

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ МЕРЕЖЕВОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ГЕНЕРАТОРНОЮ ПІДТРИМКОЮ ТА ГІБРИДНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Отримано 10 трав. 2026 р.; рекомендовано до публікації 26 чер. 2026 р.
Доступно онлайн 30 чер. 2026 р.

Степенко В. С.

Автор для кореспонденції: Степенко Василь,
e-mail: stepenko.vasilyi@iil.kpi.ua

аспірант

<https://orcid.org/0009-0001-5701-533X>

Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, м. Київ, Україна

Анотація. З огляду на високу потребу промислових підприємств у безперервному електропостачанні в умовах нестабільної роботи зовнішньої мережі у статті виконано техніко-економічне порівняння мережевої сонячної електростанції з генераторною підтримкою та гібридної сонячної електростанції з акумуляторною системою накопичення енергії. Розглянуто особливості роботи обох архітектур в автономному режимі, їх сильні та слабкі сторони, а також обмеження, що виникають при живленні промислового навантаження. Особливу увагу приділено відмінностям у структурі капітальних та експлуатаційних витрат, тривалості автономної роботи, ролі генератора як джерела опорної напруги та частоти для мережевих інверторів, а також обмеженням гібридних інверторів у разі тривалих блекаутів. Як приклад використано кейс промислової друкарні з відносно сталим профілем навантаження. Для мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою виконано розрахунок витрат природного газу, вартості резервної електроенергії та капітальних витрат на інверторну і генераторну частину системи. Для гібридної СЕС виконано підбір конфігурації на базі двох гібридних інверторів сумарною потужністю 160 кВт та акумуляторної системи номінальною ємністю 900 кВт·год. Додатково розглянуто сценарій використання допоміжного дизель-генератора для гібридної СЕС у разі довготривалих відключень електропостачання. Проведене порівняння дало змогу визначити умови, за яких кожна з досліджуваних архітектур є доцільнішою для резервного електропостачання промислового підприємства.

Ключові слова: мережева сонячна електростанція, гібридна сонячна електростанція, газогенератор, дизель-генератор, акумуляторна система накопичення енергії, автономна робота, резервне електропостачання, техніко-економічне порівняння, промислове навантаження, капітальні витрати, експлуатаційні витрати.

Використані позначення та скорочення

СЕС – сонячна електростанція	ATS (АПР) – автоматичний перемикач резерву (Automatic Transfer Switch)
PV – фотоелектрична система (Photovoltaic)	AVR (APH) – автоматичний регулятор напруги (Automatic Voltage Regulator)
АКБ – акумуляторна батарея	GFL – інвертор, що синхронізується з мережею (Grid-Following Inverter)
BESS – система накопичення енергії на акумуляторних батареях (Battery Energy Storage System)	GFM – інвертор, що формує мережу (Grid-Forming Inverter)
PCS – система перетворення потужності (Power Conversion System)	PCC (ТЗП) – точка загального приєднання (Point of Common Coupling)
BMS – система керування акумуляторною батареєю (Battery Management System)	LCOE – усереднена собівартість електроенергії (Levelized Cost of Energy)
O&M – експлуатація та технічне обслуговування (Operations & Maintenance)	NPV – чиста теперішня вартість (Net Present Value)
CAPEX – капітальні витрати (Capital Expenditures)	IRR – внутрішня норма рентабельності (Internal Rate of Return)
OPEX – експлуатаційні витрати (Operating Expenditures)	CO ₂ – діоксид вуглецю
SFC – питома витрата палива (Specific Fuel Consumption), л/кВт·год або Нм ³ /кВт·год	kW / kWh / kVA – кіловат / кіловат-година / кіловольт-ампер
DoD – допустима глибина розряду акумуляторної батареї (Depth of Discharge)	Нм ³ (Nm ³) – нормальний кубічний метр природного газу
PF – коефіцієнт потужності (Power Factor)	
THD – сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень (Total Harmonic Distortion)	

Вступ. Безперервність електропостачання для промислових підприємств у сучасних умовах нестабільної роботи електричних мереж є критичною передумовою збереження продуктивності, стабільності технологічних процесів та економічної ефективності виробництва [1–3]. Перерви в електропостачанні призводять не лише до прямих втрат електроенергії, а й до простоїв обладнання, зниження випуску продукції, порушення виробничих циклів і додаткових експлуатаційних витрат [1–3]. Одночасно зі зростанням вимог до надійності електроживлення для підприємств дедалі більшого значення набуває використання сонячних електростанцій (СЕС), за допомогою яких можна частково або суттєво зменшити витрати на споживану електричну енергію, а також підвищити енергетичну незалежність об'єкта [4, 5]. У разі нестабільної зовнішньої мережі особливо актуальним стає питання забезпечення роботи СЕС не лише в мережевому режимі, а й у режимі резервного або автономного електропостачання. На практиці для цього застосовують два основні підходи. Перший полягає у використанні мережевої сонячної електростанції з генераторною підтримкою, де генератор формує опорну напругу та частоту під час відключення зовнішньої мережі, забезпечуючи роботу мережевих інверторів у локальному режимі [6–8]. Другий підхід базується на застосуванні гібридної сонячної електростанції, у складі якої гібридний інвертор і акумуляторна система накопичення енергії забезпечують резервування навантаження та підвищують гнучкість енергозабезпечення об'єкта [4, 5]. Для систем на базі мережевих інверторів принциповим є те, що вони не формують мережу самостійно, а потребують зовнішнього джерела опорної напруги й частоти. Саме тому в схемах автономної роботи без акумуляторної підтримки як опорне джерело зазвичай використовується генератор, який забезпечує синхронізацію інверторів і підтримання енергетичного балансу в ізолюваному режимі [6–8]. Практична реалізованість такої топології для промислової друкарні підтверджується результатами розрахунків, які показують доцільність застосування газогенератора як резервного джерела для мережевої СЕС за рахунок нижчих експлуатаційних витрат порівняно з дизельним варіантом. Водночас гібридні сонячні електростанції з акумуляторними батареями розглядаються як альтернатива генераторному резервуванню, оскільки вони забезпечують швидке перемикання в автономний режим, можливість накопичення надлишкової сонячної енергії та зменшення залежності від паливної складової. Проте такі системи характеризуються вищими початковими капітальними витратами, а їх економічна доцільність значною мірою залежить від вартості акумуляторних батарей, режиму експлуатації та частоти відключень електропостачання. Отже, для підприємств, які розглядають впровадження резервного живлення на базі сонячної генерації, актуальним є вибір між двома технічними рішеннями: мережевою СЕС з генераторною підтримкою та гібридною СЕС.

Аналіз попередніх досліджень і постановка задачі. Проблема забезпечення надійного електропостачання промислових споживачів в умовах нестабільної зовнішньої мережі широко розглядається в науковій літературі.

Дослідження показують, що відключення електроенергії суттєво впливають на продуктивність підприємств, спричиняють економічні втрати та знижують ефективність виробничих процесів, особливо для малих і середніх виробництв, чутливих до простоїв обладнання та порушення технологічних циклів [1–3]. Окремий напрям досліджень присвячено системам типу «PV + generator», у яких сонячна електростанція працює спільно з резервним генератором під час перебоїв у зовнішній мережі. Такі рішення розглядаються як практичний варіант підвищення надійності електроживлення, зниження витрат на паливо та часткового заміщення традиційної генерації за рахунок сонячної енергії. Основним напрямом є мінімізація паливних витрат, а також оптимізація структури мережевих сонячних електростанцій на основі фотоелектричної генерації та генераторної підтримки [4–6]. Водночас значна кількість досліджень стосується систем «PV + battery», у яких резервування електроживлення досягається за рахунок акумуляторних батарей, а автономна робота забезпечується спільною роботою фотоелектричних модулів, акумуляторної системи та інвертора. Такі системи характеризуються вищою гнучкістю керування потоками енергії, можливістю накопичення надлишкової сонячної генерації та швидким переходом в автономний режим. Водночас їх економічна ефективність суттєво залежить від вартості акумуляторних батарей, ресурсу циклу заряд – розряд та режимів експлуатації [4, 7]. Для мережевих інверторів принциповим є те, що вони належать до класу grid-following і не можуть самостійно формувати опорну напругу та частоту в ізолюваній мережі. Саме тому для їх роботи в автономному режимі потрібне зовнішнє джерело, яке виконує функцію формування мережі. Такі вимоги до приєднання розподілених енергетичних ресурсів і загальні критерії їх взаємодії з електроенергетичною системою визначаються стандартом IEEE 1547-2018 та сучасними оглядовими роботами з інверторних ресурсів [5, 6, 8]. Попри наявність значної кількості досліджень щодо систем «PV + generator» і «PV + battery», прикладне техніко-економічне порівняння цих двох підходів для конкретного промислового підприємства залишається висвітленим недостатньо. У більшості робіт увага зосереджується або на оптимізації окремої конфігурації, або на загальних питаннях інтеграції інверторних ресурсів, без детального зіставлення капітальних витрат, експлуатаційних витрат і практичної доцільності використання різних архітектур резервного електропостачання для об'єктів з реальним профілем навантаження. У зв'язку з цим поставлено задачу виконати техніко-економічне порівняння двох рішень резервного електропостачання підприємства: мережевої сонячної електростанції з газогенераторною підтримкою та гібридної сонячної електростанції з акумуляторним накопиченням енергії. Базовим варіантом прийнято конфігурацію мережевої СЕС з газогенератором, параметри якої визначено на основі реального кейсу промислової друкарні, тоді як альтернативний варіант представлено гібридною СЕС, для якої виконується окремий розрахунок. Метою такого порівняння є визначення умов, за яких кожна з архітектур є доцільнішою з технічного та економічного погляду.

Мережева СЕС з газогенераторною підтримкою. Як перший об'єкт порівняння розглядається мережева сонячна електростанція з газогенераторною підтримкою, призначена для електропостачання промислового підприємства в умовах нестабільної зовнішньої мережі. У штатному режимі сонячна електростанція працює паралельно з мережею, а мережеві інвертори синхронізуються з напругою та частотою в точці загального приєднання. Енергія, вироблена фотоелектричними модулями, використовується для часткового покриття навантаження об'єкта, що забезпечує зменшення споживання електроенергії із зовнішньої мережі та скорочення експлуатаційних витрат [4, 7]. У разі зникнення напруги в зовнішній мережі функцію джерела опорної напруги та частоти виконує газогенератор. Після його запуску та виходу на номінальні параметри мережеві інвертори синхронізуються вже з локально сформованою мережею, створеною генератором, і продовжують роботу в ізолюваному режимі. Така схема дає змогу поєднати генерацію сонячної електростанції з резервним джерелом живлення без застосування акумуляторних батарей [5–7]. Баланс потужності в такій системі визначається співвідношенням між поточним навантаженням підприємства та генерацією сонячної електростанції. У години достатньої сонячної активності частина навантаження покривається за рахунок СЕС, а решта – газогенератором. У разі зменшення сонячної генерації частка потужності, що покривається генератором, відповідно, зростає. Отже, газогенератор у такій топології виконує не лише резервну функцію, а й забезпечує стабільність параметрів локальної мережі, необхідних для роботи мережевих інверторів [5, 6, 8]. Особливістю цієї конфігурації є відносно проста структура та відсутність акумуляторної підсистеми, що знижує початкові капітальні витрати і спрощує реалізацію резервного живлення. Водночас така схема залежить від наявності пального, режиму роботи генератора, його паливної характеристики та допустимого рівня часткового навантаження. Економічна ефективність системи значною мірою визначається вартістю паливної складової, витратами на технічне обслуговування генератора й тривалістю періодів автономної роботи

Гібридна СЕС. Другим об'єктом порівняння є гібридна сонячна електростанція, до складу якої входять фотоелектричні модулі, гібридний інвертор, акумуляторна система накопичення енергії, зовнішня мережа та навантаження підприємства. На відміну від мережевої СЕС з генераторною підтримкою, така конфігурація здатна забезпечувати автономне електропостачання за рахунок накопиченої в акумуляторних батареях енергії та керованого розподілу потоків потужності між джерелами. У штатному режимі гібридна система може одночасно забезпечувати навантаження підприємства, заряджати акумуляторні батареї та, за наявності відповідного алгоритму керування, взаємодіяти із зовнішньою мережею. У періоди достатньої сонячної генерації частина енергії безпосередньо споживається навантаженням, а надлишок спрямовується на заряд

акумуляторної системи. У разі недостатньої генерації або під час відключення мережі живлення навантаження здійснюється за рахунок акумуляторних батарей через гібридний інвертор. Ключовою перевагою такої топології є можливість швидкого переходу до резервного або автономного режиму без необхідності запуску генератора та без витрат пального. Крім того, акумуляторна система дає змогу повніше використовувати енергію сонячної електростанції, зменшуючи її втрати або обмеження генерації. Водночас гібридна СЕС характеризується вищими капітальними витратами, а її економічна доцільність залежить від вартості акумуляторних батарей, їх ресурсу, допустимої глибини розряду та режиму експлуатації [4, 5]. З технічного погляду гібридна конфігурація є гнучкішою, оскільки поєднує функції генерації, накопичення та перетворення енергії в межах єдиної системи керування. Саме тому порівняння гібридної СЕС із мережевою СЕС, що використовує газогенератор як резервне джерело, дає змогу оцінити переваги й обмеження двох різних підходів до забезпечення надійного електропостачання промислового об'єкта.

Порівняльна характеристика мережевих та гібридних сонячних електростанцій в умовах автономної роботи.

Мережеві та гібридні сонячні електростанції відрізняються насамперед принципом забезпечення електропостачання навантаження в разі втрати зовнішньої мережі. Мережева сонячна електростанція в нормальному режимі працює паралельно з мережею та використовує її як джерело опорної напруги і частоти (рис. 1). У разі зникнення напруги для продовження роботи такої системи потрібне зовнішнє джерело, здатне сформувати локальну мережу, тобто резервний генератор. Гібридна сонячна електростанція, навпаки, поєднує функції генерації, перетворення та накопичення енергії, що дає їй змогу забезпечувати живлення навантаження в автономному режимі за рахунок акумуляторної батареї та інвертора, здатного підтримувати локальні параметри мережі [5, 6]. Однією з головних переваг мережевої СЕС є відносно проста структура й нижча початкова вартість інверторної частини. Для мережевих інверторів великої потужності характерні високі ККД, широкі можливості регулювання коефіцієнта потужності та робота без акумуляторної підсистеми. Для трифазних мережевих інверторів класу 120–136 кВт виробник Deye вказує діапазон регулювання коефіцієнта потужності 0,8 leading...0,8 lagging, тобто інвертор може працювати з суттєвим об'ємом реактивної потужності в межах своєї повної потужності [11]. Це важливо для промислових підприємств, де в складі навантаження часто присутні електродвигуни, компресори, насоси, верстати та інше обладнання з помітною реактивною складовою. У режимі автономної роботи мережевої СЕС з генераторною підтримкою значна частина вимог до реактивної потужності фактично покладається на генератор, що спрощує роботу мережевого інвертора як джерела активної сонячної генерації.

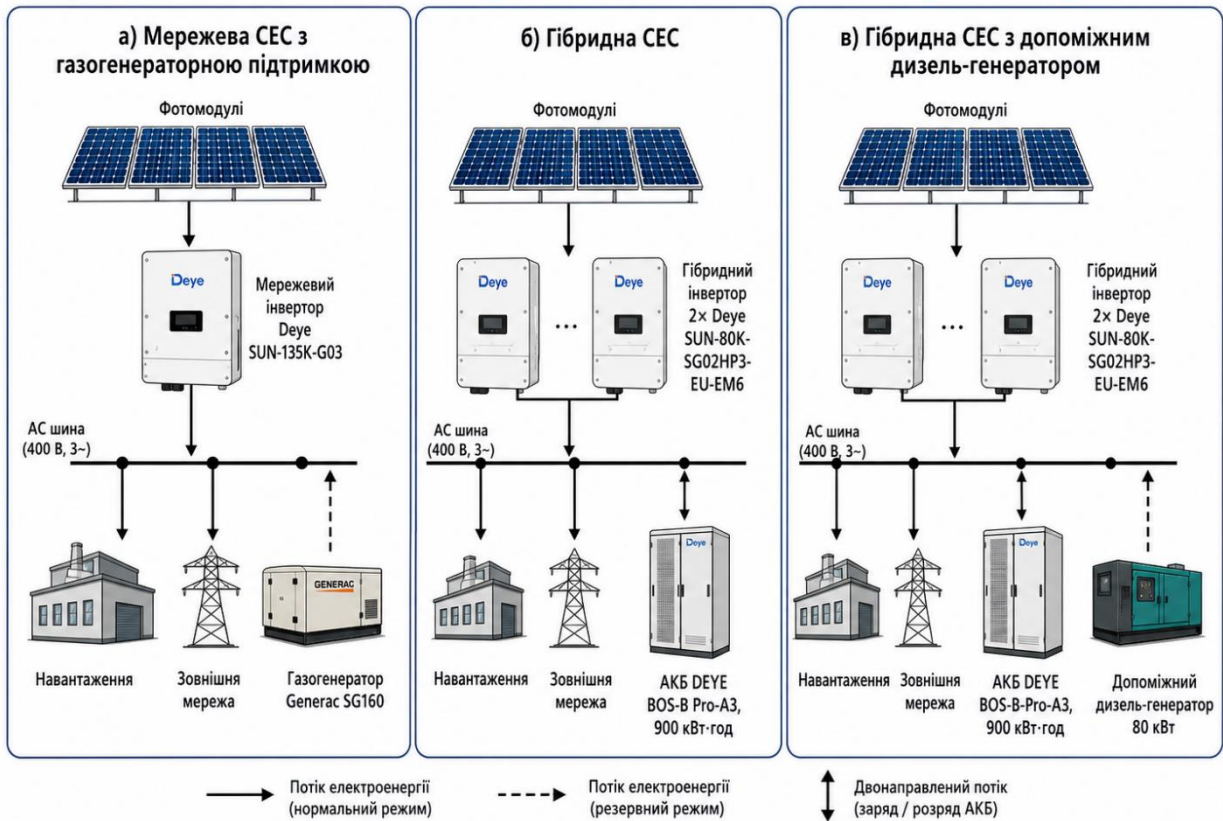


Рис. 1. Принципові схеми досліджуваних архітектур резервного електропостачання підприємства

Гібридна СЕС своєю чергою має іншу функціональну логіку. Гібридний інвертор повинен не лише перетворювати енергію сонячних модулів, а й керувати зарядом / розрядом акумуляторної батареї, формувати локальну мережу в автономному режимі та утримувати параметри живлення в допустимих межах. Це робить таку систему більш універсальною, але одночасно й чутливішою до режиму навантаження. У технічних матеріалах Deye для гібридних інверторів зазначено, що функція регулювання реактивної потужності через $V(Q)$ має обмеження, пов'язані з рівнем активної потужності, а в ряді моделей застосовується поріг повторної активації $V(Q)$ -режиму при досягненні 20 % номінальної потужності [9]. Тому під час роботи з промисловим навантаженням, де в автономному режимі присутня значна реактивна складова, можливості гібридного інвертора можуть ставати одним з визначальних обмежень. Це особливо важливо в умовах, коли мережа відсутня, а вся відповідальність за підтримання напруги й частоти лежить на інверторі та батарейній системі. Ще однією принциповою відмінністю є структура вартості обох рішень. Для мережевої СЕС нижча вартість досягається завдяки дешевшому мережевому інвертору та відсутності акумуляторної системи. Водночас така конфігурація потребує встановлення резервного генератора, паливної інфраструктури та пов'язаних з цим витрат на технічне обслуговування. У гібридній СЕС, навпаки, значну частку капітальних витрат формують саме гібридний інвертор і акумуляторна батарея. За оцінками NREL, вартість батарейних систем істотно залежить від

тривалості зберігання енергії, а капітальні витрати на BESS у розрахунку на кіловат-годину зростають разом з вимогою до більшої енергетичної ємності системи [13]. Отже, хоча гібридна СЕС дає змогу уникнути витрат на паливо, її стартова вартість найчастіше суттєво вища, ніж у мережевої СЕС з генераторною підтримкою. Ємність акумуляторної батареї в гібридній СЕС фактично визначає тривалість автономної роботи. За визначенням NREL, тривалість роботи системи накопичення енергії ємністю та потужністю навантаження: наприклад, батарея з потужністю 1 МВт і корисною ємністю 4 МВт-год забезпечує приблизно 4 год роботи на номінальній потужності [12]. Для промислового підприємства це означає, що збільшення часу автономності вимагає прямого збільшення ємності акумуляторної системи, а отже, і її вартості. У разі тривалого блекауту, якщо запас енергії в батареї вичерпується швидше, ніж відновлюється за рахунок сонячної генерації, виробничий процес може бути зупинений. Натомість система з генераторною підтримкою здатна працювати автономно доти, доки є доступ до пального та зберігається технічна справність генератора.

Окрему практичну проблему для інверторних систем в Україні становить робота в умовах нестабільної напруги після відновлення централізованого електропостачання. Через масштабні пошкодження енергетичної інфраструктури та перевантаження окремих ділянок мережі після блекаутів можливі режими зниженої

напруги та нестійкого електропостачання, що офіційно визнається наслідком атак на енергосистему та аварійно-відновлювального режиму її роботи [14]. І мережеві, і гібридні інвертори мають встановлені виробником допустимі межі напруги мережі; для розглянутих трифазних моделей Deye типовий робочий діапазон становить $0,85U_n - 1,1U_n$ [10, 11]. За істотного провалу напруги інверторне обладнання може не перейти в штатний мережевий режим до моменту нормалізації параметрів. З інженерного погляду надмірне зниження порогів спрацювання лише з метою примусового запуску за слабкої мережі є небажаним, оскільки це погіршує умови роботи як самого інвертора, так і підключеного електрообладнання. Водночас мережева СЕС з генераторною підтримкою має інший специфічний недолік: після раптового відключення зовнішньої мережі потрібен певний час на виявлення аварійного режиму, запуск генератора, досягнення ним номінальної частоти й напруги та подальше переключення навантаження на резервне джерело. У технічних матеріалах Cummins зазначено, що для open-transition схем автоматичного введення резерву виникає примусова короткочасна перерва електроживлення під час переходу між джерелами [15]. Для значної частини підприємств така затримка є допустимою, однак для об'єктів з безперервним виробничим циклом, чутливими лініями або високими вимогами до безперервності процесу навіть коротка

пауза може бути критичною. У цьому аспекті гібридна СЕС має перевагу, оскільки за наявності достатнього заряду акумуляторної батареї здатна забезпечити практично безперервне живлення критичного навантаження без очікування запуску окремого генератора. Таким чином, мережева СЕС з генераторною підтримкою є привабливішою з погляду простоти реалізації, нижчих початкових інвестицій та можливості тривалої автономної роботи за наявності пального. Гібридна СЕС у свою чергу забезпечує вищу швидкодію при переході в автономний режим, кращу керованість потоками енергії та можливість безпальної підтримки навантаження, однак потребує значно більших капітальних витрат, ретельного підбору ємності акумуляторної батареї та врахування технічних обмежень інвертора під час роботи з промисловим навантаженням. Саме тому вибір між цими двома архітектурами має виконуватися не лише за критерієм вартості обладнання, а й з урахуванням характеру навантаження, тривалості блекаутів, вимог до безперервності виробництва та допустимих експлуатаційних ризиків.

Розрахунок для мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою. Базовим варіантом для подальшого порівняння приймається мережева сонячна електростанція з газогенераторною підтримкою, призначена для резервного електропостачання промислового підприємства в умовах нестабільної зовнішньої мережі. Вихідною основою розрахунку є реальний кейс промислової друкарні з відносно сталим профілем навантаження, для якого вже сформовано добові енергетичні

баланси споживання об'єкта, генерації СЕС та роботи резервного джерела живлення.

До складу досліджуваної системи входять фотоелектрична станція на базі мережевого інвертора Deye SUN-135K-G03 та сонячних модулів Longi Solar LR8-66HGД 610М загальною встановленою потужністю 159,82 кВт. Як резервне джерело для порівняльного розрахунку приймається газогенератор Generac SG160 номінальною потужністю близько 160 кВт, параметри якого є сумірними з раніше застосованим резервним генератором на об'єкті [16]. У нормальному режимі роботи електроспоживання підприємства частково покривається генерацією сонячної електростанції, а дефіцит потужності компенсується електроенергією із зовнішньої мережі. Під час блекауту функцію опорного джерела напруги і частоти виконує газогенератор, який забезпечує роботу мережевого інвертора в ізолюваному режимі. Миттєвий баланс активної потужності в такій системі описується співвідношенням $P_{\text{ген}}(t) = P_{\text{навантаж}}(t) - P_{\text{СЕС}}(t)$, де $P_{\text{ген}}(t)$ – активна потужність генератора, $P_{\text{навантаж}}(t)$ – потужність навантаження підприємства, $P_{\text{СЕС}}(t)$ – потужність, що надходить від сонячної електростанції. Як показовий приклад розглядається доба 02.05.2025, для якої добове споживання об'єкта становило 2824,399 кВт·год, генерація СЕС – 1117,5 кВт·год, споживання з мережі – 1024,14 кВт·год, а енергія, яка в базовому сценарії покривалася резервним генератором, дорівнювала 682,76 кВт·год. Саме цю величину прийнято як потребу в електроенергії від газогенератора для вибраної доби. Для газогенератора Generac SG160 у зоні часткових навантажень 40–50 % приймається середня питома витрата природного газу $SFC_{\text{gas}} = 0,28 \text{ Нм}^3/\text{кВт}\cdot\text{год}$, що відповідає технічним даним установки та прийнятій методиці оцінки паливної ефективності [16]. Тоді добова витрата природного газу визначається як $V_{\text{gas}} = E_{\text{ген}} \cdot SFC_{\text{gas}}$, де $E_{\text{ген}}$ – електроенергія, вироблена генератором за добу. Для 02.05.2025 маємо $V_{\text{gas}} = 682,76 \cdot 0,28 = 191,17 \text{ Нм}^3$. За середньою закупівельною ціною природного газу для підприємства $C_{\text{gas}} = 25,1 \text{ грн}/\text{Нм}^3$ добова вартість палива становить $Cost_{\text{fuel}} = 191,17 \cdot 25,1 = 4798,37 \text{ грн}$. Тоді паливна собівартість 1 кВт·год електроенергії, виробленої газогенератором, дорівнює $C_{\text{fuel}} = \frac{4798,37}{682,76} = 7,03 \text{ грн}/\text{кВт}\cdot\text{год}$. Для переходу від добового прикладу до узагальненого місячного показника використано сумарний обсяг електроенергії, що покривається генератором за травень. Для досліджуваного об'єкта ця величина становить 9121,37 кВт·год. Відповідно, місячна витрата природного газу становить $V_{\text{gas,month}} = 9121,37 \cdot 0,28 = 2553,98 \text{ Нм}^3$, а місячна вартість палива $Cost_{\text{fuel,month}} = 2553,98 \cdot 25,1 = 64104,90 \text{ грн}$. Середня паливна собівартість електроенергії в місячному розрізі залишається на тому самому рівні: $C_{\text{fuel,month}} = \frac{64104,90}{9121,37} = 7,03 \text{ грн}/\text{кВт}\cdot\text{год}$. Окрім вартості палива, при експлуатації генераторної установки необхідно враховувати витрати на технічне обслуговування, планові сервісні роботи, заміну витратних матеріалів та супутні експлуатаційні витрати. Для газових поршневих агрегатів у

розрахунку приймається надбавка на O&M на рівні 10 %, що узгоджується з довідковими оцінками для газових генераторних установок [17, 18]. З урахуванням цієї надбавки сумарні змінні витрати на виробництво електроенергії визначаються як $C_{gas+O\&M} = C_{fuel} \cdot (1 + k_{O\&M})$, де $k_{O\&M} = 0,10$. Тоді отримуємо $C_{gas+O\&M} = 7,03 \cdot 1,10 = 7,73$ грн/кВт-год. У місячному розрізі сумарні витрати на паливо та обслуговування становлять $Cost_{gas+O\&M} = 64104,90 \cdot 1,10 = 70515,39$ грн, що відповідає середній питомій вартості електроенергії $\frac{70515,39}{9121,37} = 7,73$ грн/кВт-год. Отримані результати показують, що мережева СЕС з газогенераторною підтримкою забезпечує відносно низьку змінну собівартість резервної електроенергії порівняно з традиційними дизельними сценаріями, особливо за умов тривалих або регулярних відключень мережі. При цьому основними факторами, що визначають економіку такого рішення, є питома витрата природного газу, ринкова ціна палива, тривалість автономної роботи та частка навантаження, яка покривається за рахунок сонячної генерації. Саме цей варіант надалі доцільно використовувати як базовий для порівняння з гібридною сонячною електростанцією.

Капітальні витрати для мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою. Для техніко-економічного порівняння мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою та гібридної СЕС доцільно окремо врахувати капітальні витрати на обладнання, яке формує відмінність між цими двома архітектурами. Оскільки в обох варіантах приймається однакова фотоелектрична частина, вартість фотомодулів у подальшому порівнянні не враховується. Такий підхід дає змогу зосередити увагу саме на різниці між інверторною топологією, генераторною підтримкою та акумуляторною системою накопичення енергії. Для мережевого варіанта прийнято використання трифазного інвертора Deye SUN-135K-G03 потужністю 135 кВт, що відповідає конфігурації досліджуваного об'єкта [11]. Технічні характеристики газогенератора Generac SG160 прийнято згідно зі специфікацією виробника [16], а ринкову вартість для подальших розрахунків – за комерційною пропозицією постачальника [19]. Для подальших розрахунків вартість мережевого інвертора прийнято на рівні 4220 дол. США, а вартість його монтажу та підключення 2700 дол. Як резервне джерело електроживлення прийнято газогенератор Generac SG160 потужністю близько 160 кВт вартістю 167 000 дол. [16], [19]. Тоді сумарні капітальні витрати на ключове обладнання мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою становлять $CAPEX_{grid+gen} = 4220 + 2700 + 167000 = 173\,920$ дол. Отримане значення характеризує вартість саме тієї частини системи, яка забезпечує резервну та автономну роботу мережевої СЕС. Вартість фотомодулів і супутньої фотоелектричної інфраструктури не враховується, оскільки вона є однаковою для обох порівнюваних варіантів і не впливає на різницю між їх техніко-економічними показниками.

Розрахунок для гібридної СЕС. Як альтернативний варіант резервного електропостачання розглядається гібридна сонячна електростанція, призначена для живлення окремої частини навантаження підприємства, сумірної з потужністю раніше встановленої мережевої сонячної електростанції. Для розрахунку прийнято, що на гібридний контур переводиться навантаження середньою активною потужністю 130 кВт, а необхідний час автономної роботи під час відключення зовнішньої мережі становить 6 год. Як силову частину системи прийнято два гібридні інвертори Deye SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6, з'єднані паралельно, що забезпечує сумарну встановлену потужність 160 кВт. Така конфігурація створює резерв за потужністю відносно розрахункового навантаження та відповідає технічним можливостям інверторів цього класу [20]. Необхідна корисна енергія акумуляторної системи визначається добутком потужності навантаження на тривалість автономної роботи: $E_{кор} = P_{навантаж} \cdot t_{авт}$. Тобто $E_{кор} = 130 \cdot 6 = 780$ кВт-год. Для покриття цієї потреби прийнято акумуляторну систему номінальною ємністю 900 кВт-год. Вона формується на базі літій-залізо-фосфатних модулів DEYE BOS-B Pro-A3 ємністю 16,08 кВт-год кожний. Загальна кількість акумуляторних модулів становить 56 шт., що забезпечує сумарну номінальну ємність $E_{акб} = 56 \cdot 16,08 = 900,48$ кВт-год. Акумуляторна система реалізується на чотирьох стійках з використанням відповідних високовольтних BMS-модулів. Така архітектура відповідає модульній логіці системи BOS-B Pro-A3, для якої виробник передбачає промислову масштабовану конфігурацію з батарейними модулями, стійками та блоками керування високою напругою [21–23]. Для подальших розрахунків прийнято такі капітальні витрати на обладнання гібридної системи:

- Гібридний інвертор Deye SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6 – 6990 дол. за одиницю, усього 2 шт., тобто 13 980 дол.;
- акумуляторний модуль DEYE BOS-B Pro-A3 16,08 кВт-год – 2075 дол. за одиницю, усього 56 шт., тобто 116 200 дол.;
- батарейна стійка – 770 дол. за одиницю, усього 4 шт., тобто 3080 дол.;
- BMS DEYE BOS-B-PDU-2-A – 1790 дол. за одиницю, усього 4 шт., тобто 7160 дол.;
- монтаж гібридних інверторів та акумуляторної системи – 16 800 дол..

Тоді сумарні капітальні витрати на гібридну частину системи становлять:

$$CAPEX_{hybrid} = 13\,980 + 116\,200 + 3080 + 7160 + 16\,800 = 157\,220 \text{ дол.}$$

Одержане значення відображає вартість саме тієї частини системи, яка забезпечує резервну та автономну роботу гібридної СЕС. Як і в попередньому варіанті, вартість фотомодулів у порівнянні не враховується, оскільки фотоелектрична частина для обох архітектур приймається однаковою й не визначає різницю між

варіантами резервного електропостачання. З технічного погляду прийнята конфігурація забезпечує автономне живлення навантаження потужністю 130 кВт протягом приблизно 6 год, що відповідає типовій тривалості досліджуваних відключень. Водночас така система не є повністю автономною в умовах довготривалих блекаутів. Якщо тривалість відключення перевищує розрахунковий інтервал, після вичерпання запасу енергії акумуляторної батареї подальша робота навантаження без додаткового резервного джерела неможлива. У зв'язку з цим для сценаріїв з тривалими аварійними відключеннями доцільно розглядати доповнення гібридної СЕС допоміжним генератором, наприклад дизельним генератором потужністю близько 80 кВт, який може або приймати частину навантаження, або забезпечувати підзаряд акумуляторної системи [20–23]. Отже, гібридна СЕС у прийнятій конфігурації забезпечує високу швидкість при переході в автономний режим і дозволяє уникнути витрат пального на коротких та середніх інтервалах відключень, однак її автономність є часово обмеженою запасом енергії АКБ. Саме ця обставина має бути врахована при подальшому порівнянні з мережевою СЕС з газогенераторною підтримкою, для якої тривалість автономної роботи визначається переважно доступністю пального, а не ємністю накопичувача.

Робота гібридної СЕС у разі довготривалих відключень та необхідність допоміжного генератора. Прийнята конфігурація гібридної сонячної електростанції забезпечує автономне живлення навантаження потужністю 130 кВт протягом приблизно 6 год за рахунок акумуляторної системи номінальною ємністю 900,48 кВт·год [20, 21]. Така тривалість автономної роботи відповідає типовим інтервалам відключення електроенергії, що спостерігалися на досліджуваному об'єкті. Водночас у разі довготривалих блекаутів, коли тривалість відключення перевищує розрахунковий 6-годинний інтервал, запасу енергії акумуляторної батареї виявляється недостатньо для подальшого підтримання навантаження. Отже, у разі тривалих аварійних відключень гібридна СЕС у базовій конфігурації не забезпечує повної енергетичної автономності. Після вичерпання запасу енергії в акумуляторній системі живлення навантаження можливе лише за наявності додаткового резервного джерела. З практичного погляду таким джерелом доцільно вважати допоміжний дизель-генератор потужністю близько 80 кВт, який може або частково приймати навантаження, або забезпечувати підтримку енергопостачання та заряд акумуляторної системи. Для оцінки впливу такого рішення на економіку гібридної СЕС приймається спрощений сценарій: упродовж одного місяця допоміжний дизель-генератор використовується у 20 % днів, тобто приблизно 6 днів на місяць, а тривалість його роботи в кожен з цих днів становить 5 год. При цьому середнє завантаження генератора приймається на рівні 50 % від номінальної потужності, тобто $P_{DG,avg} = 0,5 \cdot 80 = 40$ кВт.

Тоді місячний обсяг електроенергії, виробленої допоміжним дизель-генератором, становить:

$$E_{DG,month} = 6 \cdot 5 \cdot 40 = 1200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Для оцінки витрат пального приймається питома витрата дизельного генератора:

$$SFC_{diesel} = 0,28 \text{ л/кВт} \cdot \text{год},$$

а ціна дизельного палива – 88,1 грн/л, що відповідає середній ціні на дизель на АЗС для дрібного опту. Тоді місячна витрата дизельного палива становить

$$V_{diesel} = 1200 \cdot 0,28 = 336 \text{ л},$$

а його вартість дорівнює:

$$Cost_{fuel} = 336 \cdot 88,1 = 29601,6 \text{ грн}$$

Для врахування витрат на технічне обслуговування, заміну мастил, фільтрів та супутні сервісні роботи приймається надбавка O&M = 15 %, що узгоджується з довідковими оцінками для дизельних генераторних установок [17, 18]. Тоді повні змінні витрати на роботу допоміжного дизель-генератора становлять:

$$Cost_{diesel+O\&M} = 29601,6 \cdot 1,15 = 34041,84 \text{ грн}.$$

Отже, за прийнятого сценарію використання допоміжного дизель-генератора додаткові місячні експлуатаційні витрати гібридної СЕС становлять приблизно 34,04 тис. грн. Це означає, що в разі переходу від «чистої» гібридної архітектури до схеми «гібридна СЕС + допоміжний дизель-генератор» система частково втрачає одну зі своїх головних переваг – повну відсутність паливної складової під час автономної роботи. З іншого боку, додавання допоміжного генератора суттєво підвищує практичну придатність гібридної СЕС для промислових підприємств, оскільки дає змогу розширити межі її автономності за межі 6-годинного інтервалу. Таким чином, у коротких і середніх відключеннях електропостачання гібридна система може працювати виключно за рахунок АКБ, тоді як у разі довготривалих блекаутів її функціонування доцільно розглядати вже як комбіновану схему з додатковим генераторним резервуванням. Отриманий результат показує, що для об'єктів з високими вимогами до безперервності електропостачання «чиста» гібридна СЕС є ефективною лише в межах обмеженої тривалості відключення. У разі погіршення режиму роботи зовнішньої мережі або збільшення тривалості блекаутів така система потребує додаткового резервного джерела, а отже, фактично наближається за своєю структурою до комбінованої архітектури, в якій акумуляторна та генераторна підтримка працюють спільно.

Підбір дизельного генератора для гібридної СЕС. Для реалізації допоміжного резервування гібридної СЕС доцільно прийняти дизель-генератор класу 80 кВт, який за потужністю відповідає задачі часткового прийняття навантаження або підтримання заряду акумуляторної системи в разі довготривалих відключень. Як розрахунковий варіант може бути використаний дизель-генератор Cummins C110D5 з номінальною потужністю 80 кВт (88 кВт у резервному режимі), технічні параметри якого відповідають вимогам промислового резервного

електропостачання [24]. Ринкова вартість такого генератора на українському ринку становить близько 1,55–1,67 млн грн, що відповідає приблизно 37–40 тис. дол. залежно від курсу та комплектації [25, 26]. Для подальших розрахунків доцільно прийняти середню оцінку вартості допоміжного дизель-генератора на рівні 39 000 дол. У такому разі, якщо гібридна СЕС доповнюється резервним дизель-генератором, сумарні капітальні витрати гібридної архітектури зростають на величину вартості генератора та супутнього монтажу, а експлуатаційні витрати починають містити паливну складову, що частково нівелює переваги «чистої» акумуляторної конфігурації.

Порівняння результатів. Отримані результати розрахунків показують, що мережева СЕС з газогенераторною підтримкою, гібридна СЕС та гібридна СЕС з допоміжним дизель-генератором мають різні техніко-економічні переваги залежно від тривалості відключень, характеру навантаження та вимог до безперервності електропостачання (рис. 2). Порівняння цих трьох конфігурацій доцільно виконувати за такими

основними критеріями: капітальні витрати, змінні експлуатаційні витрати, тривалість автономної роботи та придатність до роботи з промисловим навантаженням. За капітальними витратами найменшу початкову вартість має гібридна СЕС у базовій конфігурації без допоміжного генератора. Сумарні витрати на два гібридні інвертори, акумуляторну систему, стійки, BMS та монтаж становлять 157 220 дол. [20–23]. Для мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою сукупні капітальні витрати на мережевий інвертор, монтаж та газогенератор Generac SG160 становлять 173 920 дол. [16, 19]. Отже, за критерієм початкових інвестицій базова гібридна система є дешевшою приблизно на 16 700 дол., що відповідає близько 9,6 % від вартості мережевого варіанта. Водночас якщо гібридна СЕС доповнюється резервним дизель-генератором потужністю 80 кВт, до її капітальних витрат необхідно додати ще близько 39 000 дол., що збільшує сумарний CAPEX до приблизно 196 220 дол. [24–26]. У такому разі комбінований гібридний варіант уже перевищує за початковою вартістю мережеву СЕС з газогенераторною підтримкою приблизно на 22 300 дол., або майже на 12,8 %.

Порівняння капітальних витрат (CAPEX)

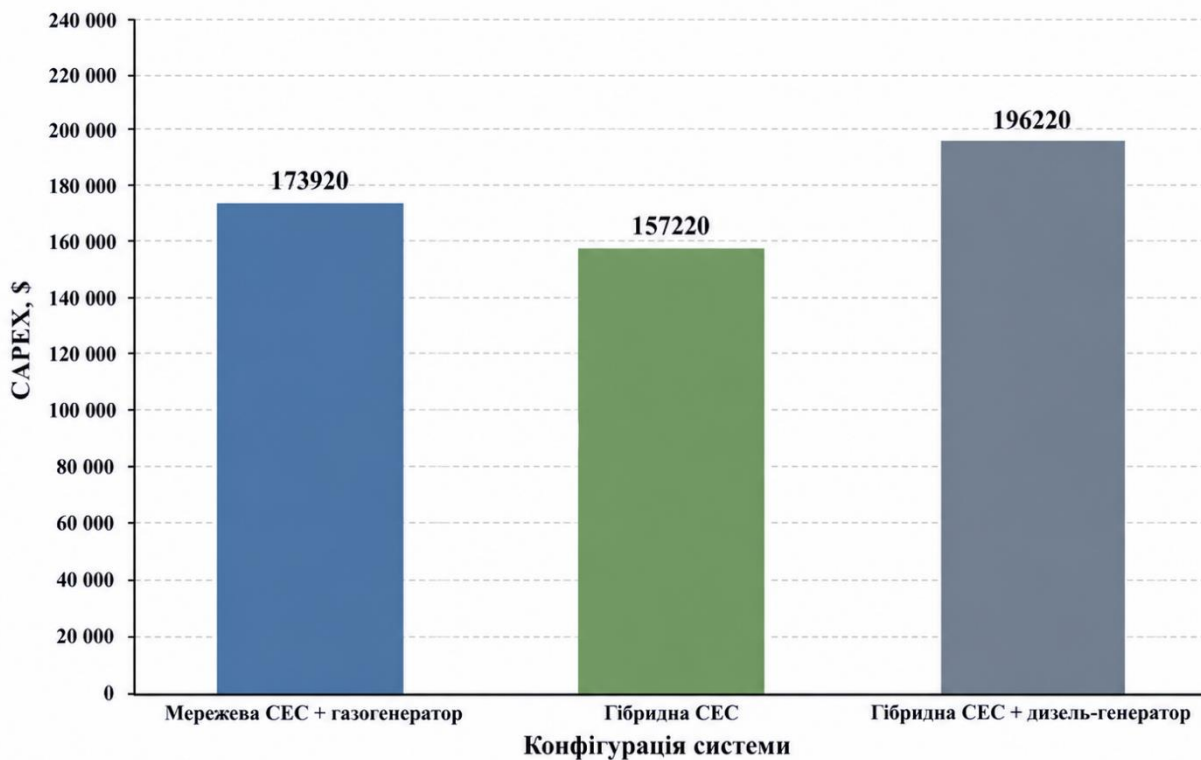


Рис. 2. Порівняння капітальних витрат досліджуваних систем резервного електропостачання

За змінними експлуатаційними витратами ситуація є протилежною. Для мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою місячні витрати на паливо й технічне обслуговування резервного газогенератора становлять 70 515,39 грн, а середня змінна собівартість резервної електроенергії дорівнює 7,73 грн/кВт-год [16–18]. Для базової гібридної СЕС паливна складова в межах розрахункової 6-годинної автономності відсутня, тому її

поточні змінні витрати є мінімальними. Таким чином, у режимі коротких або середніх відключень, коли запасу енергії акумуляторної системи достатньо, гібридна СЕС має явну перевагу за експлуатаційними витратами, оскільки не потребує споживання пального та пов'язаного з ним сервісу. Водночас у разі довготривалих блекаутів базова гібридна СЕС уже не забезпечує повної автономності, тому виникає потреба в допоміжному

резервному генераторі (рис. 3). За прийнятого сценарію, коли дизель-генератор використовується у 20 % днів місяця по 5 год на день за середнього завантаження 40 кВт, додатковий місячний обсяг генерації становить 1200 кВт-год, а експлуатаційні витрати з урахуванням пального та O&M – 34 041,84 грн [17, 18, 24–26]. Це означає, що навіть після додавання допоміжного дизель-генератора комбінована гібридна система зберігає нижчі змінні витрати, ніж мережева СЕС з газогенераторною підтримкою, однак уже втрачає головну перевагу «чистої» акумуляторної архітектури – відсутність паливної складової в автономному режимі. Ключовою відмінністю між варіантами є глибина автономності. Мережева СЕС з газогенераторною підтримкою забезпечує тривалу автономну роботу за наявності достатнього запасу пального, оскільки її резервна архітектура від початку орієнтована на безперервне підтримання навантаження в ізольованому режимі [16, 19]. Для гібридної СЕС тривалість автономної роботи визначається насамперед ємністю акумуляторної

системи. У прийнятій конфігурації запас енергії 900,48 кВт-год забезпечує живлення навантаження 130 кВт протягом приблизно 6 год [20–23]. Отже, гібридний варіант є ефективним для короткочасних та середніх відключень, але не може розглядатися як повністю автономне рішення для довгих блекаутів без додаткового генераторного резервування. З погляду якості резервування гібридна СЕС має перевагу в швидкодії переходу в автономний режим. За наявності зарядженої акумуляторної батареї така система здатна практично безперервно підтримувати електроживлення навантаження без паузи, пов'язаної із запуском резервного генератора [15, 20]. Для мережевої СЕС з генераторною підтримкою, навпаки, характерна короткочасна перерва електроживлення, необхідна для виявлення аварійного режиму, запуску генератора та перемикавання навантаження [15]. Саме тому для споживачів з критичною вимогою до безперервності технологічного процесу гібридна СЕС може бути кращим рішенням у межах своєї часової автономності.

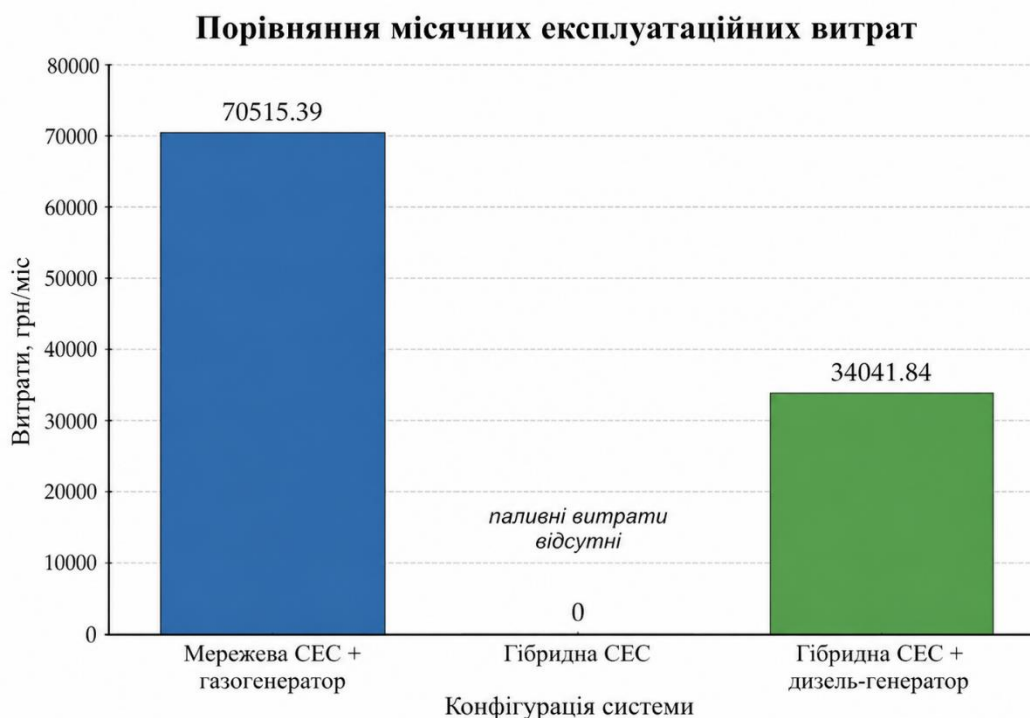


Рис. 3. Порівняння місячних експлуатаційних витрат досліджуваних конфігурацій

Ще одним важливим аспектом є робота з промисловим навантаженням. Для мережевої СЕС з генераторною підтримкою реактивна складова навантаження та підтримання параметрів локальної мережі значною мірою покладаються на генератор, що полегшує роботу мережевого інвертора [11, 16]. У гібридній СЕС інвертор самостійно виконує функції формування локальної мережі, керування батареєю та забезпечення електроживлення навантаження, що підвищує вимоги до його режимів роботи в автономному стані [9, 20]. Тому для великих промислових споживачів з вираженою реактивною складовою та високими пусковими

навантаженнями мережева СЕС з генератором має кращу адаптованість до важких режимів роботи. Таким чином, результати порівняння дають змогу зробити кілька практичних висновків. Базова гібридна СЕС є доцільною для сценаріїв, у яких переважають короткі та середні відключення, а пріоритетом є швидке резервування, низькі поточні витрати й відсутність споживання пального. Гібридна СЕС з допоміжним дизель-генератором є компромісним варіантом, який розширює межі автономності, але збільшує капітальні та експлуатаційні витрати і частково зменшує переваги акумуляторної системи. Мережева СЕС з газогенераторною

підтримкою є найпридатнішою для умов тривалих і регулярних блекаутів, коли визначальними є необмеженість часу автономної роботи, стійкість до промислового навантаження та стабільність резервного живлення за наявності пального.

Аналіз чутливості. Одержані результати техніко-економічного порівняння залежать від низки вихідних припущень, серед яких найбільший вплив мають вартість акумуляторної системи, ціна природного газу, ціна дизельного палива, тривалість відключень електроенергії та частота використання допоміжного генератора. Саме тому для коректного трактування результатів доцільно виконати аналіз чутливості, який дає змогу оцінити стійкість отриманих висновків за зміни основних технічних та економічних параметрів [27–30]. Першим і найочевиднішим фактором є вартість акумуляторної системи, оскільки саме вона формує домінуючу частку капітальних витрат гібридної СЕС. У прийнятій конфігурації вартість акумуляторних модулів, BMS і стійок становить основну частину сумарного CAPEX гібридного варіанта, тому будь-яка зміна вартості батарей прямо впливає на економічну привабливість цього рішення. За оцінками NREL, вартість систем накопичення енергії залишається одним з найдинамічніших параметрів, а прогнозні сценарії демонструють істотну різницю між низькою, базовою та високою траєкторіями капітальних витрат [27]. Це означає, що в разі подальшого зниження вартості Li-ion/BESS гібридна архітектура ставатиме дедалі конкурентнішою, особливо для сценаріїв коротких і середніх відключень, де паливна складова відсутня або є мінімальною. Навпаки, за умови здорожчання накопичувачів або у разі необхідності суттєвого збільшення ємності АКБ для довшої автономності, перевага гібридної СЕС за CAPEX може бути втрачена [13, 27]. Другим важливим фактором є ціна природного газу, яка безпосередньо визначає змінні витрати мережевої СЕС з газогенераторною підтримкою. Для базового розрахунку прийнято ціну 25,1 грн/Нм³, при якій середня змінна собівартість електроенергії від газогенератора з урахуванням O&M становить 7,73 грн/кВт-год. Однак у реальних умовах ціна природного газу може змінюватися під впливом сезонності, міжнародної кон'юнктури, логістичних ризиків і геополітичних чинників. IEA у звітах за 2026 рік прямо вказує, що, попри очікуване зростання пропозиції LNG, ринки природного газу залишаються чутливими до геополітичної напруги, погодних факторів та регіональних дисбалансів, що підтримує ризик цінової волатильності [31]. Відповідно, у разі суттєвого підвищення ціни природного газу змінні витрати мережевої СЕС з газогенератором зростатимуть пропорційно, а її економічна перевага над дизельними сценаріями зменшуватиметься. Водночас навіть у такому разі генераторна схема зберігає свою головну перевагу – практично необмежену тривалість автономної роботи за наявності пального [28, 31]. Третім фактором є ціна дизельного палива, яка найбільше впливає на комбінований варіант «гібридна СЕС + допоміжний дизель-генератор». У базовому сценарії для допоміжного

дизельного генератора прийнято використання у 20 % днів місяця по 5 год з середнім навантаженням 40 кВт, що дає місячні витрати на рівні 34,04 тис. грн з урахуванням O&M. Водночас саме ціна дизельного палива є одним з найменш стабільних параметрів у кризових умовах, оскільки вона залежить не лише від світових нафтових ринків, а й від логістики постачання, доступності пального на внутрішньому ринку та режиму попиту в періоди дефіциту електроенергії. У дослідженнях, присвячених системам типу PV/diesel/battery, неодноразово показано, що зростання ціни дизеля швидко погіршує економіку генераторної складової та збільшує приведену вартість автономного електропостачання [29, 30]. Отже, комбінований гібридний варіант є значно чутливішим до паливної волатильності, ніж «чистий» гібридний варіант, але менш чутливим, ніж система, у якій довготривала автономність повністю забезпечується генератором. Четвертим фактором є тривалість і частота відключень електроенергії, які фактично визначають, яка саме архітектура буде доцільнішою. У межах коротких і середніх відключень гібридна СЕС має суттєву перевагу завдяки відсутності паливної складової, високій швидкодії переходу в резервний режим та нижчим експлуатаційним витратам. Проте зі збільшенням тривалості блекаутів або зростанням кількості днів, у які акумуляторна система не встигає відновити заряд за рахунок сонячної генерації, гібридний варіант дедалі більше наближається до необхідності використання допоміжного генератора. У такому разі його економіка змінюється подвійно: по-перше, зростає потреба в паливі; по-друге, при спробі уникнути генератора довелося б збільшувати ємність акумуляторної системи, що призвело б до помітного зростання CAPEX [12, 13, 27]. З погляду методології аналізу гібридних PV/diesel/battery систем, саме тривалість блекаутів і частка годин автономної роботи належать до найчутливіших параметрів у моделюванні таких конфігурацій [29, 30]. П'ятим важливим параметром є частка участі допоміжного дизель-генератора в роботі гібридної СЕС. У базовому сценарії прийнято, що генератор працює лише у 20 % днів місяця, тобто виконує допоміжну, а не основну функцію. Проте якщо тривалість або частота блекаутів зростатиме, ця частка може бути збільшена до 30 % і більше, що призведе до відповідного збільшення витрат на паливо та обслуговування. Таким чином, комбінована схема «гібридна СЕС + дизель-генератор» є економічно чутливою не лише до ціни пального, а й до частоти переходу системи з акумуляторного режиму в генераторний. Зростання цієї частоти поступово зменшує різницю між комбінованим гібридним варіантом і мережею СЕС з постійною генераторною підтримкою, особливо якщо тривалі блекауту є не винятком, а типовим режимом роботи об'єкта [28–30]. Загалом аналіз чутливості показує, що гібридна СЕС є найчутливішою до вартості акумуляторів і тривалості відключень, тоді як мережева СЕС з газогенераторною підтримкою найчутливіша до ціни природного газу та частки часу автономної роботи генератора. Комбінований варіант «гібридна СЕС + допоміжний дизель-

генератор» займає проміжне положення: він знижує ризик недостатньої автономності, але водночас поєднує недоліки обох підходів – високу капіталоємність акумуляторної системи та появу паливної складової в ОРЕХ. Саме тому остаточний вибір архітектури резервного електропостачання має ґрунтуватися не лише на базовому розрахунку, а й на сценарному аналізі можливих змін паливних цін, вартості батарей та реальної тривалості аварійних відключень.

ПОСИЛАННЯ

- Cissokho, L., & Seck, A. (2019). The productivity cost of power outages for manufacturing small and medium enterprises in Senegal. *Economics of Innovation and New Technology*.
- Carlsson, F., Demeke, E., Martinsson, P., & Tesemma, T. (2020). Cost of power outages for manufacturing firms in Ethiopia: A stated preference study. *Energy Economics*, 88, 104753.
- Thomas, D., Gupta, S., & Sandler, R. (2022). Measuring downstream supply chain losses due to power outages. *PLOS ONE*, 17(4), e0266680.
- Santhoshi, B. K., Kumari, M. S., & Saravanan, B. (2019). Critical review of PV grid-tied inverters. *Energies*, 12(10), 1921.
- Lin, Y., Eto, J. H., Johnson, B. B., Flicker, J. D., Lasseter, R. H., Villegas Pico, H. N., Seo, G.-S., Pierre, B. J., & Ellis, A. (2020). *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL/TP-5D00-73476).
- Lyu, X., & Xie, J. (2023). *An Overview of Inverter-based Resource Interconnection Standards*. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL-35194).
- IEEE Standards Association. (2018). *IEEE Std 1547-2018: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE.
- Pohl, E., & McKenna, K. (2024). *Interconnection of Distributed Energy Resources in the Indian Context: IEEE 1547-2018 Adaptation for Locally-Appropriate Grid Code Development*. National Renewable Energy Laboratory.
- Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2025). *Manual for Hybrid Inverter SUN-14/15/16/18/20K-SG05LP3-EU-SM2*. Опис функції V(Q), зокрема порогів Lock-in/Pn 5% та 20%.
- Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). *Technical specifications / datasheets for three-phase hybrid inverters*. Типовий діапазон напруги мережі 0.85Un–1.1Un для трифазних гібридних моделей.
- Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). *SUN-120/125/130/135/136K-G01P3-EU-AM8 datasheet*.
- Діапазон напруги 0.85Un–1.1Un; регулювання коефіцієнта потужності 0.8 leading...0.8 lagging.
- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., et al. (2019). *Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-74426. Визначення потужності, енергетичної ємності та тривалості роботи BESS.
- Cole, W., Frazier, A. W., Augustine, C., et al. (2025). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-93281. Оцінки капітальних витрат батарейних систем та залежність економіки від тривалості зберігання.
- Reuters. (2026). *Reports on continuing damage and instability of Ukraine's power system caused by attacks on energy infrastructure*. Використовується як актуальне підтвердження нестабільного стану енергосистеми України.
- Cummins Inc. (2014). *T-011: Transfer Switch Application Manual*. Для open-transition transfer equipment характерна примусова короткочасна перерва живлення під час переходу між джерелами.
- Generac Power Systems. (n.d.). *SG160 | 14.2 L | 200 kVA — 50 Hz*. Технічні характеристики газогенератора, зокрема потужність та витрата природного газу на різних рівнях навантаження.
- U.S. EPA. (2017). *Catalog of CHP Technologies: Section 4. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines*. Типові змінні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування газових поршневих установок.
- EPRI. (n.d.). *Installation, Operation and Maintenance Costs for Distributed Generation Technologies*. Оцінки експлуатаційних витрат та підходи до врахування O&M для генераторних установок.
- Generac Ukraine. (n.d.). *SG160 газовий трифазний генератор Generac 160 кВт*. Комерційна пропозиція постачальника; ціна генератора та додаткові витрати на підключення.
- Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). *SUN-60/75/80K-SG02HP3-EU-EM6 datasheet*. Технічні характеристики гібридного інвертора серії SUN-60/75/80K-SG02HP3-EU-EM6.
- Deye ESS Technology Co., Ltd. (2025). *Installation and Operation Manual for BOS-B Pro-A3*. Технічні характеристики та структура акумуляторної системи BOS-B Pro-A3.
- Deye ESS Technology / DEPS. (n.d.). *Deye BOS-B Data-sheet / BOS-B-PDU-2*. Дані щодо батарейних модулів, стійок і високовольтних BMS-модулів системи BOS-B.
- Deye ESS Technology Co., Ltd. (2025). *BOS-B Pro-A3 Series Brochure*. Дані щодо масштабованості

- системи та конфігурації до 15 батарейних модулів у кластері/PCS.
24. Cummins Power. (n.d.). C110D5 diesel generator set. Технічні характеристики дизель-генератора потужністю 80/88 кВт.
25. PlusEnergy. (n.d.). Дизельний генератор Cummins Power C110 D5 (80 кВт). Комерційна пропозиція постачальника; ціна близько 1,55 млн грн.
26. Generator.ua. (n.d.). Генератор Cummins C110 D5 | 80/88 кВт. Комерційна пропозиція постачальника; ціна близько 1,67 млн грн.
27. Cole, W., Frazier, A. W., Augustine, C., et al. (2025). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-93281. Оцінка сценаріїв вартості BESS та їх впливу на економіку систем накопичення енергії.
28. Ericson, S. J., & Olis, D. R. (2019). A Comparison of Fuel Choice for Backup Generators. National Renewable Energy Laboratory. Порівняння генераторних сценаріїв і впливу паливного чинника на економіку резервного електропостачання.
29. Aziz, A. S., Khatib, T., Othman, I. B., & Elmenreich, W. (2019). Energy management and optimization of a PV/diesel/battery hybrid power system using combined dispatch strategy. *Sustainability*, 11(3), 683. Аналіз чутливості гібридних PV/diesel/battery систем до вартості пального та режимів роботи.
30. Sari, A., et al. (2022). New optimized configuration for a hybrid PV/diesel generator/battery renewable energy system. *Energy Reports*, 8, 13108–13129. Аналіз впливу варіацій техніко-економічних параметрів на оптимальну конфігурацію PV/diesel/battery системи.
31. International Energy Agency (IEA). (2026). Gas Market Report, Q2-2026 / Gas Market Report, Q1-2026. Оцінка волатильності ринку природного газу та чинників цінової нестабільності.

TECHNICAL AND ECONOMIC COMPARISON OF A GRID-CONNECTED SOLAR POWER PLANT WITH GENERATOR SUPPORT AND A HYBRID SOLAR POWER PLANT

Received May 10, 2026; accepted Jun. 26, 2026
Available online June. 30, 2026

Stepenko V.

Author for correspondence: Stepenko Vasyly,
e-mail: stepenko.vasilyi@iil.kpi.ua

Ph.D. student
<https://orcid.org/0009-0001-5701-533X>

Institute of Renewable Energy, NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine

Abstract. *Given the growing need of industrial enterprises for uninterrupted electricity supply under unstable grid conditions, this paper presents a technical and economic comparison of a grid-connected solar power plant with generator support and a hybrid solar power plant with battery energy storage. The study considers the operating features of both architectures in islanded mode, their strengths and weaknesses, as well as the limitations that arise when supplying industrial loads. Particular attention is paid to differences in the structure of capital and operating costs, duration of autonomous operation, the role of the generator as a source of reference voltage and frequency for grid-following inverters, and the limitations of hybrid inverters during long-duration blackouts. An industrial printing house with a relatively stable load profile is used as a case study. For the grid-connected solar power plant with gas-generator support, natural gas consumption, the cost of backup electricity, and capital expenditures for the inverter and generator parts of the system are calculated. For the hybrid solar power plant, a configuration based on two hybrid inverters with a total capacity of 160 kW and a battery energy storage system with a nominal capacity of 900 kWh is selected. In addition, a scenario involving the use of an auxiliary diesel generator for the hybrid solar power plant during long-duration outages is considered. The comparison made it possible to determine the conditions under which each of the studied architectures is more suitable for the backup power supply of an industrial enterprise.*

Keywords: *grid-connected solar power plant, hybrid solar power plant, gas generator, diesel generator, battery energy storage system, autonomous operation, backup power supply, technical and economic comparison, industrial load, capital expenditures, operating expenditures.*

Abbreviations

SPP — solar power plant

PV — photovoltaic system

BESS — Battery Energy Storage System

PCS — Power Conversion System

BMS — Battery Management System

O&M — Operations and Maintenance

CAPEX — Capital Expenditures

OPEX — Operating Expenditures

SFC — Specific Fuel Consumption, L/kWh or Nm³/kWh

DoD — Depth of Discharge

PF — Power Factor

THD — Total Harmonic Distortion

ATS — Automatic Transfer Switch

AVR — Automatic Voltage Regulator

GFL — Grid-Following Inverter

GFM — Grid-Forming Inverter

PCC — Point of Common Coupling

LCOE — Levelized Cost of Energy

NPV — Net Present Value

IRR — Internal Rate of Return

CO₂ — carbon dioxide

kW / kWh / kVA — kilowatt / kilowatt-hour / kilovolt-ampere

Nm³ — normal cubic meter of natural gas

Introduction. Uninterrupted power supply for industrial enterprises under current conditions of unstable operation of electrical grids is a critical prerequisite for maintaining productivity, the stability of technological processes, and the economic efficiency of production [1–3]. Power outages lead not only to direct losses of electrical energy, but also to equipment downtime, reduced output, disruption of production cycles, and additional operating costs [1–3].

At the same time, as the requirements for power supply reliability increase, the use of solar power plants (SPPs) is becoming increasingly important for enterprises, as they allow partial or substantial reduction of electricity costs and enhance the energy independence of the facility [4,5]. Under conditions of an unstable external grid, the issue of ensuring SPP operation not only in grid-connected mode, but also in backup or autonomous power supply mode

becomes particularly relevant. In practice, two main approaches are used for this purpose. The first involves the use of a grid-connected solar power plant with generator support, in which the generator forms the reference voltage and frequency during external grid outages, thereby enabling the operation of grid-following inverters in a local mode [6–8]. The second approach is based on the use of a hybrid solar power plant, in which a hybrid inverter and a battery energy storage system provide load backup and improve the flexibility of the facility's energy supply [4,5]. For systems based on grid-following inverters, it is essential that they do not form the grid independently, but require an external source of reference voltage and frequency. Therefore, in autonomous operation schemes without battery support, a generator is typically used as the reference source, providing inverter synchronization and maintaining the energy balance in islanded mode [6–8]. The practical feasibility of such a topology for an industrial printing facility is confirmed by calculation results demonstrating the advisability of using a gas generator as a backup source for a grid-connected SPP due to lower operating costs compared with a diesel-based alternative. At the same time, hybrid solar power plants with battery storage are considered an alternative to generator-based backup, since they provide rapid switching to autonomous mode, the possibility of storing surplus solar energy, and reduced dependence on the fuel component. However, such systems are characterized by higher initial capital costs, and their economic feasibility depends to a large extent on battery cost, operating conditions, and the frequency of power outages. Therefore, for enterprises considering the implementation of backup power supply based on solar generation, the choice between two technical solutions remains relevant: a grid-connected SPP with generator support and a hybrid SPP.

Analysis of Previous Studies and Problem Statement. The problem of ensuring a reliable power supply for industrial consumers under conditions of an unstable external grid is widely discussed in the scientific literature. Studies show that power outages significantly affect enterprise productivity, cause economic losses, and reduce the efficiency of production processes, especially for small and medium-sized manufacturing facilities that are sensitive to equipment downtime and disruptions of technological cycles [1–3]. A separate line of research is devoted to “PV + generator” systems, in which a solar power plant operates jointly with a backup generator during disturbances in the external grid. Such solutions are regarded as a practical means of improving power supply reliability, reducing fuel consumption, and partially replacing conventional generation with solar energy. The main focus is on minimizing fuel costs and optimizing the structure of grid-connected solar power plants based on photovoltaic generation with generator support [4–6]. At the same time, a considerable number of studies concerns “PV + battery” systems, in which power supply backup is achieved by means of battery storage, while autonomous operation is provided through the joint operation of photovoltaic modules, the battery

system, and the inverter. Such systems are characterized by greater flexibility of energy flow control, the possibility of storing surplus solar generation, and rapid transition to autonomous mode. At the same time, their economic efficiency depends significantly on battery cost, charge-discharge cycle life, and operating conditions [4,7]. For grid-following inverters, it is essential that they belong to the grid-following class and cannot independently form a reference voltage and frequency in an islanded network. Therefore, for their operation in autonomous mode, an external source performing the grid-forming function is required. Such requirements for the interconnection of distributed energy resources and the general criteria for their interaction with the electric power system are defined by IEEE 1547-2018 and modern review papers on inverter-based resources [5,6,8]. Despite the existence of numerous studies on “PV + generator” and “PV + battery” systems, applied technical and economic comparison of these two approaches for a specific industrial enterprise remains insufficiently covered. In most papers, the focus is placed either on optimization of an individual configuration or on general issues of integrating inverter-based resources, without a detailed comparison of capital costs, operating costs, and the practical feasibility of different backup power supply architectures for facilities with a real load profile. In this regard, the objective is to perform a technical and economic comparison of two backup power supply solutions for an industrial enterprise: a grid-connected solar power plant with gas-generator support and a hybrid solar power plant with battery energy storage. The base case is a grid-connected SPP with a gas generator, the parameters of which are determined on the basis of a real industrial printing house case study, while the alternative case is represented by a hybrid SPP for which a separate calculation is performed. The purpose of such a comparison is to determine the conditions under which each architecture is more appropriate from both technical and economic perspectives.

Grid-Connected SPP with Gas-Generator Support. As the first comparison object, a grid-connected solar power plant with gas-generator support is considered, intended for the power supply of an industrial enterprise under conditions of an unstable external grid. Under normal operating conditions, the solar power plant operates in parallel with the grid, and the grid-following inverters are synchronized with the voltage and frequency at the point of common coupling. The energy generated by the photovoltaic modules is used to partially cover the facility load, thereby reducing electricity consumption from the external grid and lowering operating costs [4], [7]. In the event of voltage loss in the external grid, the gas generator performs the function of the reference voltage and frequency source. After startup and stabilization at nominal parameters, the grid-following inverters synchronize with the locally formed network created by the generator and continue operating in islanded mode. Such a scheme makes it possible to combine solar generation with a backup power source without using battery storage [5–7]. The power balance in such a system is determined by the relationship between the current enterprise load and the generation of the solar power plant.

During periods of sufficient solar activity, part of the load is covered by the SPP, while the remaining part is supplied by the gas generator. When solar generation decreases, the share of power supplied by the generator increases accordingly. Thus, in such a topology, the gas generator performs not only a backup function, but also ensures the stability of the local grid parameters necessary for the operation of the grid-following inverters [5], [6], [8]. A distinctive feature of this configuration is its relatively simple structure and the absence of a battery subsystem, which reduces initial capital costs and simplifies the implementation of a backup power supply. At the same time, such a scheme depends on fuel availability, generator operating mode, its fuel characteristics, and the permissible level of partial loading. The economic efficiency of the system is largely determined by the cost of the fuel component, generator maintenance costs, and the duration of autonomous operation periods.

Hybrid SPP. The second comparison object is a hybrid solar power plant consisting of photovoltaic modules, a hybrid inverter, a battery energy storage system, the external grid, and the enterprise load. Unlike a grid-connected SPP with generator support, such a configuration is capable of providing an autonomous power supply by means of energy stored in the batteries and controlled distribution of power flows among the sources. Under normal operating conditions, the hybrid system can simultaneously supply the enterprise load, charge the batteries, and, when an appropriate control algorithm is available, interact with the external grid. During periods of sufficient solar generation, part of the energy is directly consumed by the load, while the surplus is directed to charging the battery system. In the event of insufficient generation or during a grid outage, the load is supplied from the batteries through the hybrid inverter. A key advantage of such a topology is the possibility of rapid transition to backup or autonomous mode without the need to start a generator and without fuel consumption. In addition, the battery system allows more complete use of the energy generated by the solar power plant, reducing energy losses or generation curtailment. At the same time, a hybrid SPP is characterized by higher capital costs, while its economic feasibility depends on battery cost, battery lifetime, allowable depth of discharge, and operating conditions [4], [5]. From a technical perspective, the hybrid configuration is more flexible, since it combines generation, storage, and power conversion functions within a single control system. Therefore, comparison of a hybrid SPP with a grid-connected SPP using a gas generator as a backup source makes it possible to assess the advantages and limitations of two different approaches to ensuring reliable power supply for an industrial facility.

Comparative Characteristics of Grid-Connected and Hybrid Solar Power Plants under Autonomous Operation.

Grid-connected and hybrid solar power plants differ primarily in the principle of supplying the load in the event of loss of the external grid. Under normal conditions, a grid-connected solar power plant operates in parallel with the grid and uses it as the source of reference voltage and frequency (Fig. 1). If the voltage disappears, continued

operation of such a system requires an external source capable of forming a local grid, i.e., a backup generator. A hybrid solar power plant, by contrast, combines generation, conversion, and energy storage functions, enabling it to supply the load in autonomous mode by means of a battery system and an inverter capable of maintaining local grid parameters [5], [6]. One of the main advantages of a grid-connected SPP is its relatively simple structure and the lower initial cost of the inverter part. High-power grid-following inverters are characterized by high efficiency, wide power factor control capability, and operation without a battery subsystem. For three-phase grid-connected inverters in the 120–136 kW class, the manufacturer Deye specifies a power factor adjustment range of 0.8 leading to 0.8 lagging, meaning that the inverter is capable of substantial reactive power exchange within its apparent power range [11]. This is important for industrial enterprises, where the load often includes electric motors, compressors, pumps, machine tools, and other equipment with a noticeable reactive component. In autonomous operation of a grid-connected SPP with generator support, a significant share of the reactive power requirements is effectively assigned to the generator, which simplifies the operation of the grid-following inverter as a source of active solar generation. A hybrid SPP, in turn, has a different functional logic. The hybrid inverter must not only convert energy from the photovoltaic modules, but also manage battery charging and discharging, form a local grid in autonomous mode, and maintain power supply parameters within permissible limits. This makes such a system more versatile but, at the same time, more sensitive to the load regime. In Deye technical documentation for hybrid inverters, it is stated that the reactive power control function through $V(Q)$ has limitations associated with the level of active power, and in a number of models, the reactivation threshold of the $V(Q)$ mode is set at 20% of rated power [9]. Therefore, when operating with industrial loads, where a significant reactive component is present in autonomous mode, the capabilities of the hybrid inverter may become one of the determining limitations. This is especially important under conditions where the grid is absent and full responsibility for maintaining voltage and frequency lies with the inverter and the battery system. Another fundamental difference concerns the cost structure of the two solutions. In a grid-connected SPP, the lower cost is achieved through the use of a less expensive grid-following inverter and the absence of a battery system. At the same time, such a configuration requires the installation of a backup generator, fuel infrastructure, and the associated maintenance costs. In a hybrid SPP, by contrast, a significant share of capital expenditures is formed precisely by the hybrid inverter and the battery system. According to NREL estimates, the cost of battery systems depends substantially on storage duration, while BESS capital expenditures per kWh increase as the required energy capacity of the system rises [13]. Therefore, although a hybrid SPP makes it possible to avoid fuel costs, its initial cost in most cases is significantly higher than that of a grid-connected SPP with generator support. The capacity of the battery system in a hybrid SPP effectively determines the

duration of autonomous operation. According to NREL, the discharge duration of an energy storage system is determined by the ratio between its energy capacity and the load power: for example, a battery system with a power rating of 1 MW and a usable capacity of 4 MWh can provide approximately 4 hours of operation at rated power [12]. For an industrial enterprise, this means that increasing the required backup duration necessitates a direct increase in

battery capacity and, consequently, in its cost. In the case of a prolonged blackout, if the stored energy in the battery is depleted faster than it can be restored by solar generation, the production process may be interrupted. In contrast, a system with generator support is capable of operating autonomously as long as fuel is available and the generator remains technically operable.

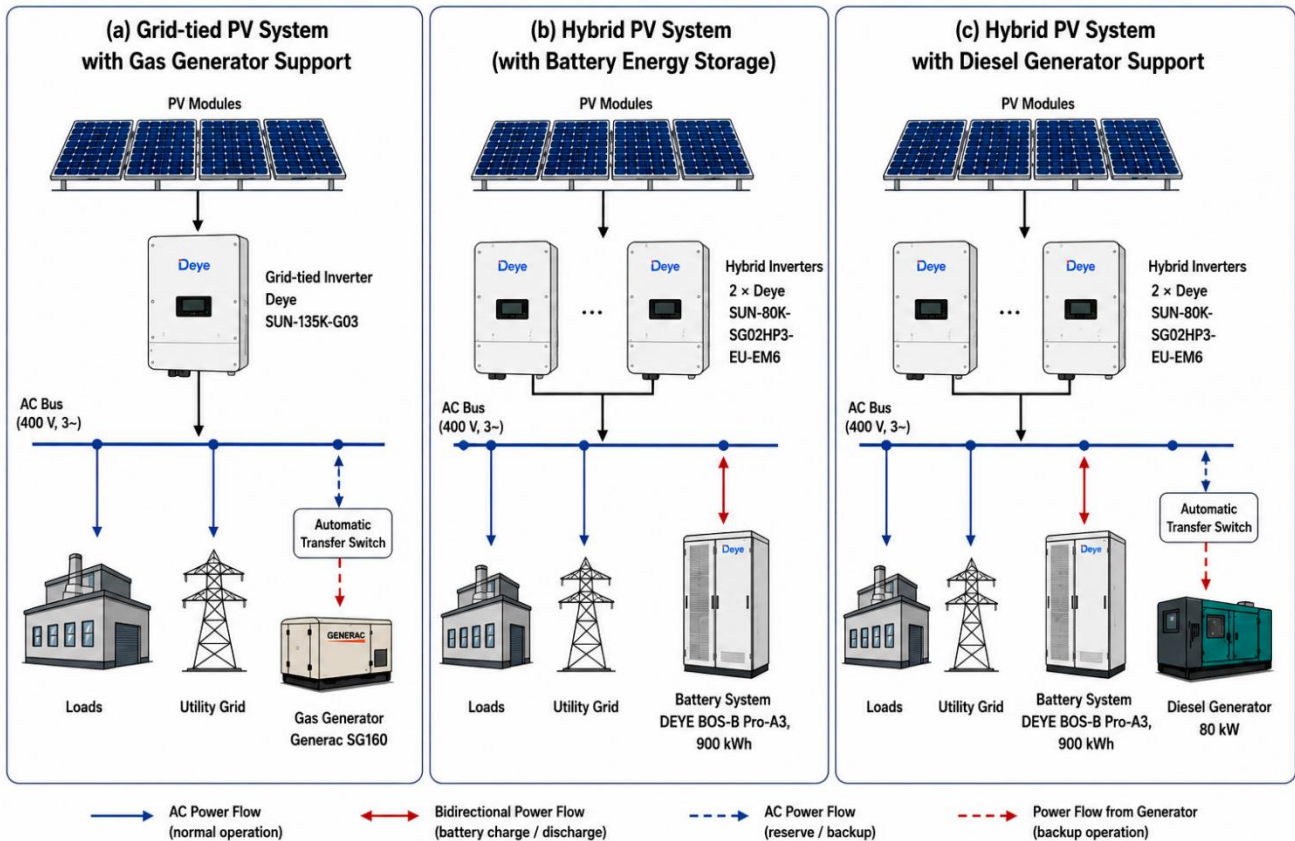


Fig. 1. Schematic diagrams of the studied backup power supply architectures for the enterprise

A separate practical problem for inverter-based systems in Ukraine is operation under unstable voltage conditions after the restoration of centralized power supply. Due to large-scale damage to energy infrastructure and overloads in certain sections of the grid after blackouts, undervoltage conditions and unstable power supply may occur; these are officially recognized as consequences of attacks on the power system and its emergency recovery operating mode [14]. Both grid-following and hybrid inverters have manufacturer-specified permissible voltage limits; for the three-phase Deye models considered here, the typical operating range is $0.85U_n-1.1U_n$ [10], [11]. In the event of a significant voltage sag, inverter equipment may fail to enter normal grid-connected operation until the parameters are restored to acceptable limits. From an engineering standpoint, excessive lowering of protection thresholds solely for the purpose of forced startup under weak-grid conditions is undesirable, since it worsens operating conditions for both the inverter itself and the connected electrical equipment. At the same time, a grid-connected SPP with generator support has another specific disadvantage:

following a sudden loss of the external grid, a certain amount of time is required to detect the emergency condition, start the generator, allow it to reach nominal frequency and voltage, and then transfer the load to the backup source. Cummins technical documentation indicates that open-transition automatic transfer schemes inherently involve a forced short-term interruption of power supply during transfer between sources [15]. For many enterprises, such a delay is acceptable; however, for facilities with continuous production processes, sensitive lines, or strict requirements for process continuity, even a short interruption may be critical. In this respect, a hybrid SPP has an advantage, since, provided that the battery has sufficient charge, it can ensure virtually uninterrupted supply of critical loads without waiting for a separate generator to start. Thus, a grid-connected SPP with generator support is more attractive in terms of implementation simplicity, lower initial investment, and the possibility of long-duration autonomous operation provided fuel is available. A hybrid SPP, in turn, ensures faster transition to autonomous mode, better controllability of energy flows, and the

possibility of fuel-free load support, but requires significantly higher capital expenditures, careful selection of battery capacity, and consideration of inverter technical limitations when operating with industrial loads. For this reason, the choice between these two architectures should be based not only on equipment cost, but also on the nature of the load, blackout duration, process continuity requirements, and acceptable operational risks.

Calculation for the Grid-Connected SPP with Gas-Generator Support.

For further comparison, the base-case option is taken to be a grid-connected solar power plant with gas-generator support, intended for backup power supply of an industrial enterprise under conditions of an unstable external grid. The basis for the calculation is a real case study of an industrial printing house with a relatively stable load profile, for which daily energy balances of facility consumption, SPP generation, and backup source operation have already been established. The system under study includes a photovoltaic plant based on a Deye SUN-135K-G03 grid-following inverter and Longi Solar LR8-66HGD 610M modules with a total installed capacity of 159.82 kW. As the backup source for the comparative calculation, a Generac SG160 gas generator with a nominal power of about 160 kW is adopted; its parameters are comparable to those of the backup generator previously used at the facility [16]. Under normal operating conditions, the enterprise load is partially covered by solar generation, while the power deficit is compensated by electricity from the external grid. During a blackout, the gas generator performs the function of the reference voltage and frequency source, enabling the grid-following inverter to operate in islanded mode. The instantaneous active power balance in such a system is described by the relationship $P_{gen}(t) = P_{load}(t) - P_{SPP}(t)$, where $P_{gen}(t)$ – is the active power of the generator, $P_{load}(t)$ – is the enterprise load power, and $P_{SPP}(t)$ – is the power supplied by the solar power plant. As an illustrative example, the day 02.05.2025 is considered, for which the daily facility consumption amounted to 2824.399 kWh, SPP generation was 1117.5 kWh, consumption from the grid was 1024.14 kWh, and the energy that, in the base case, was covered by the backup generator amounted to 682.76 kWh. This value was taken as the required amount of electricity to be supplied by the gas generator for the selected day. For the Generac SG160 gas generator, in the partial load range of 40–50%, the average specific natural gas consumption is taken as $SFC_{gas} = 0.28 \text{ Nm}^3/\text{kWh}$, which corresponds to the technical characteristics of the unit and the adopted fuel-efficiency evaluation methodology [16]. Then, the daily natural gas consumption is determined as $V_{gas} = E_{gen} \cdot SFC_{gas}$, where E_{gen} is the electricity generated by the generator during the day. For 02.05.2025, we obtain $V_{gas} = 682.76 \cdot 0.28 = 191.17 \text{ Nm}^3$. At the average purchase price of natural gas for the enterprise, $C_{gas} = 25.1 \text{ UAH}/\text{Nm}^3$, the daily fuel cost is $Cost_{fuel} = 191.17 \cdot 25.1 = 4798.37$. Accordingly, the fuel cost of 1 kWh of electricity generated by the gas generator is $C_{fuel} = \frac{4798.37}{682.76} = 7.03 \text{ UAH}/\text{kWh}$. To move from the daily example to an aggregate monthly indicator, the total amount of electricity covered by the generator during the month of May was used. For the facility under study, this

value amounts to 9121.37 kWh. Accordingly, the monthly natural gas consumption is $V_{gas,month} = 9121.37 \cdot 0.28 = 2553.98 \text{ Nm}^3$, and the monthly fuel cost is $Cost_{fuel,month} = 2553.98 \cdot 25.1 = 64104.90 \text{ UAH}$. The average fuel cost of electricity on a monthly basis remains at the same level: $C_{fuel,month} = \frac{64104.90}{9121.37} = 7.03 \text{ UAH}/\text{kWh}$. In addition to fuel cost, generator operation requires consideration of maintenance costs, scheduled service, replacement of consumables, and related operating expenses. For gas reciprocating units, an O&M adder of 10% is used in the calculation, consistent with reference estimates for gas generator installations [17], [18]. Taking this adder into account, the total variable cost of electricity production is defined as $C_{gas+O\&M} = C_{fuel} \cdot (1 + k_{O\&M})$, where $k_{O\&M} = 0.10$. Thus, we obtain $C_{gas+O\&M} = 7.03 \cdot 1.10 = 7.73 \text{ UAH}/\text{kWh}$. On a monthly basis, the total fuel and maintenance costs amount to $Cost_{gas+O\&M} = 64104.90 \cdot 1.10 = 70515.39 \text{ UAH}$, which corresponds to an average specific electricity cost of $\frac{70515.39}{9121.37} = 7.73 \text{ UAH}/\text{kWh}$. The obtained results show that a grid-connected SPP with gas-generator support provides a relatively low variable cost of backup electricity compared to traditional diesel-based scenarios, especially under conditions of long or frequent grid outages. At the same time, the main factors determining the economics of such a solution are the specific natural gas consumption, market fuel price, duration of autonomous operation, and the share of the load covered by solar generation. It is therefore advisable to use this option as the base case for further comparison with a hybrid solar power plant.

Capital Expenditures for the Grid-Connected SPP with Gas-Generator Support.

For the technical and economic comparison of a grid-connected SPP with gas-generator support and a hybrid SPP, it is advisable to separately account for the capital costs of the equipment that creates the difference between these two architectures. Since the same photovoltaic part is assumed for both options, the cost of PV modules is not included in the subsequent comparison. This approach makes it possible to focus specifically on the differences between the inverter topology, generator support, and the battery energy storage system. For the grid-connected option, a three-phase Deye SUN-135K-G03 inverter rated at 135 kW is adopted, corresponding to the configuration of the studied facility [11]. The technical characteristics of the Generac SG160 gas generator are adopted according to the manufacturer's specification [16], while the market price used in the calculations is based on a supplier's commercial offer [19]. For further calculations, the cost of the grid-following inverter is taken as USD 4,220, while the cost of its installation and connection is taken as USD 2,700. As the backup power source, a Generac SG160 gas generator with a capacity of about 160 kW and a cost of USD 167,000 is adopted [16], [19]. Thus, the total capital expenditures for the key equipment of the grid-connected SPP with gas-generator support amount to $CAPEX_{grid+gen} = 4220 + 2700 + 167000 = 173920 \text{ USD}$. This value represents the cost of precisely the part of the system that ensures reserve and autonomous operation of the grid-

connected SPP. The cost of PV modules and associated photovoltaic infrastructure is not taken into account, since it is the same for both compared options and therefore does not affect the difference between their technical and economic indicators.

Calculation for the Hybrid SPP. As an alternative backup power supply option, a hybrid solar power plant is considered, intended to supply a separate portion of the enterprise load comparable to the power of the previously installed grid-connected solar power plant. For the calculation, it is assumed that a load with an average active power of 130 kW is transferred to the hybrid subsystem, and that the required autonomous operating time during an outage of the external grid is 6 hours. As the power conversion part of the system, two Deye SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6 hybrid inverters connected in parallel are adopted, providing a total installed capacity of 160 kW. Such a configuration creates a power reserve relative to the design load and corresponds to the technical capabilities of inverters of this class [20]. The required usable energy of the battery system is determined as the product of the load power and the autonomous operating duration: $E_{usable} = P_{load} \cdot t_{aut}$, thus, $E_{usable} = 130 \cdot 6 = 780$ kWh. To cover this requirement, a battery system with a nominal capacity of 900 kWh is adopted. It is formed on the basis of DEYE BOS-B Pro-A3 lithium iron phosphate modules with a capacity of 16.08 kWh each. The total number of battery modules is 56, which provides a total nominal capacity of $E_{BESS} = 56 \cdot 16.08 = 900.48$ kWh. The battery system is implemented on four racks using the corresponding high-voltage BMS modules. Such an architecture corresponds to the modular logic of the BOS-B Pro-A3 system, for which the manufacturer provides an industrial-scale configuration with battery modules, racks, and high-voltage control units [21–23]. For further calculations, the following capital costs of the hybrid system equipment are adopted:

- Deye SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6 hybrid inverter — USD 6,990 per unit, 2 units in total, i.e. USD 13,980;
- DEYE BOS-B Pro-A3 16.08 kWh battery module — USD 2,075 per unit, 56 units in total, i.e. USD 116,200;
- battery rack — USD 770 per unit, 4 units in total, i.e. USD 3,080;
- DEYE BOS-B-PDU-2-A BMS — USD 1,790 per unit, 4 units in total, i.e. USD 7,160;
- installation of hybrid inverters and the battery system — USD 16,800.

Thus, the total capital expenditures for the hybrid part of the system amount to $CAPEX_{hybrid} = 13980 + 116200 + 3080 + 7160 + 16800 = 157220$ USD. This value reflects the cost of precisely the part of the system that ensures reserve and autonomous operation of the hybrid SPP. As in the previous case, the cost of PV modules is not included in the comparison, since the photovoltaic part is assumed to be identical for both architectures and does not determine the difference between the backup power

supply options. From the technical point of view, the adopted configuration provides autonomous supply of a 130 kW load for approximately 6 hours, which corresponds to the typical duration of the outages under study. At the same time, such a system is not fully autonomous under long-duration blackouts. If the outage duration exceeds the design interval, after depletion of the battery energy reserve, further operation of the load without an additional backup source becomes impossible. Therefore, for scenarios with long emergency outages, it is advisable to consider supplementing the hybrid SPP with an auxiliary generator, for example, a diesel generator with a capacity of about 80 kW, which can either take part of the load or provide charging support for the battery system [20–23].

Thus, in the adopted configuration, the hybrid SPP ensures fast transition to autonomous mode and makes it possible to avoid fuel consumption during short and medium-duration outages; however, its autonomy is time-limited by the available battery energy reserve. This circumstance should be taken into account in the subsequent comparison with a grid-connected SPP with gas-generator support, for which the duration of autonomous operation is determined primarily by fuel availability rather than by storage capacity.

Operation of the Hybrid SPP During Long-Duration Outages and the Need for an Auxiliary Generator.

The adopted configuration of the hybrid solar power plant ensures autonomous supply of a 130kW load for approximately 6 hours due to a battery system with a nominal capacity of 900.48 kWh [20], [21]. This duration of autonomous operation corresponds to the typical outage intervals observed at the studied facility. At the same time, in the event of long-duration blackouts, when the outage duration exceeds the design 6-hour interval, the battery energy reserve becomes insufficient to continue supporting the load. Thus, in the case of prolonged emergency outages, the hybrid SPP in its basic configuration does not provide full energy autonomy. After depletion of the energy reserve in the battery system, load supply is only possible in the presence of an additional backup source. From a practical point of view, such a source may be an auxiliary diesel generator with a capacity of about 80 kW, which can either partially take over the load or provide support for power supply and charging of the battery system. To assess the effect of such a solution on the economics of the hybrid SPP, a simplified scenario is adopted: during one month, the auxiliary diesel generator is used on 20% of the days, i.e. approximately 6 days per month, and its operating time on each of these days is 5 hours. The average generator loading is assumed to be 50% of nominal power, i.e. $P_{DG, avg} = 0.5 \cdot 80 = 40$ kWh.

Then the monthly electricity output of the auxiliary diesel generator is: $EDG_{month} = 6 \cdot 5 \cdot 40 = 1200$ kWh. For fuel cost assessment, the specific fuel consumption of the diesel generator is taken as $SFC_{diesel} = 0.28$ L/kWh and the diesel fuel price is taken as UAH 88.1/L, corresponding to the average diesel price at filling stations for small wholesale purchases. Then the monthly diesel fuel consumption is

$V_{\text{diesel}}=1200 \cdot 0.28=336$ L, and its cost is $\text{Cost}_{\text{fuel}}=336 \cdot 88.1=29601,6$ UAH. To account for maintenance costs, oil and filter replacement, and related service operations, an O&M adder of 15% is adopted, consistent with reference estimates for diesel generator installations [17], [18]. Thus, the total variable operating costs of the auxiliary diesel generator are:

$$\text{Cost}_{\text{diesel+O\&M}}=29601.6 \cdot 1.15=34041.84 \text{ UAH.}$$

Accordingly, under the adopted scenario of auxiliary diesel generator use, the additional monthly operating costs of the hybrid SPP amount to approximately UAH 34.04 thousand. This means that, when moving from a “pure” hybrid architecture to a “hybrid SPP + auxiliary diesel generator” configuration, the system partially loses one of its key advantages — the complete absence of a fuel component during autonomous operation. On the other hand, the addition of an auxiliary generator significantly increases the practical suitability of the hybrid SPP for industrial enterprises, since it extends its autonomy beyond the 6-hour interval. Thus, during short and medium-duration outages, the hybrid system may operate entirely on battery storage, whereas in the case of prolonged blackouts, its operation should be regarded as a combined scheme with additional generator-based backup. The obtained result shows that, for facilities with high requirements for continuity of power supply, a “pure” hybrid SPP is effective only within a limited outage duration. When the operating conditions of the external grid deteriorate or blackout duration increases, such a system requires an additional backup source and therefore in fact approaches a combined architecture in which battery and generator support operate jointly.

Selection of a Diesel Generator for the Hybrid SPP. For implementation of auxiliary backup for the hybrid SPP, it is advisable to adopt an 80 kW-class diesel generator, whose capacity corresponds to the task of partial load supply or battery charging support during long-duration outages. As a design option, a Cummins C110D5 diesel generator with a nominal capacity of 80 kW (88 kW in standby mode) may be used; its technical parameters meet the requirements of industrial backup power supply [24]. The market cost of such a generator on the Ukrainian market is about UAH 1.55–1.67 million, which corresponds to approximately USD 37–40 thousand, depending on the exchange rate and configuration [25], [26]. For further calculations, it is advisable to adopt an average estimated cost of the auxiliary diesel generator at the level of USD 39000. In this case, if the hybrid SPP is supplemented with a backup diesel generator, the total capital expenditures of the hybrid architecture increase by the cost of the generator and associated installation works, while the operating costs begin to include a fuel component, which partially offsets the advantages of the “pure” battery-based configuration.

Comparison of Results. The obtained calculation results show that a grid-connected SPP with gas-generator support, a hybrid SPP, and a hybrid SPP with an auxiliary diesel generator have different technical and economic advantages depending on outage duration, load

characteristics, and continuity-of-supply requirements (Fig. 2). It is advisable to compare these three configurations using the following main criteria: capital expenditures, variable operating costs, duration of autonomous operation, and suitability for supplying industrial loads. In terms of capital expenditures, the lowest initial cost is observed for the hybrid SPP in its basic configuration without an auxiliary generator. The total costs of two hybrid inverters, the battery system, racks, BMS modules, and installation amount to USD 157,220 [20–23]. For the grid-connected SPP with gas-generator support, the total capital expenditures for the grid-following inverter, installation, and the Generac SG160 gas generator amount to USD 173,920 [16], [19]. Thus, according to the initial investment criterion, the basic hybrid system is approximately USD 16,700 cheaper, which corresponds to about 9.6% of the cost of the grid-connected option. At the same time, if the hybrid SPP is supplemented with an 80kW backup diesel generator, its capital expenditures increase by about USD 39,000, bringing the total CAPEX to approximately USD 196,220 [24–26]. In this case, the combined hybrid option already exceeds the initial cost of the grid-connected SPP with gas-generator support by approximately USD 22,300, or nearly 12.8%. In terms of variable operating costs, the situation is the opposite. For the grid-connected SPP with gas-generator support, the monthly fuel and maintenance costs of the backup gas generator amount to UAH 70,515.39, while the average variable cost of backup electricity is UAH 7.73/kWh [16–18]. For the basic hybrid SPP, the fuel component is absent within the design 6-hour autonomy interval, so its current variable operating costs are minimal. Thus, in the case of short or medium-duration outages, when the energy reserve of the battery system is sufficient, the hybrid SPP has a clear advantage in terms of operating costs, since it does not require fuel consumption or the associated service operations. At the same time, during long-duration blackouts, the basic hybrid SPP no longer provides full autonomy, and therefore an auxiliary backup generator becomes necessary (Fig. 3). Under the adopted scenario, in which the diesel generator is used on 20% of the days of the month for 5 hours per day at an average load of 40 kW, the additional monthly electricity generation amounts to 1200 kWh, while the operating costs, including fuel and O&M, amount to UAH 34,041.84 [17], [18], [24–26]. This means that even after the addition of an auxiliary diesel generator, the combined hybrid system retains lower variable costs than the grid-connected SPP with gas-generator support; however, it already loses the main advantage of the “pure” battery-based architecture, namely the absence of a fuel component during autonomous operation. The key difference between the options lies in the depth of autonomy. A grid-connected SPP with gas-generator support ensures long-duration autonomous operation provided that sufficient fuel reserves are available, since its backup architecture is initially oriented toward continuous load support in islanded mode [16], [19]. For a hybrid SPP, the duration of autonomous operation is determined primarily by the capacity of the battery system. In the adopted configuration, the energy reserve of 900.48 kWh ensures the supply

of a 130kW load for approximately 6 hours [20–23]. Therefore, the hybrid option is effective for short and medium-duration outages, but cannot be considered a fully autonomous solution for long blackouts without additional generator backup. From the standpoint of backup quality, the hybrid SPP has an advantage in the speed of transition to autonomous mode. If the battery is sufficiently charged, such a system can provide virtually uninterrupted power supply to the load without the interruption associated with the startup of a backup generator [15], [20]. For a grid-connected SPP with generator support, by contrast, a short-term interruption of power supply is typical, as it is required to detect the emergency condition, start the generator, and transfer the load [15]. For this reason, for consumers with critical requirements for continuity of technological processes, a hybrid SPP may be the preferable solution within the limits of its available backup duration. Another important aspect is operation with industrial loads. In a grid-connected SPP with generator support, the reactive component of the load and the maintenance of local grid parameters are largely assigned to the generator, which facilitates the operation of the grid-following inverter [11], [16].

In a hybrid SPP, the inverter independently performs the functions of local grid formation, battery control, and power supply to the load, which imposes higher requirements on its operating modes in autonomous conditions [9], [20]. Therefore, for large industrial consumers with a pronounced reactive component and high inrush loads, a grid-connected SPP with a generator is better adapted to severe operating conditions. Thus, the comparison results allow several practical conclusions to be drawn. The basic hybrid SPP is advisable for scenarios dominated by short and medium-duration outages, where fast backup transition, low current operating costs, and the absence of fuel consumption are the main priorities. A hybrid SPP with an auxiliary diesel generator is a compromise solution that extends the autonomy limits, but increases both capital and operating costs and partially reduces the advantages of the battery system. A grid-connected SPP with gas-generator support is the most suitable option under conditions of long and recurring blackouts, where the decisive factors are virtually unlimited duration of autonomous operation, resilience to industrial loads, and a stable backup supply provided fuel is available.

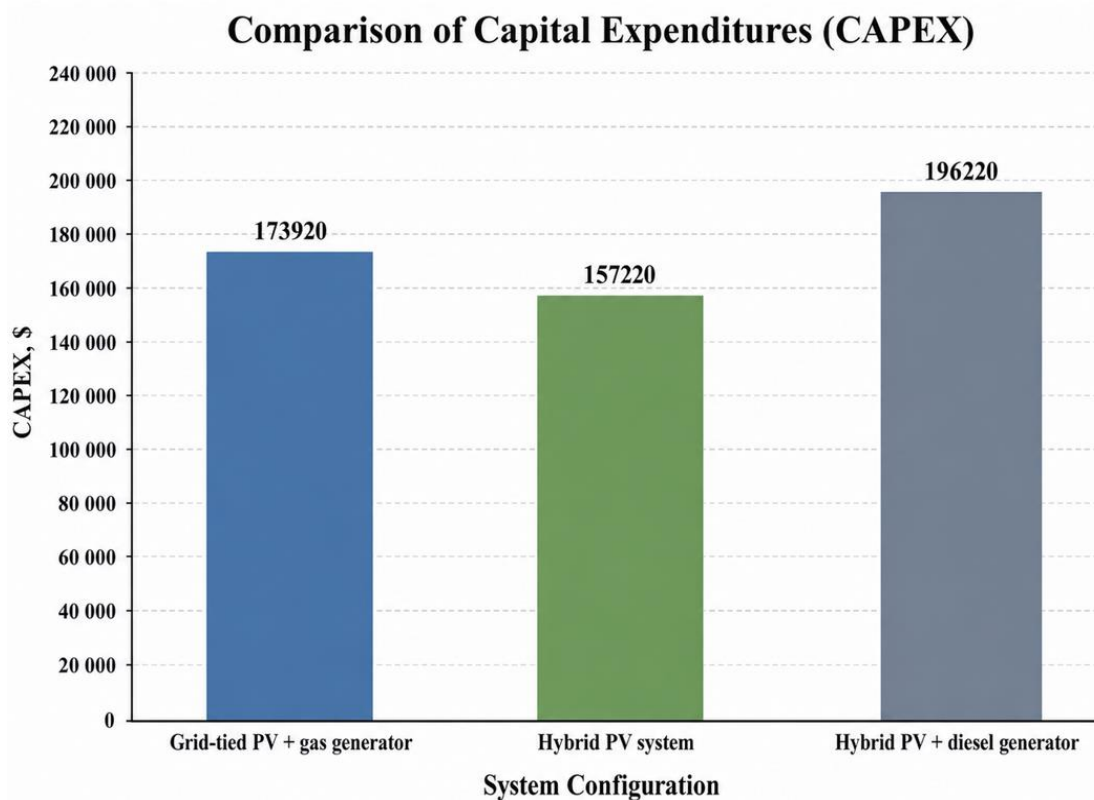


Fig. 2. Comparison of capital expenditures of the studied backup power supply systems

Sensitivity Analysis. The obtained results of the technical and economic comparison depend on a number of initial assumptions, among which the most influential are the cost of the battery system, the price of natural gas, the price of diesel fuel, the duration of power outages, and the frequency of use of the auxiliary generator. Therefore, for the correct interpretation of the results, it is advisable to perform a sensitivity analysis that makes it possible to assess the robustness of the obtained conclusions under changes

in the main technical and economic parameters [27–30]. The first and most obvious factor is the cost of the battery system, since it forms the dominant share of the capital expenditures of the hybrid SPP. In the adopted configuration, the cost of battery modules, BMS units, and racks constitutes the major part of the total CAPEX of the hybrid option; therefore, any change in battery costs directly affects the economic attractiveness of this solution. According to NREL estimates, the cost of energy storage systems remains one

of the most dynamic parameters, while forecast scenarios demonstrate significant differences between low, base, and high trajectories of capital costs [27]. This means that with further reductions in the cost of Li-ion/BESS systems, the hybrid architecture will become increasingly competitive, especially for short and medium-duration outage scenarios where the fuel component is absent or minimal. Conversely, if storage systems become more expensive, or if a substantial increase in battery capacity is required to ensure longer autonomy, the CAPEX advantage of the hybrid SPP may be lost [13], [27]. The second important factor is the price of natural gas, which directly determines the variable costs of a grid-connected SPP with gas-generator support. In the base-case calculation, a price of UAH 25.1/Nm³ is adopted, at which the average variable cost of

electricity from the gas generator, including O&M, amounts to UAH 7.73/kWh. However, under real conditions, the price of natural gas may change under the influence of seasonality, international market conditions, logistical risks, and geopolitical factors. In its 2026 reports, the IEA directly indicates that, despite the expected growth in LNG supply, natural gas markets remain sensitive to geopolitical tension, weather factors, and regional imbalances, which sustains the risk of price volatility [31]. Accordingly, in the event of a substantial increase in the price of natural gas, the variable costs of a grid-connected SPP with a gas generator will increase proportionally, and its economic advantage over diesel-based scenarios will diminish. At the same time, even in such a case, the generator-based scheme retains its main advantage — a virtually unlimited

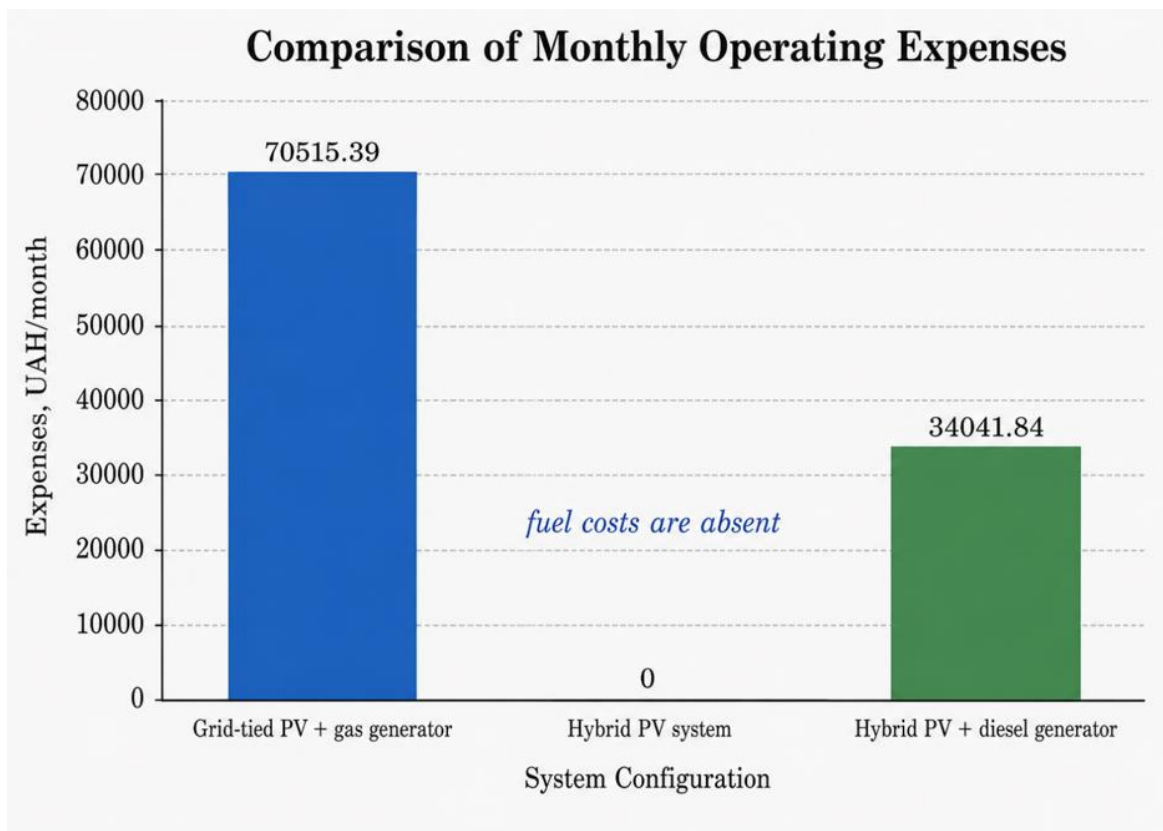


Fig. 3. Comparison of monthly operating costs of the studied configurations

duration of autonomous operation as long as fuel is available [28], [31]. The third factor is the price of diesel fuel, which most strongly affects the combined “hybrid SPP + auxiliary diesel generator” option. In the base scenario, the auxiliary diesel generator is assumed to operate 20% of the days in the month for 5 hours at an average load of 40 kW, resulting in monthly costs of about UAH 34.04 thousand including O&M. At the same time, the price of diesel fuel is one of the least stable parameters under crisis conditions, since it depends not only on global oil markets, but also on supply logistics, fuel availability in the domestic market, and the pattern of demand during periods of electricity deficit. In studies devoted to PV/diesel/battery-type systems, it has repeatedly been shown that an increase in diesel

prices quickly worsens the economics of the generator component and increases the levelized cost of autonomous power supply [29], [30]. Therefore, the combined hybrid option is significantly more sensitive to fuel price volatility than the “pure” hybrid option, but less sensitive than a system in which long-term autonomy is entirely ensured by a generator. The fourth factor is the duration and frequency of power outages, which, in fact, determine which architecture is more appropriate. Within short and medium-duration outages, the hybrid SPP has a substantial advantage due to the absence of a fuel component, the high speed of transition to backup mode, and lower operating costs. However, with increasing blackout duration or with increasing numbers of days on which the battery system

cannot restore its charge through solar generation, the hybrid option increasingly approaches the need for an auxiliary generator. In such a case, its economics change in two ways: first, the demand for fuel increases; second, if one attempts to avoid generator use, it would be necessary to increase battery capacity, which would lead to a noticeable rise in CAPEX [12], [13], [27]. From the methodological point of view of hybrid PV/diesel/battery system analysis, blackout duration and the share of hours of autonomous operation are among the most sensitive parameters in modeling such configurations [29], [30]. The fifth important parameter is the degree of participation of the auxiliary diesel generator in the operation of the hybrid SPP. In the base scenario, it is assumed that the generator operates only 20% of the days in the month, i.e., it performs an auxiliary rather than a primary function. However, if blackout duration or frequency increases, this share may rise to 30% or more, which would lead to a corresponding increase in fuel and maintenance costs. Thus, the combined “hybrid SPP + diesel generator” scheme is economically sensitive not only to fuel price, but also to the frequency with which the system transitions from battery mode to generator mode. An increase in this frequency gradually reduces the difference between the combined hybrid option and a grid-connected SPP with continuous generator support, especially if prolonged blackouts become not an exception but the typical operating mode of the facility [28–30]. In general, the sensitivity analysis shows that the hybrid SPP is most sensitive to battery cost and outage duration, whereas the grid-connected SPP with gas-generator support is most sensitive to the price of natural gas and the share of time during which the generator operates in autonomous mode. The combined “hybrid SPP + auxiliary diesel generator” option occupies an intermediate position: it reduces the risk of insufficient autonomy, but at the same time combines the disadvantages of both approaches — the high capital intensity of the battery system and the emergence of a fuel component in OPEX. For this reason, the final choice of backup power supply architecture should be based not only on the base-case calculation, but also on a scenario analysis of possible changes in fuel prices, battery cost, and the actual duration of emergency outages.

REFERENCES

1. Cissokho, L., & Seck, A. (2019). The productivity cost of power outages for manufacturing small and medium enterprises in Senegal. *Economics of Innovation and New Technology*.
2. Carlsson, F., Demeke, E., Martinsson, P., & Tesemma, T. (2020). Cost of power outages for manufacturing firms in Ethiopia: A stated preference study. *Energy Economics*, 88, 104753.
3. Thomas, D., Gupta, S., & Sandler, R. (2022). Measuring downstream supply chain losses due to power outages. *PLOS ONE*, 17(4), e0266680.
4. Santhoshi, B. K., Kumari, M. S., & Saravanan, B. (2019). Critical review of PV grid-tied inverters. *Energies*, 12(10), 1921.
5. Lin, Y., Eto, J. H., Johnson, B. B., Flicker, J. D., Lasseter, R. H., Villegas Pico, H. N., Seo, G.-S., Pierre, B. J., & Ellis, A. (2020). *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL/TP-5D00-73476).
6. Lyu, X., & Xie, J. (2023). *An Overview of Inverter-based Resource Interconnection Standards*. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL-35194).
7. IEEE Standards Association. (2018). *IEEE Std 1547-2018: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE.
8. Pohl, E., & McKenna, K. (2024). *Interconnection of Distributed Energy Resources in the Indian Context: IEEE 1547-2018 Adaptation for Locally-Appropriate Grid Code Development*. National Renewable Energy Laboratory.
9. Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2025). *Manual for Hybrid Inverter SUN-14/15/16/18/20K-SG05LP3-EU-SM2*. Description of the V(Q) function, including the Lock-in/Pn thresholds of 5% and 20%.
10. Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). *Technical specifications / datasheets for three-phase hybrid inverters*. Typical grid voltage range of 0.85Un–1.1Un for three-phase hybrid models.
11. Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). *SUN-120/125/130/135/136K-G01P3-EU-AM8 datasheet*. Voltage range 0.85Un–1.1Un; power factor adjustment range 0.8 leading...0.8 lagging.
12. Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., et al. (2019). *Grid-Scale Battery Storage: Frequently Asked Questions*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-74426. Definition of power, energy capacity, and BESS duration.
13. Cole, W., Frazier, A. W., Augustine, C., et al. (2025). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-93281. Estimates of capital costs of battery systems and the dependence of economics on storage duration.
14. Reuters. (2026). *Reports on continuing damage and instability of Ukraine’s power system caused by attacks on energy infrastructure*. Used as current evidence of the unstable condition of Ukraine’s power system.
15. Cummins Inc. (2014). *T-011: Transfer Switch Application Manual*. Open-transition transfer equipment is characterized by a forced short-term power interruption during transfer between sources.
16. Generac Power Systems. (n.d.). *SG160 | 14.2 L | 200 kVA — 50 Hz*. Technical characteristics of the gas

- generator, including power and natural gas consumption at different load levels.
17. U.S. EPA. (2017). Catalog of CHP Technologies: Section 4. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines. Typical variable operating and maintenance costs for gas reciprocating units.
 18. EPRI. (n.d.). Installation, Operation and Maintenance Costs for Distributed Generation Technologies. Estimates of operating costs and approaches to accounting for O&M for generator units.
 19. Generac Ukraine. (n.d.). SG160 three-phase gas generator Generac 160 kW. Supplier's commercial offer; generator price and additional connection costs.
 20. Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2024). SUN-60/75/80K-SG02HP3-EU-EM6 datasheet. Technical characteristics of the hybrid inverter series SUN-60/75/80K-SG02HP3-EU-EM6.
 21. Deye ESS Technology Co., Ltd. (2025). Installation and Operation Manual for BOS-B Pro-A3. Technical characteristics and structure of the BOS-B Pro-A3 battery system.
 22. Deye ESS Technology / DEPS. (n.d.). Deye BOS-B Data-sheet / BOS-B-PDU-2. Data on battery modules, racks, and high-voltage BMS modules of the BOS-B system.
 23. Deye ESS Technology Co., Ltd. (2025). BOS-B Pro-A3 Series Brochure. Data on system scalability and configuration of up to 15 battery modules in a cluster/PCS.
 24. Cummins Power. (n.d.). C110D5 diesel generator set. Technical characteristics of the 80/88 kW diesel generator.
 25. PlusEnergy. (n.d.). Cummins Power C110 D5 diesel generator (80 kW). Supplier's commercial offer; price about UAH 1.55 million.
 26. Generator.ua. (n.d.). Cummins C110 D5 Generator | 80/88 kW. Supplier's commercial offer; price about UAH 1.67 million.
 27. Cole, W., Frazier, A. W., Augustine, C., et al. (2025). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-93281. Assessment of BESS cost scenarios and their impact on the economics of energy storage systems.²⁸ Ericson, S. J., & Olis, D. R. (2019). A Comparison of Fuel Choice for Backup Generators. National Renewable Energy Laboratory. Comparison of generator scenarios and the impact of the fuel factor on the economics of backup power supply.
 28. Aziz, A. S., Khatib, T., Othman, I. B., & Elmenreich, W. (2019). Energy management and optimization of a PV/diesel/battery hybrid power system using combined dispatch strategy. *Sustainability*, 11(3), 683. Sensitivity analysis of hybrid PV/diesel/battery systems to fuel cost and operating mo

