



Прийнято 02.03.2026. Прорецензовано 26.04.2026. Опубліковано 30.05.2026.

УДК 621.311.22:622.323

DOI: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-184-194

## ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОПОРШНЕВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА НАФТОВИХ ПРОМИСЛАХ УКРАЇНИ

**Соломчак О. В.\***

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0000-0003-1011-1014>

e-mail: [oleh.solomchak@nung.edu.ua](mailto:oleh.solomchak@nung.edu.ua)

**Гетьман Б. Р.**

Начальник управління експлуатації об'єктів генерації

АТ «Укрнафта»

провулок Несторівський, будинок 3-5, м. Київ, 04053, Україна

e-mail: [Bohdan.Hetman@ukrnafta.com](mailto:Bohdan.Hetman@ukrnafta.com)

**Анотація.** У статті розглянуто перспективи використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах України в умовах дефіциту генеруючих потужностей та підвищених ризиків пошкодження централізованої енергетичної інфраструктури. Метою роботи є обґрунтування технічної та економічної доцільності впровадження газопоршневих установок для забезпечення безперебійного електропостачання об'єктів видобутку та підготовки нафти й газу з використанням попутного нафтового газу як палива. У процесі дослідження виконано аналіз сучасного стану енергозабезпечення нафтогазовидобувних підприємств, розглянуто міжнародний досвід застосування розподіленої генерації, здійснено порівняльну оцінку газопоршневих і газотурбінних установок за показниками потужності, коефіцієнта корисної дії, гнучкості роботи та інвестиційної привабливості. Особливу увагу приділено можливості реалізації автономного («острівного») режиму, паралельної роботи з енергосистемою та використанню когенераційних схем із виробництвом електричної і теплової енергії. Наведено техніко-економічні параметри впровадження газопоршневих електростанцій для трьох типових об'єктів нафтовидобутку, визначено структуру капіталовкладень, очікувану встановлену потужність, особливості вибору напруги генерації та вплив фізико-хімічного складу попутного газу на зниження номінальної потужності агрегатів. Отримані результати свідчать, що для об'єктів потужністю до 5–10 МВт газопоршневі установки є технічно більш ефективними та економічно доцільними порівняно з газотурбінними, забезпечуючи електричний ККД 35–43 % та сумарний ККД у когенераційному режимі до 90 %. Встановлено, що впровадження розподіленої генерації на базі попутного нафтового газу дозволяє знизити собівартість електроенергії у 2–3 рази порівняно з мережевим тарифом та забезпечити окупність проєктів у межах 2–4 років. Реалізація таких рішень підвищує енергетичну безпеку підприємств, мінімізує ризики зупинки технологічних процесів і сприяє зменшенню втрат вуглеводнів шляхом утилізації попутного газу.

**Ключові слова:** газопоршнева електростанція, розподілена генерація, попутний нафтовий газ, когенерація, нафтові промисли.

Запропоноване посилання: Соломчак, О. В. & Гетьман, Б. Р. (2026). Перспективи використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах України. *Нафтогазова енергетика*, 1(45), 184-194. doi: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-184-194.

\* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

## Вступ

Сучасні умови розвитку енергетики України вимагають пошуку нових джерел електричної енергії, здатних забезпечити високу надійність та енергонезалежність. Особливої актуальності ці питання набувають у період воєнного стану, коли централізовані системи електропостачання можуть зазнавати пошкоджень. Розподілена генерація стає одним із ключових напрямів розвитку енергетичного сектору, адже вона дозволяє створювати незалежні джерела живлення безпосередньо у місцях споживання. Використання газопоршневих електростанцій (ГПЕС) на нафтових промислах є перспективним рішенням, оскільки воно дозволяє ефективно застосовувати попутний нафтовий газ, що часто залишається невикористаним. Таким чином, забезпечується не лише підвищення надійності енергопостачання, але й зниження втрат енергоресурсів. Крім того, такі установки можуть сприяти зменшенню екологічного навантаження та економії коштів на імпорті енергоресурсів. У результаті розгортання локальних електростанцій на базі попутного газу стає реальним інструментом енергетичної безпеки.

## Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Поява розподілених енергетичних ресурсів (РЕР) є ключовим фактором переходу до підвищення стійкості та надійності мережі, забезпечуючи передові засоби комунікації та контролю розгортання. Ідею використання РЕР для підтримки та оптимізації мережі можна простежити до ранніх експериментів та демонстрацій, таких як гомеостатичне керування, запропоноване Швеппе та ін. у 1980-х роках [1]. Ця концепція пропонувала створення механізмів зв'язку та зворотного зв'язку в режимі реального часу між операторами мережі та клієнтами, що дозволяло активам клієнтів реагувати на сигнали ринкового ціноутворення.

Було розроблено кілька визначень розподіленої енергосистеми (РЕС). Стандарт IEEE 1547–2018 визначає РЕС як «джерело електроенергії, яке може експортувати енергію до електроенергетичної системи, але не підключене безпосередньо до масової енергосистеми. РЕС включають генератори та технології накопичення енергії» (IEEE, 2018).

У статті [2] роз'яснюється природа РЕР та окреслюються ключові проблеми та можливості, пов'язані з низкою пов'язаних конфігурацій послуг та бізнес-моделей. Окреслюються ключові фактори, що впливають на життєздатність

таких підходів, та визначаються точки впливу для прискорення їх впровадження. У статті на завершення розглядається, як зміна ландшафтних факторів та пов'язаних з ними можливостей у найближчі десятиліття формуватиме перехід до децентралізованої енергетичної системи. Ця стаття містить результати досліджень, проведених у Кооперативному дослідницькому центрі з відновлюваної, доступної та чистої енергії (RACE CRC) в Австралії.

Важливим є систематизований огляд літератури [3], в якому досліджено розгортання систем керування розподіленими енергетичними ресурсами в різних країнах, проаналізовано отримані уроки та майбутні напрямки для кожного проекту. Даний огляд виявив відсутність консенсусу щодо термінології та визначень, що використовуються для позначення систем, що агрегують розподілені енергетичні ресурси. Щоб вирішити цю проблему, авторами запропоновано стандартизоване визначення ролей для кожної технології, детально описано відмінності між цими системами.

Розширення розподілених енергетичних ресурсів (РЕР), включаючи сонячні фотоелектричні установки, малі та середні вітрові електростанції, розподілену генерацію на газі, управління попитом та накопичення енергії, створює значні ускладнення для проектування, експлуатації, бізнес-моделі та регулювання електроенергетичних систем. Використовуючи статистичний регресійний аналіз, у дисертації [4] оцінюється чи призводить збільшення використання природного газу до зниження потужностей відновлюваної енергії, і чи корелює зростання виробництва природного газу зі збільшенням або зменшенням попиту на невикопні відновлювані види палива. Дослідження визначило десять основних рушійних сил змін в електроенергетичних системах, включаючи зростання розподілених систем виробництва енергії, таких як періодична відновлювана електроенергія та розподілена генерація на газовому паливі; стабільне або знижене зростання попиту на електроенергію; старіння електроенергетичної інфраструктури та прогалини в інвестиціях; поширення доступних інформаційно-комунікаційних технологій, зростання інновацій в оптимізації даних і систем; та більшу залученість клієнтів.

У статті [5] наведено аналіз газотурбінних та газопоршневих електростанцій, що широко використовуються для виробництва електроенергії, тепла та холоду. Діапазон електричної потужності газопоршневих електростанцій становить від кількох кВт до 20 МВт, вони

утворюють модульні електростанції та блокові станції для виробництва тепла та електроенергії. У найближчому майбутньому ці технології стануть основою розподіленої енергетичної конфігурації України. Газотурбінні та газопоршнєві електростанції вирізняються високим ККД, універсальністю використання та екологічною відповідністю, що робить їх ефективним рішенням для забезпечення електроенергією у різних сферах та регіонах. Їхні компактні модулі та швидкий монтаж сприяють широкому впровадженню у міських, промислових і віддалених зонах, нафтогазових промислах.

### **Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми**

Проведений аналіз наукових публікацій засвідчив, що більшість досліджень присвячена загальним питанням розвитку розподіленої генерації, бізнес-моделям інтеграції розподілених енергетичних ресурсів та порівняльній оцінці газотурбінних і газопоршневих установок без урахування специфіки їх застосування на нафтогазових родовищах. Водночас недостатньо опрацьованими залишаються питання адаптації газопоршневих електростанцій до роботи на попутному нафтовому газі зі змінним фізико-хімічним складом, вибору оптимальної встановленої потужності з урахуванням пікових навантажень промислу, а також обґрунтування режимів автономної та паралельної роботи в умовах підвищених ризиків пошкодження енергетичної інфраструктури. Саме комплексне вирішення цих техніко-економічних і режимних аспектів становить предмет даного дослідження.

### **Мета та завдання досліджень**

Метою дослідження є науково-технічне обґрунтування доцільності впровадження газопоршневих електростанцій на нафтових промислах України для забезпечення надійного та економічно ефективного енергопостачання в умовах обмеженої пропускної спроможності мереж і підвищених ризиків порушення централізованого електропостачання.

Для досягнення поставленої мети визначено такі завдання: проаналізувати сучасний стан енергозабезпечення нафтогазовидобувних підприємств і ризики його порушення; узагальнити міжнародний досвід застосування розподіленої генерації на базі попутного нафтового газу; виконати порівняльну техніко-економічну оцінку газопоршневих і газотурбінних установок; визначити оптимальні параметри встановленої потужності та напруги ге-

нерації з урахуванням режимів роботи (автономний, паралельний, експортний); оцінити вплив фізико-хімічного складу попутного газу на ефективність роботи агрегатів; розробити структурну модель капіталовкладень і розрахувати орієнтовні показники економічної ефективності.

### **Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Внаслідок масованих ракетних обстрілів, здійснюваних російською федерацією, значно пошкоджено енергетичну інфраструктуру України. Зазнали уражень електричні підстанції, трансформатори, електромережі, а також суттєво постраждало теплове виробництво, зокрема частково або повністю знищено теплоелектроцентралі.

На сьогодні запас генеруючих потужностей електроенергії в Україні є недостатнім для забезпечення стабільної роботи енергосистеми впродовж 2025-2026 року. Ракетні атаки продовжуються, що робить ситуацію в енергетичній галузі вкрай нестабільною й унеможливає суттєве її покращення не лише у поточному періоді, але й у перспективі на 2026 рік.

Незважаючи на допомогу інтегрованої енергосистеми Європейського Союзу, яка забезпечує постачання електроенергії для покриття пікових навантажень, цього може виявитися недостатньо для задоволення потреб української енергомережі. Поглиблення кризи, спричиненої пошкодженнями інфраструктури, зумовлює ризик припинення енергопостачання до усіх суб'єктів господарювання, включаючи підприємства критичної інфраструктури.

Значним фактором загрози виступає ймовірність тривалих перебоїв або повного припинення процесів видобутку та підготовки нафти й газу, а також виходу з ладу промислового обладнання через переривання енергопостачання. У разі повної зупинки роботи відповідних інфраструктурних об'єктів наслідки можуть бути катастрофічними для енергетичного сектору та економіки країни загалом.

На додаток до існуючих викликів, найбільша в Україні нафтовидобувна компанія з понад 80 річною історією, починаючи з 2023 року почала масштабну інвестиційну програму, основою якої є буріння нових свердловин, впровадження методів підвищення нафтовіддачі та інтенсифікація операційної діяльності для збільшення видобутку вуглеводнів. Тільки на родовищах Західної України у 2025–2026 роках планується введення в експлуатацію понад 20 нових нафтових свердловин. Така тен-

денція потребуватиме суттєвого збільшення енергоспоживання, яке не завжди можна забезпечити мережами оператора системи розподілу електроенергії (ОСР). Основними причинами цьому є:

- ріст споживання електроенергії в даних регіонах внаслідок активного розвитку в Карпатському регіоні зеленого туризму (будівництво рекреаційних зон, гірськолижних курортів, туристичних маршрутів, тощо);

- труднощі, пов'язані з будівництвом нових повітряних ліній (ПЛ), які потрібно будувати в складних географічних умовах, які подекуди супроводжуються складністю при землевідведенні у зв'язку з ймовірним проходженням ПЛ через заповідні території.

Будівництво нових ПЛ тільки частково вирішує питання забезпечення електропостачання нафтогазових родовищ і не знімає ризики його припинення у разі суттєвого пошкодження енергетичної інфраструктури України внаслідок обстрілів російської федерації.

Особливо гострі ризики виникають для газопереробних заводів (ГПЗ) та родовищ Східного регіону, які можуть зіткнутися з повним припиненням електропостачання через руйнування розподільчих мереж. У Західному регіоні значною мірою загрожує реалізація графіків аварійних відключень через недостатність доступної електроенергії. Перебої у постачанні електроенергії безпосередньо впливатимуть на безперервність виробничих процесів.

У випадку подальшого пошкодження енергетичної інфраструктури існує реальна загроза тривалого відключення енергопостачання для нафтогазовидобувних і газопереробних підприємств України. Прецеденти короткострокових збоїв у забезпеченні електроенергією вже фіксувались протягом 2022–2024 років.

Україна втратила 40% видобутку газу через обстріли РФ [7]. Орієнтовні втрати видобутку нафти та попутного газу нафтовидобувними компаніями України подано в табл. 1.

**Таблиця 1 – Втрати видобутку через відсутність електроенергії внаслідок військових дій**

Роки	2022	2023	2024
<b>Втрати видобутку:</b>			
нафта та конденсат, тис. тонн	16	3,3	9
газ природний та нафтовий, млн м <sup>3</sup>	3,3	0,7	1,6

В якості альтернативних варіантів забезпечення енергопостачання для видобувних і переробних підприємств можна розглядати і впровадження нетрадиційної енергетики – це будівництво сонячних та вітрових електростанцій. Проте, даний вид енергетики є сильно залежним від природних факторів і не може гарантувати круглодобово безперервність технологічного процесу видобутку та підготовки вуглеводнів.

Для стабільного виробництва власної електроенергії можна розглянути встановлення газопоршневих чи газотурбінних установок. Порівняльний аналіз дано в табл. 2.

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є доцільним рішенням, що базується на раціональному застосуванні попутного нафтового газу (ПНГ). Дуже часто економічно недоцільним є будівництво газопроводів від нових нафтових свердловин до газопереробних заводів, а існуючі газопроводи, які побудовані в 1960-их – 1970-их роках, не забезпечують достатньої пропускної спроможності. Тому, частина ПНГ спалюється на факелах, що призводить до екологічних збитків та втрат потенційного енергоносія. Замість цього доцільно спрямовувати газ на живлення ГПЕС потужністю 500–2000 кВт із напругою генерації 6(10) кВ. Вироблена електроенергія може забезпечувати роботу верстатів-качалок, електровідцентрових насосів свердловин, дотискних насосних станцій, компресорних станцій, бурових установок та інших споживачів промислу.

Можливі варіанти приєднання таких електростанцій:

- автономна робота в ізолюваному (“острівному”) режимі, коли електроенергія повністю споживається на промислі;

- паралельна робота з енергосистемою, що дозволяє реалізовувати надлишок енергії у загальну мережу на ринку електричної енергії;

- робота виключно на енергосистемі і 100% реалізація виробленої електроенергії.

Автономний режим є більш актуальним у випадках, коли відсутнє надійне підключення до мережі або існує ризик аварійного відключення. Паралельна робота, у свою чергу, підвищує гнучкість використання установок. Робота тільки на енергосистемі доцільну у випадку наявності великих покладів газу і відсутності власних споживачів електроенергії.

Аналізуючи таблицю, можна зробити наступні висновки:

Таблиця 2 – Порівняння газопоршневих та газотурбінних установок

Параметр	Газопоршнева установка	Газотурбінна установка
Діапазон потужності	0,1–10 МВт (оптимально до 5 МВт)	1–300+ МВт (оптимально від 5–10 МВт)
Електричний ККД	35–42 %	25–38 % (малі ГТУ), до 42 % (великі)
Когенераційний ККД (ел+тепло)	80–90 %	70–80 %
Вимоги до палива	Чутливі до складу газу (потрібна очистка, стабільний склад)	Менш чутливі, можуть працювати на "бідних" газах, низькоякісному ПНГ
Час пуску	Швидкий (хвилини)	Довший (десятки хвилин)
Навантаження	Добре працюють у змінних і часткових навантаженнях	Найефективніші на сталому повному навантаженні
Надійність і ресурс	Висока на малих/середніх потужностях, але потребують регулярного ТО	Дуже надійні на великих потужностях, міжремонтні інтервали довші
Вартість інвестицій	Нижча (особливо <5 МВт)	Вища (економічно виправдано від 10–20 МВт)
Сфера застосування	Невеликі та середні ТЕЦ, утилізація ПНГ, резервне та локальне живлення	Великі електростанції, пікові та базові навантаження, промисловість
Переваги	Високий ККД у когенерації, дешевші, гнучкіші	Можуть бути дуже потужними, працюють на різних видах палива, менше вібрацій
Недоліки	Менша потужність, вібрації, потреба в якісному газі	Нижчий ККД на малих установках, висока вартість, гірше переносять часткові навантаження

– до 5–10 МВт → краще газопоршневі установки (вищий ККД, дешевші, гнучкіші).

– понад 10–20 МВт → економічно доцільніші газотурбінні (масштабність, надійність, можливість роботи на різних паливних сумішах).

– для когенерації (електрика + тепло): газопоршневі ефективніші (до 90 %).

– для великої генерації (електрика як основний продукт): турбіни кращі, особливо в комбінації з паровою турбіною (парогазові цикли, ККД до 55–60 %).

Економічні аспекти впровадження ГПЕС є важливим фактором. Основні витрати пов'язані із закупівлею обладнання, транспортуванням та монтажем. Однак завдяки використанню практично безкоштовного палива — попутного газу — собівартість виробленої електроенергії може бути у 2–3 рази нижчою за тариф на електроенергію із мережі. Окупність таких проєктів зазвичай становить 2–4 роки, залежно від масштабів промислу та обсягів газу.

Визначення наслідків обстрілів енергетичних систем, зокрема оцінювання тривалості відновлювальних робіт, спрямованих на відновлення енергопостачання, наразі є надзвичайно

складним завданням. Вартість обладнання, яке перебуває під ризиком, корелює з показниками його критичності. З метою мінімізації зазначеного ризику АТ "Укрнафта" будує сучасну розподілену генерацію: шість великих проєктів [8]. Завдяки міжнародним фінансовим установам, урядам Норвегії, Швеції, Нідерландів, Німеччини і конструктивній підтримці уряду України, «Укрнафта» розпочала проєкт будівництва розподіленої генерації електроенергії. Портфель компанії становитиме 420 МВт генеруючої потужності. Це шість великих проєктів, які поєднують газопоршневі та газотурбінні технології. Також в роботі проєкт СНР – Combined Heating and Power, виробництво електроенергії і тепла. Установки працюватимуть на газі, який видобуває компанія і будуть введені в експлуатацію вже у 2026 році.

Мета проєкту:

- забезпечення аварійного енергопостачання об'єктів критичної інфраструктури, що забезпечують операційну діяльність АТ «Укрнафта» з використанням газогенераційних установок (газопоршневих електростанцій), що є передумовою стабільного та безперебійного видобутку та підготовки вуглеводнів;

- мінімізація ризиків з зовнішнього постачання електроенергії внаслідок можливих руйнувань енергомереж, через російську агресію.

Доцільним є використання установок контейнерного виконання, що будуть захищені від ураження осколками за допомогою спеціально обладнаних залізобетонних конструкцій.

Індивідуальна електрична вихідна потужність на генератор визначаються виробником обладнання і повинна відповідати вимогам щодо пікового фактичного навантаження ( $P_{max}$ ) на об'єкті та враховувати фізичні та хімічні параметри газу. Оскільки фізико-хімічний склад попутного нафтового газу, який видобувається на родовищі є дещо гірший ніж звичайний природний газ, то електрична потужність машини буде знижена до величини орієнтовно  $0,7-0,8 \cdot P_{ном}$ .

Напруга генераторів вибирається в залежності від напруги в місці їх приєднання до розподільчого пристрою (РП) і, як правило, становить 6,3 кВ або 10,5 кВ.

Доцільність використання когенерації (теплової енергії) на газопоршневих установках здійснюється індивідуально в залежності від різновидності технологічного процесу підготовки та транспортування вуглеводнів на кожному об'єкті окремо. ККД ГПЕС становить 35-43 %, а когенераційної 80-90 %.

**Таблиця 3 – Ефективність когенераційних установок на ПНГ**

Виробник / модель	Електричний ККД	Тепловий ККД	Сумарний ККД
Jenbacher J620	~40 %	~45 %	~85 %
Caterpillar G3516	~38 %	~44 %	~82 %
MAN E3262 LE	~39 %	~46 %	~85 %

Розглянемо декілька варіантів використання ГПЕС.

#### Об'єкт 1.

Для цього об'єкте нафтовидобутку взято за основу комерційну пропозицію на базі двигуна MTU Rolls Royce Power Systems AG (ТМ Німеччина) – 2 машини. Працюючи на типовому природному газу вказані машини здатні генерувати 1 МВт електричної потужності кожна. З врахуванням наявного фізико-хімічного складу газу, який видобувається на родовищі, електрична потужність машини буде знижена до величини орієнтовно 750 – 800 кВт. Наявність двох газопоршневих установок по

750 кВт та потужність 500 кВт від ОЕС, дасть можливість забезпечити безперервну роботу родовища (без обмеження технологічного процесу) при почерговому виводі газопоршневих установок для їх планових профілактичних ремонтів чи аварійних вимкнень.

Також розглядається ряд альтернативних варіантів:

- будівництво сонячної або вітрової електростанції – мають високий термін окупності і будівництва (від 4-х років). Мають нестабільний характер виробництва електроенергії, який залежить від природних умов в регіоні та передбачають відведення великих площ земельних ділянок для їх встановлення.

- будівництво повітряної лінії електропередачі напругою 35 кВ з ПС-110/35 кВ довжиною орієнтовно 21 км. Орієнтовна вартість будівництва вказаної ПЛ-35 кВ (включно з будівництвом самої ПС-35/10 кВ та витратами, пов'язаними з підготовкою до будівництва проекрованої ПЛ-35кВ від ПС-110/35/10кВ до родовища, щодо відведення земельної ділянки) згідно розрахунків проведених на основі СОУ-Н МЄВ 45.2-37471933-44.2011 “Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. НОРМИ (зі змінами)” та скоригованих у відповідності до зміни курсу USD \$ в 2015р. І прогнозовані в 2025р., становить: 125 227,521 тис.грн. без ПДВ. Будівництво ПЛ-35 кВ є складним в умовах географічного розташування даного родовища та можливі труднощі при землевідведенні у зв'язку з ймовірним проходженням ПЛ через заповідні території. Також, будівництво ПЛ-35 кВ тільки частково вирішує питання забезпечення електропостачання родовища і не знімає ризики його припинення у разі суттєвого пошкодження енергетичної інфраструктури України внаслідок обстрілів російської федерації.

Величина капіталовкладень (CAPEX) визначена на підставі наданих комерційних пропозицій і є орієнтовною та буде остаточно визначена після розробки робочого проекту та проведення тендерів на обладнання. Структура ресурсів подана в табл. 4.

#### Об'єкт 2.

Установка комплексної підготовки нафти, яка крім електричної енергії потребує також теплової. Тому для цього об'єкта доцільно використати когенераційні установки.

Когенераційна установка – контейнерна газопоршнева електростанція RSE 2300 на базі двигуна MWM TCG3020 V20 N= 228кВт,

Таблиця 4 – Структура капіталовкладень

Напрямки	Витрати (Сарех) всього, тис грн без ПДВ	CF всього, тис грн з ПДВ	2025		2026	
			Витрати (Сарех), тис грн без ПДВ	CF, тис грн з ПДВ	Витрати (Сарех), тис грн без ПДВ	CF, тис грн з ПДВ
Вартість ПКД та експертизи (підрядник)	1 480	1 776	1 480	1 776		
Вартість обладнання та МТР	93 134	111 760			93 134	111 760
- ГПЕ	89 588	107 506			89 588	107 506
- КРП - 10 кВ	2 346	2 815			2 346	2 815
- Вузол редукування (ШГРП) та вузол обліку газу - 1 од	1 200	1 440			1 200	1 440
Будівельно-монтажні та пуско-налагоджувальні роботи включно з влаштуванням захисту основного обладнання (ГПЕ) від уражень дронами (підрядник)	3 789	4 546			3 789	4 546
Підключення до мережі	2 693	3 232			2 693	3 232
<b>Всього</b>	<b>101 095</b>	<b>121 314</b>	<b>1 480</b>	<b>1 776</b>	<b>99 615</b>	<b>119 538</b>
<b>Всього, тис. \$</b>	<b>2 115</b>	<b>2 584</b>	<b>32</b>	<b>38</b>	<b>2 083</b>	<b>2 546</b>

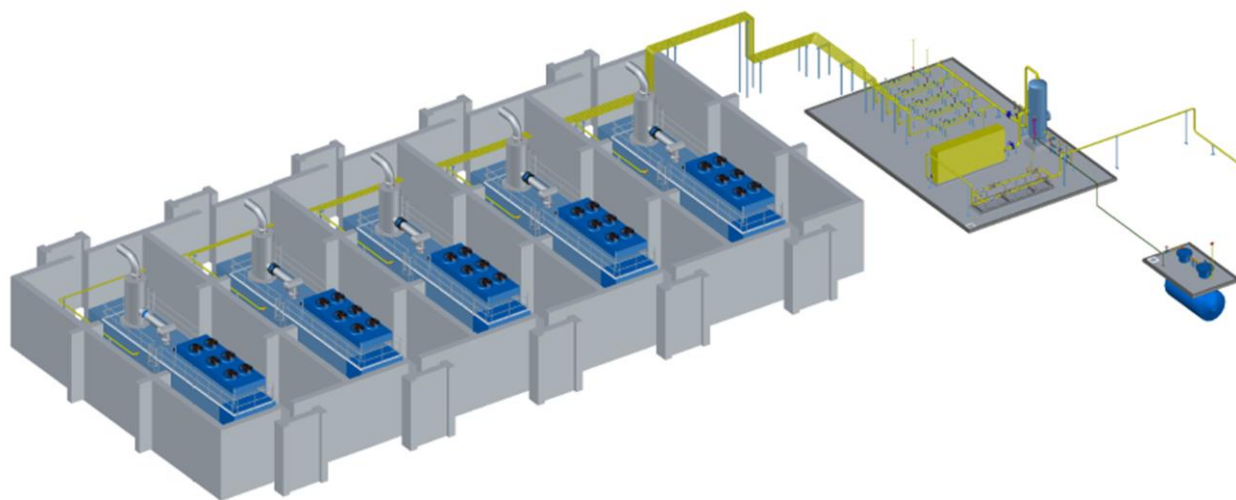


Рисунок 1 – Компонівка когенераційної електростанції

$Q_{\text{пал.газу}}=5204$  кВт [9]. Особливістю даної установки є блочне виконання, яке захищає обладнання від осколків ракет та дронів. Схема приєднання до мережі (рис. 2.) дозволяє роботу як автономно, так і паралельно з мережею.

### Об'єкт 3.

Особливістю об'єкту є відсутність власних споживачів електричної та теплової енергії при наявності достатніх покладів газоконденсатного газу. Для такого об'єкту було прийня-

то рішення будівництва комплектної газопоршневої станції [10] загальною потужністю 27-30 МВт. Вона повинна мати 3 газопоршневих двигуни.

Технічні параметри газопоршневих двигунів (у складі комплекту)

- кількість газопоршневих двигунів 3 шт;
- загальна потужність не менше 27 000 – не більше 30 000 кВт;

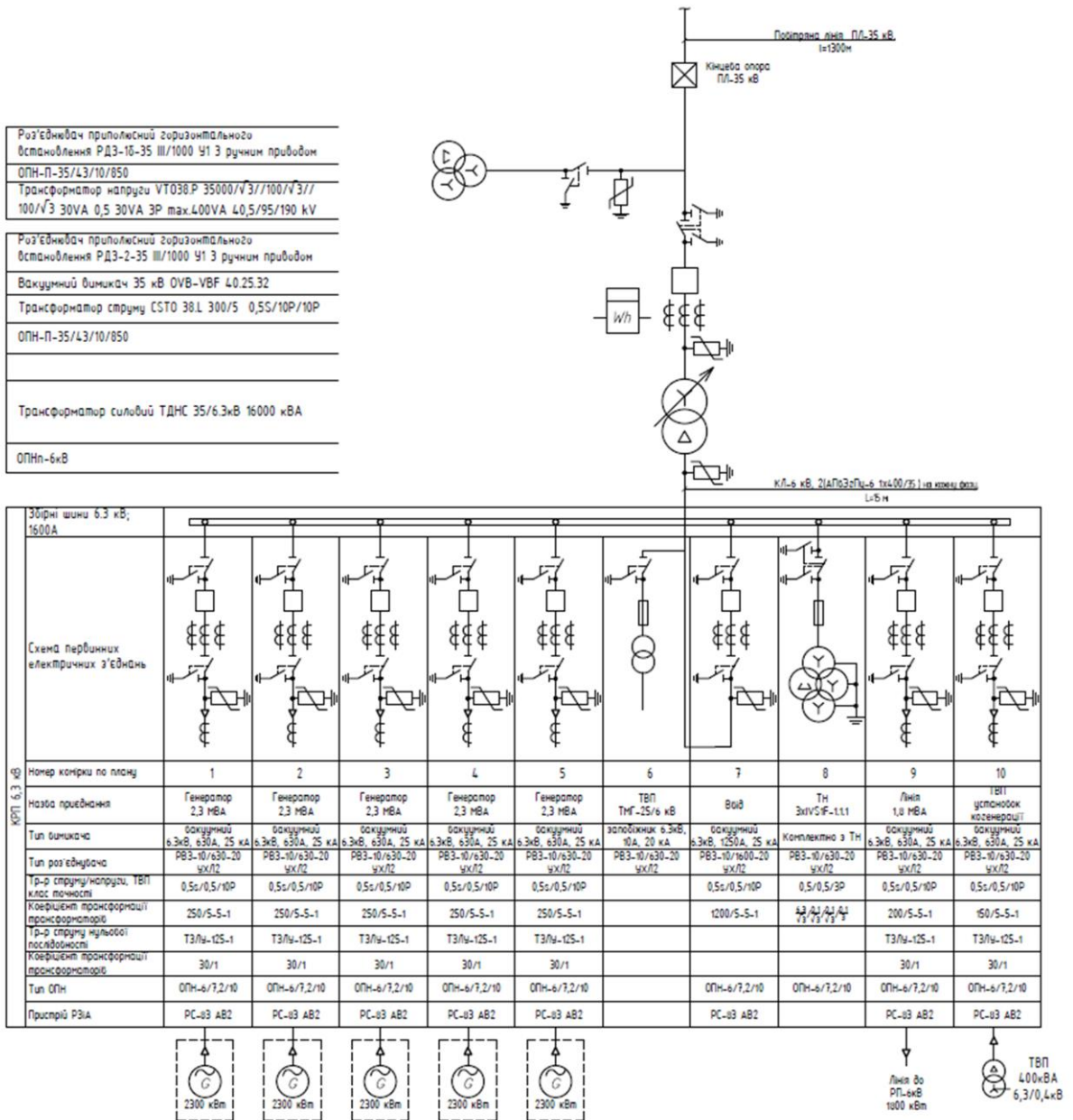


Рисунок 2 – Однолінійна схема присіднання генераторів до мережі

- електрична вихідна потужність двигуна не менше 9 000 – не більше 10 000 кВт;
- електричний ККД не менше 46,0 %;
- напруга 6,3 або 10,5 кВ;
- частота струму 50 Гц
- тип виконання: з приміщенням або контейнер
- викиди NOx (O2=15%) не більше 190 мг/нм<sup>3</sup>;
- витрата оливи не більше 0,2 г/кВт\*год;
- тиск газу на вході не менше 1 – не більше 3 бар ( у разі необхідності збільшеного тиску, передбачити дотискний компресор);
- автономний запуск (у разі відключення);
- синхронізована робота з зовнішньою електричною мережею;

- автономна «острівна» робота під час відключень загальної електричної мережі;
- збереження значення cos φ в діапазоні 1,0-0,90 на межі балансу при роботі паралельно із загальною електромережею;
- функція автоматичного регулювання напруги на заданому рівні;
- контроль потоків електроенергії до та з мережі (експорт/імпорт).

Всього «Укрнафта» закуповує три газопоршнєві когенераційні установки загальною потужністю від 72 МВт, з послугами монтажу та введення в експлуатацію [10]. Встановлення трьох сучасних електростанцій дозволить компанії підтримати власні технологічні потреби та посилити енергосистему України.

Непрямий ефект від реалізації проекту полягає у відверненні економічних збитків від можливих втрат через зупинки нафтових свердловин та іншого технологічного обладнання внаслідок відсутності зовнішнього постачання електроенергії (можливі аварійні руйнування енергомереж, завданих російською агресією).

Важливим фактором є підвищення надійності електропостачання. Використання локальних джерел енергії дозволяє забезпечити безперервну роботу критично важливих споживачів навіть у випадку аварій у централізованій мережі. Крім того, можливе застосування комбінованих систем (електроенергія + тепла енергія), що додатково підвищує економічність ефективність.

Міжнародний досвід підтверджує ефективність даного підходу. У США та Канаді активно застосовуються ГПЕС для забезпечення енергією віддалених нафтових родовищ. У Німеччині поширені когенераційні установки, які працюють на попутному газі та дозволяють одночасно виробляти електричну і теплову енергію. В Україні цей напрям тільки набирає обертів, однак його перспективність є беззаперечною.

#### Висновки

Використання газопоршневих електростанцій на нафтових промислах є ефективним способом підвищення надійності та економічності енергопостачання. Основною перевагою є можливість застосування попутного газу, який зазвичай спалюється без користі. Реалізація таких проектів сприятиме енергетичній безпеці України, особливо в умовах воєнного стану. Перспективність впровадження підтверджується як міжнародним досвідом, так і результатами попередніх досліджень.

Обґрунтовано доцільність впровадження газопоршневих електростанцій на нафтових

промислах як інструменту підвищення стійкості енергозабезпечення в умовах дефіциту централізованої генерації та ризиків пошкодження мереж. Досягнуто поставлену мету шляхом комплексного поєднання режимного, технічного та економічного аналізу застосування установок на попутному нафтовому газі.

Порівняльна оцінка газопоршневих і газотурбінних установок визначила раціональні діапазони їх застосування залежно від встановленої потужності, режимів навантаження та вимог до когенерації. Встановлено вплив фізико-хімічних характеристик попутного газу на зниження номінальної електричної потужності агрегатів і враховано це при виборі конфігурації обладнання для типових об'єктів.

Розроблено алгоритм визначення оптимальної встановленої потужності, напруги генерації та схеми приєднання (автономна, паралельна або експортна робота), що має практичне значення для проектування систем електропостачання родовищ. Запропонована структура капіталовкладень і оцінка строків окупності підтверджують економічну реалізованість рішень за умови утилізації попутного газу.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на моделювання динамічних режимів роботи газопоршневих електростанцій у складі локальних енергетичних вузлів, оптимізацію систем керування з урахуванням змін складу газу та інтеграцію з накопичувачами енергії для підвищення гнучкості функціонування розподіленої генерації.

#### Подяки

Відсутні.

#### Конфлікт інтересів

Відсутній.

#### Список використаних джерел

1. F.C. Schweppe, Richard Tabors, and J.L. Kirtley. Homeostatic control: the utility/customer marketplace for electric power. 1981. <https://fileserv-az.core.ac.uk/download/pdf/4424906.pdf>
2. Hargroves, K.; James, B.; Lane, J.; Newman, P. The Role of Distributed Energy Resources and Associated Business Models in the Decentralised Energy Transition: A Review. *Energies* 2023, 16, 4231. <https://doi.org/10.3390/en16104231>
3. M. Adham, S. Keene, R.B. Bass. Distributed Energy Resources: a Systematic Literature Review. *Energy Rep.*, 13 (2025), pp. 1980-1999, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.01.026>
4. J. Nyangon. Distributed energy generation systems based on renewable energy and natural gas blending: New business models for economic incentives, electricity market design and regulatory innovation [Ph.D. Dissertation, college of engineering, University of Delaware] (2017) <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18693.60643>

5. Халатов А., Фіалко Н. Газотурбінні та газопоршневі електростанції для децентралізованої енергетики України. Системні дослідження в енергетиці. 2025. № 1. С. 4–14. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/882> (дата звернення: 01.10.2025).
6. Запаси та видобування нафти : [вебсайт]. URL: [https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe\\_2022/](https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe_2022/) (дата звернення: 01.10.2025).
7. Reuters: Україна втратила 40% видобутку газу через обстріли РФ і потребує імпорту з Європи : [електронний ресурс]. URL: <https://www.radiosvoboda.org/a/news-reuters-ukrajina-vtraty-vydobutok-gazu/33323146.html> (дата звернення: 01.10.2025).
8. «Укрнафта» буде сучасну розподілену генерацію: шість великих проєктів : [вебсайт]. URL: <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-budue-suchasnu-rozpodilenu-generacziyu-shist-velykyh-proektiv-ta-trygeneracziya> (дата звернення: 01.10.2025).
9. «Укрнафта» закуповує сучасні газопоршневі електростанції : [вебсайт]. URL: <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-suchasni-gazoporshnevi-elektrostantsii> (дата звернення: 03.10.2025).
10. «Укрнафта» закуповує когенераційні установки: чекаємо на надійних партнерів : [вебсайт]. URL: <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-kogeneracijni-ustanovky-chekaemo-na-nadijnyh-partneriv> (дата звернення: 03.10.2025).

### References

1. Schweppe, F. C., Tabors, R., & Kirtley, J. L. (1981). *Homeostatic control: The utility/customer marketplace for electric power*. MIT Energy Laboratory. <https://fileserver-az.core.ac.uk/download/pdf/4424906.pdf>
2. Hargroves, K., James, B., Lane, J., & Newman, P. (2023). The role of distributed energy resources and associated business models in the decentralised energy transition: A review. *Energies*, 16(10), Article 4231. <https://doi.org/10.3390/en16104231>
3. Adham, M., Keene, S., & Bass, R. B. (2025). Distributed energy resources: A systematic literature review. *Energy Reports*, 13, 1980–1999. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.01.026>
4. Nyangon, J. (2017). *Distributed energy generation systems based on renewable energy and natural gas blending: New business models for economic incentives, electricity market design and regulatory innovation* [Doctoral dissertation, University of Delaware]. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18693.60643>
5. Khalatov, A., & Fialko, N. (2025). Hazoturbinni ta hazoporshnevi elektrostantsii dlia detse-tralizovanoi enerhetyky Ukrainy [Gas turbine and gas piston power plants for decentralized energy in Ukraine]. *Systemni doslidzhennia v enerhetytsi*, (1), 4–14. <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/882> (in Ukrainian)
6. EITI Ukraine. (2022). *Zapasy ta vydobuvannia nafty* [Oil reserves and production]. [https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe\\_2022/](https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe_2022/) (in Ukrainian)
7. Radio Svoboda. (2025, February 12). *Reuters: Ukraina vtratylo 40% vydobutku hazu cherez obstrily RF i potrebuie importu z Yevropy* [Reuters: Ukraine lost 40% of gas production due to Russian shelling and needs imports from Europe]. <https://www.radiosvoboda.org/a/news-reuters-ukrajina-vtraty-vydobutok-gazu/33323146.html> (in Ukrainian)
8. Ukrnafta. (2025). *“Ukrnafta” buduie suchasnu rozpodilenu heneratsiiu: shist velykykh proiektiv* [“Ukrnafta” builds modern distributed generation: Six major projects]. <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-budue-suchasnu-rozpodilenu-generacziyu-shist-velykyh-proektiv-ta-trygeneracziya> (in Ukrainian)
9. Ukrnafta. (2025). *“Ukrnafta” zakupovuiie suchasni hazoporshnevi elektrostantsii* [“Ukrnafta” purchases modern gas piston power plants]. <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-suchasni-gazoporshnevi-elektrostantsii> (in Ukrainian)
10. Ukrnafta. (2025). *“Ukrnafta” zakupovuiie koheneratsiini ustanovky: chekaiemo na nadiinykh partneriv* [“Ukrnafta” purchases cogeneration units: Waiting for reliable partners]. <https://www.ukrnafta.com/ukrnafta-zakupovue-kogeneracijni-ustanovky-chekaemo-na-nadijnyh-partneriv> (in Ukrainian)

## **PROSPECTS FOR THE USE OF GAS-PISTON POWER PLANTS AT OIL FIELDS OF UKRAINE**

### **Solomchak O. V.**

PhD in Technical Sciences, Associate Professor  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
15 Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine  
<https://orcid.org/0000-0003-1011-1014>  
e-mail: [oleh.solomchak@nung.edu.ua](mailto:oleh.solomchak@nung.edu.ua)

### **Hetman B. R.**

Head of the Generation Facilities Operation Department  
JSC "Ukrnafta"  
3–5 Nestorivskyi Lane, Kyiv, 04053, Ukraine  
e-mail: [Bohdan.Hetman@ukrnafta.com](mailto:Bohdan.Hetman@ukrnafta.com)

**Abstract.** The paper examines the prospects for the application of gas piston power plants at Ukrainian oil fields under conditions of insufficient generating capacity and increased risks of damage to centralized power infrastructure. The objective of the study is to substantiate the technical and economic feasibility of implementing gas piston units to ensure uninterrupted power supply for oil and gas production and treatment facilities using associated petroleum gas as fuel. The research includes an analysis of the current state of power supply in oil and gas enterprises, a review of international experience in distributed generation, and a comparative assessment of gas piston and gas turbine units in terms of capacity range, efficiency, operational flexibility, and investment costs. Particular attention is paid to autonomous ("islanded") operation, parallel operation with the grid, and cogeneration schemes providing simultaneous production of electricity and heat. Technical and economic parameters of implementing gas piston power plants for three typical oil production facilities are presented, including capital expenditure structure, installed capacity, generator voltage selection, and the impact of associated gas composition on rated output reduction. The results demonstrate that for capacities up to 5–10 MW, gas piston units are technically more efficient and economically preferable compared to gas turbines, providing electrical efficiency of 35–43% and total cogeneration efficiency up to 90%. It is shown that the use of distributed generation based on associated petroleum gas can reduce the cost of electricity by 2–3 times compared to grid tariffs, with a payback period of 2–4 years. Implementation of such solutions enhances energy security, minimizes the risk of production shutdowns, and reduces hydrocarbon losses through efficient utilization of associated gas.

**Keywords:** gas piston power plant, distributed generation, associated petroleum gas, cogeneration, oil fields.