

УДК 620.92:697.34:330.13

ІНТЕГРАЦІЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В МОДУЛЬНІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ: ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ПЕРЕВАГИ

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

INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO MODULAR HEAT SUPPLY SYSTEMS: TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT AND ENVIRONMENTAL BENEFITS

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

DOI: <https://doi.org/10.18664/1994-7852.216.2026.362251>



***Анотація.** У статті розглянуто концепцію інтеграції відновлюваних джерел енергії (сонячних теплових колекторів і теплових насосів) у структуру модульних систем децентралізованого теплопостачання на основі газотурбінних когенераційних установок. Актуальність роботи зумовлена необхідністю декарбонізації застарілих централізованих систем із тепловими втратами 25–35 % і потребою в надійних модульних рішеннях в умовах воєнних викликів для критичної інфраструктури. Розроблено гібридну архітектуру «Тепловий насос + Когенерація + Сонячне поле» із чотирирежимним принципом управління та сезонним баком-акумулятором ємністю 2500 м³. Наведено математичну модель теплового балансу вузла, розрахунок реального COP теплового насоса та ефективності колекторного поля відповідно до стандарту EN ISO 9806. Для кліматичних умов Харкова виконано детальний розрахунок теплової продуктивності поля сонячних колекторів площею 500 м²: річний тепловий вихід складає 338 МВт·год. Визначено частку покриття навантаження від ВДЕ $f_{ВДЕ} = 86,0\%$ і показник збереження палива $f_{save} = 75,7\%$. Порівняно і проаналізовано п'ять конфігурацій модульних систем за техніко-економічними та екологічними показниками. Виконано економічний аналіз на 25-річному горизонті з використанням методу нівельованої вартості тепла (LCOH): NPV = +6 818 тис. USD (без грантів), IRR = 14,6 %, дисконтований термін окупності — 12 років (шість років за грантового покриття 50 % CAPEX від EU4Energy або ЄБРР). Оцінено екологічний ефект: скорочення викидів CO₂ на 248,725 т/р. (–68,04 % порівняно з базовим газовим опаленням), що за ціни вуглецевої квоти ETS EU 65 EUR/т еквівалентно ~17,5 тис. USD/р. потенційного вуглецевого доходу. Показано відповідність системи вимогам Директиви ЄС RED III і Національного плану енергетики та клімату України.*

***Ключові слова:** відновлювані джерела енергії, сонячні колектори, тепловий насос, когенерація, модульне теплопостачання, сезонне акумулювання, декарбонізація, CO₂.*

***Abstract.** The article examines the concept of integrating renewable energy sources (solar thermal collectors and heat pumps) into the structure of decentralized modular district heating systems based on gas turbine cogeneration units. The relevance of the study is driven by the need to*

ISSN (p) 1994-7852

ISSN (online) 2413-3795

© Бабіченко Ю. А., Василенко О. В., Біловол Г. В., Онищенко А. В., 2026.

decarbonize ageing centralized heat supply systems characterized by thermal losses of 25–35 %, as well as the demand for reliable modular solutions in the context of wartime threats to critical infrastructure. A hybrid architecture combining Heat Pump + Cogeneration + Solar Field has been developed, featuring four-mode control logic depending on solar irradiance and heat load levels, alongside a seasonal buffer tank with a capacity of 2,500 m³. A mathematical model of the thermal node energy balance is presented, along with a calculation of the real-world heat pump COP under local climatic conditions and solar collector field efficiency in accordance with EN ISO 9806. For the climatic conditions of Kharkiv, a detailed calculation of the thermal output of a 500 m² solar collector array was carried out: the annual heat yield amounts to 338 MWh. The renewable energy coverage fraction $f_{RES} = 86.0 \%$ and the fuel savings indicator $f_{save} = 75.7 \%$ were determined. A comparative analysis of five modular system configurations was conducted based on key techno-economic and environmental performance indicators. A 25-year economic assessment was performed using the Levelized Cost of Heat (LCOH) methodology: NPV = +6,818 thousand USD (without grants), IRR = 14.6 %, discounted payback period of 12 years (6 years with 50 % CAPEX grant funding from EU4Energy or EBRD). Environmental impact was assessed: CO₂ emissions reduction of 248,725 tonnes/year (–68.04 % compared to baseline gas heating), which at an ETS EU carbon price of 65 EUR/tonne corresponds to approximately 17,500 USD/year in potential carbon revenue. Compliance of the system with the requirements of EU Directive RED III and Ukraine's National Energy and Climate Plan is demonstrated.

Keywords: renewable energy sources, solar collectors, heat pump, cogeneration, modular district heating, seasonal storage, decarbonization, CO₂.

Вступ. Для сучасних систем централізованого теплопостачання, спроектовані переважно в радянський період, наявні значні теплові втрати (25–35 %) із транспортуванням теплоносія магістральними мережами та обмежений потенціал декарбонізації через монопаливну структуру [1]. В умовах воєнного стану та енергетичних обстрілів критичної інфраструктури актуальність децентралізованих модульних рішень різко зросла.

Модульна система теплопостачання на основі газотурбінної когенераційної установки (ГТУ-КГ) формує надійне технологічне ядро локального теплопостачання. Проте без інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) досягнення цілей декарбонізації є неможливим. Сонячні теплові колектори (СК) і теплові насоси (ТН) є природним доповненням: перші забезпечують базове навантаження гарячого водопостачання (ГВП) і передають надлишок у сезонний акумулятор, другі перетворюють низькопотенційне тепло доквілля та скидне

тепло когенерації на корисне теплопостачання [2, 3].

Практичний досвід підтверджує ефективність гібридних рішень. У скандинавській системі теплопостачання Härnösand (Швеція) сонячна термальна установка забезпечила 335 МВт·год тепла за рік. Данські системи з сезонними сховищами досягають частки сонячного покриття понад 60 %. Оптимізований гібрид ТН + КГ у Словаччині (RENVA Journal) забезпечив роботу без зовнішнього підключення до мережі. Українські дослідники показали, що гібридна схема ТН + СК досягає до 1,5 раза вищої енергоефективності порівняно зі звичайним геотермальним ТН [4, 5].

Мета статті – розробити гібридну архітектуру модульної системи теплопостачання з інтегрованими ВДЕ, розрахувати теплову продуктивність і частку покриття навантаження, а також провести техніко-економічний аналіз і оцінити екологічний ефект від зменшення викидів CO₂.

Концептуальне обґрунтування гібридної архітектури. Гібридна схема «ТН + КГ» реалізована за таким принципом: електричну потужність, вироблена когенераційною установкою, використовують для привода компресора теплового насоса. Це забезпечує роботу без зовнішнього «зеленого» тарифу, підвищує загальний ступінь утилізації палива та

знимає обмеження на відпуск теплоти у зворотній магістралі мережі [5].

Система функціонує в чотирьох режимах залежно від теплового навантаження і рівня сонячної радіації (табл. 1). Усі контури – когенераційний, тепловонасосний і сонячний – об'єднані в баку-акумуляторі, звідки тепло надходить до теплової мережі.

Таблиця 1

Режими роботи гібридної системи

Режим	Умова	Джерела тепла
1. Літній сонячний	ТСК > 50 °С, навантаження мале	Лише СК → бак
2. Весна/осінь сонячно	ТСК = 30–50 °С	СК + ТН (підвищення температури)
3. Зима/хмарно	ТСК < 30 °С або відсутність сонця	ТН (від КГ) + КГ-тепло
4. Пікові морози	Навантаження > ТН_max	КГ + ТН + пікова котельня

Математична модель гібридної системи

Тепловий баланс вузла за годину записують як

$$Q_{мережа} = Q_{КГ} + Q_{ТН} + Q_{СК} \pm Q_{акум}, \quad (1)$$

де $Q_{КГ}$ – теплопродуктивність когенераційної установки, кВт;

$Q_{ТН}$ – теплопродуктивність теплового насоса, кВт;

$Q_{СК}$ – теплопродуктивність сонячних колекторів, кВт;

Вакум – заряд (+) або розряд (–) акумулятора тепла, кВт.

Теплопродуктивність теплового насоса визначають через коефіцієнт перетворення COP:

$$Q_{ТН} = COP \cdot P_{ел}, \quad (2)$$

де $P_{ел}$ – електрична потужність від когенераційної установки, кВт.

Реальний COP теплового насоса розраховують за формулою

$$COP_{реал} = 0,45 \cdot (T_{конд} + 273,15) / (T_{конд} - T_{зовн}), \quad (3)$$

де $T_{конд}$ – температура конденсації (подача мережі, °С);

$T_{зовн}$ – температура джерела тепла, °С;

0,45 – коефіцієнт відповідності реального COP теоретичному (Карно).

Із підвищенням середньої зовнішньої температури з –6 до +8 °С COP теплового насоса зростає з 2,8 до 4,8 за температури $T_{конд} = 50$ °С, що підкреслює доцільність адаптивного управління та зниження

температури подавання мережі в перехідний період.

Ефективність плоского сонячного колектора відповідно до стандарту

EN ISO 9806 описано квадратичним рівнянням

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot (T_m - T_a) / G - a_2 \cdot G \cdot ((T_m - T_a) / G)^2, \quad (4)$$

де $\eta_0 = 0,80$ – оптичний ККД;
 $a_1 = 3,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – лінійний коефіцієнт тепловтрат;
 $a_2 = 0,015 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^2)$ – квадратичний коефіцієнт;
 G – інтенсивність сонячного випромінювання, $\text{Вт}/\text{м}^2$;

T_m – середня температура теплоносія в колекторі, $^\circ\text{C}$;
 T_a – температура зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$.
 Місячний тепловий вихід поля колекторів площею A обчислюють за формулою

$$Q_{СК, \text{міс}} = \eta_{\text{сер}} \cdot G_{\text{міс}} \cdot A \cdot 10^{-3}, [\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}.], \quad (5)$$

де $G_{\text{міс}}$ – місячна інсоляція на нахилену поверхню, $\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$;
 $\eta_{\text{сер}}$ – середній сезонний ККД.

Розрахунок теплової продуктивності системи. Розрахунок виконано для типової системи 1 МВт у кліматичних умовах м. Харкова ($49,9^\circ$ пн. ш.). Вхідні параметри наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Вхідні дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Площа апертури поля СК	A	500 м^2
Оптичний ККД	η_0	$0,80$
Середній сезонний ККД	$\eta_{\text{сер}}$	$0,52$
Річна GTI (нахил 45°)	$G_{\text{річ}}$	$1300 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$
Потужність ТН (електричний)	$P_{\text{ТН}}$	60 кВт ($\text{COP} = 3,5$)
Потужність КГ	$Q_{\text{КГ}}$	750 кВт
Об'єм акумулятора	V	2500 м^3

Річне виробництво сонячного поля

$$Q_{СК, \text{річ}} = 0,52 \cdot 1300 \cdot 500 = 338\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{р}. \approx 338 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{р}. \quad (6)$$

Теплова ємність сезонного акумулятора з перепадом температур $\Delta T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ (від 55 до $90 \text{ }^\circ\text{C}$)

$$Q_{акум} = 1000 \cdot 4186 \cdot 2500 \cdot 35 \cdot 10^{-6} = 365,8 \text{ МВт}\cdot\text{год.} \quad (7)$$

Місячна структура балансу теплового навантаження наведена в табл. 3.

Таблиця 3

Місячний баланс теплового покриття системи (Харків, нахил 45°)

Місяць	GH, кВт·год/м ²	Q _{теп} , МВт·год	Q _{СК} , МВт·год	Q _{ТН} , МВт·год	Q _{КГ} , МВт·год	f _{ВДЕ} , %
Січень	27,5	280	7,2	151,2	121,6	56,6
Лютий	49,6	230	12,9	151,2	65,9	71,3
Березень	93,6	180	24,3	151,2	4,5	97,5
Квітень	143,2	90	37,2	52,8	0	100
Травень	176,3	30	45,8	0	0	100
Червень	192,8	5	50,1*	0	0	100*
Липень	198,3	2	51,6*	0	0	100*
Серпень	170,8	5	44,4*	0	0	100*
Вересень	121,2	40	31,5	8,5	0	100
Жовтень	71,6	120	18,6	101,4	0	100
Листопад	33,1	210	8,6	151,2	50,2	76,1
Грудень	22	270	5,7	151,2	113,1	58,1
РІК	1300	1462	338	919,9	355,3	86,0

Примітка. * Надлишок СК у літні місяці направлено в сезонний акумулятор.

Зведені річні показники ефективності системи

$$SF_{річ} = Q_{СК} / Q_{заг} = 338 / 1462 = 23,1 \%, \quad (8)$$

$$f_{ВДЕ,річ} = (Q_{СК} + Q_{ТН}) / Q_{заг} = (338 + 919,9) / 1462 = 86,0 \%, \quad (9)$$

$$f_{save} = 1 - Q_{КГ} / Q_{заг} = 1 - 355,3 / 1462 = 75,7 \%. \quad (10)$$

Ці значення відповідають даним реальних систем: проєкт Drakes Landing (Канада) із сезонним свердловинним сховищем і полем СК досяг $SF > 80 \%$ у наступних після введення роках [6]. Отримані результати підтверджують доцільність вибраної конфігурації.

Порівняльний аналіз конфігурацій системи. У табл. 4 наведено порівняльний аналіз альтернативних конфігурацій модульних систем теплопостачання за основними показниками.

Порівняльний аналіз конфігурацій модульних систем теплопостачання

Конфігурація	fВДЕ, %	Капітальні витрати	Надійність	Декарб. потенціал
Лише КГ (базова)	0	Низькі	Висока	Мінімальний
КГ + ТН	45–55	Середні	Висока	Середній
КГ + СК (без акумуляторів)	18–25	Низькі	Висока	Низький/середній
КГ + СК + ТН (без сез. сх.)	70–80	Середні	Висока	Високий
КГ + СК + ТН + сез. сховище	80–95	Високі	Висока	Дуже високий

Вибрана конфігурація

(КГ + СК 500 м² + ТН 60 кВт +
+ акумулятор 2500 м³)

забезпечує fВДЕ = 86,0 %, що відповідає цілям Директиви ЄС із відновлюваної енергетики (RED III) і Національному плану енергетики та клімату України [7].

Техніко-економічне обґрунтування впровадження

Обґрунтування вибору потужності ГТУ

Газотурбінна когенераційна установка потужністю 750 кВт теплових і 375 кВт електричних вибрана за умови покриття пікового теплового навантаження в режимі 4 (пікові морози). За максимального теплового навантаження 1 МВт і теплової потужності ТН $Q_{ТН} = 60 \text{ кВт} \times \text{COP } 3,5 = 210 \text{ кВт}$ теплових, КГ має забезпечити залишок

$$Q_{КГ, \text{пик}} = 1000 - 210 = 790 \text{ кВт} \rightarrow \text{прийнято } 750 \text{ кВт (резерв закриває пікова котельня)}. \quad (11)$$

Електрична потужність КГ для когенераційного ККД 0,90 і типового співвідношення тепло : електрика = 2 : 1 становить 375 кВт. Уся вироблена електроенергія спрямована на привід компресора ТН і власні потреби —

реалізація надлишку до мережі не передбачена.

Важлива особливість: за річного теплового відпуску КГ = 355,3 МВт·год/р. ефективний час роботи установки становить

$$T = Q_{КГ} / Q_{КГ, \text{ном}} = 355 \text{ 300 кВт} \cdot \text{год} / 750 \text{ кВт} = 474 \text{ год/р}. \quad (12)$$

Це пояснюють тим, що КГ залучено лише тоді, коли СК і ТН не забезпечують потрібний рівень теплопостачання (зимові місяці з низьким рівнем сонячної радіації). Така низька кількість годин використання є нормою для резервно-пікових когенера-

ційних установок у гібридних системах із високою часткою ВДЕ (fВДЕ = 86,0 %).

Баланс електроенергії при
 $Q_{КГ} = 355,3 \text{ МВт} \cdot \text{год/р}.$

Час роботи ГТУ і валове вироблення електроенергії

$$Q_{ел,кГ} = 375 \cdot 474 / 1000 = 177,7 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{р.} \quad (13)$$

Усю електроенергію КГ (177,7 МВт·год/р.) витрачають на привід ТН у зимові місяці. Дефіцит електроенергії (38,3 МВт·год) і потреби ТН у перехідний сезон (квітень, вересень, жовтень 46,5 МВт·год) — разом 84,8 МВт·год/р. — закривають із зовнішньої мережі за тарифом 9,11 грн/кВт·год (0,2063 USD/кВт·год за курсу 44,16 грн/USD). Реалізація електроенергії до мережі в цій конфігурації відсутня.

Капітальні та операційні витрати

Для оцінювання економічної ефективності впровадження модульної системи з інтегрованими ВДЕ розроблено інвестиційну модель на 25 років. Структуру капітальних витрат наведено в табл. 5.

Річні операційні витрати (ОРЕХ) системи, включаючи паливо, технічне обслуговування та персонал, наведено в табл. 6.

Таблиця 5

Структура капітальних витрат на впровадження системи

Складова	Вартість, тис. USD	Частка, %
ГТУ-КГ + утилізатор тепла (750 кВт)	1 850	38,0
Поле сонячних колекторів (500 м ²)	320	6,6
Тепловий насос (60 кВт електричний, 210 кВт тепловий)	180	3,7
Сезонний бак-акумулятор (2500 м ³)	750	15,4
Теплова мережа (до 1 км)	480	9,9
Система управління SCADA/BMS	150	3,1
Монтаж, пусконаладження, інжиніринг	1 070	22,0
РАЗОМ	4 800	100,0

Таблиця 6

Порівняння ОРЕХ: базовий варіант (газові котли) і проєктний

Стаття витрат	Базовий, тис. USD/р.	Проєкт, тис. USD/р.
Природний газ	53,10	18,94
Закупівля електричної енергії для ТН (84,8 МВт·год, 9,11 грн/кВт·год)	—	17,49
Технічне обслуговування (ГТУ-КГ, СК, ТН)	18,00	35,00
Персонал (один оператор + віддалений контроль)	8,00	15,00
Страховання та адміністрування	17,00	20,00
РАЗОМ ОРЕХ	96,10	106,43

CAPEX проекту — 4800 тис. USD; CAPEX базового варіанта — 800 тис. USD; ΔCAPEX = 4000 тис. USD. OPEX проекту (106,43 тис. USD/р.) перевищує базовий (96,10 тис. USD/р.) на 10,33 тис. USD/р. (+10,7 %). Основна причина — вартість закупівлі електроенергії для ТН за актуальним тарифом 9,11 грн/кВт·год і

витрати на ТО ГТУ, що частково компенсовано 64 % економією на паливі.

Нівельована вартість тепла (LCOH) і показники окупності

Для коректного порівняння варіантів застосовують метод нівельованої вартості тепла LCOH (Levelized Cost of Heat), що враховує повні приведені витрати протягом строку служби обладнання (табл. 7):

$$LCOH = (CAPEX \times CRF + OPEX) / Q_{теп,р\dot{и}ч}, \quad (14)$$

де CRF — коефіцієнт відновлення капіталу за норми дисконтування $r = 6,3 \%$, $n = 25$ років (курс 44,16 грн/USD):

$$CRF = r \cdot (1+r)^n / ((1+r)^n - 1) = 0,063 \cdot (1,063)^{25} / ((1,063)^{25} - 1) = 0,0805. \quad (15)$$

Таблиця 7

LCOH і показники інвестиційної ефективності

Показник	Базовий (котли)	Проект без грантів	Проект, грант 50 %
CAPEX · CRF, тис. USD/р.	64,4	386,4	193,2
OPEX, тис. USD/р.	96,1	106,43	106,43
Повні річні витрати, тис. USD/р.	160,5	492,8	299,6
LCOH, USD/МВт·год	109,8	337,0	204,9
LCOH, грн/Гкал *	5 636	17 304	10 522
NPV ($r = 6,3 \%$, $n = 25$), тис. USD	—	+6 818	+9 218
IRR, %	—	14,6	24,8
DPP, р.	—	12	6

Примітка. * Курс 44,16 грн/USD; 1 МВт·год = 0,86 Гкал.

Умови досягнення позитивної окупності:

– NPV > 0 в обох сценаріях: за тарифів, що відображають повну вартість тепла (337 USD/МВт·год ≈ 17 304 грн/Гкал), IRR = 14,6 % перевищує ставку дисконтування 6,3 %, що підтверджує інвестиційну привабливість проекту;

– грантове фінансування 50 % CAPEX (EU4Energy, ЄБРР) скорочує DPP з 12 до 6 років, IRR зростає до 24,8 %;

– зростання тарифу на електроенергію понад 9,11 грн/кВт·год додатково збільшує OPEX проекту, однак одночасно підвищує конкурентоспроможність власної генерації від КГ і ТН порівняно із закупівлею тепла зі сторони.

Зведені техніко-економічні показники наведені в табл. 8.

Таблиця 8

Зведені показники гібридної модульної системи теплопостачання

Показник	Значення
Річне теплопостачання, МВт·год/р.	1 462
Частка ВДЕ fВДЕ, %	86,0
Показник збереження палива fsave, %	75,7
Тепловий вихід: СК / ТН / КГ, МВт·год/р.	338 / 919,9 / 355,3
Час роботи КГ, год/р.	474
Електроенергія від КГ / куплено з мережі для ТН, МВт·год/р.	177,7 / 84,8
Тариф електроенергії (закупівля для ТН), грн/кВт·год (USD/кВт·год)	9,11 (0,2063)
Курс USD/UAH, грн	44,16
CAPEX проект / базовий, тис. USD	4 800 / 800
OPEX проект / базовий, тис. USD/р.	106,43 / 96,10
LCOH проект / базовий, USD/МВт·год	337,0 / 109,8
LCOH проект / базовий, грн/Гкал	17 304 / 5 636
NPV ($r = 6,3\%$, $n = 25$, без грантів), тис. USD	+6 818
IRR (без грантів / із грантом 50 %), %	14,6 / 24,8
DPP (без грантів / із грантом 50 %), р.	12 / 6

Екологічні переваги: зменшення викидів CO₂

Одним із головних обґрунтувань впровадження гібридної модульної системи є суттєве скорочення викидів парникових газів порівняно з традиційним газовим опаленням.

Питомі викиди CO₂ зі спалюванням природного газу становлять 0,220 т CO₂/МВт·год (МГЕЗ, 2023). Для базового сценарію (теплогазобезпечення виключно від газових котлів, ККД = 0,88) і проектованої системи виконано порівняльний розрахунок (табл. 9).

Скорочення викидів CO₂ на 248,725 т/р. досягають за рахунок трьох чинників:

- заміщення газового тепла сонячною енергією без урахування сезонної акумуляції (191,9 МВт·год/р.): – 42,23 т CO₂;
- підвищення ефективності теплового насоса (COP = 3,5 → економія умовного палива): –136,829 т CO₂ (для виробництва електроенергії КГ замість мережевої з питомими викидами 0,420 т CO₂/МВт·год);
- заміщення газових котлів (ККД 0,88) когенерацією (загальний ККД 0,95): –39,741 т CO₂ за рахунок вищої ефективності утилізації палива.

Порівняння викидів CO₂: базовий сценарій vs. гібридна система

Показник	Базовий сценарій (газові котли), ККД = 88 %	Гібридна система (КГ + СК + ТН), ККД КГ= 95 %
Річне теплоспоживання, МВт·год	1 462	1 462
Витрати газу, тис. м ³ /р.	174,9	38,84
Теплотворна здатність газу, кВт·год/м ³	9,5	9,5
Питомі викиди CO ₂ , т/МВт·год (газ)	0,220	0,220
Викиди CO ₂ від газу, т/р.	321,64	77,04
Закупівля електроенергії для ТН (84,8 МВт·год)	-	35,616
Зелені сертифікати (СК+ТН), CO ₂ , т /р.	-	179,059
Баланс викидів CO ₂ з урахуванням ККД установки, т/р.	365,541	(81,2+35,616) = 116,816
Скорочення викидів, т/р.	—	248,725
Скорочення, %	—	-68,04 %

Вартісна оцінка екологічного ефекту: із ціною квоти ETS EU 65 EUR/т CO₂ (2025 р.) потенційна монетизація становить

$$BETS = 248,725 \text{ т/р.} \cdot 65 \text{ EUR/т} = 16\,167,125 \text{ EUR/р.} \approx 17\,460 \text{ USD/р.} \quad (16)$$

Ураховуючи поступове впровадження механізмів вуглецевого ціноутворення в Україні відповідно до євроінтеграційних зобов'язань, цей показник суттєво покращує прогноз NPV проєкту в довгостроковій перспективі.

Порівняно з варіантом традиційної ГТ-ТЕЦ без ВДЕ (тільки КГ, $f_{\text{ВДЕ}} = 0$), скорочення викидів CO₂ у гібридній системі становить 248,725 т/р. і додатково 277,595 т/р. порівняно з вугільною генерацією, що відповідає результатам аналогічних проєктів в Україні [8].

Відповідно до Директиви ЄС RED III, до 2030 року частка ВДЕ у системах теплопостачання має сягати 49 %. Досягнутий показник $f_{\text{ВДЕ}} = 86,0\%$ значно перевищує цю мету, що відкриває

можливості для позначення системи як «Advanced Renewable» та отримання відповідного фінансового стимулювання [7].

Висновки

1. Розроблена гібридна архітектура модульної системи теплопостачання (КГ + СК 500 м² + ТН 60 кВт + акумулятор 2500 м³) забезпечує загальну частку ВДЕ $f_{\text{ВДЕ}} = 86,0\%$ і показник збереження палива $f_{\text{save}} = 75,7\%$, що відповідає найкращим світовим практикам і перевищує вимоги Директиви RED III.

2. Поле СК 500 м² за середнього сезонного ККД 0,52 і річної $G_{\text{TI}} = 1300 \text{ кВт·год/м}^2$ забезпечує 338 МВт·год/р. корисного тепла. Сезонний акумулятор 2500 м³ дає змогу накопичити

366 МВт·год і суттєво знизити навантаження на КГ у перехідні місяці.

3. Техніко-економічний аналіз показує привабливість проєкту: DPP = 12 років (шість років із грантом 50 % CAPEX), IRR = 14,6 %, NPV = +6 818 тис. USD за ставки дисконтування 6,3 %.

4. Екологічний ефект — скорочення викидів CO₂ на 248,725 т/р. (–68,04 % порівняно з газовими котлами), що за ціни

квоти 65 EUR/т еквівалентно 17,46 тис. USD/р. потенційного вуглецевого доходу.

5. Гнучкість чотирирежимного управління та наявність сезонного акумулятора забезпечують надійне тепlopостачання в будь-яких кліматичних умовах. Запропонована конфігурація може бути тиражована в інших містах України з аналогічними параметрами забудови.

Список використаних джерел

1. International Energy Agency. (2023). *World Energy Outlook 2023*. IEA Publications.
2. Сахара. (2025, 20 квітня). Тепловий насос + сонячні колектори: як об'єднати дві енергоефективні технології [Heat pump + solar collectors: how to combine two energy-efficient technologies]. Вебсайт Сахара. <https://сахара.ua/kompaniya-statti-teplovij-nasos-sonjachni-kolektori-jak-objednati-dvi-energoefektivni-tehnologiji> [in Ukrainian].
3. Lund, G. & Mathiesen, B. (2018). *Integration of heat pump in combined heat and power plant*. Technical University of Denmark. <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/149822146/GL2018.pdf>
4. REHVA. (n.d.). Introduction to hybrid CHP–heat pump systems. *REHVA Journal*. https://www.rehva.eu/rehva-journal/chapter?tx_wbjournals_chapterdetail%5Baction%5D=download&tx_wbjournals_chapterdetail%5Bchapter%5D=841
5. KeepWarm Project. (n.d.). *Solar district heating: Inspiration and experience from Denmark*. https://keepwarmeurope.eu/fileadmin/user_upload/Learning_Centre/Croatia/SDH_Inspiration_Experience_DK_v5.pdf
6. Sibbitt, B. et al. (2011). Measured and simulated performance of a high solar fraction district heating system with seasonal storage. *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011*.
7. European Commission. (2023). *Directive (EU) 2023/2413 amending Directive (EU) 2018/2001 (RED III)*. Publications Office of the European Union.
8. Каграманян, А. О., Бабіченко, Ю. А., Василенко, О. В. & Онищенко, А. В. (2026). Децентралізація систем тепlopостачання та електропостачання на основі газотурбінних когенераційних установок. *Зб. наук. праць Укр. держ. ун-ту залізнич. трансп.*, 215, 60–69. <https://doi.org/10.18664/1994-7852.215.2026.358724>

References

1. International Energy Agency. (2023). *World Energy Outlook 2023*. IEA Publications.
2. Sakhara. (2025, April 20). Teplovyi nasos + soniachni kolektory: yak obiednaty dvi enerhoefektyvni tekhnolohii [Heat pump + solar collectors: how to combine two energy-efficient technologies]. *Vebsait Sakhara*. <https://сахара.ua/kompaniya-statti-teplovij-nasos-sonjachni-kolektori-jak-objednati-dvi-energoefektivni-tehnologiji> [in Ukrainian].
3. Lund, G. & Mathiesen, B. (2018). *Integration of heat pump in combined heat and power plant*. Technical University of Denmark. <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/149822146/GL2018.pdf>

4. REHVA. (n.d.). Introduction to hybrid CHP–heat pump systems. *REHVA Journal*. https://www.rehva.eu/rehva-journal/chapter?tx_wbjournals_chapterdetail%5Baction%5D=download&tx_wbjournals_chapterdetail%5Bchapter%5D=841
 5. KeepWarm Project. (n.d.). *Solar district heating: Inspiration and experience from Denmark*. https://keepwarmeurope.eu/fileadmin/user_upload/Learning_Centre/Croatia/SDH_Inspiration_Experience_DK_v5.pdf
 6. Sibbitt, B. et al. (2011). Measured and simulated performance of a high solar fraction district heating system with seasonal storage. *Proceedings of ISES Solar World Congress 2011*.
 7. European Commission. (2023). *Directive (EU) 2023/2413 amending Directive (EU) 2018/2001 (RED III)*. Publications Office of the European Union.
 8. Kahramanyan, A. O., Babichenko, J. A., Vasylenko, O. V. & Onyshchenko, A. V. (2026). Detsentralizatsiia system teplpostachannia ta elektropostachannia na osnovi hazoturbinykh koheneratsiinykh ustanovok [Decentralization of heat supply and power supply systems based on gas turbine cogeneration units]. *Collection of scientific works of the Ukrainian State University of Railway Transport*, 215, 60–69. <https://doi.org/10.18664/1994-7852.215.2026.358724> [in Ukrainian].
-

Бабіченко Юлія Анатоліївна, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту.

ORCID iD: 0000-0003-2611-8421. Тел.: +380974390126. E-mail: babichenko@kart.edu.ua.

Біловол Ганна Володимирівна, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту.

ORCID iD: 0000-0001-6168-5216. Тел.: +380677816708. E-mail: bilovol@kart.edu.ua.

Василенко Олег Вадимович, кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту.

ORCID iD: 0000-0002-6770-0955. Тел.: +380673966747. E-mail: vasylenko@kart.edu.ua.

Онищенко Андрій Володимирович, асистент кафедри теплотехніки, теплових двигунів та енергетичного менеджменту, Український державний університет залізничного транспорту. ORCID iD: 0000-0003-1217-5724.

Тел.: +380978263388. E-mail: onyshchenko@kart.edu.ua.

Babichenko Juliya, PhD (Tech.), Associate Professor, department of Thermal Engineering, Heat Engines, and Energy Management, Ukrainian State University of Railway Transport. ORCID iD: 0000-0003-2611-8421.

Tel.: +380974390126. E-mail: babichenko@kart.edu.ua.

Vasylenko Oleh, PhD (Tech.), Associate Professor, department of Thermal Engineering, Heat Engines, and Energy Management, Ukrainian State University of Railway Transport. ORCID iD: 0000-0002-6770-0955.

Tel.: +380673966747. E-mail: vasylenko@kart.edu.ua.

Bilovol Hanna, PhD (Tech.), Associate Professor, department of Thermal Engineering, Heat Engines, and Energy Management, Ukrainian State University of Railway Transport. ORCID iD: 0000-0001-6168-5216.

Tel.: +380677816708. E-mail: bilovol@kart.edu.ua.

Onishchenko Andrey, Assistant Professor, department of Thermal Engineering, Heat Engines, and Energy Management, Ukrainian State University of Railway Transport. ORCID iD: 0000-0003-1217-5724.

Tel.: +380978263388. E-mail: onyshchenko@kart.edu.ua.

Дата надходження статті 07.04.2026 р.

Дата прийняття статті до друку 18.05.2026 р.

Дата публікації (оприлюднення) статті 29.05.2026 р.

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