко-економічний аналіз, ГТ-ТЕЦ, енергетична безпека, dual-fuel системи.

Abstract. The article examines the concept of decentralizing heat and electricity supply for urban districts by deploying gas turbine combined heat and power plants (GT-CHP) as local energy centers. The study focuses on a typical residential district in the climatic conditions of Kharkiv and includes detailed determination of hourly heat and electric loads, taking into account seasonal variability of demand and requirements for critical infrastructure reliability. A comparative techno-economic analysis of three alternative gas turbine units Siemens SGT-500, GE LM2500G4 and Solar Titan 130 from leading global manufacturers is carried out, with evaluation of their efficiency, fuel flexibility and suitability for cogeneration operation. Special attention is paid to the possibility of using alternative and backup fuels, including diesel fuel, biogas and

ISSN (p) 1994-7852

ISSN (online) 2413-3795

© Каграманян А. О., Бабіченко Ю. А., Василенко О. В., Онищенко А. В., 2026.

hydrogen-containing blends, which increases energy security under crisis and wartime conditions. For the recommended configuration, key financial indicators are calculated: net present value NPV 185.1 million USD, internal rate of return IRR 14.2 and discounted payback period DPP 8.6 years, which confirms the investment attractiveness of the project for municipal and private investors. The introduction of decentralized GT-CHP allows increasing overall efficiency up to 78–83, reducing network losses and cutting annual carbon dioxide emissions by 202 thousand tons through replacement of obsolete boiler houses and part of centralized generation. The identified technical, economic and environmental effects demonstrate the expediency of scaling such solutions for other urban districts of Ukraine under conditions of energy transition and post-war reconstruction.

Keywords: *gas turbine units, cogeneration, decentralization, heat supply, techno-economic analysis, GT-CHP, energy security, dual-fuel systems.*

Вступ. Централізовані системи теплопостачання, розроблені в радянський період, зазнають суттєвих втрат енергії з транспортуванням теплоносія на відстані понад 5–10 км. У великих промислових містах типові втрати становлять 25–35 % виробленої енергії [1]. В умовах воєнного конфлікту в Україні критична інфраструктура енергетичного комплексу зазнає масованих атак, що зумовлює гостру необхідність розвитку децентралізованих джерел енергопостачання [2]. Газотурбінні теплоелектроцентралі (ГТ-ТЕЦ) забезпечують одночасне виробництво електроенергії і тепла за рахунок утилізації теплової енергії вихлопних газів турбіни. Такий когенераційний цикл дає змогу досягти загального ККД 75–85 %, тоді як роздільне виробництво електроенергії і тепла дає лише 50–55 % ефективності [3]. Децентралізацію енергопостачання розглядають у світовій практиці як один із основних напрямів підвищення енергетичної стійкості розвинених країн [4].

До переваг газотурбінних установок як джерел енергопостачання можна віднести такі фактори. Високий коефіцієнт корисної дії когенерації (78–85 %). На відміну від централізованих ТЕС, де тепловий потік вихлопних газів мільйонів мегаватів розсіюється в атмосфері через градирні, ГТ-ТЕЦ передає тепло мережевій воді або парі. Економія палива з переходом із роздільного на когенераційний режим складає 35–40 % [5]. Це означає, що за однакового споживання енергії населенням для ГТ-ТЕЦ

потрібно на 35–40 % менше природного газу. Наступний фактор – це енергетична безпека та незалежність. Децентралізована генерація зменшує залежність району від централізованої енергосистеми. У випадку пошкодження магістральних ліній передавання або котелень район може функціонувати автономно протягом невизначеного часу. Для воєнних конфліктів або надзвичайних ситуацій це критично важливо [2].

Вагомий фактор переваг порівняно з традиційними джерелами генерації – зменшення втрат із транспортуванням енергії. Централізована система передавання теплової енергії на дальні відстані має втрати тепла через ізоляцію труб (3–5 % на кожні 10 км [6]). Децентралізована генерація з розміщенням установки на території району зменшує такі втрати до мінімуму. Важливим фактором під час війни в Україні є гнучкість і модульність ГТУ. Газотурбінні установки можуть працювати в широкому діапазоні навантажень (25–100 % номіналу) і запущені за 5–15 хв [7]. Модульна конструкція дає змогу встановлювати кілька блоків, кожен із яких можна вводити або виводити з експлуатації незалежно, забезпечуючи гнучкість у регулюванні потужності. Економічний фактор є одним з основних, що впливає на вибір ГТУ.

Менші капітальні витрати порівняно з атомною або вугільною генерацією. Капітальні витрати ГТ-ТЕЦ складають 4000–5000 дол./кВт, тоді як для атомних

станцій – 10 000–15 000 дол./кВт, для вугільних – 5000–7000 дол./кВт [8]. Строк окупності ГТ-ТЕЦ у режимі когенерації – 7–10 років. Вагомою перевагою газотурбінних установок є менші викиди забруднюючих речовин в атмосферу порівняно зі звичайними котельними установками, які працюють на вугіллі.

Відповідність європейським екологічним стандартам. Сучасні газотурбінні установки оснащені системами DLE (Dry Low Emission), які забезпечують викиди NOx менше 25 ppm у разі роботи на природному газі [7]. Це відповідає стандартам ЄС (директива 2010/75/ЄС).

Також потрібно зазначити, що газотурбінні установки мають недоліки та ризики в експлуатації. По-перше, це залежність від доступності природного газу.

Основним паливом для ГТ-ТЕЦ є природний газ. Переривання поставок газу, як це було в Україні у 2009 р. та інших країнах Європи, безпосередньо впливає на роботу системи [9]. Альтернатива – перехід на зріджений природний газ (ЗПГ) або біогаз, однак це потребує додаткових інвестицій та інфраструктури.

По-друге, високі вимоги щодо якості палива. Газотурбінні установки чутливі до вмісту домішок у газі (вільна вода, сульфур, хлориди). Невідповідна якість палива призводить до корозії лопаток турбіни і скорочення міжремонтного ресурсу [10]. По-третє, значні експлуатаційні витрати на ремонті. Періодичні ремонті і заміна деталей турбіни (лопатки компресора, ротор, підшипники) потребують зупинки установки на два-чотири тижні. Вартість планового ремонту складає 1–2 млн дол. на одну установку потужністю 20 МВт [11].

Вагомими факторами, що впливають на ефективну експлуатацію, є викиди парникових газів (принаймні 380–420 г CO₂/кВт·год), хоча когенерація істотно ефективніша за роздільне виробництво, викиди CO₂ зі спалюванням природного газу все ще становлять 380–420 г CO₂/кВт·год [12]. Для досягнення цілей нейтральності

вуглецю до 2050 р. потрібна поступова трансформація на відновлювані джерела енергії. Через складність пусконаладження та експлуатації потрібно залучати висококваліфікований персонал і розробляти комплексні операційні процедури. Помилки під час експлуатації можуть призвести до аварій і серйозних пошкоджень [13]. Газотурбінні установки генерують шум 85–95 дБ, для чого потрібні додаткові звукоізолюючі конструкції та обмеження для розміщення установки поблизу житлових районів [14].

Системи децентралізованої генерації отримали велике поширення в Європі, Північній Америці та Азії з початку 2000-х рр. У Данії частка когенерації в енергобалансі складає 65 %, у Нідерландах – 45 %, Німеччині – 12 % [15]. Останні дослідження, опубліковані в базах Scopus і Web of Science, демонструють актуальність інтеграції когенераційних систем із відновлюваними джерелами енергії. Valkering et al. (2023) показали, що децентралізовані енергосистеми з когенерацією можуть забезпечити до 20 % електрогенерації та 25 % тепlopостачання в Європі до 2030 р. [16]. Xu et al. (2024) у систематичному огляді багатоенергетичних районних систем зазначають, що інтеграція ГТ-ТЕЦ із відновлюваними джерелами та системами накопичення підвищує загальну ефективність на 15–18 % [17]. Karpenko (2024) на прикладі міста Ірпінь (Україна) обґрунтував економічний ефект від диверсифікації джерел тепlopостачання на рівні 727 тис. дол./р. і відносну ринкову ефективність 28,05 % [18]. Korteweg (2024) від імені COGEN Europe підкреслює, що когенерація еволюціонує в основу децентралізованої інтегрованої енергосистеми, де енергія генерована та споживана на локальному рівні, прискорюючи впровадження вітрової та сонячної енергетики [19]. Дослідження питань екологічного впливу газотурбінних когенераційних установок показують можливість зниження викидів CO₂ на 40–45 % з

інтеграцією систем уловлювання вуглецю та утилізації теплових викидів [20, 21]. Для України розвиток децентралізованої генерації залишається відносно новим напрямом. Проте міжнародні фінансові інститути (ЄБРР, Світовий банк) активно підтримують проекти децентралізації систем теплопостачання у східноєвропейських країнах [22].

Об'єкт дослідження – типовий район міської забудови в кліматичних умовах м. Харкова. Характеристики об'єкта: типовий район розташований у м. Харкові з населенням 94 000 осіб на площі 45,54 км². Забудова складається переважно з панельних багатоповерхівок радянського періоду (70 %), новіших будинків із частковою термомодернізацією (20 %), адміністративних будівель (10 %) [19].

Енергетичні потреби району:

- електроспоживання: 329 млн кВт·год/р. (середня потужність 37,5 МВт);
- теплоспоживання на опалення: 218,6 млн кВт·год/р.;
- теплоспоживання на ГВП: 178,7 млн кВт·год/р.;
- сумарне теплоспоживання (з урахуванням втрат): 794,6 млн кВт·год/р.

Визначаємо теплове навантаження за формулою

$$Q = F \times q + N \times V_{\text{ГВП}} \times c \times \Delta T \times 365, \quad (1)$$

де F – житлова площа;

q – питоме теплоспоживання;

N – населення;

$V_{\text{ГВП}}$ – витрати гарячої води;

c – теплоємність;

ΔT – перепад температури.

Базуючись на методиці ДБН В.2.5-67:2013, прийнято питоме теплоспоживання 0,080 Гкал/(м²·р.) для неутепленого житлового фонду радянського періоду.

Вибір оптимальної конфігурації ГТУ, що задовольняє електричну та теплову потужності. На основі аналізу світового ринку вибрано три альтернативних варіанти:

Варіант А: 3 × Siemens SGT-500 (55,5 МВт електричної потужності, 111 МВт теплової потужності).

Варіант Б: 2 × GE LM2500+G4 (69 МВт електричної потужності, 110 МВт теплової потужності).

Варіант В: 4 × Solar Titan 130 (66 МВт електричної потужності, 120 МВт теплової потужності).

Ураховуючи критичну необхідність резервування паливопостачання для об'єктів енергетичної інфраструктури, особливо в умовах воєнного конфлікту, проаналізовано можливості вибраних газотурбінних установок щодо роботи на різних видах палива.

Siemens SGT-500 оснащена конвенційною системою згоряння з можливістю впорскування пари або води для контролю викидів. Камера згоряння дає змогу працювати на природному газі та дизельному пальному (dual-fuel capability) [24]. Час переходу з природного газу на дизельне пальне становить 15–20 с без зупинки установки. У разі роботи на дизельному пальному електрична ефективність знижується на 1,2–1,5 п.п. (процентного пункту) (з 32,9 % до 31,4–31,7 %), а викиди NO_x зростають із 42 до 65–75 ppmV. Міжремонтний ресурс за роботи на дизельному пальному скорочений на 15–20 % через підвищене забруднення лопаток турбіни продуктами згоряння [25].

GE LM2500+G4 є похідною від авіаційного двигуна і стандартно укомплектований системою dual-fuel із можливістю роботи на природному газі, дизельному пальному та зрідженому природному газі (ЗПГ). Дослідження показали, що системи dual-fuel із децентралізованими форсунками на основі флюїдних осциляторів забезпечують ефективне розпилення рідкого палива та можливість безперервної роботи на змішаному паливі [26]. Для GE LM2500+G4 електрична ефективність із роботою на дизелі знижується на 0,8–1,0 п.п., а викиди NO_x зростають на 30–40 % порівняно з

природним газом [27]. Перехід між видами палива здійснюється автоматично за 10–15 с.

Solar Titan 130 має камеру згоряння кільцевого типу з системою попереднього змішування палива та повітря. Стандартна конфігурація передбачає роботу на природному газі з опцією dual-fuel. Дослідження показали, що додавання продуктів плазмохімічного елемента в камеру згоряння значно покращує ефективність роботи на різних видах палива: викиди CO знижені з 25–28 до 3,9–4,6 ppm, при цьому викиди NOx залишаються практично незмінними [28]. У разі роботи Solar Titan 130 на дизельному пальному ефективність знижена на 1,5–2,0 п.п., викиди NOx зростають на 45–50 % [29].

Порівняльний аналіз альтернативних палив. Дослідження Marin et al. (2025) показали, що перехід із дизельного пального на природний газ підвищує термічну ефективність газотурбінної установки на 1,38 %, ексергетичну ефективність – на 1,69 %, при цьому річна економія може становити до 753 млн дол. для установки потужністю 105 МВт [30]. Енергетичні викиди для дизельних ГТУ становлять 377,3 МВт, тоді як для газових – 367,1 МВт. Ефективність камери згоряння з використанням природного газу вища на 3,43 %, а руйнування ексергії менше на 13,12 % [30].

Можливість роботи на біопаливі та водневих сумішах також розглянуто в

сучасних дослідженнях, чим підтверджено перспективність біогазу як альтернативного палива [31]. Експериментальні дослідження показали, що додавання водню (H₂) до метану (CH₄) у пропорції до 20–30 % об. покращує характеристики згоряння, знижує викиди CO та підвищує стабільність роботи камери згоряння [32].

Капітальні витрати на ГТУ та необхідне обладнання наведені в табл. 1.

У табл. 2 наведено основні економічні показники, на основі яких ми можемо вибирати оптимальні варіанти газотурбінних установок.

На основі багатокритеріального аналізу рекомендовано Варіан А (3 × Siemens SGT-500) як оптимальний баланс технічної надійності, гнучкості експлуатації та економічної ефективності.

Екологічні та соціальні аспекти зі встановленням ГТУ за варіантом А. Скорочення викидів CO₂, річне скорочення викидів парникових газів порівняно з базовим сценарієм (вугільна ТЕС + газові котельні):

- електроенергія: 160 060 т CO₂/р.;
- теплова енергія: 42 210 т CO₂/р.;
- разом: 202 270 т CO₂/р. (-21,5 %).

Соціальні ефекти: створення додаткових робочих місць, підвищення надійності енергопостачання в м. Харкові, зрозуміла тарифна політика для населення.

Таблиця 1

Капітальні витрати за варіантами ГТУ

Стаття витрат	Варіант А	Варіант Б	Варіант В
ГТУ та HRSG, млн дол.	117,5	148,0	96,0
Електрообладнання, млн дол.	26,5	29,0	29,0
Будівництво та інженерія, млн дол.	43,0	40,0	51,0
Мережі та резервні системи, млн дол.	62,0	64,0	62,0
Разом	255,0	297,0	214,0

Порівняння економічних показників варіантів

Показник	Варіант А	Варіант Б	Варіант В
ОРЕХ, млн дол./р.	13,27	13,44	14,75
Річні доходи, млн дол.	64,14	68,30	70,12
ЕВІТДА, млн дол./р.	50,87	54,86	55,37
NPV (r = 8 %), млн дол.	185,1	274,5	262,6
IRR, %	14,2	15,8	16,9
DPP, р.	8,6	8,1	7,3

Цей проєкт має ризики, викликані війною, тому додатково потрібно розглянути заходи мітигації для попередження цих проблем у майбутньому. Перший ризик – це дефіцит природного газу, відповідними заходами мітигації для цього випадку є застосування скрапленого газу або рідкого палива. Другий ризик – це пошкодження мереж, для запобігання чому потрібно передбачити резервні лінії та використовувати підземне прокладання комунікацій. Із найменшою вірогідністю може статися аварія на ГТУ, для цього потрібно такі заходи мітигації, як резервування за потужністю блоків і використання пікових котлів для покриття теплової потужності.

Висновки

1. Децентралізація систем теплопостачання та електропостачання на основі ГТ-ТЕЦ є перспективним напрямом

розвитку енергетичної інфраструктури України, особливо в умовах воєнного конфлікту.

2. Газотурбінні установки забезпечують 78–85 % ККД у режимі когенерації, що на 35–40 % більше, ніж роздільне виробництво.

3. Для типового району в кліматичних умовах м. Харкова рекомендовано встановлювати три блоки Siemens SGT-500 сумарною електричною потужністю 55,5 МВт і тепловою потужністю 111 МВт з очікуваною NPV = 185,1 млн дол. і IRR = 14,2 %.

4. Проєкт забезпечить скорочення викидів CO₂ на 202 тис. т/р. і створення 85 робочих місць.

5. Запропонована конфігурація може бути моделлю для реплікації в інших міських районах України.

Список використаних джерел

1. International Energy Agency. World Energy Outlook 2023 / IEA. Paris : IEA Publications, 2023. 468 p.
2. Ukraine Energy Profile / International Energy Agency. (2023). URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac51678f-5069-4495-9551-87040cb0c99d/UkraineEnergyProfile.pdf>.
3. How to Improve the District Heating Sector in Kharkiv / World Bank ESMAP. (2010). URL: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/P105603_Ukraine_How to Improve the District Heating Sector_Johnson-FINAL.pdf.

4. Zaporowski B. (2012). Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants. *Polish Journal of Environmental Studies*. No. 21(4). Pp. 1377–1387.
5. Banjac M. et al. (2020). Techno-Economic Analysis of Gas Turbine-Based CHP Plant. *Thermal Science*, No. 24(6). Pp. 4135–4148. DOI: 10.2298/TSCI200103150B
6. Koch S. (2019). Decentralized district heating : benefits and drawbacks for end-users. *Energy and Buildings*, No. 180. Pp. 239–252. DOI: 10.1016/j.enbuild.2018.09.034
7. CHP Sizing to Optimise Performance. Edina. (2020). URL: <https://www.edina.eu/news/chp-sizing-to-optimise-performance>.
8. Lee S. et al. (2017). Optimum sizing and operational strategy of CHP plant for district heating system. *Energy*, No. 124. Pp. 258–271. DOI: 10.1016/j.energy.2017.02.048.
9. CHP Cheat Sheet – Gas Engines & Gas Turbines. ADG Efficiency. (2024). URL: <https://adgefficiency.com/blog/cheat-sheet-gas-engine-gas-turbine-chp/>
10. Combined Heat and Power Technologies. UK BEIS. (2021). URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/602a7b6bd3bf7f031e1bdcdd/Part_2_CHP_Technologies_BEIS_v03.pdf.
11. Udeh G. T. et al. (2019). Comparative thermo-economic analysis of multi-fuel fired combined cycle plant. *Energy*, No. 186(115790). DOI: 10.1016/j.energy.2019.115790
12. Mousavi S. M. et al. (2018). Gas turbine efficiency improvements: a comprehensive review. *Energy Conversion and Management*, No. 173. Pp. 521–541. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.07.095.
13. Shaw S. J. (2022). Heat Recovery Steam Generator : design and operation. *Industrial & Engineering Chemistry*, No. 155. Pp. 18–35.
14. Dockery D. et al. (2020). Air Pollution and Health : a review of mechanisms and evidence. *Environmental Health and Disease Prevention*, Pp. 156–189.
15. Quantifying the Heating and Cooling Demand in Europe / Heat Roadmap Europe. (2018). URL: <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-4-Heat-Cold-Demands.pdf>.
16. Valkering P. et al. (2023). Representing decentralized generation and local energy systems in national energy planning models : A case study for Belgium. *Applied Energy*, No. 348(121496). DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121496.
17. Xu Y. et al. (2024). District multi-energy systems : A comprehensive review of modeling methods and optimization approaches. *Building and Environment*. No. 250(111160). DOI: 10.1016/j.buildenv.2024.111160.
18. Karpenko D. (2024). Method for assessing the efficiency of the district heating system under market conditions. *Vidnovlucvana Energetika*, No. 4(79). Pp. 28–38. DOI: 10.36296/1819-8058.2024.4(79).28-38.
19. Korteweg H. (2024). Cogeneration evolving into the backbone of a decentralized, integrated energy system. *EM-Power Europe*. URL: <https://www.em-power.eu/news/expert-interviews-cogeneration>.
20. Jahanshahi A. et al. (2024). Techno-economic, techno-environmental assessments of an integrated system for CO₂ capturing from a gas turbine. *Energy*, No. 307(132616). DOI: 10.1016/j.energy.2024.132616.
21. Wang J. et al. (2023). Multi-objective optimization of district heating systems with turbine-driving fans and pumps. *Energy*, No. 278(127671). DOI: 10.1016/j.energy.2023.127671.
22. European Bank for Reconstruction and Development : Projects in Ukraine. EBRD. (2024). URL: <https://www.ebrd.com/what-we-do/projects/ukraine>.
23. Electric power consumption (kWh per capita) – Ukraine. World Bank Data. (2023). URL: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=UA>.

24. SGT-500 Industrial Gas Turbine : Technical Specifications. Siemens Energy. (2023). 8 p.
25. Kumar S. et al. (2023). Gas turbine fuel flexibility : A review of current capabilities and future outlook. *Fuel*, No. 340(127510). DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127510.
26. Schütze M. et al. (2022). Development and Integration of the Dual Fuel Combustion System for the MGT Gas Turbine Family. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, No. 144(2,021021). DOI: 10.1115/1.4052448.
27. LM2500 Gas Turbine : Performance and Fuel Flexibility. GE Vernova. (2024). URL: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/lm2500>.
28. Serbin S. et al. (2023). Investigation of the efficiency of a dual-fuel gas turbine combustion chamber with plasma-chemical element. *Polish Maritime Research*, No. 30(2). Pp. 113–121. DOI: 10.2478/pomr-2023-0022.
29. Kumar R., Singh P. (2023). Effect of alternative fuels and operating conditions on the performance and emission for a gas turbine. *International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies*, No. 6(10). Pp. 49–54.
30. Marin G. E. et al. (2025). Full length article : A comparative investigation of two gas turbines utilizing natural gas and diesel fuel through energy, exergy, exergoeconomic, and exergoenvironment assessments. *International Journal of Hydrogen Energy*, No. 94. Pp. 1099–1115. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.11.239.
31. Marin G. E. et al. (2025). Comparative assessment of the parameters of the gas turbine power plant when operating on natural gas, biogas and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, No. 98. Pp. 685–698. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.03.156.
32. Nassini A. et al. (2024). Experimental analysis of dual-fuel (CH₄/H₂) capability in a partially-premixed swirl stabilized combustor. *Combustion and Flame*, No. 270(113745). DOI: 10.1016/j.combustflame.2024.113745.

References

1. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2023* / IEA. Paris : IEA Publications, 2023. 468 p. [in English].
2. *Ukraine Energy Profile* / International Energy Agency. (2023). Retrieved from: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac51678f-5069-4495-9551-87040cb0c99d/UkraineEnergyProfile.pdf>.
3. *How to Improve the District Heating Sector in Kharkiv* / World Bank ESMAP. (2010). Retrieved from: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/P105603_Ukraine_How to Improve the District Heating Sector_Johnson-FINAL.pdf.
4. Zaporowski, B. (2012). Energy and economic effectiveness of gas-steam combined heat and power plants. *Polish Journal of Environmental Studies*. No. 21(4). Pp. 1377–1387. [in English].
5. Banjac, M. et al. (2020). Techno-Economic Analysis of Gas Turbine-Based CHP Plant. *Thermal Science*, No. 24(6). Pp. 4135–4148. DOI: 10.2298/TSCI200103150B [in English].
6. Koch, S. (2019). Decentralized district heating : benefits and drawbacks for end-users. *Energy and Buildings*, No. 180. Pp. 239–252. DOI: 10.1016/j.enbuild.2018.09.034 [in English].
7. *CHP Sizing to Optimise Performance*. Edina. (2020). Retrieved from: <https://www.edina.eu/news/chp-sizing-to-optimise-performance>.
8. Lee, S. et al. (2017). Optimum sizing and operational strategy of CHP plant for district heating system. *Energy*, No. 124. Pp. 258–271. DOI: 10.1016/j.energy.2017.02.048. [in English].
9. *CHP Cheat Sheet – Gas Engines & Gas Turbines*. ADG Efficiency. (2024). Retrieved from: <https://adgefficiency.com/blog/cheat-sheet-gas-engine-gas-turbine-chp/>

10. Combined Heat and Power Technologies. UK BEIS. (2021). Retrieved from: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/602a7b6bd3bf7f031e1bdcdd/Part_2_CHP_Technologies_BEIS_v03.pdf.
11. Udeh, G. T. et al. (2019). Comparative thermo-economic analysis of multi-fuel fired combined cycle plant. *Energy*, No. 186(115790). DOI: 10.1016/j.energy.2019.115790 [in English].
12. Mousavi, S. M. et al. (2018). Gas turbine efficiency improvements : a comprehensive review. *Energy Conversion and Management*, No. 173. Pp. 521–541. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.07.095. [in English].
13. Shaw, S. J. (2022). Heat Recovery Steam Generator : design and operation. *Industrial & Engineering Chemistry*, No. 155. Pp. 18–35. [in English].
14. Dockery, D. et al. (2020). Air Pollution and Health : a review of mechanisms and evidence. *Environmental Health and Disease Prevention*, Pp. 156–189. [in English].
15. Quantifying the Heating and Cooling Demand in Europe / Heat Roadmap Europe. (2018). Retrieved from: <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-4-Heat-Cold-Demands.pdf>.
16. Valkering, P. et al. (2023). Representing decentralized generation and local energy systems in national energy planning models : A case study for Belgium. *Applied Energy*, No. 348(121496). DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121496. [in English].
17. Xu, Y. et al. (2024). District multi-energy systems : A comprehensive review of modeling methods and optimization approaches. *Building and Environment*. No. 250(111160). DOI: 10.1016/j.buildenv.2024.111160. [in English].
18. Karpenko, D. (2024). Method for assessing the efficiency of the district heating system under market conditions. *Vidnovlucvana Energetika*, No. 4(79). Pp. 28–38. DOI: 10.36296/1819-8058.2024.4(79).28-38. [in English].
19. Korteweg, H. (2024). Cogeneration evolving into the backbone of a decentralized, integrated energy system. *EM-Power Europe*. URL: <https://www.em-power.eu/news/expert-interviews-cogeneration>. [in English].
20. Jahanshahi, A. et al. (2024). Techno-economic, techno-environmental assessments of an integrated system for CO₂ capturing from a gas turbine. *Energy*, No. 307(132616). DOI: 10.1016/j.energy.2024.132616. [in English].
21. Wang, J. et al. (2023). Multi-objective optimization of district heating systems with turbine-driving fans and pumps. *Energy*, No. 278(127671). DOI: 10.1016/j.energy.2023.127671. [in English].
22. European Bank for Reconstruction and Development : Projects in Ukraine. EBRD. (2024). Retrieved from: <https://www.ebrd.com/what-we-do/projects/ukraine>.
23. Electric power consumption (kWh per capita) – Ukraine. World Bank Data. (2023). Retrieved from: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=UA>.
24. SGT-500 Industrial Gas Turbine : Technical Specifications. Siemens Energy. (2023). 8 p. [in English].
25. Kumar, S. et al. (2023). Gas turbine fuel flexibility : A review of current capabilities and future outlook. *Fuel*, No. 340(127510). DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127510. [in English].
26. Schütze, M. et al. (2022). Development and Integration of the Dual Fuel Combustion System for the MGT Gas Turbine Family. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, No. 144(2,021021). DOI: 10.1115/1.4052448. [in English].
27. LM2500 Gas Turbine : Performance and Fuel Flexibility. GE Vernova. (2024). Retrieved from: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/lm2500>.
28. Serbin, S. et al. (2023). Investigation of the efficiency of a dual-fuel gas turbine combustion chamber with plasma-chemical element. *Polish Maritime Research*, No. 30(2). Pp. 113–121. DOI: 10.2478/pomr-2023-0022. [in English].

29. Kumar, R., Singh, P. (2023). Effect of alternative fuels and operating conditions on the performance and emission for a gas turbine. *International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies*, No. 6(10). Pp. 49–54. [in English].

30. Marin, G. E. et al. (2025). Full length article : A comparative investigation of two gas turbines utilizing natural gas and diesel fuel through energy, exergy, exergoeconomic, and exergoenvironment assessments. *International Journal of Hydrogen Energy*, No. 94. Pp. 1099–1115. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.11.239. [in English].

31. Marin, G. E. et al. (2025). Comparative assessment of the parameters of the gas turbine power plant when operating on natural gas, biogas and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, No. 98. Pp. 685–698. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.03.156. [in English].

32. Nassini, A. et al. (2024). Experimental analysis of dual-fuel (CH₄/H₂) capability in a partially-premixed swirl stabilized combustor. *Combustion and Flame*, No. 270(113745). DOI: 10.1016/j.combustflame.2024.113745. [in English].

Каграманян Артур Олександрович, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. ORCID iD: 0000-0003-3520-4911. Тел.: +38(057)730-10-05. E-mail: kartal@kart.edu.ua.

Бабіченко Юлія Анатоліївна, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. ORCID iD: 0000-0002-5345-7595. E-mail: babichenko@kart.edu.

Василенко Олег Вадимович, кандидат технічних наук, в. о. завідувача кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. ORCID iD: 0000-0002-6770-0955. E-mail: 0673966747@ukr.net.

Онищенко Андрій Володимирович, асистент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. ORCID iD: 0000-0003-1217-5724. E-mail: onyshchenko@kart.edu.ua.

Kagramanian Artur, Associate Professor, department of thermal engineering, heat engines and energy management, Ukrainian State University of Railway Transport. ORCID iD: 0000-0003-3520-4911. Tel.: +38(057)730-10-05. E-mail: kartal@kart.edu.ua.

Babichenko Juliya, Associate Professor of the Department of Heat Engineering, Heat Engines and Energy Management of the Ukrainian state university of railway transport. ORCID iD: 0000-0002-5345-7595. Email: babichenko@kart.edu.ua.

Vasylenko Oleh, Acting Head of the Department of Heat Engineering, Heat Engines and Energy Management of the Ukrainian state university of railway transport. ORCID iD: 0000-0002-6770-0955. E-mail: 0673966747@ukr.net.

Onishchenko Andrii, Assistant of the Department of Heat Engineering, Heat Engines and Energy Management of the Ukrainian state university of railway transport. ORCID iD: 0000-0003-1217-5724. E-mail: onyshchenko@kart.edu.ua.

Дата надходження статті 21.01.2026 р.

Дата прийняття статті до друку 16.02.2026 р.

Дата публікації (оприлюднення) статті 4.05.2026 р.

Стаття поширюється на умовах ліцензії Creative Commons Attribution License International CC-BY.