Дослідження розроблено ain

за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Українська енергетика

«зелені» рішення,
відновлення й інвестиції

ЗМІСТ ЗМІСТ ЗМІСТ ЗМ

1	Методологія та зміст	3
2	Аналіз енергетичної системи України до повномасштабного вторгнення та в період 2022–2026 років.	4
3	Наслідки російських атак на енергетику.	7
4	Об’єднання ринків з ЄС: вплив на промисловість.	30
5	Атомна енергетика: Україна — майданчик для виробництва чи тестування малих модульних реакторів?	50
6	Чи є Україна майбутнім хабом для «зеленого» водню та біометану для ЄС.	62
7	Оптимізація енерговитрат і зниження вуглецевого сліду для бізнесу: що тут відбувається?	76
8	EnergyTech: огляд ринку українських стартапів.	102
9	Аналіз ринку праці та дефіцит інженерних кадрів. Як це впливає на обслуговування мереж.	115
10	Як відбувається відбудова під час війни.	136
11	Логістика та ланцюги постачання: конкуренція за дефіцитні потужності виробника та пріоритетність логістичних коридорів (зброя vs енергообладнання).	150
12	Інвестиційний клімат: огляд і перспектива в повоєнний час	153
13	Наскільки українське законодавство 2026 року встигає за технологіями.	183
14	Сценарії розвитку енергосистеми після війни.	202

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Під час повномасштабної війни Україна через масовані атаки ворога перетворилася на найбільший у світі майданчик для будівництва енергосистеми нового покоління, вільної від радянської спадщини. Це дослідження аналізує поточний стан енергосистеми, інвестиційні потоки та потенціал EnergyTech сектору, визначаючи вектори розвитку на повоєнний період.

Методологія

Дослідження використовує багатошарову систему джерел для верифікації інформації. Основою дослідження стали 45 профільних джерел: НЕК «Укренерго», НКРЕКП, Державна служба статистики, Міністерство енергетики України, Міністерство розвитку громад та територій України, Державне агентство відновлення та розвитку інфраструктури України, Служба безпеки України, Вищий антикорупційний суд, а також єдина державна база ЄДЕБО, ENTSO-E Transparency Platform, Energy Community, Міжнародне енергетичне агентство, Світовий банк, Європейська комісія, Організація Об'єднаних Націй, Європейський банк реконструкції та розвитку, Європейський інвестиційний банк, Міжнародна фінансова корпорація розвитку США (DFC), Багатостороннє агентство з гарантування інвестицій (MIGA), OECD Nuclear Energy Agency, World Nuclear Association, Energy Charter, Європейсько-українське енергетичне агентство (EUEA), Київська школа економіки, DiXi Group, Центр досліджень енергетики, GMK Center, EXPRO Consulting, ДТЕК, ДП «НАЕК “Енергоатом”», АТ «Оператор ринку», Prozorro, YouControl тощо.

Для верифікації ключових показників і визначення довгострокових трендів залучили стейкхолдерів і галузевих аналітиків.

Обмеження дослідження

Ми вручну зібрали дані з розрізнених джерел (звіти компаній, урядові постанови, медіамоніторинг, OSINT-дані). Ми свідомі, що під час війни деякі дані можуть становити цікавість для росіян, а тому їх публікація буде нести загрозу. У такому випадку ми використовуємо відкриті дані суміжних ринків (наприклад, імпорт енергообладнання через митницю), щоб реконструювати реальні темпи відновлення об’єктів. Додаткову точку зору ми дізнаємося через розмови зі стейкхолдерами ринку, які можуть навести фокус і визначити тренд.

З огляду на тривалий цикл підготовки та рецензування дослідження, дані охоплюють період до серпня 2026 року. Події, що відбулися після цього періоду, у поточному тексті не розглядаються.

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Аналіз енергетичної системи України до повномасштабного вторгнення та в період 2022–2026 років

Історичний контекст, архітектура мережі та вразливості до повномасштабного вторгнення

Українська енергосистема десятиліттями розвивалася як частина радянської енергетичної моделі — з великими атомними та тепловими електростанціями, централізованим управлінням і тісною технічною інтеграцією з енергомережами росії та Білорусі. Така архітектура забезпечувала стабільну роботу в мирний час, однак створювала критичну залежність від обмеженої кількості великих генеруючих об'єктів і магістральних мереж.

«Укренерго» виділяє чотири чинники як фактори вразливості об'єднаної енергетичної системи:

- Робота в синхронному режимі з ненадійним оточенням — енергосистемами росії та Білорусі.

- Залежність від енергоперетоків із цими країнами створювала постійні загрози національній енергетичній безпеці. У перші десятиліття незалежності України віялові відключення*, що застосовувались у більшості регіонів України, багато в чому були зумовлені діями оператора російської енергосистеми;

**Примітка. Періодичні віялові відключення були наслідком сукупності причин: залежність від постачання енергоресурсів із росії, нестача палива для теплової генерації, фінансова криза та накопичення боргів за електроенергію.*

Окремим фактором ризику виділяють концентрацію теплової генерації на вугіллі, видобуток якого залежав від роботи шахт. Страйки шахтарів у 1990-х роках, а пізніше початок війни у 2014 році призвели до дефіциту вугілля антрацитової групи, на якому працювала частина українських ТЕС.

- Архітектура мережі, яка спиралася на радянську спадщину, — централізовану генерацію, зосереджену в кількох регіонах України. Залежність від обмеженої кількості надвеликих об'єктів (АЕС і потужних вугільних ТЕС) зробила українську енергосистему вразливою в разі цілеспрямованого ураження ключових вузлів як генерації, так і передачі електроенергії;

- Неможливість експортувати й імпортувати електроенергію з європейських держав через роботу в синхронному режимі з росією та Білоруссю. Винятком був Бурштинський енергоострів, який з 2002 року інтегрований до європейської енергосистеми й забезпечував обмежений експорт електроенергії до ЄС.

Європейсько-українське енергетичне агентство (EUEA) додає, що енергосистема України була вразливою і до кібератак, зокрема 2015–2017 років.

фізичний рух електричного струму по високовольтних лініях електропередачі між різними країнами або регіонами

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Що відомо про атаки 2015—2017 років

23 грудня 2015 року хакери атакували три обленерго — Прикарпаттяобленерго, Чернівціобленерго та Київобленерго. Через шкідливе ПЗ BlackEnergy зловмисники отримали віддалений доступ до систем управління та відключили електропостачання для 225 тисяч споживачів на кілька годин. Це називають першим підтвердженим випадком успішної кібератаки на енергосистему, що спричинила масштабне знеструмлення.

17 грудня 2016 року хакери атакували підстанцію компанії «Укренерго» кодом CrashOverride (відомий як Industroyer). Внаслідок атаки частина Києва тимчасово залишилася без електроенергії.

У 2017 році Україна зазнала масштабної атаки вірусу NotPetya, яка зачепила державні установи, банки, транспортну й енергетичну інфраструктуру. Ціллю тоді стало не відключення електроенергії, а демонстрація рівня загрози для критичної інфраструктури і масштаб потенційних наслідків кібервтручання. Білий дім оцінив збитки від кібератаки у $10 млрд.

Повномасштабне вторгнення: ізольований режим та екстрена синхронізація з ENTSO-E

Вихід України з енергетичного кільця росії та Білорусі не став спонтанним рішенням через повномасштабну війну. Підготовка до синхронізації з європейською мережею ENTSO-E тривала з 2017 року, а одним із фінальних етапів мав стати тест роботи української енергосистеми в ізольованому режимі.

З 24 по 26 лютого 2022 року Об'єднана енергосистема України мала перевірити, чи здатна система власноруч підтримувати роботу мережі. Тест розпочався у ніч на 24 лютого. За планом після 72 годин роботи в ізольованому режимі Україна мала повернутися до попередньої схеми синхронізації з росією та Білоруссю, а повноцінно приєднатися до ENTSO-E вже у 2023 році.

«До роботи з російською та білоруською мережами Україна вже не повернулася. 16 березня 2022 року країна синхронізувалася з ENTSO-E»

кажуть у EUEA

Повномасштабне вторгнення росії стало найбільшим випробуванням. Масовані удари росіян по електростанціях і підстанціях показали вразливість централізованої системи, а екстрена синхронізація з європейською мережею стала одним із ключових факторів її виживання — у разі дефіциту електроенергії Україна могла отримувати допомогу від ЄС.

Масовані атаки 2022—2024 років, наслідки та вимушена адаптація системи

Сукупні втрати енергетичного сектору України внаслідок повномасштабної війни станом на початок 2026 року досягли $75,3 млрд, що включає як фізичне знищення енергетичної інфраструктури, так і втрачений економічний потенціал галузі, оцінюють в KSE. Водночас загальні економічні втрати України у вигляді недоотриманого виторгу KSE оцінює в $1,7 трлн.

Росіяни знищили єдиний станом на 2022 рік в Україні робочий Кременчуцький НПЗ та частку інфраструктури зі зберігання нафти та нафтопродуктів. Найбільш критичними стали обстріли теплової генерації й мереж.

«За даними Міністерства енергетики, 50% енергосистеми пошкоджено, зокрема 43% магістральних мереж й усі теплові та гідроелектростанції. Окуповані й Запорізька АЕС потужністю 6000 МВт та три ТЕС — Запорізька, Луганська і Вуглегірська, що призвело до втрати близько 7700 МВт потужностей теплової генерації», — кажуть у EUEA.

Баланс виробництва та споживання, 2021–2026 роки

Рік	АЕС	ТЕС/ТЕЦ	ГЕС/ГАЕС	ВДЕ	Усього виробництво	Споживання
2021	86,21	45,83	10,45	12,5	156,58	154,83
2022 (Рік)	69,5*	~28,4*	~11,2*	~10,8*	113,39	~115,26
2023 (Рік)	~56,5	~26,1	~13,0	~7,9	105,83	~106,6
2023 (Січ–Квіт)	19,5	10,4**	4,5	2,1	36,5	32,4
2024 (Рік)	~72,0	~23,0	~10,0	~13,0	~121,0	—
2025 (Рік)	54,10	—	—	~8–10	—	—
2025 (Грудень)	—	—	—	—	Імпорт: ~640 тис.	Експорт: 0
2026 (Прогноз)	—	—	—	—	89,6 млн МВт-год**	—
2026 (Травень)	—	—	—	—	Баланс: ген.+імп.	Обмежень немає

Таблиця відображає кількісний баланс виробленої, спожитої, імпортованої та експортованої електроенергії в Україні за роками та окремими місяцями. Дані ілюструють загальне падіння виробництва з 2022 року через втрату контролю над генеруючими потужностями (насамперед АЕС і ТЕС через бойові дії та окупацію). Також таблиця фіксує сезонні розбіжності у 2024–2025 роках: у сонячні місяці з'являється надлишок електроенергії для експорту завдяки відновлюваним джерелам, тоді як взимку експорт повністю припиняється, і країна стає залежною від імпорту з ЄС для збалансування системи.

Дані в млрд кВт-год (ТВт-год), якщо не вказано інше (тис. МВт-год).

*Розрахункові значення на основі відсоткових часток у структурі. Сума ТЕС (7,6) і ТЕЦ (2,8). Частка в загальному балансі виробництва за місяць. Річний обсяг передачі магістральними мережами.**

Встановлена потужність за видами палива, 2021–2026 роки

Вид палива / Генерація	Листопад 2021	Лютий 2022	Кінець 2023	2025–2026 (План/ Факт)
Атомна (АЕС)	13 835 (10,9 ГВт акт.)	13 835	7 835 (втрата ЗАЕС)	7 835
Теплова (ТЕС/ ТЕЦ)	~22 000	~22 000	~12 000 (втрати)	Децентралізована ГПУ
Гідро (ГЕС/ГАЕС)	6 317	6 317	Пошкоджені	Відновлення 1,3 ГВт
ВДЕ (усього)	9 507,9	~9 600	8 773	>11 000
Сонячна (СЕС)	7 442 (з дом.)	7 600	6 441	>8 000
Вітрова (ВЕС)	1 673	1 700	~1 800	~2 000
Біомаса/Біогаз	272	~280	441	463
Системи накопичення (ESS)	2	—	—	600
УСЬОГО (активна)	56 098	~37 000	~18 000	~20 000+

Дані наведені у МВт.

Таблиця демонструє динаміку змін максимальної потенційної потужності (фізичної спроможності генерувати енергію в один момент часу) енергосистеми. Дані відображають кризу через бойові дії: загальна активна потужність мережі скоротилася більш ніж удвічі — з довоєнних 56 ГВт до близько 18–20 ГВт.

Таблиця фіксує зникнення 6000 МВт потужності через окупацію Запорізької АЕС, а також руйнування великих ТЕС, які у плані на 2025–2026 роки заміщуються децентралізованими газопоршневими установками.

Водночас дані фіксують дві позитивні трансформації: зростання відновлюваної енергетики до понад 11 000 МВт (переважно завдяки сонячним електростанціям) і технологічний стрибок у секторі систем накопичення енергії (ESS), чия потужність підскочила з початкових 2 МВт у 2021 році до 600 МВт у поточному періоді.

Джерела таблиці:

НКРЕКП — Звіт про результати діяльності за 2023 рік (дані за 2021–2023 рр.)

НКРЕКП

Міністерство енергетики України — Інформаційна довідка за вересень та 9 місяців 2021 року

Укрінформ — Виробництво електроенергії в Україні за 2021 рік (офіційна статистика)

Energy Map (DiXi Group) — Експортний рекорд вересня 2025 року та тижневі звіти травня 2026

Українська Енергетика

EXPRO Consulting

EXPRO Consulting

Енергоатом — Виробничі показники АЕС за 2025 рік

Центр Разумкова — Огляд енергетичного сектору (грудень 2024 року)
ЄУЕА (Європейсько-українське енергетичне агентство) — Моніторинг ВДЕ за грудень 2021 року

EcoPolitic — Розвиток систем накопичення енергії (ESS) у 2025 році

Баланс Енергетики України — Прогноз на 2026 рік та аналіз децентралізації

Міністерство енергетики України — Потенціал біомаси на ТЕС/ТЕЦ до 2025 року

Непрямі втрати енергетичного сектору оцінюють в майже $40,4 млрд, основна частка цієї суми припадає на втрачені доходи енергетичних компаній — $39,9 млрд.

За оцінкою Світового банку, Європейської комісії та ООН, потребу у відновленні електроенергетичного сектору оцінювали у $33,8 млрд, з них $29,3 млрд — для об'єктів генерації. Ще $4,6 млрд необхідно для відновлення інфраструктури передачі та розподілу електричної енергії. Оцінна вартість відновлення нафтогазового сектору сягала $14,8 млрд, а сектору централізованого теплопостачання — $1,4 млрд, не враховуючи відновлення великих ТЕЦ.

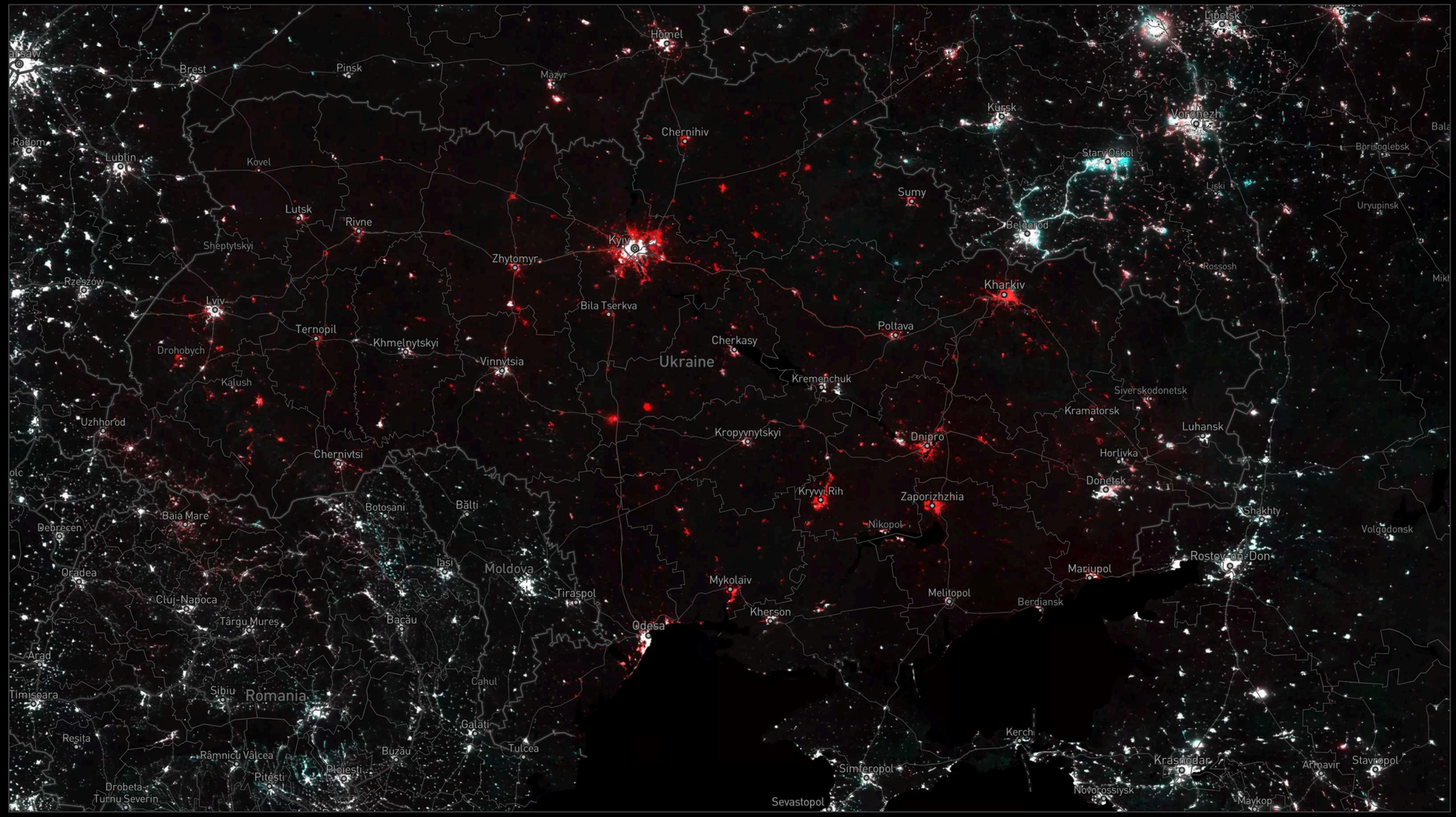
За словами першого віцепрем'єр-міністра — міністра енергетики Дениса Шмигаля, Україні потрібно $91 млрд на відновлення енергетичної системи протягом наступних 10 років. За даними Мінрозвитку громад, на теплопостачання у 2026 році потрібно $1,6 млрд, наразі забезпечено менш ніж 1% фінансування.

Рішенням могла стати альтернативна енергія, але 80% потужностей вітрової генерації розташовані на тимчасово окупованих територіях, у південних регіонах поблизу Азовського та Чорного морів.

Зокрема збитки, спричинені російською окупацією найбільшої в Європі Запорізької АЕС, перевищили $5 млрд. За оцінкою директора Центру досліджень енергетики Олександра Харченка, Україні знадобиться від п'яти до семи років, щоб створити генеруючі потужності, здатні компенсувати втрату Запорізької АЕС, і навіть якщо Київ відновить контроль над станцією, знадобиться щонайменше два-три роки, щоб оцінити її стан, і ще три роки — щоб відремонтувати обладнання та повернути станцію до повноцінної роботи.

Загалом зниження рівня освітленості території України вночі помітне навіть з космосу. Єдиними винятками є Крим і райони Донеччини й Луганщини, які перебували під російською окупацією ще до 2022 року.

За оцінкою Світового банку, станом на 31 грудня 2025 року загальна вартість відновлення та реконструкції в Україні всіх об'єктів протягом наступного десятиліття становила майже $588 млрд, що майже втричі перевищувало прогнозований номінальний ВВП України на 2025 рік.



З усіх довгострокових потреб найбільші витрати на відновлення та реконструкцію припадають на транспортний сектор — понад $96 млрд.

Сектор	Сума витрат, $ млрд
Транспортний	96
Енергетичний	91
Житловий	90
Торгівля та промисловість	63
Сільськогосподарський	55
Управління ризиками, пов'язаними з вибухонебезпечними предметами, та розчищення завалів	28

Дані: Міністерство розвитку громад та територій України, Світовий банк

Водночас війна не тільки виявила слабкі місця української енергетики, але й пришвидшила її трансформацію в напрямку децентралізації, стійкості та інтеграції з європейським енергоринком.

Які зміни стали критичними після атак

За словами «Укренерго», найбільш критичним наслідком атак стала втрата значного обсягу маневрової генерації (теплових і гідроелектростанцій), а також численні пошкодження об'єктів систем передачі та розподілу електроенергії.

Це зумовило кілька проблем:

- дефіцит доступної потужності в пікові періоди споживання;
- проблеми з балансуванням енергосистеми в умовах недостатності маневрової генерації;
- обмежені можливості передачі електроенергії через значне або повне знищення генерації у прифронтових регіонах;
- труднощі з розподілом електроенергії через удари по мережі системи розподілу.

«Водночас зміни відбулися на всіх, без винятку, ланках енергосистеми: впровадили нові технології та протоколи ремонтних робіт, завдяки яким швидкість повернення обладнання в роботу зросла. Сьогодні об'єднана енергосистема України успішно функціонує в умовах постійних відновлювальних робіт і гнучкого реагування на загрози. Також важливим фактором став імпорт електроенергії з ЄС»

кажуть в «Укренерго»

Факторами, які вплинули на її стійкість, називають таке:

- «Укренерго», яке працює в режимі нон-стоп, аби якнайшвидше повертати світло після російських атак;
- належна підготовка до осінньо-зимового періоду. До початку масованих обстрілів у 2022 році «Укренерго» накопичила на складах запас обладнання;
- міжнародна допомога. У зиму 2025–2026 років «Укренерго» увійшли з вищим показником захищеності трансформаторного обладнання, ніж у попередні сезони. Водночас у компанії стверджують, що неможливо «заховати під землю» чи залити бетоном всю територію підстанцій.

«Площа найбільшої високовольтної підстанції "Укренерго" — майже сотня футбольних полів. Наш антидроновий захист — це передусім укриття для ключового устаткування системи передачі. Зокрема, автотрансформатори — дефіцитне і дороге обладнання, за яким стоять черги до усіх світових виробників. На виготовлення одного автотрансформатора тих класів напруги, з яким працює "Укренерго" потрібно від кількох місяців до року. Без цього обладнання передати енергію від електростанції до розподільчих мереж неможливо»

кажуть в «Укренерго»

- захист ключової інфраструктури системи передачі електроенергії;
- розбудова децентралізованої генерації.

Водночас більшість українських ТЕС підходила до межі фізичного зносу незалежно від війни, кажуть в EUEA. У 2017 році Україна ухвалила Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок, який у 2021 році передбачав виведення з експлуатації наявних ТЕС і ТЕЦ та заміну їх новими вугільними установками до 2033 року. Через війну експлуатацію великих спалювальних установок, включених до плану, продовжили до кінця 2028 року.

Наскільки енергосистема адаптувалася до роботи в умовах постійних обстрілів

У EUEA пояснюють, що адаптація відбулася вимушена, а не стратегічна. Система навчилася виживати в умовах постійних ударів: пришвидшилися ремонти, з'явилися резервні потужності, зросла роль імпорту з ЄС. Говорити про сформовану нову модель поки передчасно, вважають експерти EUEA.

В Energy Community добре оцінюють підготовку країни до роботи в умовах постійних атак. «"Укренерго" та регіональні оператори розподільчих мереж розробили надійні децентралізовані процедури реагування на надзвичайні ситуації, зокрема процедури швидкого ремонту, гнучке перенаправлення потоків електроенергії, розгортання резервного обладнання та можливість експлуатації енергосистеми в умовах обмеженої працездатності. Стійкість енергосистеми значною мірою залежала від людей. Ця людська адаптація може бути одним із найбільших успіхів України. Однак тривалий стрес персоналу, зношеність інфраструктури та постійний дефіцит обладнання залишаються викликами для довгострокової стійкості», — кажуть в Energy Community.

Децентралізація, розвиток відновлюваних джерел енергії та систем накопичення (ESS/BESS)

В «Укрнерго» ж кажуть, що українська енергосистема змінюється під час війни не лише через російські обстріли, а й через технологічний прогрес та вимоги часу: зміна структури споживання, декарбонізація та «зелений перехід» як тренд сучасності та безпекова вимога.

Раніше енергосистема була досить концентрована. Великі об’єкти генерації будувались для покриття споживання промислових вузлів. Наприклад, Запорізька АЕС і Запорізька ТЕС забезпечували живлення місцевих підприємств-гігантів. Зараз в усьому світі тренд у споживанні змінюється з індустріального на інформаційний. Основними споживачами стають не фабрики й заводи, а датацентри, які не зосереджені в одному місці.

«Українська "зелена" генерація також розвивається. Однак для її інтеграції в енергосистему недостатньо підключитись до мережі. У періоди ефективної роботи сонячних електростанцій ціна на їхню енергію в Європі сягає від'ємних позначок — через надлишок потужності. Тому важливо, щоб наявні та нові СЕС встановлювали в себе установки зберігання енергії, мали змогу віддавати її в мережу не лише тоді, коли світить сонце, а й коли ця енергія справді потрібна. Ще у 2024 році ми мали тільки 2 МВт сумарної потужності УЗЕ, а на сьогодні — понад 600 МВт підключених акумуляторів і 1,4 ГВт виданих технічних умов на підключення»

говорять в «Укренерго»

За їхніми словами, майбутня архітектура української енергосистеми має спиратися на сотні невеликих електростанцій, розосереджених по всій території країни (газопоршневі, газотурбінні установки, малі ТЕЦ, об'єкти ВДЕ). У поєднанні з базовою генерацією (АЕС та ГЕС і ГАЕС) така конфігурація зводить до мінімуму ризики одномоментного знеструмлення значних територій України внаслідок ракетно-дронових ударів і суттєво підвищує загальну гнучкість і стійкість мережі.

«Безумовно, це не панацея від усіх проблем. Невеликі генеруючі установки не змогли замінити втрачену потужність електростанцій. Але частину навантаження розподілена генерація взяла на себе. Там, де ефективно працювала місцева влада, критична інфраструктура отримала резервні джерела живлення завдяки роботі розподіленої генерації»

говорять в «Укренерго»

Паралельно формується нова реальність. Бізнес, громади та домогосподарства будують власну генерацію.

«Прецедент, до якого енергосистема майбутнього має адаптуватися — це потребуватиме ще більше маневрових потужностей (газові пікери та установки зберігання енергії). Досвід війни підтвердив, що Україні потрібна децентралізована енергосистема. Але навіть найкраща генерація чи механізми акумулювання не вирішують питання без системної інтеграції»

— кажуть у EUEA.

Як змінилася архітектура енергосистеми з урахуванням ризику нових атак

Великі електростанції, які залишаються неушкодженими або можуть бути відновлені, ще тривалий час залишатимуться в енергосистемі, пояснює Сергій Кравчук, директор напряму трейдингу та постачання електроенергії KNESS.



Сергій Кравчук

директор напряму трейдингу та постачання електроенергії KNESS

«Насамперед це стосується атомної генерації, яка забезпечує частку виробництва електроенергії та є фактором енергетичної незалежності. Водночас якщо раніше головними критеріями були економічна ефективність та оптимізація витрат, то сьогодні на перший план вийшла стійкість до фізичних атак. Саме тому архітектура системи поступово трансформується в напрямі децентралізації, резервування та розосередження генеруючих потужностей»

Перехід до розподіленої генерації в Україні

В EUEA вважають, що перехід відбувається, але частково стихійно, частково свідомо.

«Серед промислових генеруючих установок найбільший розвиток чекає на вітрову енергетику. Потреба в балансуючих потужностях і законодавчі стимули відкрили можливості для гібридних установок сонячна/вітрова електростанція + установка зберігання енергії, інвестори вже планують такі проєкти»

За їх словами, сонячна енергетика найбільший ріст побачила за час повномасштабної війни саме для власного споживання. Цей тренд продовжиться, оскільки модель є вигідною для споживачів. Згідно з EUEA, власна генерація дозволяє бізнесу економити на ціні постачання електроенергії.

Водночас стратегічне рішення ще формується. Великі інфраструктурні донори: ЄБРР, ЄІБ і USAID — інвестують паралельно і в розподілену генерацію, і у відновлення магістральних мереж. Розриву з централізованою системою немає. Питання в пропорції, вважають експерти.

Примітка. Українська вітроенергетична асоціація та ДТЕК не розголошують інформації про інвесторів вітрових електростанцій і процес будівництва Тилігульської ВЕС-2 з міркувань безпеки.

Як змінився профіль споживання через масове встановлення сонячних станцій і систем накопичення приватним сектором

Приватний сектор став драйвером децентралізованої енергосистеми, особливо після блекаутів 2024 року, коли бізнес масово почав інвестувати у власну енергоавтономність. Втім, частина цієї генерації працює як приватна «страховка» для окремого підприємства, а не як повноцінний елемент енергосистеми. Масове встановлення приватних сонячний електростанцій знижує споживання електроенергії з мережі в денний час, що зменшує навантаження на енергосистему та забезпечує автономію споживачів.

Водночас, цей сегмент змінює добовий графік навантаження. Тобто формуються два виражені максимуми — ранковий і вечірній піки споживання, між якими утворюється просідання попиту в денні години. Оскільки така генерація є переважно «невидимою» для диспетчерського центру, різкий перехід від денного мінімуму до стрімкого зростання попиту ввечері вимагає від оператора системи передачі додаткових зусиль із балансування.



Мустафа Найєм

голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури у 2023–2024 роках

«Це ключова проблема. Бізнес інвестує, але держава має зробити так, щоб ці мегавати були видимими для системи, прогнозованими, підключеними до ринку й здатними допомагати не лише одному заводу чи торговій мережі, а й енергосистемі загалом. Зараз частина нової генерації залишається «поза лічильником», не підключена до мережі або не бере участі в ринку через складність підключення, недовіру до ринку та небажання взаємодіяти з операторами систем розподілу»

НЕК «Укренерго» у відповідь на проблему просуває підхід: паралельно з новими потужностями відновлюваних джерел енергії мають будуватися установки зберігання енергії (Energy Storage). «Ми прогнозуємо швидкий розвиток сегменту установок зберігання енергії як обов'язкової складової енергосистеми в найближчому майбутньому. За останній рік встановлена потужність установок зберігання енергії збільшилась у понад 300 разів (з 2 МВт на початок 2025 року до понад 600 МВт)», — говорять в «Укренерго».

У EUEA кажуть, що станом на початок 2023 року сектор ВДЕ складав близько 9950 МВт, з яких 7750 МВт припадало на сонячну генерацію, включно з 1405 МВт домашніх СЕС.

«Невидимий сегмент» (генеруючі установки споживачів, наприклад, дахові сонячні електростанції), який працює для власного споживання і не видає потужність в мережу, впливає на ринкову ціну опосередковано, але суттєво:

- Зниження попиту в пікові години: коли працює велика кількість такої розподіленої генерації, загальне споживання з енергосистеми падає — особливо в сонячні години.
- Ефект надлишку в мережі: у цей же час промислові сонячні станції, які підключені до мережі, виробляють максимум своєї потужності.
- Падіння ціни: оскільки внутрішнє споживання знизилося, попит на електроенергію падає. Пропозиція перевищує попит, і ціни знижуються через відсутність покупців.

Для домогосподарств і малого бізнесу ця генерація стала рятівною: автономність під час відключень, зменшення навантаження на мережу в пікові сонячні години. Для системи в цілому створила новий виклик — «Укренерго» не бачить всю малу генерацію, диспетчер працює фактично наосліп. Це вимагає децентралізованих диспетчерських центрів на місцях, пояснюють у EUEA.

«Без системної інтеграції система залишається фактором непередбачуваності для балансування. Мала децентралізована генерація "поза лічильником" є фактором, який потребуватиме гнучкості енергосистеми, оскільки ці прос'юмери будуть повертатись до споживання електроенергії з мережі, і "Укренерго" матиме їм це забезпечити завдяки високоманевровим потужностям (газові пікери та установки зберігання енергії)»

кажуть в EUEA

На думку Мустафи Найєма, держава має зробити таке:

- Спростити й стандартизувати приєднання до мереж: має бути прозора цифрова черга, зрозумілі технічні умови, строки, відповідальність операторів мереж і мінімум ручного режиму.
- Створити економіку для активного споживача: якщо бізнес побудував генерацію і має надлишок, він може продати його в мережу, об'єднатися з іншими через агрегатора, брати участь у балансуванні або допоміжних послугах і отримувати гроші.
- Надати фінансові інструменти: пільгові кредити, воєнне страхування, гарантії, аукціони для гнучкої генерації, довгострокові контракти — там, де ринок є непередбачуваним.
- Громади і бізнес мають стати частиною енергетичного планування, тобто кожен великий промисловий вузол, громада з критичною інфраструктурою, індустріальний парк повинні мати енергетичний план стійкості: що працює при втраті зовнішнього живлення, скільки годин, на якому паливі, як синхронізується з мережею, хто за це платить.

Виникає також потреба в розвитку високоманеврових потужностей, установок зберігання енергії та механізмів управління попитом, які дозволяють оперативно компенсувати зміни обсягів виробництва електроенергії.

Зростають й вимоги до електричних мереж. Для інтеграції малих виробників потрібна модернізація мережевої інфраструктури та впровадження сучасних цифрових систем управління.

Як перехід до моделі «тисяч малих виробників» вплине на ціноутворення для кінцевого споживача

У Законі про ринок електричної енергії вказано: на оптовому та роздрібному ринках електричної енергії має діяти принцип вільного ціноутворення.

Держава регулює монопольний ринок (передача та розподіл електричної енергії) та запроваджує механізм для функціонування конкурентного ринку електроенергії з вільним вибором контрагентів.

Окрім того, розвиток великої кількості розподіленої генерації, відповідно до загальноприйнятих економічних теорій, дозволяє підвищити конкурентність ринку. Залучення значної кількості нових виробників електроенергії потужністю до 20 МВт сприяє диверсифікації структури генерації та зниженню ризиків надмірної ринкової концентрації, вважають у НКРЕКП.

До того ж збільшення кількості виробленої електроенергії завдяки великій кількості малих виробників позитивно вплине на забезпечення попиту та теоретично має сприяти зниженню ціни.

Ціни для населення встановлює Кабінет Міністрів. Нинішній тариф є штучно заниженим, вважають в НКРЕКП. «Чинна ціна для населення аж ніяк не є ринковою. Вона утримується на нижчому рівні завдяки механізму спеціальних обов'язків (ПСО), коли "Енергоатом" та "Укргідроенерго" продають частину електроенергії дешевше, щоб населення платило менше», — кажуть у комісії.

Як трансформувалися цілі Енергетичної стратегії 2050?

У Європейсько-українському енергетичному агентстві вважають, що плани, які спиралися на велику теплову генерацію як базовий елемент системи, особливо сценарії поступового виведення ТЕС з горизонтом 2030–2040 років, стали неактуальними.

«Реальність позбавила системи цих потужностей набагато раніше і поза будь-яким плановим порядком. Натомість прискорилося те, що в стратегії було лише перспективою. При цьому ремонти підконтрольних Україні ТЕС та ТЕЦ дають час урядові та інвесторам забезпечити будівництво нової генерації, зокрема нових ВДЕ, газових станцій, установок на біопаливі та установок зберігання енергії»

вважають в EUEA

Ключову ціль Стратегії — декарбонізація енергетичного сектору (досягнення кліматичної нейтральності) — реалізують швидше за довоєнні прогнози, адже Україна стрімко зменшила використання вугілля раніше запланованих термінів.

Довгострокова стратегія, ринкова інтеграція з ЄС та нове ціноутворення

Збільшення обсягів комерційного імпорту електроенергії з країн ЄС розширило можливості для оперативного балансування енергосистеми. Вагоме значення для балансування ОЕС України має також і поступове збільшення доступних обсягів експорту електроенергії до сусідніх європейських держав у періоди профіциту потужності.

«Проте це лише частина вигоди. Для України критичним є залучення екстреної допомоги від європейських операторів систем передачі. Важливим також є транзит електроенергії до третіх країн через Україну / ЄС»

коментує «Укренерго»

У Energy Community додають, що, з геополітичного погляду, синхронізація з ENTSO-E стала однією з найважливіших стратегічних змін в енергетичному секторі України з часів здобуття незалежності, а інтеграція з енергетичним ринком ЄС забезпечила доступ до екстреного імпорту.

Це також змінило роль гнучкості в українській енергосистемі. Раніше балансування залежало переважно від вітчизняної теплової генерації, гідроенергетики, централізованого диспетчерського управління та потоків електроенергії до та з енергосистем росії й Білорусі. Після синхронізації більше впливати почала динаміка європейського ринку, а не лише внутрішні умови — це є ключовим компонентом, що сприяє розвитку ринку, вважають експерти.

Синхронізація також пришвидшила реформи ринку електроенергії та наближення нормативно-правової бази до acquis ЄС.

комплекс прав і обов'язків держав-членів ЄС

Об'єднання ринків (Market Coupling) з ЄС: вплив на промисловість

23 квітня 2026 року Україна ухвалила Закон № 4834-IX, який закладає основу для інтеграції основних сегментів ринку електроенергії України, зокрема ринку «на добу наперед», внутрішньодобовогу ринку та ринку балансування, з відповідними ринками ЄС. За ним:

- запровадять механізми міждержавного балансування генерації та споживання електроенергії (зокрема через європейські балансуючі платформи);
- «Укренерго» отримає можливість обміну та/або спільного використання резервів з іншими європейськими ОСП, що посилить енергетичну стійкість;
- розширять можливості участі споживачів у ринку електричної енергії та розвиток розподіленої генерації, зокрема через агрегацію, реагування попиту;
- врегулювали правові засади сполучення ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку (market coupling) з відповідними сегментами енергоринку ЄС.
- врегулювали правила призначення номінованих операторів ринку електричної енергії (NEMO) в конкурентній моделі, що є передумовою для сполучення українських сегментів ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку: на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку може одночасно працювати декілька незалежних операторів ринку, а не один державний монополіст;
- запровадять передиспетчеризацію як окремий механізм управління обмеженнями та перевантаженнями.

сегмент ринку електроенергії, де її купують та продають на наступну добу за конкурентними вільними цінами

сегмент ринку, де купівля-продаж електроенергії відбувається після торгів на ринку "на добу наперед" до кінця доби постачання; дозволяє продати надлишки для уникнення небалансів

«Механізми міждержавного балансування та взаємного доступу до резервів суміжних системних операторів — це те, що вже давно було вимогою часу. Це підвищить енергетичну стійкість і позитивно вплине на вартість електроенергії для споживачів. Якщо в одних виникає дефіцит потужності, а в інших — навпаки надлишок, то завдяки ринковим правилам та процедурі доступу до міждержавних перетинів ситуація вирівнюється»

кажуть в «Укренерго»

За словами аналітикині ринку електроенергії в ExPro Дарії Орлової, об'єднання ринків — це логічний крок після синхронізації української енергосистеми з ENTSO-E. Україна та ЄС вже фізично з'єднані мережами, Market Coupling має об'єднати ринки та правила торгівлі між ними.

Основна мета — зробити торгівлю електроенергією між Україною та країнами ЄС більш автоматизованою, прозорою та ефективною. У такій моделі електроенергія автоматично рухається туди, де вона потрібна найбільше і де її ціна вища, а доступна пропускна спроможність міждержавних перетинів використовується максимально ефективно. Об'єднання передбачає синхронізацію саме короткострокових сегментів ринку (перший пункт — це ринок на добу наперед).

Для України це важливо насамперед з погляду енергетичної безпеки. Після початку повномасштабної війни імпорт електроенергії з ЄС став одним із ключових інструментів підтримки енергосистеми під час дефіциту потужності та пошкодження генерації. Market Coupling не захистить підстанції чи електростанції від ракетних атак, але зробить доступ до європейського ринку швидшим, простішим та ефективнішим у моменти, коли українська система потребує додаткових ресурсів.



Дарія Орлова

аналітикиня ринку
електроенергії в ExPro

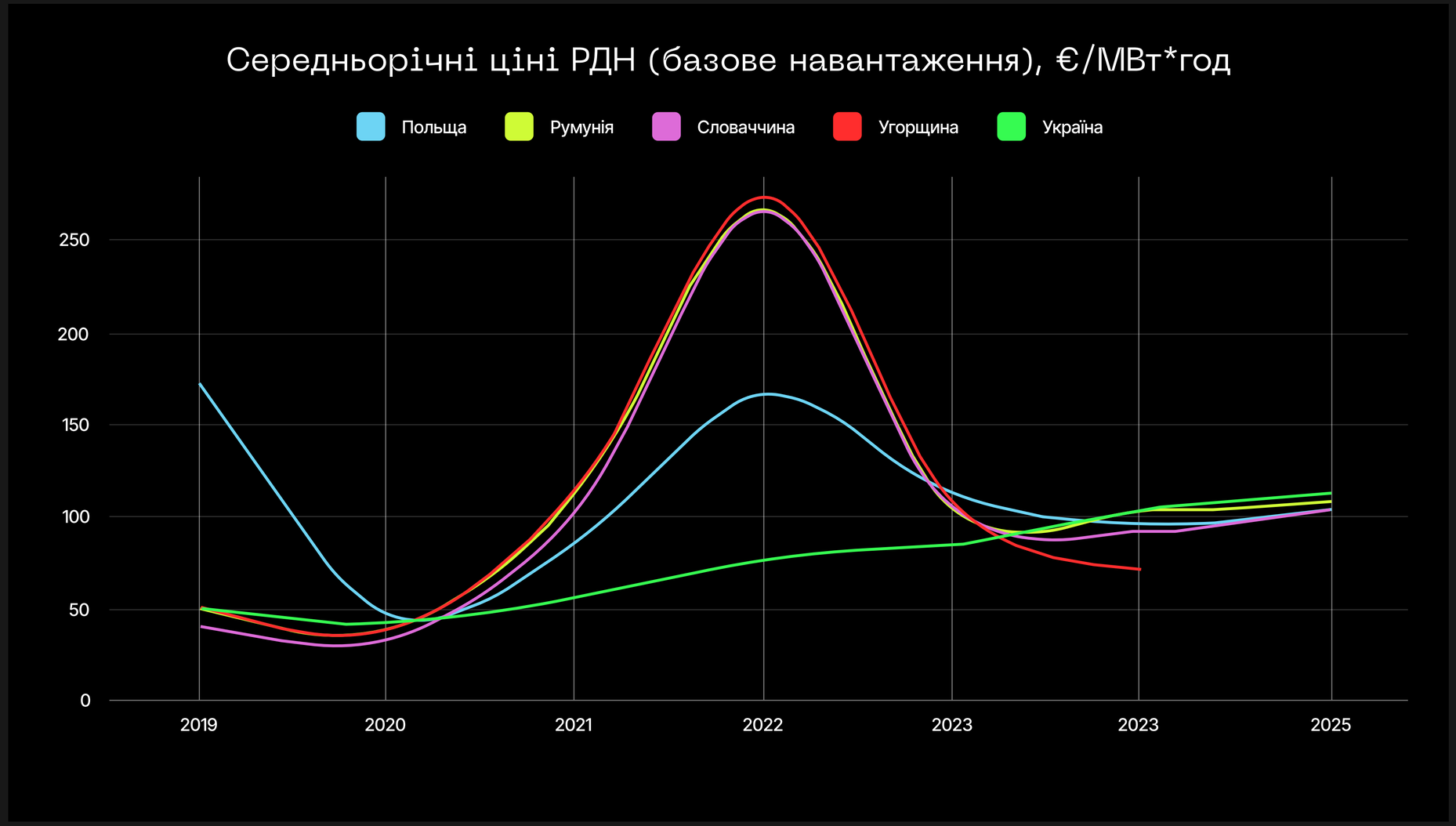
«Що стосується втрат через затримку Market Coupling, то офіційної оцінки наразі немає. Імпорт та експорт відбувається, торгівля є винятково між компаніями, без участі біржі. Україна недоотримує вигоду від більш ефективного використання міждержавних перетинів, від більшої ліквідності ринку та від можливості швидшого вирівнювання цін із європейськими ринками»

Попри ухвалення закону про інтеграцію енергетичних ринків, об'єднання ринків триватиме щонайменше ще кілька років, кажуть AIN у НКРЕКП.

Україна має пройти низку регуляторних і технічних етапів: ухвалити пакет підзаконних актів для імплементації європейського енергетичного законодавства, на що відведено 12–15 місяців — орієнтовно до літа-осені 2027 року. Після цього Європейська комісія та Секретаріат Енергетичного Співтовариства перевірять повноту імплементації норм ЄС, що може тривати до восьми місяців. Після позитивної оцінки розпочнеться практична підготовка до: призначення номінованих операторів ринку, адаптації торговельних, інформаційних і розрахункових систем, укладання необхідних загальноєвропейських угод і виконання вимог ACER і плану Market Coupling Operation Integration Plan. За оцінкою регулятора, цей етап може зайняти ще 18 місяців. Загалом повноцінне об'єднання можливе у 2029 році.

Як цей процес впливає на ціни для промислових споживачів

Щоденні індекси Day-Ahead Market/DAM — це середньозважені біржові ціни електроенергії, які формуються на кожну добу в результаті торгів між виробниками, трейдерами та споживачами. На практиці це головний індикатор вартості електроенергії в країні: учасники ринку подають заявки на купівлю та продаж електрики на наступний день, після чого біржа визначає погодинну ринкову ціну. Ці ціни використовують як орієнтир для всієї енергосистеми — від імпорту та експорту до контрактів великих промислових споживачів, і розраховують у співвідношенні €/МВт.



До повномасштабної війни Україна жила у власному «ціновому острові». У 2021 році середня ціна електроенергії на українському ринку «на добу наперед» становила приблизно 56,6 €/MWh, тоді як у Польщі — близько 87 €/MWh, у Словаччині — понад 102 €/MWh, а в Румунії — понад 111 €/MWh.

Це пояснювалося значною часткою дешевої атомної генерації, слабкою інтеграцією з європейською системою та обмеженими можливостями експорту. Через недостатню пропускну здатність міждержавних ліній українська електроенергія не могла у великих обсягах перетікати на дорожчі ринки ЄС, а тому внутрішні ціни залишалися нижчими.

Рік	Україна	Польща	Румунія	Словаччина	Угорщина
2019	51,9	171,9	51,7	41,7	50,7
2020	42,2	46,7	39,5	34,0	39,0
2021	56,6	87,0	111,4	102,8	113,8
2022	78,2	166,7	265,3	264,9	271,7
2023	85,4	111,7	103,7	104,7	106,8
2024	103,5	96,3	103,3	92,9	71,8
2025	112,6	104,3	108,6	102,7	н/д

Дані: АТ «Оператор ринку». €/МВт

У 2022 році у Румунії та Словаччині середні ціни ринку «на добу наперед» перевищували 260 €/MWh, у Польщі — понад 166 €/MWh. Водночас в Україні середня ціна становила близько 78 €/MWh. Попри синхронізацію з ENTSO-E, Україна ще не мала достатньої міждержавної пропускної здатності для вирівнювання цін між країнами через транскордонну торгівлю. Фактично український ринок ще не був повністю підключений до європейського цінового простору.

У 2024–2025 роках ситуація змінилася: середні ціни в Україні почали збігатися з цінами сусідніх країн. У 2024 році середня ціна в Україні становила приблизно 103,5 €/MWh, у Польщі — 96,3 €/MWh, у Румунії — 103,3 €/MWh, у Словаччині — 92,9 €/MWh. У 2025 році Україна випереджала окремі країни: близько 112,6 €/MWh проти 104 €/MWh у Польщі та приблизно 103 €/MWh у Словаччині.

Причиною цьому є те, що після російських атак на генерацію Україна збільшила імпорт електроенергії з ЄС і почали розширюватися можливості міждержавних перетоків. Також модель ринку стала більш прив'язаною до європейських правил і цінових механізмів.

У такій ситуації інтерконектори стали окремим фактором регуляції цін. Різниця між цінами України та країнами ЄС залежить від можливостей міждержавних перетоків: якщо доступна пропускна здатність зростає, то ринки починають поводитися синхронніше.

Проте інтерконектори теж мають свої обмеження: українська енергетична мережа історично має потужні магістральні лінії напругою 750 кВ, тоді як європейська мережа переважно працює на 400 кВ, що ускладнює повну інтеграцію та потребує трансформаційних підстанцій і спеціальних режимів експлуатації. Через це навіть наявні міждержавні лінії не завжди можуть використовуватися на повну потужність, оскільки обмеження часто виникають не в самій лінії електропередач, а в вузлах підключення та внутрішній мережі.

фізичний рух електричного струму по високовольтних лініях електропередачі між різними країнами або регіонами

Завдяки реконструкції та модернізації повітряних ліній електропередачі між Словаччиною та Україною пропускна здатність між енергосистемами, за прогнозами доцентки кафедри електротехніки Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Ірини Яремак, може зрости на 30%.

Важливий аспект — вплив війни та атак по енергетичній інфраструктурі. Після масованих ударів по генерації українська система стала більш залежна від аварійного імпорту з ЄС: якщо упродовж усього 2025 року Україна загалом імпортувала 3,3 млн МВт·год електроенергії, то лише у лютому 2026 року — рекордні 1,2 млн МВт·год.

Це допомогло уникнути масштабних дефіцитів, однак що більшою ставала частка імпорту в покритті попиту, то сильніше ціни в Україні орієнтувалися на вартість електроенергії в країнах-сусідах.

А зростання вартості електроенергії прямо впливає на українську промисловість: у 2026 році «АрселорМіттал Кривий Ріг» оголосив про закриття свого ливарно-механічного заводу, назвавши однією з причин енергетичну кризу та високі ціни на електроенергію. За даними компанії, з початку війни вартість електроенергії для промислових споживачів майже потроїлася — зі $120 за МВт·год у середині 2024 року до близько $230 за МВт·год на початку 2026-го, а в окремі години сягала $370 за МВт·год.

Разом із дефіцитом електроенергії та аварійними відключеннями це призвело до різкого зростання собівартості металургійної продукції та скорочення виробництва. У січні 2026 року порівняно з листопадом 2025-го випуск чавуну на підприємстві впав на 30%, сталі — на 40%, а прокату — на 60%.

За оцінкою GMK Center, для виробників залізорудної продукції електроенергія становить до 60% собівартості. Водночас у більшості країн ЄС, де діють програми підтримки промисловості, електроенергія значно дешевша: 93% сталі в ЄС виробляється в країнах, де тарифи нижчі, ніж в Україні.

Імпорт енергетичного обладнання та енергоносіїв

Закупівля палива та обладнання також впливає на ціноутворення для промисловості та інтеграцію ринків. За даними української митниці, упродовж 2022–2026 років Україна наростила імпорт енергетичного обладнання, генераторів, трансформаторів, кабельної продукції та енергоносіїв. Найбільшими постачальниками стали Китай, Туреччина, США та окремі європейські держави.

За категорією електродвигунів і генераторів загальний імпорт становив 56,7 тис. тонн на суму $1,61 млрд.

Країна	Сума
Китай	$1,33 млрд
Країни ЄС (загально)	$63,9 млн
Німеччина	$40,5 млн
Швейцарія	$30,5 млн

[Детальні розрахунки обсягів імпорту в Україну товарів товарних позицій УКТ ЗЕД 8501, 8502, 8503, 8504, 8544 у 2022–2026 роках наведені у таблиці окремо.]

Імпорт електрогенераторних установок сягнув 371 тис. тонн на $4,17 млрд.

Країна	Сума
Країни ЄС (загально)	$1,66 млрд
Китай	$927,6 млн
Туреччина	$490,8 млн
США	$183,8 млн

За категорією частин для генераторів та електродвигунів Україна імпортувала 4,4 тис. тонн продукції на $95,1 млн.

Країна	Сума
Китай	$49,2 млн
Норвегія	$32,4 млн
Країни ЄС (загально)	$6,26 млн
Німеччина	$1,8 млн

Особливо критичним для відновлення енергосистеми став імпорт трансформаторів, котушок індуктивності та автотрансформаторів. Загалом Україна імпортувала 119,4 тис. тонн такого обладнання на $2,83 млрд.

Країна	Сума
Китай	$2,22 млрд
Туреччина	$94,3 млн
Країни ЄС (загально)	$89,6 млн
Німеччина	$85,3 млн

Імпорт ізольованих проводів і кабельної продукції становив 196,7 тис. тонн на $2,12 млрд.

Країна	Сума
Країни ЄС (загально)	$980,5 млн
Китай	$327,1 млн
Угорщина	$151,4 млн
Польща	$145,8 млн

[Читайте більше в дослідженні по імпорту]

Серед енергоносіїв найбільшими були постачі кам'яного вугілля та антрациту.

Країна	Сума
США	$1,03 млрд
Австралія	$790 млн
Чехія	$202 млн
Польща	$192 млн

Дизельне паливо стало одним із найбільших сегментів енергетичного імпорту.

Країна	Сума
Країни ЄС (загально)	$4,69 млрд
Індія	$2,6 млрд
Польща	$2,42 млрд
Литва	$2,27 млрд
Туреччина	$2,16 млрд

У статистиці також фігурують постачання з росії на $431 млн. Ці обсяги стосуються контрактів, укладених до початку повномасштабного вторгнення, коли частину вже оплаченого або законтрактованого вугілля фізично доставили в Україну після 24 лютого 2022 року.

Чи Україна затягує запуск об'єднання ринків

Законодавчо Україна зробила вирішальний крок, вважає Богдан Слободян, партнер EQUITY Law Firm: Закон №4834-IX (ухвалений як законопроєкт №12087-д) створює правову базу для об'єднання ринків «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку з європейськими торговими зонами й імплементує норми «Чистого енергетичного пакета для всіх європейців».



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Проте фактичний запуск механізму — це період імплементації 2026–2027 років, а повне об'єднання ринків відбудеться не раніше 2028 року. Це треба сприймати як очікування й планову оцінку, а не як юридично закріплений строк. Тобто гальмує не відсутність закону, а складність і ризиковість імплементації»

Що гальмує процес:

01 Підпорядкування національних правил європейським: закон встановлює, що учасники застосовуватимуть загальноєвропейські правила, методики й порядки (ACER і регуляторів ЄС), а в разі розбіжностей пріоритет матимуть норми Енергетичного Співтовариства. «Перебудувати під це весь масив підзаконних актів — величезна нормопроєктна робота, кожен незведений вузол якої є джерелом правової невизначеності», — каже Слободян.

02 Цінові ризики та price caps: реальні ціни українського ринку періодично перевищують становлені прайскепи, тоді як в ЄС обмеження майже не досягаються. Поспішне зняття «стелі» заради сумісності з європейським ціноутворенням несе ризик стрибка цін.

03 Розрахунок пропускної спроможності та гарантованість перетинів: європейські правила вимагають, щоб наша держава фінансово відповідала перед європейськими трейдерами, якщо через кордон не вдалося прокачати куплене світло. Але під час війни «Укренерго» не може брати на себе такі мільйонні ризики, тому правила компенсацій між Україною та ЄС досі узгоджуються.

комплекс законодавчих актів ЄС, ухвалений у 2018–2019 роках, спрямований на перехід від викопного палива до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та адаптацію законодавства до Паризької кліматичної угоди

За словами експерта, транскордонним трейдерам бракує практичних гарантій:

- чіткого механізму компенсації за curtailment — примусове зменшення вже розподіленої міжзональної пропускної спроможності оператором системи;
- повністю завершеного практичного режиму застосування REMIT-подібних правил проти ринкових маніпуляцій — включно з наглядом, відповідальністю та транскордонною координацією, а не лише з формальною імплементацією регламентів;
- завершеного інституту номінованих операторів ринку (NEMO) із прозорими правилами доступу та відповідальності;
- узгодженого режиму вирішення транскордонних спорів, де українському трейдеру гарантовано той самий рівень захисту, що й європейському контрагенту.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Україна не "не хоче" market coupling — вона проходить найризикованішу частину шляху, де помилка в підзаконному акті здатна або відлякати інвестора, або спричинити ціновий шок. Саме тому фінальний запуск свідомо розтягнутий в часі, а юридична якість імплементації важить більше за швидкість»

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

KTS engineering
energy solutions

Від «страхового поліса» до активу на балансуючому ринку

У 2022–2025 роках для більшості проєктів розподіленої генерації основним рушієм будівництва стала енергетична безпека та безперервність виробництва — участь у ринку розглядалася переважно як перспектива. Зараз збудований об’єкт перетворився на актив гнучкості, здатний заробляти.

KTS Engineering — інжинірингова компанія, що працює в енергетиці з 2003 року, реалізує проєкти розподіленої генерації повного циклу (від проєктування та будівництва до автоматизації, введення в експлуатацію й довгострокового сервісного супроводу) та є офіційним дистриб’ютором INNIO Jenbacher в Україні. KTS Engineering вважає, що «заробляти на генерації» — це два принципово різні рівні участі, які важливо не плутати.

Перший — це продаж надлишків. Підприємство насамперед покриває власне споживання, а невикористаний залишок відпускає в мережу: для установок на відновлюваних джерелах це може відбуватися, зокрема, через механізм активного споживача, для газової генерації — через договір із постачальником або трейдером.

Ціна тут договірна — покупець бере на себе небаланси й закладає цей ризик у дисконт, розмір якого залежить від якості керування об’єктом. За прогнозований і виконуваний графік відпуску покупець платить краще, ніж за хаотичний надлишок.

Другий — допоміжні послуги та балансуючий ринок, де «Укренерго» платить за гарантовану готовність і точне виконання команд.

Значна частина генерації, збудована у стислі терміни, наразі технічно не готова до роботи на балансуючому ринку. Для цього об’єкт повинен забезпечувати дистанційний старт/зупинку, виконання зовнішніх установок потужності, мати комерційний облік належного класу та пройти прекваліфікацію. Дообладнати готовий об’єкт дорожче, ніж передбачити ці функції на етапі проєктування.

Нова економіка генерації: Market Coupling та управління EMS

Головний наслідок market coupling для власника генерації такий: обладнання й інжиніринг залишаються необхідною умовою окупності, але вирішальною стає якість управління. Обладнання визначає, чи працюватиме об’єкт надійно. А те, скільки він зароблятиме, визначатиме, як ним керуватимуть.

Об’єднання ринків з ЄС (Закон №4834-IX), яке передбачає скасування прайскепів і можливість від’ємних цін, змінює фінансову аналітику проєктів. Формується більш виражений добовий профіль ціни: дешеве (або від’ємне) сонячне опівдні та дорогий вечірній пік. Для генерації, що працює цілодобово «проти середньої ціни», це може бути погіршенням: у дешеві години вона програватиме мережі. Для керованої генерації — навпаки: установка працює в години дорогої мережі й зупиняється в години дешевої, тому кожна мотогодина стає ще ціннішою.

Виграють комбіновані конфігурації — сонце, накопичувач і газова генерація під єдиним керуванням, де кожне джерело працює у «свої» години. По суті, саме на цій різниці між дешевими й дорогими годинами і будується економіка гнучкості: для негнучких активів це обертається додатковими витратами, для гнучких — джерелом доходу.

Нова реальність вимагає й нової фінансової аналітики. Зароблена кіловат-година тепер має два виміри: продана в мережу в дорогу годину — і не куплена з мережі в дорогу годину, тобто зекономлена.

Цінність «некупленої» кіловат-години зростає також через мережеву складову. Централізоване споживання структурно дорожчає: з 1 серпня 2026 року тариф «Укренерго» на передачу для більшості користувачів системи становить 928,45 грн/МВт·год без ПДВ — це вже друге підвищення за рік; зростають і тарифи на розподіл.

Сьогодні ринок «на добу наперед» формує погодинний графік цін. Із переходом до 15-хвилинного розрахункового інтервалу таких точок буде 96 на добу. Енергетик підприємства фізично не встигає постійно перераховувати, що вигідніше: купити з мережі, спалити газ у когенераторі чи розрядити батарею.

Це завдання для алгоритмічного диспетчера. Саме тому системи енергоменеджменту (EMS) з опції перетворюються на обов’язковий елемент складного енергокомплексу. З досвіду KTS Engineering, починати варто не з алгоритмів, а з двох чесних цифр.

- Справжня собівартість власної кіловат-години. З практики, багато власників її не знають на 100% достовірно, бо в ній ховаються простої, робота двигуна в неоптимальних режимах, невикористане тепло, вартість сервісу, пуски, небаланси та інші витрати.
- Економічний результат за кожну годину: скільки принесла продана електроенергія і скільки підприємство заощадило, не купуючи її з мережі.

Без цих двох цифр неможливі ні управлінські рішення (коли генерувати, а коли купувати), ні інженерні (що саме на об’єкті спричиняє втрати). Тому впровадження варто починати не з «торгового робота», а з економічної прозорості об’єкта. Автоматика без неї працює наосліп. Найдорожча кіловат-година — та, вартості якої ніхто не рахує.



Володимир Гаджулов

коментує директор департаменту клієнтської підтримки KTS Engineering

«EMS і торгові алгоритми добре оптимізують роботу енергооб’єкта, але вони спираються на задану модель його можливостей. Наша інженерна задача — ще на рівні проєктування й наладки визначити реальні робочі діапазони, ефективність і динаміку обладнання та узгодити його взаємодію з навантаженням і з усією енергосистемою підприємства. Ці параметри перевіряються й калібруються безпосередньо на об’єкті, після чого стають надійною основою для автоматичного управління. Тоді EMS оптимізує не паспортну модель, а реальний енергетичний актив із прогнозованою технічною та економічною поведінкою»

За умови відповідного очищення біометан є повноцінним замінником природного газу, а проєкти на біогазі та звалищному газі працюють в Україні вже понад десятиліття [перші біогазові станції та проєкти з утилізації газів на сміттєзвалищах і очисних спорудах з’явилися в Україні на початку 2010-х років. — ред.].

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Як бізнесу оптимізувати енерговитрати та знизити вуглецевий слід

У газопоршневих установках електричний ККД становить 40–46%, досягаючи 46,5% у флагманській моделі Jenbacher J624 з двоступеневим турбонаддувом. Решта енергії виділяється у вигляді тепла через контури охолодження та вихлопні гази, що дозволяє в режимі когенерації перевищувати 90% загального використання палива. Виробництво струму й тепла з одного джерела зменшує споживання ресурсу порівняно з роздільною схемою, хоча точний ефект скорочення викидів CO_2 розраховується індивідуально через енергоаудит залежно від заміщуваного палива та графіків споживання.

За умови відповідного очищення біометан є повноцінним замінником природного газу, а проєкти на біогазі та звалищному газі працюють в Україні вже понад десятиліття [перші біогазові станції та проєкти з утилізації газів на сміттєзвалищах і очисних спорудах з’явилися в Україні на початку 2010-х років. — ред.].

Серійне обладнання з опцією Ready for H_2 здатне працювати на сумішах із вмістом водню до 25%, а окремі версії розраховані на 100% H_2. Водночас перепоною розвитку водневого напряму залишається відсутність ринку, інфраструктури та економічної моделі, а не готовність двигунів.

У гібридних комплексах сонячна генерація покриває денні власні потреби станції безпаливними кіловат-годинами, а накопичувач гарантує функцію black start — запуску станції без зовнішньої мережі, якщо така функція передбачена проєктом; а також згладжування коротких піків без запуску додаткового двигуна. Перевага гібрида полягає у вирівнюванні графіка: CEC та BESS беруть на себе змінне навантаження, утримуючи газові двигуни в зоні максимального ККД та мінімальних питомих викидів. Для досягнення реального економічного ефекту такий комплекс обов’язково потребує єдиної системи енергоменеджменту (EMS).

Найбільшу фінансову ефективність показують гібридні енергокомплекси, де сонячна генерація, системи накопичення (BESS) та газові установки працюють під єдиним управлінням. Сонце та батарея покривають змінні навантаження, дозволяючи газовим двигунам працювати в зоні оптимального ККД, що знижує витрату палива та викиди CO2.

Проте створення Microgrid пов’язане зі значними технічними складнощами, головна з яких — інтеграція обладнання різних виробників (інверторів, EMS, контролерів) в єдину систему. Часто вартість цієї інтеграції взагалі не враховується в початкових бюджетах.

KTS Engineering, спираючись на досвід реалізації складних промислових енергокомплексів, вважає, що типової мікромережі практично не існує. Схема, налаштування захистів, алгоритми та калібрування індивідуальні для кожного об'єкта. А нестабільність зовнішньої мережі регулярно додає нові умови, до яких систему доводиться адаптувати. Саме адаптація рішення під конкретний об'єкт визначає кінцевий результат.

когенерації — одночасне виробництво електричної та теплової енергії з одного джерела палива

Ready for H_2 — означає обладнання, яке працює на звичайному газі, але згодом зможе перейти на роботу на чистому водні (H_2) або суміші газу з воднем

Новий ринок для промислового бізнесу — можливість чи загроза?

І те, й інше — джерело можливостей і ризиків. Цінові коливання, подорожчання мережевої складової, нові механізми торгівлі й балансування діють однаково для всіх.

Але для об’єкта, який уміє керувати своїм споживанням і генерацією, ці зміни стають джерелом додаткового доходу, а для об’єкта, який працює за старою моделлю, — джерелом додаткових витрат.

Тому перше завдання власників і менеджерів — не лише ознайомитися з регуляторними змінами, а й зрозуміти, що енергія перестає бути фіксованою статтею витрат і стає керованою змінною собівартості.

Точок фокусу три:

- Перша — знати справжню собівартість власної кіловат-години та економічний результат кожної години: проданої енергії й тієї, яку не довелося купувати.
- Друга — забезпечити керованість об’єкта: здатність керувати графіком генерації та переносити частину споживання на економічно вигідніші години й виконувати заявлені графіки.
- Третя — закласти готовність до ринкових механізмів, які вже запускаються: від продажу надлишків до участі в ринках резервів.

Для енергоємних виробництв це правило: хто опанує цей інструмент, матиме нижчу собівартість, ніж той, хто цього не зробить.

До того ж ставати енерготрейдером власнику не потрібно. Уже доступні технології та партнерські моделі, у яких власник зберігає контроль над активом і прозоро бачить свої показники, а щоденну роботу з ринком забезпечують алгоритми та профільні фахівці. На думку фахівців KTS Engineering — це і є наступний етап розвитку українського енергоринку, і виграють у ньому ті, хто почне готувати свої об’єкти вже сьогодні.

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Атомна енергетика: Україна — майданчик для виробництва чи тестування малих модульних реакторів?

Малий модульний реактор (ММР) — це компактний ядерний реактор меншої потужності (до 300 МВт), ніж звичайна АЕС, який виготовляють модульно на заводі й доставляють на майданчик для монтажу. Їх можна використовувати для виробництва електроенергії і будувати на майданчиках колишніх вугільних ТЕС.

Технологія є новітньою для світу: станом на травень 2026 року єдиним малим модульним реактором, що отримав повну сертифікацію проєкту від Комісії з ядерного регулювання США, а отже відповідає жорстким нормам безпеки, є реактор від NuScale Power потужністю 77 МВт.

Розмови про будівництво таких реакторів в Україні на державному рівні ведуться вже кілька років: у 2023 році тодішній міністр енергетики Герман Галущенко заявив, що Україна планує повністю замістити теплову генерацію малими модульними реакторами.

У тому ж році ДП «НАЕК "Енергоатом"» та американська компанія Holtec International уклали угоду про впровадження технологій малих модульних реакторів на вугільних електростанціях. Тоді ж ДТЕК та Eney LLC створили компанію Denetek LLC, яка оголосила про плани впровадження малих модульних реакторів на майданчиках вугільних теплоелектростанцій ДТЕК. Утім, попри кілька підписаних угод і меморандумів, жоден проєкт не перейшов до реалізації.

Експертка в галузі атомної енергетики Ольга Кошарна каже, що наразі перспективи впровадження в Україні малих модульних реакторів будуть лише за наявності приватних інвестицій в галузь.

Аби інвестори змогли вкладати гроші в будівництво приватних ММР в Україні, необхідно змінювати законодавство. Процес зрушив з місця 29 жовтня 2025 року, коли Комітет з питань енергетики та житлово-комунальних послуг схвалив законопроєкт, який пропонує визначити поняття «малий модульний реактор» із пасивними системами безпеки та відкрити шлях приватним інвесторам: надати їм право володіти паливом і будувати власні установки. Також мають спростити дозвільні процедури й дозволити перепрофілювання ТЕС і ТЕЦ під майданчики для малих модульних реакторів. 23 квітня 2026 року проєкт закону прийняли за основу.

Ольга Кошарна каже, що ідея будівництва малих модульних реакторів в Україні є слушною. «Канада й Естонія, наприклад, уже мають дорожні карти для розвитку таких модульних реакторів», — говорить вона.



Ольга Кошарна

Експертка в галузі атомної енергетики

Так, у канадській провінції Онтаріо вже схвалили будівництво першого у світі реактора BWRX-300 на майданчику Darlington, а в Естонії компанія Fermi Energia, яка розвиває проєкт першої атомної електростанції країни, у 2023 році обрала малий модульний реактор GE Hitachi як базову технологію.

На її думку, проєкти з побудови малих модульних реакторів можна було б реалізувати завдяки партнерству держави та приватних інвесторів, адже останні більше зацікавлені в оптимізації витрат і контролі процесу. Утім, може працювати і гібридна система: приватний інвестор будує енергоблок, усі деталі привозить з заводу, ММР вже виробляє електроенергію й отримує прибуток, а поряд є стандартизований блок державної АЕС.

«Стандартизація і виробництво корпусів і деталей малих модульних реакторів на заводах дозволить отримати відносно дешеві технології з часом. Що стосується європейських регуляторів, то зараз вони уніфікують підходи до ліцензування різних типів реакторів»

Окремо варто відзначити можливість використати вже наявні майданчики ТЕС і ТЕЦ, частково або повністю зруйнованих внаслідок російських обстрілів.

«Будівництво малих модульних реакторів на місці вже існуючою вугільної електростанції — це хороша можливість, адже вугільна ТЕС — це майданчик, який уже має свою інфраструктуру, що здешевлює будівництво на 30—35%»

каже Ольга Кошарна

Такі об’єкти вже мають високовольтні мережеві приєднання на рівні 330–750 кВ, земельні ділянки, джерела води для охолодження, транспортну інфраструктуру для доставки великогабаритного обладнання та промислову зону із санітарними й безпековими обмеженнями. Це дозволяє уникнути частини витрат на створення нової інфраструктури та скоротити строки реалізації.

У проєктах малих модульних реакторів основні елементи реакторної установки можуть розміщуватися під землею або в захищених конструкціях, тоді як на поверхні залишаються трансформаторні підстанції та обладнання для видачі потужності в енергосистему.

Ольга Кошарна каже, що теоретично експлуатація таких реакторів може бути небезпечною, проте це реактори четвертого покоління, які проєктувалися з урахуванням досвіду аварії на Фукусімі у 2011 році. Тоді після потужного землетрусу та цунамі на японській АЕС вийшли з ладу системи електроживлення й охолодження, що призвело до розплавлення активних зон кількох реакторів. При проєктуванні ж реакторів четвертого покоління бралися до уваги гіпотетичні тяжкі аварії. До того ж вони безпечніші за ВВР-440, які працюють на Рівненській АЕС і були введені в експлуатацію на початку 1980-х років.

Експертка також зазначає, що потенціал і потужності розробити проєкт малих модельних реакторів в країні є. До повномасштабного вторгнення на українських АЕС працювало 35–38 тисяч фахівців, із них близько 11 тисяч працювали на ЗАЕС і більшість виїхала з тимчасово окупованої території. Україна має навчальну базу у вигляді кількох політехнічних університетів, а за весь час роботи АЕС в країні сформувалися династії атомників.

«В Україні збереглася сильна наукова школа металознавства та матеріалознавства — дисциплін, які важливі для ядерної енергетики»

каже Ольга Кошарна

У 2021 році студенти Львівської політехніки пройшли спеціалізоване стажування в межах українсько-американської програми з ядерної енергетики, ініційованої Argonne National Laboratory.

У 2026 році ця співпраця продовжилась: у Львівській політехніці анонсували нову освітню програму з ядерної енергетики та безпеки, організовану Argonne National Laboratory та Державним науково-технічним центром з ядерної та радіаційної безпеки України. Програма охоплює SMR-технології, безпечну експлуатацію АЕС, аналіз аварій, оцінку радіологічних наслідків, гібридні ядерно-відновлювані енергосистеми та комунікацію ризиків.

Утім, згідно з даними ЄДЕБО, у 2025 році на спеціальність «Атомна енергетика» в усій Україні вступили 59 абітурієнтів у КПІ ім. Сікорського (у 2024 вступників було 54), 21 до Львівської політехніки (у 2024 році — 24) і 17 до Одеської політехніки (у 2024 році — 16). Загалом 97 першокурсників-атомників на всю країну у 2025 році та 94 у 2024-му. Також, за даними звіту про результати апробаційного складання єдиного державного кваліфікаційного іспиту зі спеціальності «Атомна енергетика», у 2024 році в ньому брали участь лише 46 студентів випускного курсу з трьох українських університетів.

За оцінками OECD Nuclear Energy Agency, під час спорудження одного сучасного атомного енергоблока потужністю близько 1 ГВт одночасно залучають близько 1200 працівників інженерного та будівельного профілю. На цьому тлі випуск кількох десятків атомників на рік виглядає недостатнім у разі масштабного будівництва малих модульних реакторів в Україні.

Порівняння технологій Holtec, Westinghouse та NuScale

Holtec, Westinghouse та NuScale є основними технологічними партнерами, з якими Міністерство енергетики та НАЕК «Енергоатом» підписали офіційні меморандуми та угоди про майбутнє розгортання малих модульних реакторів.

Характеристика	Holtec SMR-300	Westinghouse AP300	NuScale Power Module
Потужність одного модуля	300 МВт	300 МВт	77 МВт
Максимальна потужність станції	300 МВт на блок (можливе розміщення кількох блоків)	300 МВт на блок (можливе розміщення кількох блоків)	До 924 МВт (12 модулів)
Статус сертифікації	Ліцензування триває, перший демонстраційний проєкт планується у США	Сертифікація очікується до 2027 року; модуль базується на вже ліцензованому AP1000	Базова конструкція отримала сертифікацію NRC у США; компанія проходить адаптацію до нової конфігурації модулів
Готовність до локалізації	Висока: є угода про передачу технологій і виробництво компонентів в Україні	Значна: модуль використовує наявний ланцюг постачання AP1000, також є угода про розвиток місцевого ланцюга постачання	Визначити важко: публічних домовленостей щодо локалізації в Україні наразі немає

Holtec

Holtec SMR-300 — це водо-водяний реактор під тиском (PWR), який виробляє енергію шляхом ядерного поділу. Він використовує те саме низькозбагачене уранове паливо, що й традиційні реактори, і виробляє до 300 МВт електроенергії.

Компоненти його модульної конструкції виготовлятимуть на заводах, транспортуватимуть і збиратимуть на місці. Діаметр усіх компонентів реактора не перевищує 3,6 метра, а сам SMR-300 може розміщуватися на майданчику площею близько 6 гектарів. Велика ж АЕС може займати від кількох сотень до кількох тисяч гектарів разом із санітарною зоною та допоміжною інфраструктурою.

Сам реактор розміщується під землею, що захищає його від екстремальних погодних явищ та інших зовнішніх загроз. Використання насосів охолоджуючої рідини під час нормальної експлуатації є необхідним для вироблення номінальної потужності, однак у конструкції застосовуються пасивні системи безпеки, які працюють завдяки силі тяжіння і не залежать від насосів, зовнішнього водопостачання, електроживлення або дій оператора. Кільцевий резервуар — великий об'єм води між захисною оболонкою та корпусом реактора — слугує основним тепловідводом SMR-300.

За словами Ольги Кошарної, особливістю Holtec SMR-300 є запатентований повітряний конденсатор, який дозволяє будувати станції навіть у регіонах із дефіцитом водних ресурсів: у пустельній місцевості або на віддалених промислових майданчиках без доступу до річок чи ставків-охолоджувачів. Також реактор підтримує режим black start: може запускатися після повного знеструмлення без зовнішнього джерела живлення.

прикметник, який зазвичай вказує на системи або обладнання, де взаємодіють два водні середовища

Westinghouse

Малий модульний реактор AP300 від Westinghouse — це водо-водяний реактор потужністю 300 МВт.

Його система пасивної безпеки автоматично забезпечує безпечне відключення без втручання оператора та усуває необхідність у резервному джерелі живлення й активних системах охолодження. Реактор захищений міцною оболонкою, спроєктованою для витримки екстремальних зовнішніх впливів, а багаторівнева система захисту мінімізує наслідки потенційних аварій.

AP300 розрахований на термін експлуатації понад 80 років і, крім виробництва електроенергії, може використовуватися для централізованого теплопостачання, опріснення води та виробництва водню. Сертифікація конструкції очікується до 2027 року, після чого розпочнеться ліцензування конкретних майданчиків і будівництво перших блоків наприкінці 2030 року.

Як зазначає Ольга Кошарна, перевага AP300 у тому, що він є зменшеною версією великого реактора AP1000, який вже експлуатується. Це означає наявність готового ланцюга постачання обладнання, відпрацьованих виробничих процесів і сформованої системи постачання ядерного палива. Саме тому AP300 вважається одним із найменш ризикованих рішень.

NuScale

NuScale Power Module — це малий модульний реактор водо-водяного типу під тиском, створений спеціально як ММР, а не адаптований із великого реактора. Використовує стандартне низькозбагачене уранове паливо, аналогічне тому, що застосовується на більшості сучасних АЕС.

Один модуль NuScale може виробляти до 77 МВт електроенергії, а станція може складатися з 4, 6 або 12 модулів із сумарною потужністю до 924 МВт.

Конструкція реактора є повністю інтегральною: реактор, парогенератор і захисна оболонка об'єднані в циліндричний модуль, який виготовляють на заводі та транспортують на майданчик залізницею, автотранспортом або баржею. Кожен модуль має приблизно 23 метри завдовжки та близько 4,5 метра в діаметрі. Завдяки компактності та можливості розміщення модулів у спільному басейні охолодження станція потребує менше площі, ніж традиційна АЕС.

Реактори NuScale розміщуються в підземному водяному басейні всередині захищеної споруди, що підвищує стійкість до зовнішніх загроз, зокрема екстремальних погодних явищ, землетрусів чи навіть падіння літака. Система охолодження працює за принципом природної циркуляції: вода рухається завдяки конвекції та силі тяжіння без використання насосів у першому контурі. У разі аварії реактор здатен автоматично зупинитися та необмежено довго охолоджуватися без втручання оператора, зовнішнього електроживлення чи додаткового водопостачання. Основним тепловідводом є великий басейн води, у якому розміщуються модулі реактора.

За оцінкою Ольги Кошарної, NuScale найбільше відрізняється від конкурентів саме своєю модульністю. Якщо AP300 та SMR-300 — реактори потужністю 300 МВт кожен, то NuScale складається з окремих модулів по 77 МВт, які можна вводити в роботу або виводити з неї незалежно один від одного. Крім того, модулі спочатку проєктувалися для серійного виробництва на заводі та транспортування стандартною залізницею, тоді як більші компоненти AP300 і SMR-300 можуть потребувати спеціалізованої логістики.

Локалізація виробництва в Україні

У 2024 році «Енергоатом» і Holtec International підписали угоду щодо створення в Україні виробництва компонентів для реакторів, систем безпеки та іншого обладнання ядерної галузі. Йдеться про локалізацію ядерних систем і компонентів, а також про розвиток інфраструктури виробництва для виготовлення важкого ядерного обладнання.

За словами представників «Енергоатому», в Україні планували створити завод для виробництва обладнання для ММР, включно з корпусами реакторів і контейнерами для відпрацьованого ядерного палива. Восени 2025 року «Енергоатом» усе ще продовжував включати цей завод у дорожню карту розвитку ММР в Україні, де згадувалося потенційне розгортання до 20 реакторів Holtec. Водночас про початок будівництва самого заводу або остаточне інвестиційне рішення наразі не повідомляли.

Найперспективнішим напрямком локалізації є турбінне обладнання. Україна усе ще залишається однією з небагатьох країн Європи, яка має власну школу виробництва великих парових турбін і генераторів — харківське підприємство «Українські енергетичні машини» (раніше — «Турбоатом») 21 січня 2026 року відзначило 92 роки. Воно, крім іншого, спеціалізується на випуску парових турбін для ТЕС, АЕС і ТЕЦ. Підприємство працює, хоч і змушене релокувати виробництво з Харкова через постійну загрозу обстрілів: філії створили у Львівській, Закарпатській і Чернівецькій областях.

Перспективною може бути локалізація виробництва контейнерів для зберігання відпрацьованого палива, адже Україна має досвід співпраці з Holtec у межах проєкту Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива в Чорнобильській зоні, для якого використовуються контейнерні системи компанії. Утім, для будь-якого проєкту зберігаються воєнні ризики: 7 червня 2026 року сховище атакував російський дрон, частково зруйнувавши будівлю приймання контейнерів (паливо не зберігалося в ураженій будівлі, тому витоку радіації не сталося).

Складна ситуація і з важким атомним машинобудуванням. У 2021 Краматорське підприємство «Енергомашспецсталь» — найбільший український виробник спеціальних литих і кованих виробів індивідуального та дрібносерійного виробництва, виготовляло заготовки для корпусу реактора, парогенератора, головного циркуляційного насоса й іншого реакторного обладнання для індійської АЕС «Куданкулам».

До націоналізації у 2023 році підприємство належало структурам «Росатому». Наразі «Енергомашспецсталь» не працює: у 2022 році через масштабні руйнування та збитки суд відкрив справу про банкрутство підприємства. А релокувати печі, установки та важкі пресові машини вагою десятки тисяч тонн із прифронтової Донеччини наразі неможливо. У такому випадку про локалізацію виробництва компонентів реактора в Україні принаймні до закінчення війни говорити складно.

Насосне обладнання для АЕС в Україні виготовляє Сумський завод насосного та енергетичного машинобудування «Насосенергомаш» — ще одне українське підприємство, пов'язане з атомною промисловістю, яке раніше належало росіянам. У вересні 2023 року СБУ виявила, що після повномасштабного вторгнення керівництво постачало насосне обладнання до росії в обхід санкцій. У жовтні 2024 року Вищий антикорупційний суд стягнув в дохід держави корпоративні права «Насосенергомашу».

На противагу державним одним із приватних учасників локалізації може стати Energy Safety Group. Компанія працює в атомній галузі як постачальник інженерних послуг та обладнання: виготовляє трубопровідну арматуру, посудини під тиском, теплообмінники й інше обладнання для АЕС, бере участь у розробці документації, обґрунтуванні безпеки, розрахунках і модернізації енергоблоків.

Потенціал локалізації стосується також будівельної частини проєктів. У світових ММР-проєктах частина доданої вартості припадає не на сам реакторний модуль, а на бетонні роботи, інфраструктуру, електромонтаж, системи охолодження, кабельні мережі, насосні станції та будівництво турбінного острова. Тут українські компанії можуть забезпечити найбільшу частку локальної участі: український ринок має досвід у промисловому та енергетичному будівництві, тому інфраструктура, монтаж обладнання, прокладання систем безпеки, електротехнічні роботи та інженерний супровід можуть виконувати на місці.

У сфері паливного циклу Україна також має стартові можливості. Країна володіє великими покладами урану: за даними World Nuclear Association, 106,7 тис. тонн розвіданих ресурсів урану, що складає 2% від загального світового запасу, а Новокостянтинівське родовище у Кіровоградській області вважається найбільшим родовищем урану в Європі із запасами близько 80 тис. тонн.

11 квітня 2023 канадська компанія Cameco та «Енергоатом» підписали угоду, що передбачає постачання всього обсягу урану, що видобувається на СхідГЗК, до Канади та подальшу його конверсію в природний гексафторид урану (UF6). Такий процес необхідний для його на збагачення та виробництва ядерного палива. За словами голови правління НАЕК «Енергоатом» (2020–2025 роки) Петра Котіна, процеси переробки поки недоступні в Україні, хоч країна працює над створенням таких потужностей.

Україна також має досвід експлуатації водо-водяних енергетичних реакторів і співпрацює з Westinghouse Electric Company щодо локалізації окремих компонентів ядерного палива: у квітні 2026 року Westinghouse провела аудит виробничих потужностей відокремленого підрозділу «Атоменергомаш» «Енергоатому» і визнала його придатним для виробництва компонентів.

Тоді ж погодили проєкт заводу зі складання паливних збірок у районі Південноукраїнської АЕС. А вже у травні «Атоменергомаш» отримав матеріали для виготовлення першої партії хвостовиків для паливних збірок ВВЕР-1000. І поки паралельно триває кваліфікація виробництва головок, Westinghouse вже визнала «Атоменергомаш» кваліфікованим постачальником цих компонентів.

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Чи є Україна майбутнім хабом для «зеленого» водню та біометану для ЄС

Поки українська енергетика шукає баланс між відновленням пошкодженої інфраструктури та розвитком нових технологій, дедалі більше уваги привертає сектор біоенергетики. Біометан і водень розглядають не лише як інструменти декарбонізації, а й як експортні товари, здатні інтегрувати Україну в нову енергетичну архітектуру Європи. Ключову роль у цьому процесі може відіграти агросектор, який володіє сировинною базою для виробництва відновлюваних газів.

Георгій Гелетуха, голова правління Громадської спілки «Біоенергетична асоціація України» та член правління Європейської біоенергетичної асоціації, пояснює, що біоенергетика — це лісова та біомаса аграрного походження: гноївка великої рогатої худоби та свиней, курячий послід, жом цукрового буряку, барда зі спиртових заводів, солома, а також деревні відходи і залишки, які спалюють. Котли на такій біомасі працюють в Україні. Але формально це не аграрний сектор, а лісове господарство.

У ТОВ «Оператор ГТС України» зазначають, що підприємства агропромислового комплексу наразі формують основу для реалізації біометанових проєктів завдяки наявній сировинній базі, йдеться про відходи:

- тваринництва;
- рослинництва;
- переробної промисловості.

Станом на сьогодні до газотранспортної та газорозподільних систем України вже приєднано чотири виробники біометану із загальною потужністю виробництва понад 70 млн куб. м на рік, повідомляють у пресслужбі. Ба більше, біометан уже фізично та комерційно транспортується газотранспортною системою України для закачування та зберігання в підземних газосховищах і подальшого транспортування до ЄС.

Марія Бєлкіна, керівниця відділу сільського господарства ГО «Екодія», додає, що агросектор може відігравати важливу роль у розвитку біоенергетики, але за умови сталого використання сировини.



Марія Бєлкіна

керівниця відділу сільського господарства ГО «Екодія»

«Україна має багато залишкових ресурсів, які можна використовувати для виробництва енергії. Це може допомогти рухатися до менш відходного виробництва, коли побічні продукти не стають проблемою для довкілля, а використовуються з користю. Водночас важливо розрізняти, яка саме сировина використовується. Якщо для біоенергетики спеціально вирощують енергетичні культури на сільськогосподарських землях, це може бути несталим рішенням: така практика конкурує з виробництвом їжі, змінює використання земель і може шкодити природним екосистемам»

За її словами, у цьому випадку доцільніше використовувати залишкові ресурси, які вже утворюються в агросекторі та потребують безпечної утилізації. Наприклад, гній часто зберігають неналежним чином, що може створювати екологічні ризики й конфлікти між фермами та місцевими мешканцями. Невеликі біоенергетичні проєкти можуть допомогти краще утилізувати такі відходи, виробляти енергію на місцях і зменшувати напругу в громадах.



Марія Бєлкіна

керівниця відділу сільського господарства ГО «Екодія»

«Зараз держава підтримує розвиток біоенергетики та агросектору, однак на практиці такі інструменти часто доступні лише для великих гравців. Для малого і середнього бізнесу бракує зрозумілої бізнес-моделі: як саме запускати такі проєкти, де брати фінансування, як підключатися до ринку і за яких умов це буде економічно життєздатно. Тому роль агросектору в розвитку біоенергетики полягає не в тому, щоб віддавати землі під спеціальне вирощування сировини, а в тому, щоб ефективно використовувати залишкові ресурси»

Біометан називають перспективнішим за водень через нові заводи, які його виробляють та експортують.

Біометанові заводи, які працюють в Україні, березень 2026

№	Компанія	Місце розташування	Потужність, млн м³/рік	Приєднання	Сертифікація	Старт, рік
1	ТОВ «Галс Агро»	Чернігівська обл.	3,0	ГРМ	ISCC EU	2023
2	Група компаній VITAGRO	Хмельницька обл.	3,0	ГРМ	ISCC EU	2024
3	МНП	Дніпропетровська обл.	11,0	ГРМ	ISCC EU	2025
4	МНП	Вінницька обл.	24,0	Bio LNG	ISCC EU	2025
5	ТОВ «ЮМ ЛІКВІД ГАЗ»	Вінницька обл.	11,0	Bio LNG	ISCC EU	2025
6	ТОВ «Теофіпольська енергет. компанія»	Хмельницька обл.	56,0			

Дані: громадської спілки «Біоенергетична асоціація України»



Георгій Гелетуха

голова правління Громадської спілки «Біоенергетична асоціація України»

«Зараз імпорт природного газу в Україну складає 1–5 млрд м3/рік залежно від року і температури взимку. Біометану в Україні можно виробляти до 21,8 млрд м3/рік. Тобто суттєво більше, ніж імпортуємо природного газу. Але біометан удвічі–втричі дорожчий за природний газ і зараз в Україні по такій ціні його ніхто не готовий купувати. Щоб створити попит на біометан в Україні, потрібно запускати фінансові механізми для стимулювання декарбонізації. Зокрема, внутрішню систему торгівлі правами на викиди парникових газів, подібну до EU ETS у ЄС»

Однак розвиток сектору й надалі визначають два ключові виклики. Перший стосується стимулів. Як і інші відновлювані джерела енергії на початкових етапах, біометан потребує сприятливих ринкових механізмів і політичних рамок, щоб конкурувати з викопним паливом і нарощувати виробництво.

Другий виклик стосується прийняття та інтеграції відновлюваних газів, вироблених за межами ЄС, на європейський ринок. Для безперебійної транскордонної торгівлі необхідно узгодити нормативно-правову базу та інтегрувати ринки з однаковими правилами.

Георгій Гелетуха вважає справи з українським законодавством щодо розвитку експорту біоментану непоганими. Усе почалося в 2021 році з ухваленням базового закону про біометан.

система торгівлі квотами на викиди ЄС; ключовий механізм кліматичної політики Європейського Союзу, відомий як "обмеження та торгівля"



Георгій Гелетуха

голова правління Громадської спілки «Біоенергетична асоціація України»

«Це була рідкість для такого специфічного закону, і хороший сигнал. Далі готувався цілий ряд підзаконних актів. Зокрема, регулятор пом'якшив вимоги щодо вмісту кисню для подачі біометану в газопровід. Але у 2024 році виникла інша проблема: через воєнний стан діє заборона на експорт природного газу, і митні служби трактували біометан як природний газ. Довелося вносити зміни до Митного кодексу України — тепер природний газ експортувати не можна, а біометан із відповідним підтвердженням — можна»

Він додає, що зараз також є податкові преференції для тих, хто інвестує в біогазовий або біометановий завод понад 12 млн євро, хоча на практиці не знає, хто цим вже скористався.

«З українського боку є все необхідне. Зараз питання з боку Європи. Україна не є членом ЄС, тому внутрішні європейські правила на нас не поширюються, а для інших країн не прописані. Через це за український біометан платять менше, ніж за європейський. Якщо в Європі він коштує від 900 до 1200 євро за тисячу кубів залежно від сировини, за український платять від 800 до 1000 євро»

Кожна компанія в ЄС має зобов'язання щодо скорочення викидів парникових газів, тож купують біометан саме для того, щоб ці скорочення зараховувалися. «Але немає ясності: зарахують їм скорочення від українського біометану чи ні. Доки уряд країни офіційно не скаже, схема не працює», — говорить Гелетуха.

Для цього потрібні повноцінне функціонування реєстру біометану, синхронізація з Union Database і міжнародне визнання українських гарантій походження.

У Німеччині, наприклад, діє законодавча норма, яка дозволяє використовувати лише фізично доставлений на територію країни біометан. На закупівлю трубопровідного біометану з країн, що не є членами ЄС, діє законодавча заборона. У Бундестазі зареєстрували законопроєкт, який має скасувати цю заборону.

«Німеччина готова купувати Bio LNG, доставлений кріосистемами. Якщо заборону знімуть, Німеччина стане одним із покупців. Трейдери вже цікавляться, обговорюють ціни»

— ділиться Георгій Гелетуха.

Українське ж законодавство змінюється. Для транспортування, зберігання та експорту біометану ухвалили Закон «Про внесення змін до Митного кодексу України щодо митного оформлення біометану», у сфері водневої енергетики нормативно-правова база на стадії формування, зокрема для імплементації з європейським законодавством.

Міжнародне енергетичне агентство вже після початку повномасштабного вторгнення повідомляло, що Україна має технічний потенціал з виробництва відновлюваного водню в обсязі 18–38 млн тонн на рік, хоча економічні обмеження можуть призвести до зниження показника.

Більшість проєктів із виробництва водню, запропонованих до повномасштабного вторгнення, мали б розташовувати поблизу кордону з Європейським Союзом.

загальноєвропейська електронна система для відстеження постачання відновлюваних видів палива; є обов'язковою умовою для експорту такої продукції з України до ринків ЄС

електронний сертифікат, який підтверджує, що певний обсяг електричної енергії (стандартно 1 МВт·год) вироблений з відновлюваних джерел енергії

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Регіон / або Назва проєкту	Потужність електролізера (МВт)	Інвестиції (план прогнозованих потреби, вказані у млн євро)	Товар	Транспортування
Закарпаття			H2	Трубопровід, автомобільний Трубопровід, морський
Рені	Етап 1: 100 План: 1 500 2028 рік: 100 2030 рік: 200	Етап 1: 300 300–400	H2, NH3	Трубопровід, автомобільний Трубопровід, морський
Каховка	Етап 1: 200 Загальна кількість: 1 100	Етап 1: 400 Етап 2: понад 2 000	H2, NH3	Трубопровід
Дунайська воднева долина	Етап 1: 50 Перспектива: 3 000	Етап 1: 100 Перспектива: 14 000	H2, NH3	Річковий транспорт
H2 Суми	110	280	H2	Трубопровід, залізниця
Закарпатський зелений водень	30–35	130	H2	Трубопровід, автомобільна дорога, залізниця
Київ	20–30	125	H2	Трубопровід

Регіон / або Назва проєкту	Потужність електролізера (МВт)	Інвестиції (план прогнозованих потреби, вказані у млн євро)	Товар	Транспортування
Галичина	Етап 1: 50 Перспектива: 200	400	H2, NH3	Залізничний, автомобільний
Львівський регіон	17,5	70	H2	Трубопровід
Промисловий кластер «Зелений водень»	8,5 Перспектива: 10 000	25	H2	Трубопровід (H_2 і NH_3), LOHC
Вінниця та Чернівці	Етап 1: 10 Етап 2: 87	Етап 1: 14	H2	—
H2EU+Store на заході України	Phase 1: 1 500 Перспектива: 80 TWh	105	H2	Трубопровід
«Сіль для життя»	—	278-508	H2	Трубопровід

Усі ці водневі проєкти перебували на початкових етапах і зараз потребують переоцінки. Левова частка проєктів була спрямована на виробництво водню як продукту. П'ять орієнтувалися на місцевий ринок у поєднанні з експортом, решта — винятково на експорт. Більшість передбачала використання трубопроводів для транспортування водню, деякі розглядали можливість автомобільного та залізничного транспорту.

Один із найбільших проєктів розташовувався поблизу Каховської греблі, яку росіяни зруйнували 6 червня 2023 року; інший — поблизу лінії фронту. Деякі проєкти все ще залишаються актуальними.

У Міжнародному енергетичному товаристві вважають, що проєкти в Закарпатті та Рені є найбільш передовими. Перша черга Закарпатського проєкту потужністю 100 МВт потребує (цієї потужності достатньо, щоб одночасно забезпечити електроенергією до 100 тисяч квартир) 300 млн євро інвестицій і має запрацювати до 2035 року з перспективою розширення до 1,5 ГВт. Проєкт у Рені є більш амбітним у часі: 100 МВт до 2028 року, 200 МВт до 2030-го та потенційні 3 ГВт у майбутньому. Британська програма InnovateUkraine вже фінансує технічне обґрунтування цих об'єктів, включаючи розбудову трубопроводів і використання соляних пластів для підземного зберігання водню.

Проєкт у Рені внесли до Національної водневої стратегії України до 2050 року. Крім нього до пілотних проєктів водневих хабів також додали:

- «Воднева долина» Закарпаття;
- Водневий проєкт місто Новояворівськ (Львівщина);
- Водневий проєкт селище міського типу Дашава (Львівщина);
- Потенційний проєкт у зоні відчуження Чорнобильської АЕС.

У Energy Community вважають, що водень не може стати довгостроковою опорою для відновлення, модернізації промисловості та забезпечення майбутньої експортної конкурентоспроможності. Наявні газопроводи та сховища потенційно можна переобладнати для транспортування та зберігання водню, що може знизити витрати на розвиток нової інфраструктури.

«За даними Міжнародного енергетичного агентства, Україна могла б виробляти приблизно 18–38 млн тонн відновлюваного водню щорічно. Оскільки до 2050 року ЄС потребуватиме імпорту водню для декарбонізації, прямі трубопровідні сполучення України з Європою роблять її потенційно важливим майбутнім партнером у переході ЄС на чисту енергію»

кажуть в Energy Community

Костянтин Криницький, керівник відділу енергетики ГО «Екодія», додає, що наразі немає конкретних проєктів по експорту водню. Це обговорюється, але теоретично. Єдина країна, яка була зацікавлена,— Німеччина, але за останні рік-півтора вона обрала поміркованіший підхід, пояснює експерт. Так, у ФРН не говорять про будівництво потужностей для виробництва водню на експорт, натомість обговорюють «зелений» аміак.

Україна може стати конкурентоспроможною в експорті зеленого аміаку, добрив і низьковуглецевої сталі, використовуючи свою промислову базу, потенціал відновлюваної енергетики та близькість до європейських ринків.

«Механізм коригування вуглецевих витрат на кордонах (CBAM) ЄС міг би посилити конкурентоспроможність цього експорту, заохочуючи низьковуглецеві технології виробництва. Однак ризики безпеки та доступ до фінансування залишаються одними з найбільших перешкод. Проєкти у сфері водню та пов'язані з ними промислові проєкти потребують довгострокової політичної визначеності, значних початкових капіталовкладень і стабільних умов інфраструктури — факторів, які в нинішніх умовах залишаються складними»

резюмують в Energy Community

У роботі з воднем товариство «Оператор ГТС України» створює трубопровідну інфраструктуру для його збору та транспортування як до внутрішніх споживачів, так і до ЄС. Наприклад, проєкт Центральноєвропейського водневого коридору (CEHC) описують як один із найбільш перспективних. CEHC започаткували у 2021 році оператори газотранспортних систем України (ОГТСУ), Словаччини (Eustream), Чехії (NET4GAS) та Німеччини (Open Grid Europe GmbH) для експорту водню до промислових регіонів Німеччини через Словаччину і Чехію. Завершення проєкту планується не раніше за 2032 рік.

Та чи українська газотнанспортна система готова до транспортування водню? Георгій Гелетуха прогнозує, що як мінімум 5 років Україна не матиме комерційних проєктів по водню, і причин декілька:

- технічна: молекули водню маленькі, і якщо випустити його в сталеву трубу, він буде витікати через зварний шов. Тому наявні газопроводи не придатні — потрібні спеціалізовані;
- водень дорогий: приблизно втричі дорожчий за біометан, а біометан — втричі дорожчий за природний газ.

У Товаристві «Оператор ГТС України» кажуть, що для реалізації проєкту CEHC передбачається перепрофілювання та модернізація наявних трубопровідних потужностей, щоб транспортувати газоподібний водень. Саме це рішення розглядається як найбільш ефективне з огляду на витрати, строки реалізації та вплив на навколишнє середовище порівняно з будівництвом нової інфраструктури.

Ключовим питанням є придатність основного елемента трубопроводів — сталевих труб, а це може бути визначено тільки на основі випробувань. Для цього у 2025 році ОГТСУ розробили та затвердили технічне завдання і наразі шукають фінансування.

Водночас труба зі сталі марки X-67, що становить близько 79% протяжності української частини CEHC, включена до програми тестувань міжнародного проєкту PilgrHYm та вже перебуває на тестувальному центрі у Франції.

Тож Україна готує нормативну базу для інтеграції водню в газову інфраструктуру. Міністерство енергетики пропонує дозволити вміст водню в природному газі на рівні до 2%, що відповідає європейським підходам і є одним із кроків до розвитку водневої економіки.

Хоча в «Екодії» застерігають, водень — не панацея для всіх галузей. На думку експертів, його слід використовувати лише для тих процесів, які неможливо легко електрифікувати та живити безпосередньо з відновлюваної електроенергії, або в години, коли відновлювана електроенергія недоступна.

«Оскільки відновлювану електроенергію набагато ефективніше виробляти, ніж відновлюваний водень, то з великою ймовірністю вона економічно вигідніша. Виробництво водню повинно базуватися на додатковій/надлишковій відновлюваній енергії та не повинно конкурувати там, де електроенергія на основі відновлюваних джерел може використовуватися безпосередньо — наприклад, у секторі опалення або наземного транспорту»

кажуть в «Екодії»

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Оптимізація енерговитрат і зниження вуглецевого сліду для бізнесу: що тут відбувається?

Декарбонізація поступово стає не лише екологічним, а й економічним питанням для українського бізнесу. Із запуском механізму вуглецевого коригування імпорту (CBAM) компанії, які експортують продукцію на європейський ринок, дедалі більше стикаються з необхідністю вимірювати власний вуглецевий слід, підвищувати енергоефективність виробництва та впроваджувати низьковуглецеві технології.

За даними GMK Center, без декарбонізації українська економіка може зіткнутися з втратами експортних замовлень через невідповідність екологічним політикам вже до кінця 2030 року. Лише для гірничо-металургійного комплексу витрати можуть сягнути €1,2 млрд у 2026–2030 роках, тоді як втрати експорту металопродукції у 2030 році оцінюють на рівні до $1,4 млрд. Загальний негативний вплив на ВВП України може становити майже $5 млрд.

Наразі CBAM не застосовують до українського зерна, кукурудзи і соняшнику, каже аналітик Асоціації «Український клуб аграрного бізнесу» Максим Гопка. Хоча механізм поширюється на мінеральні добрива, зокрема азотні та комплексні. Тому для українського агровиробника ризик виникає не у вигляді митного платежу на агропродукцію, а через можливе подорожчання одного з ключових виробничих ресурсів — добрив.



Максим Гопка

аналітик Асоціації «Український клуб аграрного бізнесу»

«Найбільш чутливими в цій групі є карбамід та аміачна селітра, оскільки азотні добрива мають одну з найвищих вуглецевих інтенсивностей і займають значну частку в технології вирощування зернових культур. Відповідно, саме добрива з більшим вуглецевим слідом можуть у майбутньому потрапляти під детальні вимоги щодо простежуваності, походження та підтвердження вбудованих викидів»

За його словами, якщо на ринку добрив сформується CBAM-еквівалентний вуглецевий націнник на рівні €60-100 за тонну CO_2e, собівартість вирощування агропродукції може зрости на 2–7% залежно від культури, структури живлення, частки азотних добрив і рівня інтенсивності технології. Для пшениці та кукурудзи ефект може бути вищим, для соняшнику нижчим, оскільки його технологія менш азотоємна.

Carbon Border Adjustment Mechanism — це екологічний тариф ЄС

У короткостроковому періоді CBAM-ефект буде меншим за вплив ринкової волатильності цін на газ, добрива, логістику та фінансування. Однак у середньостроковій перспективі, особливо після 2028–2030 років, цей фактор може стати відчутним для собівартості українських агровиробників і впливати на маржинальність експортних культур.

За прогнозом Гопки, у 2026–2027 роках низьковуглецеві добрива будуть переважно пілотними проєктами. У 2028–2030 роках можуть стати фактором доступу до преміальних, ESG-чутливих власних торгових марок. Після 2030 року такі рішення можуть перетворитися на одну з умов участі в окремих тендерах і довгострокових договорів.

На думку Ксенії Оринчак, засновниці Національної асоціації добувної промисловості України, основна прогалина — це неможливість повноцінно верифікувати викиди через воєнні ризики. Оскільки європейські аудитори відмовляються відряджати спеціалістів на українські заводи, підприємства автоматично переводять на європейські «стандартні значення». Це пастка, яка знищує українську конкурентоспроможність.



Ксенія Оринчак

засновниця Національної асоціації добувної промисловості України

«Якщо експортер не верифікує викиди і працює за стандартними значеннями, обсяги його експорту можуть обвалитися на 41%. Ці штрафні ставки штучно зростають на 10% у 2026 році та на 20% у 2027 році . Найкраще цей абсурд ілюструє кейс компанії Interpipe. Для їхніх безшовних труб Єврокомісія встановила "стандарт" у 2,6 тонни CO2 на тонну сталі, спираючись на застарілу доменну технологію. Хоча компанія використовує сучасні електросталеплавильні печі, де викиди становлять лише близько 110 кг CO2 на тонну. Ситуація настільки вийшла з-під контролю, що Європейська комісія визнала помилку в розрахунках впливу CBAM на Україну»

Чи є вже оцінки, скільки український бізнес може переплатити до бюджету ЄС до 2030 року?

Аналітика Інституту економічних досліджень свідчить, що лише у 2026–2027 роках Україна втратить $1,39 млрд експортного виторгу, каже Ксенія Оринчак. А в перспективі 2026–2030 років сумарні втрати експорту перевищать $4,6 млрд.



Ксенія Оринчак

засновниця Національної асоціації добувної промисловості України

«За оцінками Федерації роботодавців України, застосування CBAM до експорту може призвести до скорочення ВВП на $8,7 млрд вже у 2026 році та до $11,3 млрд у 2034 році. Український союз промисловців і підприємців дає ще більш песимістичний прогноз: втрата 5% ВВП вже у 2026 році. Щодо самих платежів, то металургія за 5 років виведе з країни 1,2 млрд євро у вигляді плати за сертифікати CBAM. Аналітики фіксують випадки, коли платежі CBAM можуть сягати 590 євро за тонну металопродукції при її ринковій ціні у 750—800 євро. Це фактично зрівнює розмір податку з вартістю самого товару»

Які інструменти допоможуть бізнесу знижувати енерговитрати та вуглецевий слід

«Найшвидший інструмент оптимізації Scope 2 — це купівля гарантій походження “зеленої” електроенергії», — каже Ксенія Оринчак. За її словами, цей ринок вже працює: за 2025 рік НКРЕКП видала 14,9 млн таких гарантій, а до реєстру внесли 1510 установок ВДЕ.

Другий напрямок — це енергонезалежність та системи накопичення (Energy Storage). Тут є прогрес, додає Ксенія Оринчак: якщо у 2023 році в Україні не було жодного мегавата таких промислових установок, у 2024-му — лише 2 МВт, станом на 2026 рік бізнес підключив 600 МВт потужностей.



Ксенія Оринчак

засновниця Національної асоціації добувної промисловості України

«Компанії також намагаються укладати корпоративні PPA-контракти, але без масштабного кредитування екомодернізація залишається складною. Робити це треба швидко, адже за прогнозами аналітиків, ціна на викиди вуглецю в європейській системі ETS може сягнути 126 євро за тонну до 2030 року (станом на червень 2026 ціна становить 81 євро)»

Як працюють PPA контракти в Україні

PPA-контракти (Power Purchase Agreement) — це модель довгострокового партнерства, за якої виробник електроенергії переважно з відновлюваних джерел і кінцевий споживач (підприємство) укладають прямий договір купівлі-продажу. Це дозволяє бізнесу зафіксувати ціну на тривалий період.

Як це відбувається на практиці: сторони визначають обсяги постачання та фіксовану вартість за 1 МВт-год. Генерація віддає вироблену енергію в загальну мережу, за винятком прямих договорів. Фізичну доставку та технічне балансування забезпечує постачальник через мережі оператора системи розподілу.

Самі розрахунки відбуваються за тарифом, прописаним у PPA. У разі виникнення розбіжностей між ринковою та контрактною ціною сторони можуть доплачувати одна одній. Ці сертифікати із гарантіями походження офіційно підтверджують, що підприємство використовує екологічно чисту енергію.

Якщо подивитися на типи договорів, є декілька варіантів, розповідає Ярослав Петров, партнер юридичної фірми Asters, співкерівник практики енергетики та корисних копалин і керівник офісу Asters в Лондоні:

01 Компанія-споживач укладає договір із виробником зеленої енергії напряму. Наприклад, якщо між ними прокладена мережа. Це найпростіший і найдешевший варіант, адже немає необхідності платити за передачу та диспетчеризацію.

02 Корпоративний PPA через мережу. Це договір між споживачем і виробником, за яким домовляються, що електрична енергія буде продаватися довгостроково, мінімум 10–15 років. Ця енергія йде не напряму споживачу, а через мережу. В цій ситуації потрібно мати договори з обленерго та/або «Укренерго» і платити за передачу, розподіл і диспетчеризацію.

Український завод може навіть укласти договір з виробником відновлюваної енергії у сусідній області — для цього використовують договір корпоративного PPA у форматі Sleeved PPA.



Ярослав Петров

партнер юридичної фірми Asters, співкерівник практики енергетики та корисних копалин і керівник офісу Asters в Лондоні

«Для CBAM ці гарантії походження не підходить, але щоб показати, що компанія рухається в "зеленому" напрямку, їх можна накопичувати і продавати. В Україні цей механізм діє. Першочергово, ці гарантії мали йти на експорт, але оскільки поки це неможливо, працює внутрішній ринок — їх купують великі українські компанії та іноземні компанії в Україні, щоб показати, що виконують політики з декарбонізації»

Для експорту гарантій походження та виконання європейських правил Україна має повністю інтегруватися в єдиний європейський хаб передачі гарантій (AIB HUB). Це платформа, на якій всі компанії ЄС продають гарантії походження «зеленої енергії». Україна є офіційним учасником Асоціації AIB — Association of Issuing Bodies з 2024 року.

Наступний крок: розробити технічний протокол, який буде передбачати, яким чином відбувається продаж гарантій походження в Європу, як зараховується та функціонує.

03 Віртуальний корпоративний або фінансовий PPA. У межах такого договору компанія купує електроенергію в мережі, але фіксує ціну через окремий договір.



Ярослав Петров

партнер юридичної фірми Asters, співкерівник практики енергетики та корисних копалин і керівник офісу Asters в Лондоні

«У законодавстві корпоративні PPA називаються двосторонніми договорами. По них діяло правило: енергія продається через аукціони. Закон № 4777-IX дозволив продавати зелену енергію, крім тієї, що продається по "зеленому" тарифу, без аукціонів. Це відкриває можливість укладати такі договори. Також внесли зміни, які забрали обмеження по строку дійсності таких договорів»

Але проблема все ж є: мала кількість компаній, які готові підписати договір на 15 років із фіксованою ціною, адже ціни постійно змінюються.

Що зробити бізнесу, аби не втратити європейський ринок

- Порахувати Scope 1, 2 та 3, залучаючи грантові програми для оплати консультантів.

Олександр Баськов, менеджер з напряму сталого розвитку та ESG в KPMG в Україні додає, що в країні запроваджена процедура МЗВ.

«З нашого досвіду, компанії, які готують звітність по МЗВ, мають більше спроможностей і легше переходять на CBAM розрахунок. Проте підходи МЗВ та CBAM неідентичні»



Олександр Баськов

менеджер з напряму сталого розвитку та ESG в KPMG в Україні

Найпоширеніші помилки, яких припускаються компанії під час підготовки звітності для CBAM, — не рахувати Scope 1 і 2 і вважати, що МЗВ достатньо.

- Знайти сертифікованого в ЄС аудитора, щоб не платити штрафні 590 євро за тонну через «стандартні значення».

Водночас станом на червень 2026 року акредитація CBAM верифікаторів не розпочалась — це підтверджують і Олександр Баськов, і Катерина Постоленко, керівниця напряму Sustainability у Бюро Верітас Україна.



Катерина Постоленко

керівниця напряму Sustainability у Бюро Верітас Україна.

«Усі органи з верифікації, які подали заявки до локальних національних органів з акредитації в процесі проходження оцінки й отримання акредитації»

За словами Баськова, в найближчі місяці реєстри акредитованих верифікаторів під CBAM запрацюють. Попередньо це можуть бути верифікатори, які працюють в ЄС в межах EU ETS — найбільшої у світі системи торгівлі викидами. Верифікаторами можуть стати й компанії з поза ЄС, які підтверджують досвід, наявність відповідних процедур і персоналу. В Україні це можуть бути представництва міжнародних компаній, які займаються сертифікацією та аудитами по стандарту ISO.

Як буде відбуватися аудит підприємств в Україні? За словами експертів, має бути обов'язковий візит на виробництво — це вимога регламентів ЄС, тому дистанційний аудит неможливий, а війна не є винятком.

- Реєструватися та щомісяця викуповувати сертифікати походження електроенергії.

Де їх купувати

В Україні існує два канали купівлі-продажу гарантій походження електричної енергії, розповідає Марія Прохорчук, заступниця директора з питань ринку електричної енергії ГК «Еко-Оптіма».

- Біржовий — торги на Українській енергетичній біржі та платформі Оператора ринку. Це прозорий аукціонний механізм із фіксацією ринкової ціни, однак ліквідність є обмеженою: обсяги торгів нерівномірні, а насиченість ринку залежить від кількості зареєстрованих виробників ВДЕ.

- Позабіржовий — прямі двосторонні договори між виробником і покупцем. Цей формат дозволяє узгодити обсяг, ціну, строки постачання та специфікацію об’єкта генерації, що важливо для покупців, яким потрібна конкретна технологія або локація виробництва.

Марія Прохорчук каже, що за даними торгів на біржі та укладених прямих договорів, ціновий діапазон у 2026 році становить 7–15 грн за 1 МВт·год (1 гарантія = 1 МВт·год).

На європейських ринках вартість гарантій походження у 2025–2026 роках коливається від €0,20 до €0,80 (від 10 до 40 грн) за МВт·год. На ціну впливає країна походження і технологія. Це важливий орієнтир: у міру інтеграції України до системи AIB та попиту з боку CBAM-зобов’язаних покупців українські гарантії походження матимуть потенціал зрости в ціні.

Як гарантії походження допоможуть українським експортерам у підготовці до CBAM та ESG-звітності?

Гарантія походження — це той інструмент, який підтверджує, що підприємство спожило електроенергію з відновлюваних джерел.



Марія Прохорчук

заступниця директора з питань ринку електричної енергії ГК «Еко-Оптіма»

«Гарантії походження не є "заліком" у CBAM-розрахунку в тому ж сенсі, що вуглецевий кредит. Методологія CBAM щодо врахування ВДЕ-електроенергії все ще уточнюється на рівні імплементаційних актів ЄС. Проте наявність гарантій є важливою складовою підготовки до звітності — і це підтверджують вимоги реєстраторів й аудиторів у ESG-звітах. Паралельно Постанова КМУ №766 від червня 2026 року запустила дворічний пілот механізму статті 6 Паризької угоди. Це окремий інструмент — вуглецеві одиниці (1 одиниця = 1 тонна CO_2-екв.), що можуть передаватися іноземним покупцям (наразі підписані угоди зі Швейцарією та Японією)»

За словами експерки, для енергетичного сектору це відкриває додаткове джерело монетизації скорочень викидів і разом із гарантіями походження формує повноцінний «зелений» портфель підприємства.

На її думку, є кілька основних чинників, які визначатимуть розвиток у найближчі два-три роки:

- інтеграція з AIB дозволить українським гарантіям походження отримати транскордонне визнання в ЄС і підвищить попит на співпрацю з боку європейських покупців;
- поширення CBAM, бо у 2026 році механізм переходить від звітного до платіжного режиму, тож це створить фінансовий стимул для українських експортерів системно підтверджувати «зелене» споживання;
- розвиток ВДЕ-генерації, бо зростання встановленої потужності сонячних і вітрових станцій розширює пропозицію гарантій походження і стимулює попит з боку корпоративних покупців через PPA-угоди із «зеленою» складовою;
- корпоративна ESG-звітність. CSRD, яка поступово поширюється і на нерезидентів, що працюють на ринку ЄС, зробить підтвердження Scope 2 викидів обов’язковим для більшого кола компаній.

фізичний рух електричного струму по високовольтних лініях електропередачі між різними країнами або регіонами

2022–2025 роки стали роками дизель-генераторів. Який вуглецевий слід залишила ця «вимушена автономія» і чи є план їх утилізації після війни

Генератори стали кроком до «вимушеної автономії» та швидким рішенням для населення отримати електроенергію, однак паралельно погіршують екологічну ситуацію. Порахувати конкретні викиди неможливо, як і немає плану їх утилізації, говорить Костянтин Криницький, керівник відділу енергетики в ГО «Екодія».

Тож з 2022 року громадська організація «Екодія» почала адвокатувати «озеленення» міжнародної допомоги: змінювати генератори на сонячні панелі, теплові насоси, системи накопичення енергії. Пояснюють, що використання дизельних генераторів є тимчасовим і занадто дорогим заходом, тоді як відновлювані джерела енергії гарантують довгострокову стійкість лікарень, шкіл і водоканалів. До того ж в Україні є успішні приклади встановлення фотоелектричних систем, зокрема в Ірпені та Горенці, які забезпечують автономність під час відключень.

Чи це вигідніше? Аналіз Low Carbon Ukraine на прикладі школи:

Використання сонячних панелей, акумуляторів і генераторів дозволяє заощадити майже 40% щорічних витрат порівняно зі сценарієм, де використовують лише дизельні генератори. Для досліджуваної школи загальні щорічні витрати (що включають амортизацію інвестицій, обслуговування та паливо) становлять близько 30 тис. євро. Змішана система скорочує витрати до 18 тис. євро.

Хоч сонячні електростанції та батареї вимагаю вищих початкових інвестицій, окупаються через низькі експлуатаційні витрати та довший термін служіння: 20–25 років проти 8–10 років, упродовж яких слугує генератор.

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

ECOTECH INVEST

Трансформація української енергетики та стратегія для інвесторів

До початку повномасштабного вторгнення сектор відновлюваної енергетики в Україні розвивався переважно навколо «зеленого» тарифу — завдяки прив'язці до євро та високим фіксованим ставкам механізм дозволив інвестувати у власні сонячні електростанції.

Водночас промисловий сектор не бачив економічного сенсу у власній генерації: підприємства купували дешеву мережеву електроенергію, а сонячні панелі коштували занадто дорого.

Після 2022 року ситуація змінилася під впливом двох факторів:

- Глобальне здешевлення технологій: на ринку Китаю відбувся бум, що призвів до зниження вартості сонячних панелей.
- Зростання тарифів в Україні: за останні чотири роки вартість електроенергії для підприємств зросла майже на +150%–230%; окремі періоди на ринку «на добу наперед» — на 450%.

До того ж до війни строк окупності промислової СЕС становив близько п'ять-сім років (залежно від навантаження), зараз скоротився до двох років. Додатковим чинником стала втрата великих обсягів генерації через окупацію територій, де розташовувалися сонячні об'єкти.

Бум на ринку установок зберігання електроенергії

На початку повномасштабної війни бізнес і приватні споживачі вже замислювалися про установки зберігання електроенергії, але це було дорого: до війни 1 МВт ємності коштував близько 600 тис. євро. На сьогодні установки зберігання електроенергії подешевшали в 2,5–3 рази.



Тетяна Духова

CEO Ecotech Invest

«Для України накопичувачі стали життєво необхідними через втрату базової цілодобової генерації (теплових, гідро- та атомних електростанцій). Водночас будівництво сонячних і вітрових станцій без накопичувачів розбалансовує систему. Оскільки сонце генерує енергію лише у світлу пору доби, виникла ситуація т.зв. «двогарбових верблюдів» коли в години профіциту електроенергія коштує дуже дешево, а в години дефіциту — надзвичайно дорого»

Динаміка впровадження УЗЕ в Україні (за даними «Укренерго» та галузевої аналітики):

- 2023 рік: Ринок УЗЕ практично був відсутній.
- 2024 рік: Побудовано близько 2 МВт потужностей.
- 2026 рік: Введено вже близько 600 МВт установок зберігання.
- III кв. 2026: Видано технічних умов на 1,6 ГВт потужностей для реалізації проєктів УЗЕ.

За даними звіту European Battery Market Outlook 2026–2030, Україна входить до п’ятірки (на 4-му місці) найбільших ринків систем накопичення енергії.

Причини здешевлення та еволюція технологій

Здешевлення обладнання — це глобальний тренд. З появою високого попиту на ринок вийшла величезна кількість нових виробників (що продемонструвала, зокрема, профільна виставка в Мюнхені), і ця масовість знизила ціну.

Також відбулася технологічна еволюція УЗЕ:

- 2024 рік: Застосовувалося переважно повітряне охолодження — такі системи мали меншу ємність і високе власне споживання електроенергії.
- Наступний етап: Впровадження водяного охолодження, що підвищило ефективність і строк служби батарей.
- Поточний стан: Застосовуються гібридні системи, які дозволяють за рахунок ефективного охолодження розмістити максимальну кількість комірок у єдиному контейнері.
- Еволюція ємності: Якщо спочатку заїжджали 20-футові контейнери на 1 МВт, потім на 2 МВт, 4 МВт та 5 МВт, то зараз масово поставляють контейнери 6+ МВт·год. Це додатково знижує вартість обладнання в перерахунку на кіловат-годину.

Економічна модель: окремі батарейки проти гібридів із СЕС

У професійному середовищі є вислів: «Сонцю зараз батарейка потрібна обов’язково, а батарейці сонце не обов’язково». Великий бізнес наразі бачить найбільшу вигоду саме в будівництві окремих систем зберігання — standalone-батарейок.

«Будівництво сонячної станції разом із батарейкою потребує значно вищих початкових капітальних витрат і показує нижчу окупність/дохідність, оскільки поточні денні ціни на електроенергію перебувають на низьких позначках»

говорить Тетяна Духова

Крім того, очікується, що з травня 2027 року будуть скасовані прайскепи (граничні обмеження цін). Після цього в Україні, як і в Європі, з'являться дні з від'ємною ціною на електроенергію. У такі моменти сонячні станції будуть вимикатися, тоді як окрема установка зберігання працюватиме в плюс, заряджаючись за від'ємною або мінімальною ціною та розряджаючись у піки.

Реалії децентралізації та стратегія геолокації від Ecotech Invest

Сьогодні багато говорять про децентралізацію енергосистеми, але необхідно зважати на реальний стан справ:

- Фактор воєнних ризиків: Великі об’єкти будуються за приватні чи кредитні кошти бізнесу. Прагнучи зберегти своє обладнання під час війни, бізнес будує переважно на Заході Україні.

- Вартість захисту: Щоб побудувати об’єкт у центральній частині України або ближче до Дніпра, потрібно або бути відчайдухом, або будувати капітальні захисні споруди. Укріплення другого рівня захисту коштує приблизно стільки ж, скільки сама установка зберігання електроенергії. Доки держава не надасть дотації чи підтримки для будівництва, бізнес самостійно туди не піде.

- Дисбаланс системи: По факту реальної децентралізації поки немає: на Заході країни є профіцит потужностей, а в Києві — відключення. Це зумовлено пошкодженнями магістральних ліній (неможливістю передавати великі обсяги між областями) та застарілістю мереж ще з радянських часів.

Підхід Ecotech Invest до розміщення об’єктів

На відміну від великих гравців (наприклад, ДТЕК, який будує масштабні об’єкти на 200–400 МВт·год поруч зі своїми ТЕС), Ecotech Invest реалізує власну модель розподіленої генерації.

«Компанія створює об'єкти потужністю 10–15 МВт. Це виходить дорожче в реалізації, але об'єкти не групуються в одному місці, а розсереджуються по різних громадах і населених пунктах (навіть у межах однієї області), що робить їх неефективною ціллю для атак»

розповідає CEO Ecotech Invest

Профіль інвесторів і поріг входу

Хто інвестує сьогодні?

- Роздрібний інвестор: Для нього головними є три ризики:
  - Воєнний ризик (пряме влучання);
  - Законодавчий/регуляторний ризик (побоювання, що держава змінить закони чи скасує правила);
  - Ризик довіри (побоювання бути ошуканим).
- Великий інвестор: Його цікавить підсумковий відсоток дохідності на капітал, строки реалізації та детальна геолокація (окремо розташовані ділянки в невеликих селищах; під Києвом чи навколо будувати не будуть).
- Походження капіталу: Наразі на ринку працюють українські інвестори — бізнес або топменеджери з вільним капіталом. Західний інвестор через високий воєнний ризик наразі заходить винятково через великі консорціуми або брокерські фонди на мільйонні бюджети.

Економічний поріг входу та виклики

Будівництво поодинокої малої батарейки на 500 кВт чи 1 МВт є економічно недоцільним через високі постійні витрати на купівлю/оренду землі та отримання технічних умов.

Оптимальний розмір проєкту, на думку Ecotech Invest, становить від 4–5 МВт·год, а краще 10–15 МВт·год. Вартість таких проєктів стартує від $2,5 млн. Інвестори з меншим бюджетом (наприклад, $1 млн або від $25 000) можуть входити в об’єкти через модель колективного/роздрібного інвестування.



Тетяна Духова

CEO Ecotech Invest

«Це унікальна, по факту, можливість на ринку. Ecotech Invest перші, хто відкрив доступ до цього ринку для інвесторів без мільйонних капіталів. Формат кооперативу дозволяє роздрібним інвесторам об'єднати зусилля та скористатися всіма перевагами великих гравців (як-от гуртові ціни на обладнання чи оптимізовані витрати на підключення), знижуючи поріг входу і диверсифікуючи ризики»

Проблеми ринку: технологічні умови, бюрократія та корупція

Інвестори стикаються з таким:

- Вартість підключення: Отримання технічних умов земельних ділянок може коштувати як 10 млн грн, так і 50 млн грн — усе залежить, де дозволять побудувати «розетку».
- Перешкоджання: Існує ймовірність неофіційного здорожчання отримання підключення від оператора системи розподілу, про що говорять на профільних заходах.
- Затримки приєднання готових об’єктів: Попри заяви держави про спрощення умов приєднання, на практиці технічні умови реалізовують довше від заявленого. Одним із викликів є те, що ОСР не завжди зацікавлений в оперативній реалізації технічних умов, які потребують капітальних витрат, посилаючись на брак персоналу, відсутність фінансування, складні тендерні процедури закупівлі через «Прозоро» та черги на обладнання.

Яке рішення пропонує Ecotech Invest

Ecotech Invest бере ці проблеми та ризики на себе, пропонуючи інвесторам формат пасивної участі. Інвестор вкладає кошти (завдяки колективній моделі — від $25 000) у проєкт із готовою землею, технічними умовами та розрахованою бізнес-моделлю, позбавляючись бюрократичного та операційного головного болю.

Спираючись на 15-річний досвід групи Ecotech Ukraine, Ecotech Invest першими розпочали діяльність одразу, як запустився вільний ринок електроенергії в Україні.

Саме цей досвід дозволяє компанії не створювати ілюзорних прогнозів, які потім не будуть відповідати реальності; здійснювати управління з максимальною дохідністю для інвесторів; найшвидше проходити шлях від оформлення земельної ділянки до підключення до мережі і управління.

За липень-серпень 2026 року дохід кооперативу склав понад 16 млн грн, а інвесторський прибуток — 37,97%.

Практичний досвід бізнесу та партнерів

Бізнес, включаючи ритейл та мережі АЗК (ОККО, WOG, KLO, «Артеріум»), активно будує власні СЕС і системи накопичення енергії для оптимізації собівартості, яка безпосередньо залежить від тарифів.

Як зазначають у компанії ОККО, економічний зиск від встановлення сонячних станцій на об'єктах перевищує потенційні воєнні ризики — бізнес усвідомлює загрози влучань, проте розбудовує генерацію надалі свідомо. Стійкість цього тренду підтверджує і кейс компанії UTEM SOLAR у Києві, де унікальну вертикальну СЕС пошкодила ракета через два місяці після введення в експлуатацію, однак власники заявили про відбудову.

Що варто зробити інвесторам

Для максимальної ефективності та надійності інвестицій важливо дотримуватися правил:

- Не заощаджувати на обладнанні: У Китаї з'явилася маса ноунейм-виробників. Дешеве обладнання через 2 роки може втратити свою ефективність через деградацію або взагалі не запуститися. Бізнес-модель повинна розраховуватися щонайменше на 10 років із гарантією, сервісом і підтримкою.

- Обирати професійного підрядника: На тлі хайпу з'явилося багато недосвідчених інсталяторів, які обіцяють збудувати УЗЕ дешево. В Україні є багато проєктів, які досі не введені в експлуатацію саме через помилки підрядників.

- Обирати досвідченого трейдера та оператора: Інвестор не може самостійно виходити на ринок та ефективно управляти батарейкою.



Тетяна Духова

CEO Ecotech Invest

«Кожен має займатися своєю справою: інвестор — інвестує, підрядник — будує, керівна компанія з оператором УЗЕ — керує та заробляє»

каже Тетяна Духова

Головна перевага Ecotech Invest полягає у створенні замкненої екосистеми в межах єдиної групи компаній:

- власний трейдер (забезпечує 100% ефективності роботи на ринку);
- власний інсталятор (гарантує якість і строки будівництва);
- власний імпорт (контроль прямих постачань обладнання).

«Ecotech Invest не залежить від сторонніх аутсорсерів, на яких неможливо вплинути. Компанія бере на себе повну та єдину відповідальність перед інвестором за дотримання строків, кошторисів і заявленої дохідності проєктів»

пояснює CEO компанії

Що має зробити держава

- Створити стимули для будівництва в дефіцитних регіонах: Щоб спонукати бізнес будувати генерацію та УЗЕ в центральній частині України (Київ, Дніпро), де спостерігається найбільший дефіцит, держава має надати пільги, дотації чи адресну підтримку.

- Спростити бюрократичні моменти: «Наприклад, компанія SpaceX будує 16-кілометровий газопровід до стартового майданчика за 6 місяців завдяки мінімуму бюрократії. В Україні ж за 6 місяців часто не вдається навіть пройти початкові погодження».



EnergyTech: огляд ринку українських стартапів

Якщо ще кілька років тому український EnergyTech асоціювався переважно із сонячною та вітровою генерацією, то після початку повномасштабної війни фокус змістився на технології стійкості енергосистеми. Масовані атаки на енергетичну інфраструктуру створили попит на системи накопичення енергії (BESS), рішення для управління споживанням, smart grid та програмне забезпечення для балансування мереж. Це відкрило нові можливості для українських технологічних компаній, які почали розробляти продукти не лише для внутрішнього ринку, а й для міжнародних замовників.

Огляд ринку українських стартапів, які працюють у сферах зберігання енергетики

Назва компанії	Ніша	Продукт	Попит за кордоном
R. flo.	Battery Energy Storage Systems	Системи накопичення та довготривалого збереження енергії промислового масштабу	Латія, Велика Британія, Італія
GO TO-U	Smart Grid	Програмне забезпечення для заряджання електромобілів	Продає послуги в 67 країнах світу, зокрема в Європі, Азії та на Близькому Сході
EcoFactor	Smart Energy	Зарядки для електромобілів	Працює в Чехії, Австрії, Болгарії, Молдові, Польщі
TOKA	EV Infrastructure	Публічно-доступні зарядні станції для електромобілів в Україні	Планує вихід на ринок Польщі та Румунії
Carbominer	EnergyTech	Технологія вилучення CO_2 для промисловості	Проєкт залучив гранти від ЄС (€1,5 млн від EIC Accelerator) і ЄБРР для виходу на ринок Європи
SorbiForce	Battery Energy Storage Systems	Неметалічна екологічна батарея	Компанія має українське коріння, але юридично зареєстрована в штаті Делавер (США) та базується в Аризоні
UGV Chargers	EV Infrastructure	Виробник зарядних станцій для електромобілів	Виробництво налагоджено в Туреччині, Словаччині та Чехії. Планується сертифікація та виробництво в Канаді

Назва компанії	Ніша	Продукт	Попит за кордоном
Yunasko	Battery Energy Storage Systems	Розробник і ліцензіат технології для накопичувачів електричної енергії	З 2015 року компанія підписала ліцензійну угоду з китайською компанією Power Tech на передачу технологій виробництва, що дозволило іноземним виробникам випускати акумулятори за українськими розробками
MaxAh	Energy Storage	Переробка акумуляторів для сталого майбутнього	Наразі працює лише в Україні
TechNovator	Smart Energy	Технологія бездротової зарядки, заснована на принципах квантування енергії.	*Немає даних*
SolarGaps	Smart Energy	Розумні жалюзі з сонячними батареями	*Немає даних*
Novel Metals and Compounds	EnergyTech	Розробка стійких рішень з видобутку металів, мінералів і критично важливої сировини з нетрадиційних джерел	Наразі працює лише в Україні
Solar Plex	Smart Energy	Гібридизація сонячних панелей	Націлені вийти на європейські та американські ринки
Prana Platinum	Smart Energy	Розробник енергоефективних систем вентиляції з рекуперацією	Придбати, продукцію можна в Італії, Румунії, Польщі,Словенії, Словаччині, Німеччині, Литві, Польщі, Ірландії,Великій Британії, Франції, Іспанії

Назва компанії	Ніша	Продукт	Попит за кордоном
Sirocco Energy	Smart Energy	Вітрові турбіни	Компанія оперує на ринку США та України
Solar Optic	Smart Energy	Гібридна система сонячного світла, яка використовує передову оптику та механізм відстеження сонця	Працює на ринку Німеччини
Hajster	Smart Energy	Повітряні теплові насоси	Зареєстрували торгову марку в усіх країнах Євросоюзу
Pulsar Limited	Battery Energy Storage Systems	Літієві акумулятори	Наразі працює лише в Україні
D2.GreenHouse	Smart Energy	Організовує виробництво багатофункціонального електронного пристрою для автоматичного управління теплицями	Наразі працює лише в Україні
Metaenga	EnergyTech	Імерсивна тренінгова платформа для підготовки та перепідготовки кадрів в енергетичному секторі із застосуванням VR-технологій та аналітики на основі штучного інтелекту.	Працює на ринку США
GreenTec	Smart Energy	Проєктування та виготовлення модульних енергоефективних будинків	Наразі працює лише в Україні

Назва компанії	Ніша	Продукт	Попит за кордоном
OxiTrade	Smart Energy	Палетні пальники	Продукцію можна придбати в таких країнах, як: Італія, Казахстан, Нідерланди, Литва, Латвія, Словаччина, Румунія, Угорщина, Польща, Молдова, Греція, Індія, Німеччина
DiM Energy	Battery Energy Storage Systems	Постачає та впроваджує сучасні системи зберігання енергії ESS/BESS, CEC	Наразі працюють лише в Україні
KNESS	Smart Grid	Генпідрядна компанія з проєктування та будівництва об’єктів відновлюваної енергетики та розподільчих мереж	Має представництво в Польщі
Geodesic.Life	Smart Energy	Енергоефективні купольні будинки	Наразі працює лише в Україні
Meredot	EV Infrastructure	Невидима зарядка для е-транспорту	Співпрацює з американською мережею гіпермаркетів Walmart і виробником електричних візків
Advansys	Smart Energy	Енергетичні моделі об’єктів, які допомагають прогнозувати енергоспоживання та планувати заходи з підвищення енергоефективності та сталості об’єкту	Наразі працює лише в Україні

Назва компанії	Ніша	Продукт	Попит за кордоном
Burevii	Battery Energy Storage Systems	Системи збереження електроенергії призначені для використання в умовах бойових дій	Співпрацює з американською мережею гіпермаркетів Walmart і виробником електричних візків
Atmosfera	Smart Energy	Сонячні станції	Має представництво в Польщі та на Балканах
BESS Україна	Battery Energy Storage Systems	Промислові системи накопичення енергії BESS/УЗЕ	Наразі працює лише в Україні
Unisolar	Green Energy Storage Systems	Промислові сонячні електростанції, системи накопичення енергії BESS	Працює в Молдові, Румунії та Литві

Список може бути неповним

Водночас український EnergyTech залишається одним із найменш досліджених сегментів технологічної екосистеми. На відміну від Fintech чи Defense Tech, більшість енергетичних стартапів працюють у вузьких нішах і залучають менше інвестицій.

Роман Зінченко, співзасновник і голова правління ГО Greencubator, каже, що в українському EnergyTech найдинамічніше розвивається напрямок систем накопичення енергії (Energy Storage), бо це необхідна складова для бізнесу, що будує власну генерацію. Окрім цього, активність демонструє сфера управління споживанням (demand-side management).

Причини такого розподілу:

- Сегмент Energy Storage дозволяє підприємствам працювати в умовах відключень і забезпечує енергетичну стійкість.

- Управління споживанням вважається одним із драйверів сектору. «В українських інкубаторах вже існують активні стартап-концепції, присвячені саме управлінню споживанням (наприклад, у сфері смарт-споживання та менеджменту будівель. Хоча загалом у країні все ще домінує фокус на генерації, цей напрямок має потенціал для загальної енергостійкості», — пояснює експерт.

Натомість Smart Grid (розумні мережі) розвиваються недостатньо активно через низку перешкод:

- відсутність інфраструктури у споживачів: для повноцінних смартгрідів потрібно масово замінювати звичайні лічильники на «розумні» (це сучасний електронний прилад обліку, який автоматично фіксує споживання електроенергії, води чи газу та передає ці дані постачальнику послуг через вбудований бездротовий зв’язок) і включати побутових споживачів у балансуючі групи, що зараз відбувається переважно лише на рівні великих операторів систем.

- тарифне питання: експерт пояснює, що існує проблема «застарілих тарифів», які не відповідають потребам розумних мереж (наприклад, старі тарифи передбачають рух енергії від станції до споживача, тоді як підхід Smart Grid підтримує децентралізовану генерацію, коли домогосподарства можуть як споживати, так і віддавати надлишки в мережу).

- орієнтація на великих гравців: наявні агрегатори воліють працювати з великими комерційними гравцями, а не з масовим приватним сектором.

Окремим напрямом EnergyTech є програмне забезпечення для Virtual Power Plants (VPP) — платформ, які дозволяють об’єднувати розподілені джерела генерації, накопичення та споживання електроенергії в єдину керовану систему. В Україні цей сегмент поки на ранній стадії розвитку. Експерт вважає, що його стримує недостатнє поширення розумних лічильників, регуляторні бар’єри та обмежена участь побутових споживачів у балансуванні енергосистеми.

За словами Андрія Урсти, генерального менеджера в сфері розвитку ринків в DiXi Group, розвиток Smart Grid і систем керування попитом поки що відбувається здебільшого на рівні нормативної бази та правил роботи на ринку. Наприклад, у 2022 році Кабмін ухвалив концепцію «розумних» мереж, яка визначає план дій держави в цьому напрямі. Серед них:

- впровадження системи управління розподіленою генерацією електроенергії (DERMS), віртуальних електростанцій (VPP);
- автоматизація розподільних електромереж 6–35 кВ;
- впровадження «розумного» обліку електроенергії.

План розрахований до 2035 року, але окремі оператори систем розподілу уже втілюють проєкти. Наприклад, «ДТЕК Мережі» впровадив «цифрового двійника» для електромереж 110–35 кВ у Київській області — віртуальна модель енергосистеми з даними про об’єкти, споживання та відключення. Технологія дозволяє прогнозувати навантаження, знаходити проблемні ділянки, моделювати підключення нових споживачів і генерації та планувати модернізацію мереж.



Андрій Урста

генеральний менеджер
в сфері розвитку ринків
в DiXi Group

«Йдеться про віртуальну модель реальної мережі, яка дає змогу виявляти проблемні ділянки,прогнозувати можливі ризики та оптимізувати електропостачання. Державні ОСР в межах програм розвитку мереж реалізують проєкти з телемеханізації власних підстанцій і запроваджують автоматизовані системи керування та моніторингу електромереж (SCADA)»

За словами експерта, розвиток таких цифрових рішень є однією з передумов повноцінного впровадження нових ринкових механізмів, зокрема агрегації, правову основу для якої заклав Закон № 3220.

Він визначив агрегатора як нового учасника ринку електроенергії та врегулював діяльність з агрегації — об’єднання розподілених енергетичних ресурсів, таких як споживачі, виробники, системи накопичення енергії чи електромобілі, для надання послуг з балансування та забезпечення гнучкості енергосистеми.

Саме така модель потребує розвитку розумних мереж, цифрового обліку та автоматизованого керування. Станом на травень 2026 року в Україні вже видано дев’ять ліцензій на провадження діяльності з агрегації.

№	Повна назва підприємства	Локація реєстрації	Дохід за 2025 рік
1	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «АК ТРЕЙД ГРУП»	м. Київ	3 019 440 грн
2	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЕКУ ПАВЕР»	м. Київ	270 683 грн
3	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «УКРАЇНСЬКА ЕНЕРГО АГРЕГАЦІЯ»	м. Київ	Дані відсутні
4	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГЕЛІОС АГРЕГАТОР»	м. Київ	Дані відсутні
5	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ПІВДЕНЬ ОЕНЖІ»	Рівненська область	Дані відсутні
6	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЯСНО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ»	м. Київ	708 878 грн
7	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «НРДЖИ»	м. Київ	Дані відсутні
8	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ГС-ТРЕЙДИНГ»	Харківська область	8 104 489 грн
9	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «УКРАЇНСЬКА БАЛАНСУЮЧА ГРУПА»	м. Київ	Дані відсутні

Дані: НКРЕКП, YouControl.

Конкурентоспроможність українських стартапів

Співзасновник і голова правління ГО Greencubator Роман Зінченко називає українські енергостартапи конкурентними.



Роман Зінченко

Співзасновник і голова правління ГО Greencubator

«Бачу інтерес до досвіду України в плані енергетичної стійкості. Навіть кейс Берліна, коли знищення кількох високовольтних кабелів залишило величезну частину столиці без електропостачання, нас просто здивував»

Примітка. У січні 2026 року Берлін зіткнувся з масштабним відключенням електроенергії після диверсії на об'єкті енергетичної інфраструктури. Невідомі підпалили кабельний міст, через який проходили лінії електропостачання. Внаслідок атаки без світла залишилися близько 50 тисяч домогосподарств і понад 2 тисячі підприємств, а повне відновлення електропостачання тривало кілька днів. Відповідальність за підпал взяло на себе ліворадикальне угруповання Vulkangruppe.

Інцидент спричинив дискусію щодо захищеності критичної інфраструктури Німеччини. Міська влада Берліна та федеральні структури почали переглядати підходи до безпеки енергетичних об'єктів і оцінювати ризики нових диверсій. Експерти та західні медіа заговорили про загрозу гібридних атак на інфраструктуру європейських держав.

За спостереженнями Романа Зінченка, українські компанії у сфері EnergyTech , які стають успішними, частину цього успіху будують саме на глобальному ринку.

«У нас є виклик — глобальні енергетичні стартапи засновані на серйозній науковій платформі, наприклад, на базі Массачусетського технологічного інституту. В Україні бракує довгострокового фінансування для складних фізико-хімічних продуктів (Deep Tech)»

пояснює Роман Зінченко

Крім того, європейські інвестори зважають на воєнні ризики і готові чекати на завершення війни, перш ніж інвестувати.

«Зараз багато міжнародних гравців, які підтримують український ринок, діють радше як "волонтери", а не як системні інвестори, що готові грати "в довгу" за комерційними принципами. Енергетика ж потребує системного підходу та тривалого зобов'язання. Не варто виключати й фактор конкуренції за таланти. Інвестори, які готові заходити в Україну, віддають перевагу Defense Tech, який є "магнітом №1" для фінансування та талантів, тоді як енергетика залишається позаду»,

— каже Зінченко

Водночас українські стартапи стикаються з перешкодами і всередині країни, каже експерт. Серед факторів він виділяє регуляторну базу, пояснюючи, що значна частина політики написана під енергетику 60-х років і не враховує сучасні рішення.

Також, говорить експерт, ринок потребує переходу від тривалого академічного навчання до моделей швидкої підготовки фахівців. Проблемою є і масштабні руйнування енергосистеми, які виснажують ресурси обладнання — трансформаторів, автоматики та апаратів підключення.

Через дефіцит професійних інсталяторів споживачі схильні шукати рішення з низьким порогом входу, які можна змонтувати самостійно, продовжує Роман Зінченко. Це створює додаткове поле для діяльності некваліфікованих гравців, що може бути небезпечним для кінцевого користувача — тут занепокоєння викликає діяльність «гаражних команд». Небезпека полягає в непередбачуваній якості їхньої продукції.

«Складні системи, як сонячні електростанції, дизель-генератори та системи накопичення енергії, потребують періодичного професійного погляду та сертифікованого обслуговування. А вироби "гаражних команд" часто позбавлені такого супроводу, що підвищує ймовірність аварій у майбутньому»

— каже експерт

[Читайте більше в дослідженні з Defense Tech]

незалежні команди спеціалістів, які працюють над ідеями чи продуктами автономно. Назва походить з Кремнієвої долини, де багато компаній починалися в гаражах

Трансформація українського енергоринку: перспектива до 2030 року

За прогнозом Романа Зінченка, у найближчі три-п’ять років найдинамічнішим сегментом залишатиметься сфера систем накопичення енергії (energy storage), оскільки забезпечує бізнес енергією в умовах відключень.

Перспективи мають складні технологічні розробки, що працюють на фізико-хімічних принципах. «Проте успіх ринку залежатиме не лише від технологій, а насамперед від інвестицій, регуляторці та управлінні людським капіталом», — зазначає співрозмовник.

Одним із ключових аспектів майбутніх змін є також переоцінка підходів до навчання фахівців, оскільки галузь потребує відходу від застарілих ідей на користь моделей динамічної та швидкої підготовки.

Уже зараз на ринку з’являються ініціативи, як «Атмосфера Академія», що реалізувала програму навчання монтажників сонячних електростанцій, або проєкт Solarstep, який навчає жінок проєктного менеджменту у сфері будівництва СЕС.

Також важливою є поява нових фінансових інструментів для кінцевих споживачів і домогосподарств, що дозволили б купувати та встановлювати енергетичні системи так само просто, як через звичні банківські застосунки.

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Аналіз ринку праці та дефіцит інженерних кадрів. Як це впливає на обслуговування мереж

Цей розділ команда AIN присвячує всім українським енергетикам, інженерам, диспетчерам, робітникам ремонтних бригад та іншим фахівцям енергетичної сфери, які загинули на робочих місцях під час обстрілів і в бою.

Майже через п’ять років після початку повномасштабної війни головним викликом для енергетики залишається не лише відновлення пошкодженої інфраструктури, а й дефіцит людей, здатних її проєктувати, ремонтувати та обслуговувати. Мобілізація, виїзд фахівців за кордон і старіння кадрів посилили проблему, яка існувала ще до 2022 року: нестачу вузькопрофільних спеціалістів — від релейників і диспетчерів до інженерів систем накопичення енергії. На цьому тлі енергетичні компанії дедалі активніше конкурують за кадри не лише між собою, а й з IT-сектором, оборонною промисловістю та міжнародними роботодавцями.

Паралельно росте й кількість проєктів у сфері відновлюваної енергетики, що створює попит на нові компетенції, які ринок праці не встигає забезпечити. Це ставить питання про довгострокову здатність галузі модернізувати енергосистему.

Наскільки критичним є дефіцит інженерів в енергетиці на 2026 рік

У EUEA говорять, що дефіцит кадрів критичний і визнаний на рівні галузевих асоціацій. За оцінкою заступника директора Асоціації енергетичних і природних ресурсів України, тільки по державних компаніях паливно-енергетичного комплексу бракує щонайменше 4000 фахівців.

Причини очевидні: частина людей виїхала за кордон, частина мобілізована, деякі не готові переїжджати в інші регіони, а повернення біженців не набуло масового характеру. Інженери та технічні спеціалісти є найдефіцитнішою категорією через міграцію та глобальну конкуренцію за таланти. Системних програм підготовки нових кадрів наразі немає, а точкових ініціатив компаній і донорських програм перепідготовки недостатньо.

Євген Корф, CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus, каже, що це вже питання темпів відновлення енергетики та довгострокової стійкості країни.

З його досвіду, в енергетиці багато залежить від обладнання та потужностей, але вирішальну роль завжди відіграє команда. Особливо зараз, коли доводиться одночасно відновлювати пошкоджені об’єкти, працювати в умовах постійних безпекових ризиків, дотримуватися стислих строків і паралельно впроваджувати нові технології.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Пошук вузькоспеціалізованого інженера або досвідченого монтажника може тривати місяцями — навіть за конкурентної заробітної плати. У складних технічних галузях фахівця неможливо підготувати за кілька місяців. Це роки навчання і практики. І сьогодні частина цієї роботи лежить на самих компаніях. Якщо інженер виконує задачу сам — це одна продуктивність. Якщо він одночасно навчає нового працівника — це додаткові витрати. Проблема виникає тоді, коли система не створює стимулів для таких інвестицій»

Він пояснює: якщо єдиним або домінуючим критерієм вибору підрядника залишається найнижча ціна, то компаніям об’єктивно складніше вкладатися в наставництво, навчання та підготовку нових спеціалістів. Йдеться не про те, щоб платити дорожче за ту саму роботу, а про те, щоб з’явилася цінність довгострокової спроможності: підготовки кадрів, передачі знань і розвитку компетенцій.

В Україні, каже Євген Корф, вже розвивається дуальна освіта, так зокрема працюють Кременчуцький національний університет імені Михайла Остроградського, Київська школа економіки, Львівська політехніка, Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського, Львівський національний університет імені Івана Франка, IT STEP Університет. Дуальна освіта офіційно дозволяє опанувати теорію в навчальному закладі, а практику — на базі підприємства. Але поки що її масштаб не відповідає кадровому виклику.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Державі потрібно зробити ставку на інженерну та технічну освіту як на один із ключових інструментів відновлення. Наприклад, Південна Корея на етапі індустріалізації інвестувала в університети, прикладну підготовку та зв'язок освіти з виробництвом. Це стало однією з передумов того, що країна перейшла від виробництва базової продукції до складної промисловості, енергетики та високих технологій. Сінгапур пішов схожим шляхом — там освіта, бізнес і держава працюють як єдина система: навчальні програми адаптуються до потреб економіки, а роботодавці беруть участь у підготовці спеціалістів. Тому інвестиції в інженерну освіту — це інвестиції у спроможність країни відбудовуватися та розвиватися»

Формат дуальної освіти серед компаній практикує і ДТЕК.

«Як роботодавець, ми розробляємо та запускаємо власні програми підвищення кваліфікації та перенавчання у філіалах Академії ДТЕК. Це дозволяє закривати поточні прогалини в практичних навичках та готувати спеціалістів під конкретні завдання. Для підготовки інженера релейного захисту або Grid Automation, здатного самостійно проєктувати логіку захисту підстанції та ліквідовувати складні системні аварії, потрібно мінімум три–п'ять років практичного досвіду безпосередньо на об'єктах під керівництвом старших колег»

кажуть у компанії ДТЕК

Примітка. З моменту запуску до проєкту долучилося 104 студенти; майже 80% учасників після навчання залишаються працювати в компанії.

Загалом найбільше вакансій на ринку праці у категорії «Робочі спеціальності, виробництво» — станом на травень 2026 року 21 382 вакансій, що становить понад 21% від загальної кількості пропозицій у базі Work.ua (100 752 вакансій). Це тенденція останніх двох років: у травні 2024 року, наприклад, найбільшою за кількістю вакансій була категорія «Сфера обслуговування» — 21 092 вакансій.

Водночас аналітики Work.ua бачать найнижчу конкуренцію: шукачів таких професій мало, а вакансії важко закрити. Кризу посилює й старіння фахівців. За даними Work.ua, молодь оминає робітничі спеціальності.

#	Топ-5 сфер, які обирає молодь:
1	IT (інформаційні технології);
2	маркетинг, реклама та PR;
3	творчість, дизайн і культура;
4	освіта;
5	юриспруденція.

Серед причин, чому така ситуація:

- Ізольованість від реальності, очікування підлітків формуються без розуміння реального попиту та ситуації на ринку праці.
- Вплив батьківських стереотипів, які найчастіше виступають кар'єрними консультантами та керуються особистими упередженнями, а не статистикою найму.
- Брак практичного досвіду: лише 11% школярів бували на екскурсіях на підприємствах і 3% проходили стажування. Через це уявлення про робітничі професії залишаються теоретичними.
- Стереотипна непрестижність фізичної праці.

«Це доволі парадоксально: молодь оминає професії, які вже зараз затребувані й добре оплачувані, і будуть такими в перспективі. Кандидати зараз найбільш спраглі до дистанційної роботи й гнучких форматів, які часто не можуть дати робітничі професії»

говорять у Work.ua.

Єгор Стадний, віцепрезидент з освіти KSE University, де діє дуальна освіта, погоджується, що українська технічна освіта перебуває в стані структурної кризи. Поки бізнес кричить про дефіцит кадрів, черги абітурієнтів шикуються не на інженерні спеціальності, а на напрями, де «немає математики».

На думку експерта, в Україні закріпилася тенденція: абітурієнти масово обирають менеджмент, психологію, право та маркетинг. Популярність цих спеціальностей зростає не через покликання, а через прагнення уникнути математики, фізики та хімії.



Єгор Стадний

віцепрезидент з освіти KSE University

«Частка вступників на природничі науки по Україні скоротилася з 2,6% до 1,6% за десятиліття. "Хардова" інженерія, навіть якщо додамо до неї будівництво та транспорт, стабільно падає: якщо 10 років тому її обирали 23,8% вступників, то зараз — 18,4%»

Корінь проблеми, на його думку, у середній школі. У дітей формується те, що в науці називають math anxiety — страх перед математикою, який є наслідком травматичного навчання.

«Методики викладання відірвані від реальних кейсів, а інфраструктура для природничих наук не оновлювалась десятиліттями. Навіть у центрі Києва класи хімії, обладнані для дослідів, є лише у двох школах, — додає Стадний. — А без можливості побачити науку на власні очі, вона перетворюється на абстрактну теорію, яку діти намагаються оминути».

Повномасштабне вторгнення поглибило кризу. Через повітряні тривоги та проблеми з опаленням українські школярі втрачають до чверті навчального часу. Замість дев'яти місяців навчаються шість. «Поки Харків і Запоріжжя будують підземні школи, у Києві досі немає жодного укриття, повноцінно облаштованого під навчальні цілі. Без "заривання в землю" та створення безпечних STEM-кабінетів у сховищах ми, як країна, не зможемо підготувати нове покоління інженерів», — вважає Стадний.

Примітка. У Києві діє розгалужена мережа споруд подвійного призначення, втім, повноцінне будівництво автономних укриттів триває. Станом на літо 2026 року розробили проєкти для 42 закладів освіти, до кінця року планують завершити роботи на дев'яти нових локаціях. Загалом у столиці облаштували понад 4,3 тисячі укриттів, а рівень забезпеченості безпечними приміщеннями шкіл перевищує 80%.

Ми звернулися із запитом до МОН щодо кількості класів в Києві, які обладнані для дослідів, та кількості укриттів, які повноцінно облаштовані під навчальні цілі. На момент публікації матеріалу, відповіді не отримали. Як тільки нам дадуть відповідь, ми її опублікуємо.

Загальна статистика показує 406 шкіл Києва, які мають кабінети хімії та 9 779 обладнаних робочих місць в них. 70 шкіл столиці мають STEM-лабораторії (лабораторій 87, бо деякі школи мають більш ніж одну).

Хоча на інженерію вступає 37 тисяч студентів — це лише номінальна цифра, кажуть експерти. «Багато хто приходить з низьким рівнем знань і примножує освітні втрати під час навчання. Університетське ж обладнання застаріле. Часто виші отримують другорядне, виведене з використання обладнання, хоча мали б задавати технологічний тон. Через це підприємства, наприклад у хімічній галузі, забирають студентів на першому курсі й вчать їх на власному обладнанні, ігноруючи академічну програму», — говорить Єгор Стадний.

«Україна не може дозволити собі утримувати понад 110 університетів, і це лише під управлінням МОН. Треба менші обсяги, але краща якість навчання та умови для розвитку технологій в університетах. Щоб забезпечити це, потрібні інвестиції. Єдине реальне джерело цих грошей — внутрішні ресурси вишів. Великі університети, як-от: КПІ, КАІ, КНУ, ЛНУ, ЛП, Чернівецький університет та інші — мають приміщення та землю, які не використовуються і не будуть в майбутньому затребувані через демографічний спад (до 2036 року кількість вступників скоротиться вдвічі). Прозорий продаж або оренда цієї землі може принести мільярди, які слід інвестувати в сучасні лабораторії. Звісно, за умови чесних торгів, а фінансування має йти саме в ендавменти університету, а не розмиватись у державному бюджеті»

розмірковує спеціаліст

На його думку, майбутнє — за моделлю, де бізнес приходить в університет не просто за студентами, а за технологіями. Зокрема під впливом війни в Україні вже розгортається мережа навчальних програм — від університетських курсів і професійно-технічної освіти до спеціалізованих тренінгів для військових і цивільних. Такі програми об'єднують знання з аеродинаміки, електроніки, програмування, тактики та практичного управління дронами.

Євген Корф додає, що вплив війни відчувається ширше, ніж просто нестача людей. Частина спеціалістів долучилася до оборони країни, частина змінила місце проживання або професійний напрям. Окремо експерт бачить ще одну тенденцію: дедалі більше молодих людей обирають здобуття освіти за кордоном і нерідко пов'язують там своє професійне майбутнє.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Не думаю, що правильно дивитися на це лише як на проблему відтоку. Для мене важливіше інше: чи створюємо ми, як країна, такі умови, щоб молодий інженер хотів навчатися, розвиватися й будувати кар'єру в Україні. Є ще один менш очевидний ефект війни — прискорений розрив поколінь у професії. У складних інженерних спеціальностях критично важливо, щоб знання передавалися від досвідчених спеціалістів до молодших колег. Але коли частина людей вибуває з професії, а молоді фахівці заходять у галузь меншими темпами, ця передача знань ускладнюється»

У ДТЕК додають, що сьогодні ключовим KPI стає швидкість відновлення, а вона напряму залежить від кількості та якості інженерів.

Водночас енергетиці складно конкурувати за таланти з IT чи Defense Tech. Там вищі рівні компенсації і швидші перегляди зарплат; більше гнучкості і можливостей для розвитку; сильна конкуренція за інженерів як на локальному, так і на міжнародному ринку.

Порівняльна таблиця середніх зарплат для IT-спеціалістів та енергетиків в Україні за даними Work.ua.

Рік (червень)	Середня зарплата IT-спеціаліста	Середня зарплата енергетика
2023	19 000 грн	20 000 грн
2024	25 000 грн	25 000 грн
2025	24 000 грн	35 000 грн
2026	30 000 грн	40 000 грн

Тенденції по статистиці в робітничих спеціальностях, work.ua

Спеціальність	Середня зарплата, грн	Зміна попиту за 3 роки
Енергетик	40 000	+42%
Електромонтажник	32 000	+37%
Інженер-проєктувальник	42 500	+49%
Середнє по ринку праці	30 000	+32%

Кількість вакансій у категорії «Енергетика» на Lobby X\Work.ua/Robota.ua (2021 vs 2026); медіана зарплати в енергетиці, IT та Defense Tech

Показник / сектор	2021	2026	Примітка
Вакансії на ринку (Work.ua / Robota.ua)			
Усього вакансій (загальний ринок)	117 000	106 500	Ймовірний спад через мобілізацію
Категорія «Енергетика» (Work.ua + Robota.ua)	800	2 400	Відновлення, ВДЕ, BESS
Середні зарплати (грн/міс, Work.ua, квітень 2026)			
Енергетика — держ. сектор «Укренерго», обленерго, НАЕК «Енергоатом»	9 000	22 000 – 37 000	НАЕК: +26,5% фонд 2025
Енергетика — приватний ВДЕ, електрики, монтаж	10 000	27 000	Work.ua, кін. 2025
IT-спеціаліст (загальний) підтримка, аналітика, QA	25 000	27 500	Work.ua, квіт. 2026
IT-розробник	35 000	40 000	Work.ua, квіт. 2026
Defense Tech (середнє)	—	39 000 – 60 000	Work.ua

Показник / сектор	2021	2026	Примітка
Середні зарплати (грн/міс, Work.ua, квітень 2026)			
Середня зарплата по країні всі вакансії, Держстат	12 500	28 885	
Порівняння зарплат до середньої по ринку (2026)			
Енергетика держ.			22 000 грн
Енергетика приватна			27 000 грн
IT-спеціаліст			27 500 грн
IT-розробник			40 000 грн
Defense Tech (серед.)			49 500 грн

Додатково ми порівняли оплати праці за ранжуванням у сферах IT та в енергетиці протягом 2025–2026 років. Модель порівняння базується на професійних паралелях, де інженери-енергетики за логікою мислення, рівнем відповідальності та складністю завдань є аналогами IT-фахівців відповідних рівнів.

- **Початковий рівень: Junior QA vs Технік релейного захисту**

Junior QA (IT). Станом на зиму 2026 року медіанна зарплата джуніорів у тестуванні становить $887. Англійська мова на цьому рівні майже не впливає на дохід, а на одну вакансію претендують сотні кандидатів.

Технік релейного захисту (Енергетика). Мінімальний оклад — $344, максимальний — $402. Вирішальним фактором у 2026 році стали державні надбавки у 20 000 грн для енергетиків, які працюють у небезпечних умовах.

- **Вузька спеціалізація: Middle Backend розробник vs Інженер-електрик**

Middle Backend (IT). Тут медіана для розробників рівня Middle — $2500. Попит на них зберігається в усіх типах компаній, проте продуктові часто платять більше за аутсорс.

Інженер-електрик (Енергетика). Це спеціаліст, відповідальний за обслуговування високовольтного обладнання підстанцій. В «Укренерго» такі позиції потребують стажу від 1 року та IV групи з електробезпеки. Окрім посадового окладу ($450–$650), такі фахівці мають надбавки за стаж (до 25%), високу майстерність (до 24%) та персональні премії.

- **Відповідальність за інфраструктуру: Senior DevOps vs Головний інженер району**

Senior DevOps (IT). Це один із найбільш оплачуваних напрямів. Медіана зарплата становить $5000.

Головний інженер району електричних мереж. (Енергетика): Посада з критичним рівнем відповідальності за енергопостачання — від $1 100 до $2 200.

- **Аналіз даних: Data Engineer vs SCADA-інженер / АСУТП (Автоматизована система управління технологічним процесом).**

Data Engineer (IT). Одна з найбільш трендових професій. Медіана влітку 2025 року склала $3 844, що є найвищим показником за всю історію досліджень DOU для цієї ролі. Серед вимог — знання Python, SQL і хмарних технологій (AWS/Azure).

SCADA-інженер / АСУ ТП (Енергетика): Спеціаліст з автоматизованих систем керування. Робота полягає в моніторингу та контролі пристроїв релейного захисту та АСУТП у реальному часі. Оклади складають $204–$301. Робота з фізичною інфраструктурою передбачає додаткові пільги за шкідливі умови праці (до 24% окладу) та додаткові дні відпустки — оплата може зрости до $650–$1 730.

Водночас сфера енергетики небезпечніша, бо фахівці працюють під прямими атаками. В IT ж ключовими ризиками є кіберзагрози та коливання валютного ринку.

Як мобілізація впливає на роботу енергетичних компаній?

За словами ДТЕК, загальна плинність на всіх підприємствах лишається в межах 10–11%. Водночас терміни відновлення кількості персоналу стають довшими через загальні тенденції на ринку праці.

Ірена Брик, засновниця та CEO ISO Company — компанії-учасника Асоціації сонячної енергетики України, додає, що мобілізація найбільше впливає на малий і середній бізнес.



Ірена Брик

засновниця та CEO ISO Company

«У великій компанії втрата одного інженера — це проблема. У невеликій — це мінус цілий напрямок роботи. Енергетика — це не сфера, де можна втратити спеціаліста, а завтра знайти такого самого»

Навіть за наявності бронювання компанії мають кадровий дефіцит, адже бронювання — лише частина рівняння, каже засновниця та CEO ISO Company.

«Проблемі не менше як 10–15 років. Молодь обирала IT, маркетинг чи фінансовий сектор, а інженерні професії були не модні, так само як і всі ті, де потрібна праця руками. Як наслідок, ми втратили покоління технічних спеціалістів. А зараз маємо парадоксальну ситуацію. З одного боку, війна; а з другого — країна переходить до децентралізованої енергетики. Попит на інженерів енергетиків зараз найбільший за останні десятиліття. Навіть звичайний електрик на вагу золота»

каже Ірена Брик

Які спеціальності найбільш дефіцитні

Найгостріший дефіцит, за словами ДТЕК, спостерігається у вузьких, висококваліфікованих ролях:

- інженер-конструктор (машинобудівництво);
- інженери релейного захисту та автоматики;
- інженери високовольтних мереж (110–750 кВ);
- диспетчери з досвідом роботи в кризових режимах;
- слюсарі КВПіА, геологи та фахівці з автоматизації виробничих процесів.

У компанії дефіцит також пов’язують із трансформацією енергосистеми — вона стає більш цифровою, розподіленою та гнучкою. Відповідно, зростає потреба в мультидисциплінарних спеціалістах на стику енергетики, IT й автоматизації.

За спостереженнями Євгена Корфа, найбільший дефіцит у фахівцях із практичним досвідом роботи на складних енергетичних об’єктах і здатністю швидко адаптуватися до нових умов:

- інженери-проєктувальники;
- інженери, які виконують технічні розрахунки;
- спеціалісти з пусконалагоджувальних робіт;
- спеціалісти з модернізації енергетичного обладнання;
- спеціалісти з ремонту турбінного обладнання;
- монтажники, зварювальники та слюсарі високої кваліфікації.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Якщо раніше достатньо було вважатися сильним вузьким спеціалістом, то зараз потрібні люди, які розуміють не лише свою технічну спеціалізацію, а й автоматизацію, цифровізацію, взаємодію різних систем, сучасні підходи до керування об'єктами та можуть швидко впроваджувати нові технології. Ще один виклик — управлінські навички. Потрібні люди, які можуть організувати роботу команд, координувати, працювати в умовах стислих строків, ухвалювати рішення»

Іноземні підрядники та зовнішні спеціалісти

За словами ДТЕК, на їх виробничих об'єктах і критичних відновлювальних роботах працюють здебільшого українські спеціалісти (генерація, видобуток вугілля, експлуатація мереж, аварійні ремонти, польові роботи). Після 2022 року значна частина міжнародних сервісних компаній вийшла з України, разом з ними — доступ до необхідної експертизи. Тому в компанії замінюють іноземних підрядників власними спеціалістами.

«Іноземні підрядники практично не працюють у зоні бойових дій і високих безпекових ризиків з міркувань страхування та внутрішніх корпоративних політик західних компаній. Тому іноземці не можуть повноцінно компенсувати дефіцит кадрів»

говорять у ДТЕК

Євген Корф додає, що раніше міжнародна участь партнерів означала залучення зовнішніх підрядників для виконання робіт, зараз українські команди виконують основну частину робіт на місці, а партнери додають вузьку технологічну експертизу, супровід або навчання.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Це відбувається в роботі зі складним імпортним обладнанням; щодо окремих інженерних рішень; при обміні практичним досвідом у реалізації складних енергетичних об'єктів. Сьогодні міжнародна співпраця — це вже не про те, що Україні бракує компетенцій і потрібно завозити спеціалістів. Навпаки — українські команди стають рівноправними партнерами. Наприклад, ми обговорюємо можливість залучення інженерів-проєктувальників та інженерів "Енерго-Плюс", які виконують технічні розрахунки, до міжнародних проєктів партнерів у США, країнах Азії, Африки та Європи. Тому міжнародна співпраця допомагає не заміщати українські компетенції, а прискорювати їх розвиток і відкривати доступ до складніших технологій і ринків»

зазначає експерт

Як бізнес працює з кадровим дефіцитом

Щоб працювати з кадровим дефіцитом, каже Євген Корф, недостатньо думати, що лише найм розв’яже проблему. Він пояснює, що в складних інженерних галузях потрібні компетенції не з’являються швидко — компаніям доводиться брати на себе частину функції підготовки кадрів.

Перший рівень — розвиток компетенцій всередині компанії

Розвивати внутрішнє навчання: проводити спеціалізовані тренінги, організовувати передачу знань між командами, підтримувати наставництво та обмін досвідом між підрозділами. Це не навчання заради процесу або сертифікатів — воно прив’язане до потреб ринку та конкретних проєктів.

Другий рівень — міжнародний розвиток компетенцій

Навчання для роботи із сучасним енергетичним, електротехнічним та автоматизаційним обладнанням відповідно до міжнародних вимог виробників і технологічних партнерів.

Це дає можливість адаптувати нові технології, бачити глобальні тренди та приносити досвід в Україну.

Третій напрям — робота з навчальними закладами

- підтримувати розвиток матеріально-технічної бази;
- брати участь в освітньому процесі;
- проводити майстер-класи;
- підтримувати дослідницькі напрями;
- наближати навчання до реальних потреб енергетики.



Євген Корф

CEO міжнародного інженерно-промислового консорціуму Energo-Plus

«Якщо у 2021 році ми приймали на практику одного студента, то у 2023–2025 роках — близько 17 студентів щороку за програмами виробничої, переддипломної та науково-дослідної практики. Для нас це інвестиція у власну стійкість і водночас у майбутній кадровий резерв енергетики»

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Як відбувається відбудова під час війни

В Україні після масованих атак на енергосистему сформувалася багаторівнева система фізичного захисту енергооб'єктів, яка поєднує різні типи інженерних рішень залежно від рівня загрози.

Система умовно поділяється на три рівні:

- перший рівень захисту — від уламків дронів і ракет; спорудження габіонів (міцні сітчасті конструкції, які наповнюють каменем, піском або ґрунтом) і біг-бегів (м'який контейнер, який виробляють із гнучкого матеріалу, у якому можна перевозити різні сипучі вантажі, як пісок);
- другий рівень захисту — від дронів і шахедів; бетонні конструкції, що будуються навколо основної мережі «Укренерго»;
- третій рівень захисту — від ракет; масивні інженерні споруди з розрахунком на прямі влучення.

Таку модель впровадили як відповідь на необхідність одночасно підвищити стійкість критичної інфраструктури та забезпечити безперервну роботу енергосистеми в умовах регулярних російських атак. Протиповітряна оборона і фізичний захист енергообладнання закривають різні рівні ризику, але з економічної точки зору вони не взаємозамінні, а взаємодоповнювані.

Скільки коштує атака та відновлення

Вартість російських засобів нападу

Вартість однієї з наймасовіших крилатих ракет, якими росіяни атакують Україну, 9М728 «Искандер-К» із дальністю польоту до 500 кілометрів, складає близько $1,5 млн, за оцінкою «Мілітарного». Вартість її модернізованої версії 9М729 із дальністю польоту до 2000 км варіюється від $1,4 до $1,8 млн.

Російська балістична ракета 9М723 «Искандер-М», яка здатна доставляти півтонну бойову частину на відстань до 500 кілометрів, вартує від $2,4 до $3 млн. Аеробалістична ракета 9-С-7760 «Кинжал», що розробляється на основі технічних рішень ракети «Искандер-М», коштує $4,5 млн.

Крилаті ракети морського базування 3М14 «Калибр», які запускає російський Чорноморський флот на рейді з Новоросійська, коштують до $2 млн.

Ще одним масовим засобом глибинного удару в російсько-українській війні є ракета Х-101. Її носіями є стратегічні бомбардувальники Ту-95МСМ та Ту-160. Вона вирізняється найбільшою дальністю польоту в понад 2500 км і має систему відстрілу теплових пасток і РЕБ, яка забезпечує захист від зенітних ракет з інфрачервоною головкою самонаведення. На 2025 рік російським міноборони було законтрактовано 700 ракет цього типу, вартістю $2–$2,4 млн за одиницю.

Вартість базової версії ударного БпЛА типу «Шахед» (або його локалізованої версії «Герань-2») оцінюється у межах від $40 000 до $50 000. Нові реактивні модифікації (Shahed-238) можуть коштувати до $100 000.

ДТЕК у коментарі AIN повідомили, що лише впродовж осінньо-зимового періоду 2025–2026 їхні ТЕС зазнали 11 масованих атак, а з лютого 2022 року були обстріляні майже 230 разів [станом на червень 2026 року; цифра постійно змінюється. — ред.]. При цьому енергетикам станцій доводилося 68 разів відновлювати станції з нуля після обстрілів.

Вартість відновлення

Пошкодження включають основне генеруюче обладнання (турбіни, генератори), енергетичну інфраструктуру, трансформатори, допоміжні системи, а також будівлі та споруди станцій. На сьогодні не залишилося жодного енергоблоку, який не був би пошкоджений або зруйнований ворожими обстрілами. Деякі з енергоблоків зазнавали обстрілів вже чотири-шість разів.

Компанія постійно проводить відновлювальні роботи. Лише за перші чотири місяці 2026 року на ремонт і відновлення ТЕС компанія витратила 2,9 млрд грн, а за усі роки повномасштабної війни — майже 22 млрд грн. Однак масштаб руйнувань залишається безпрецедентним, тому відновлення буде тривати як до початку опалювального сезону, так і впродовж зими і всього 2027 року.

Загалом, за словами першого віцепрем’єр-міністра — міністра енергетики Дениса Шмигаля, внаслідок російських атак в Україні не залишилося жодної неушкодженої електростанції: у 2025 році росія здійснила 612 цілеспрямованих комбінованих ударів по об’єктах енергетичної інфраструктури. На відбудову лише Зміївської та Трипільської теплоелектростанцій, повністю зруйнованих російськими ракетами, Кабінет Міністрів виділив понад 1,55 млрд грн.

Утім, російська стратегія полягає не лише в разовому знищенні енергетики, а й у виснаженні ремонтного ресурсу через повторні удари по вже відновлених вузлах. Голова правління НЕК «Укренерго» Віталій Зайченко розповів, що більшість критично важливого обладнання підстанцій вимагає захисту другого рівня — бетонний саркофаг. Підстанція-рекордсмен витримала понад 20 ударів дронами по такому укриттю.

На запит в «Укренерго» відповіли, що інформація про захист підстанцій належить до відомостей з обмеженим доступом; орієнтовна вартість основних матеріалів при будівництві захисних споруд на об’єктах «Укренерго» складає:

Матеріал	Вартість
Бетон	3–4,6 тис. грн\кубометр
Арматура	26,7–27,9 тис. грн\тонна
Металеві конструкції	73,8–87,8 тис. грн\тонна
Оцинкований сталевий канат	до 101,7 тис.грн\тонна
Забивні залізобетонні палі	16,8 тис.грн\шт.
Розрахунковий рівень зарплати підрядників	24 100 грн\місяць



Сергій Сухомлин

олова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури

У січні 2026 року голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури Сергій Сухомлин повідомив, що в Україні з жовтня 2025 року на 120 об’єктах енергетичної інфраструктури тривало будівництво другого рівня захисту.

«90% об’єктів висотою сім–вісім поверхів. По деяких об’єктах було по 12–15 прильотів удень, були прямі влучання ракет. І жоден трансформатор, на якому агентство будувало захист, не був знищений»

За даними «Укренерго», перший рівень захисту коштував від 100 до 130 млн грн за об'єкт або вузол. Будівництво першої черги захисту фіналізує само «Укренерго» на 41 об'єкті, ще на 22 об'єктах працювало Державне агентство з відновлення та розвитку інфраструктури — загальна сума відновлення лише на цих об'єктах становить від 6,3 до 8,19 млрд грн.

Другий рівень у проєктах «Укренерго» сягає від 69 млн до 120 млн грн за об'єкт (трансформатор/підстанційний вузол). У проєктах Агентства відновлення ця сума варіюється в межах 200–500 млн грн за один захищений трансформатор/об'єкт [точної кількості об'єктів другого рівня захисту не розкривають з міркувань безпеки. — ред.]. Суму та кількість об'єктів третього рівня захисту також не розкривають; за словами Дениса Шмигаля, це «коштовний проєкт, вартість якого наближається до сотень мільярдів гривень».

Мустафа Найєм, голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури у 2023–2024 роках, у розмові з AIN розповідає, що в роки його головування обрали пасивний захист через те, що держава мала негайну проблему захисту обладнання, а ППО було обмеженим ресурсом.



Мустафа Найєм

голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури у 2023–2024 роках

«ППО — це перший і незамінний рівень захисту. Але ППО не може стояти біля кожного трансформатора і гарантувати перехоплення кожного дрона чи ракети. Пасивний захист — це інший інструмент. Він працює постійно, не залежить від допомоги та зменшує наслідки навіть тоді, коли удар відбувся. Саме тому у 2023 році йшлося про три рівні: базовий уламковий захист, бетонний захист від дронів і складніші споруди третього рівня проти ракет. Водночас Агентство відновлення відповідало не за всю енергетику і не за всі ТЕС, а за визначені 22 критичні підстанції "Укренерго"

Він додає, що обладнання, яке було захищене спорудами другого рівня, вціліло — це дало змогу швидше відновлювати електропостачання.

Одним із питань після масштабних атак на українську енергосистему стало про витрати на захист енергооб'єктів — люди порівнювали витрати на захист із цінами за системи ППО.



Мустафа Найєм

голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури у 2023–2024 роках

«Це методологічно неправильно. "Укриття трансформатора" — це не завжди однакова річ. У різних випадках це може бути лише будівельна конструкція, а може включати електромонтаж, демонтаж і монтаж обладнання, кабельні роботи, захист суміжних елементів, складні ґрунти, безпеку будівництва, логістику, роботи під час обстрілів»

По-друге, продовжує він, батарею ППО неможливо купити як бетон чи арматуру. Це військовий ресурс, який залежить від партнерів, виробництва, навчання, запасу ракет і пріоритетів фронту. «Тому питання — не "укриття чи ППО", а "яка комбінація ППО, пасивного захисту, ремонту, резервного обладнання та децентралізованої генерації дає найменший ризик блекауту за кожну гривню"», — говорить експерт.



Мустафа Найєм

голова Державного агентства відновлення та розвитку інфраструктури у 2023–2024 роках

«Водночас фізичний захист не може бути єдиною довгостроковою відповіддю. Акцент має зміщуватися із "захистити кожен великий об'єкт" на "побудувати систему, в якій втрата одного об'єкта не валить регіон або країну". Бетон не створює нової генерації, не балансує системи і не зменшує концентрацію ризику. Тому стратегічно Україна має рухатися до архітектурного захисту, тобто розподіленої генерації, накопичувачів, локальних енергетичних "островів", гнучкого споживання, мікромереж і резервного живлення для критичної інфраструктури»

Утім, це не означає, що фізичний захист великих об'єктів треба зупинити повністю. «Є об'єкти, які Україна не може "децентралізувати" за кілька років. Вони залишаться частиною енергосистеми, і їх треба захищати. Але кожна гривня на новий фізичний захист має проходити тест "чи зменшує вона системний ризик, чи просто будуємо ще дорожчу оболонку навколо старої вразливості"», — каже експерт.

Які рішення застосовують для захисту енергетичної інфраструктури сьогодні

Наразі діє комплексний підхід, каже Сергій Кравчук, директор напряму трейдингу та постачання електроенергії KNESS.



Сергій Кравчук

директор напряму трейдингу та постачання електроенергії KNESS.

«Це інженерний захист об'єктів: залізобетонні укриття, захисні стіни, протиосколкові бар'єри та габіонні конструкції, які дозволяють зменшити пошкодження від уламків і вибухових хвиль. Водночас такі рішення не можуть гарантувати захист від прямого влучення сучасних ракет або ударних дронів. Більшого значення набувають децентралізація генерації, резервні джерела живлення, мобільні підстанції та створення запасів критично важливого обладнання для швидкого відновлення об'єктів»

вважає експерт

Окремо звертає увагу на ініціативі щодо залучення приватних компаній до протиповітряного прикриття критичної інфраструктури (йдеться про дозвіл підприємствам створювати власні групи ППО). Такий підхід, на думку експерта, може посилити захист окремих енергетичних об'єктів і частково розвантажити державну систему ППО.

Загалом найбільш ефективним залишається поєднання трьох складових:

- ППО;
- фізичного захисту об'єктів;
- децентралізації енергосистеми.

Чи враховується в нових проєктах принцип «проєктування стійкості»?

Михайло Бабійчук, генеральний менеджер у сфері безпеки та стійкості DiXi Group, каже, що принцип resilience by design у нових енергетичних проєктах в Україні вже враховують. За його словами, зараз захист, резервування, можливість швидкого ремонту та альтернативні схеми живлення прораховують ще на етапі планування, коли раніше це було додатковою дією.



Михайло Бабійчук

енеральний менеджер у сфері безпеки та стійкості DiXi Group

«Важливий урок останніх років полягає в тому, що стійкість стосується не лише генерації, а й мережі: навіть якщо електроенергія вироблена, пошкоджені підстанції або вузькі місця в передачі можуть обмежити її доставку»

каже експерт

Водночас, додає, що підхід ще не є інституціоналізованим: Україна ухвалила окремі рішення.

Утім, комплексного стандарту або державних будівельних норм, який би повністю описував resilience by design для енергетичних об’єктів в умовах воєнних ризиків, немає.

підхід, за якого здатність системи витримувати кризи прораховується на етапі планування

Чи можна відновити систему через трансформатори

Після масованих російських атак на українську енергосистему особливого значення набули високовольтні автотрансформатори класу 330 кВ і 750 кВ — ключове обладнання магістральних підстанцій, без якого неможливо передавати великі обсяги електроенергії між регіонами та атомними станціями. Через глобальний дефіцит таких трансформаторів їхня заміна стала одним із найдорожчих і найтриваліших елементів відновлення.

За оцінками Taishan Transformer, вартість одного автотрансформатора 330 кВ становить приблизно $2–6 млн залежно від потужності, конфігурації та виробника.

Світовими лідерами у виробництві силових трансформаторів і високовольтного обладнання є Siemens Energy та Hitachi Energy. На запит у Siemens Energy відповіли, що з огляду на безпекові ризики не коментуватимуть обсяги виробництва і постачання енергетичного обладнання в Україну, проте кажуть про рекордне завантаження виробництва через попит на обладнання для електромереж, зокрема через будівництво датацентрів, розвиток ШІ, відновлюваної енергетики та модернізацію мереж у США та Європі. Компанія інвестує в розширення виробництва, однак строки постачання великих силових трансформаторів вимірюються роками.

У лютому 2024 року Siemens Energy повідомила, що час виробництва великих трансформаторів у США вже сягає п’яти років. Терміни постачання трансформаторів збільшилися протягом останніх двох років — з 50 тижнів у 2021 році до 120 тижнів у 2024-му.

Найбільший у світі виробник трансформаторів Hitachi Energy називає подібні строки постачання компонентів для високовольтних трансформаторів: для обладнання класу 420–550 кВ 65–85 тижнів, для компонентів 765/800 кВ — лише за запитом.

Для України це має прямі наслідки. Генеральний директор Hitachi Energy Андреас Шіренбек каже, що війна в Україні призвела до знищення 7 000 трансформаторів. Енергосистема потребує нових автотрансформаторів, силових трансформаторів, комутаційного обладнання та іншої високовольтної техніки, значну частину якої виробляють саме іноземні компанії.

ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ

Енергонезалежність для кондитерського виробництва: практичний кейс UGB «Укргазбанк» та ТОВ «ТВК «Волді» (TM CHOCOBOOM)

Атаки на енергетичну інфраструктуру України змушують бізнес будувати власні джерела живлення. Рішеннями стають об'єкти розподіленої генерації, що гарантують стійкість підприємств під час війни. Приклад такої трансформації — спільний проєкт виробника солодощів CHOCOBOOM та UGB («Укргазбанк»).

Головна мета проєкту — зафіксувати собівартість продукції та захистити виробництво від постійного зростання тарифів на електроенергію. Для цього компанія побудувала власну дахову сонячну електростанцію, яка покриває внутрішні потреби. Інверторна система Solax робить СЕС стартовим вузлом: у майбутньому генерацію можна розширити або додати системи накопичення енергії (BESS).

Шлях від ідеї до повного запуску зайняв від 5 до 7 місяців:

- 2–3 місяці: проєктування, ТЕО, аудит дахових конструкцій та отримання ТУ.
- 1–2 місяці: закупівля комплектного обладнання (Longi, Solax, КВЕ, кріплення).
- 1–2 місяці: монтажні та пусконалагоджувальні роботи.
- 1 місяць: налаштування обліку, комунікацій та офіційне введення в експлуатацію.

Фінансова архітектура угоди та роль UGB «Укргазбанк»

- Загальний CAPEX: 4,95 млн грн.
- Власний внесок компанії: 27,3% (1,15 млн грн).
- Пільгове кредитування: 72,7% або 3,8 млн грн за програмою «Доступні кредити 5-7-9%» під 7% річних (при базовій ставці 16,90%) терміном на 5 років (60 місяців).
- Гарантія ЄБРР: завдяки механізму EBRD Risk Sharing міжнародний банк покрив до 50% кредитного ризику, що спростило вимоги до застави.
- Грантовий кешбек: після підтвердження запуску СЕС підприємство отримало повернення 10% від вартості CAPEX у розмірі 495 тис. грн.

Загальне фінансове навантаження на бізнес за 5 років кредитування оцінюється у 2,72 млн грн. Воно складається з відсотків та комісій (з урахуванням IRR) на суму 1,74 млн грн, операційних витрат (OPEX) близько $3 000 на рік (667 тис. грн) та страхування майна під 3% на рік від середньозваженого залишку (304 тис. грн). Заставою за угодою виступив сам комплект обладнання СЕС класу Tier-1.

СЕС працює паралельно з мережею ПрАТ «Волиньобленерго». Щоб вироблена енергія не потрапляла у зовнішню мережу, встановили систему Zero Export, яка обмежує генерацію під поточне споживання фабрики.

Економіка та екологічний вплив

Розрахунки базуються на середньому промисловому тарифі 8,0 грн/кВт·год:

- Прогнозована річна генерація: 233,8 МВт·год.
- Економія за 5 років: 9,35 млн грн (233 819 кВт·год × 8,0 грн × 5 років).
- Чистий економічний ефект за 5 років: 6,63 млн грн (з урахуванням фінансового навантаження).
- Середній чистий ефект на рік: 1,32 млн грн.

Логістика та ланцюги постачання: конкуренція за дефіцитні потужності виробника та пріоритетність логістичних коридорів (зброя vs енергообладнання)



Відновлення енергетики після російських атак залежить не лише від наявності фінансування чи обладнання, а й від здатності швидко доставити його до України. Трансформатори, турбіни, кабельна продукція та інше критично важливе устаткування часто перевозяться як негабаритні вантажі, що створює додаткове навантаження на прикордонну та транспортну інфраструктуру.

На тлі зростання імпорту енергообладнання Україна дедалі частіше стикається з конкуренцією за логістичні ресурси — від залізничних платформ до пропускної спроможності прикордонних переходів. У результаті виникає питання, наскільки ефективно працюють логістичні коридори для критичного енергетичного обладнання та чи не поступається воно пріоритетом іншим стратегічним вантажам.

ДТЕК кажуть, що конкуренції між постачанням енергетичного обладнання та військовими вантажами за логістичні ресурси немає. Постачання організовано через диверсифіковані мультимодальні маршрути, що дозволяє забезпечувати стабільність перевезень. В «Укрзалізниці» це питання не коментують через безпековий фактор.

За інформацією Держмитслужби, за 2024–2026 роки обсяги імпорту енергетичного обладнання зростали як за вагою, так і за вартістю.

Ядерні реактори, котли, машини, обладнання та механічні пристрої

У 2025 році імпорт цієї групи товарів зріс порівняно з 2024 роком. Загальна вага ввезених товарів збільшилася з 556 979,2 тонн до 612 271,9 тонн, а вартість зросла з $6,28 млрд до $7,17 млрд.

Рік	Тонни	Сума
2024 (січ.-трав.)	235 994,5	$2,48 млрд
2025 (січ.-трав.)	241 351,1	$2,65 млрд
2026 (січ.-трав.)	265 974,5	$3,21 млрд

Електричні машини, обладнання та їхні частини

У 2025 році обсяг імпорту зріс до 612 911,8 тонн (з 413 759,7 тонн у 2024-му), а вартість збільшилася майже в 1,6 раза — з $8,17 млрд до $13,08 млрд. Особливо вираженим є стрибок у першій половині 2026 року (січень-травень) порівняно з попередніми роками:

- 2024 (січ.-трав.): 123 115,9 тонн на суму $2,57 млрд;
- 2025 (січ.-трав.): 207 291,3 тонн на суму $4,34 млрд;
- 2026 (січ.-трав.): 315 872,6 тонн на суму $7,74 млрд.

За словами ДТЕК, ключове обмеження лежить у виробничій площині — передусім це доступ до виробничих слотів на заводах. Логістична інфраструктура працює з ускладненнями, але залишається керованою та адаптованою до поточних умов. А от наявний дефіцит окремих видів енергетичного обладнання більше пов'язаний із глобальними виробничими обмеженнями та доступністю компонентів, ніж із транспортними факторами.

Проте війна все ж вплинула на глобальні ланцюги постачання, зокрема через обмеження повітряного простору, зміну маршрутів і перерозподіл вантажопотоків. Це призводить до додаткових затримок та ускладнення планування, однак логістичні рішення залишаються доступними та працюють на альтернативних напрямках.

На думку ДТЕК, пришвидшити постачання може збільшення виробничих потужностей і стабілізація міжнародних ланцюгів постачання. Інструменти логістичного пріоритету можуть пришвидшити процес, але мають допоміжний характер.

[Читайте більше в дослідженні по імпорту]

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Інвестиційний клімат: огляд надходжень та перспектива у повоєнний час

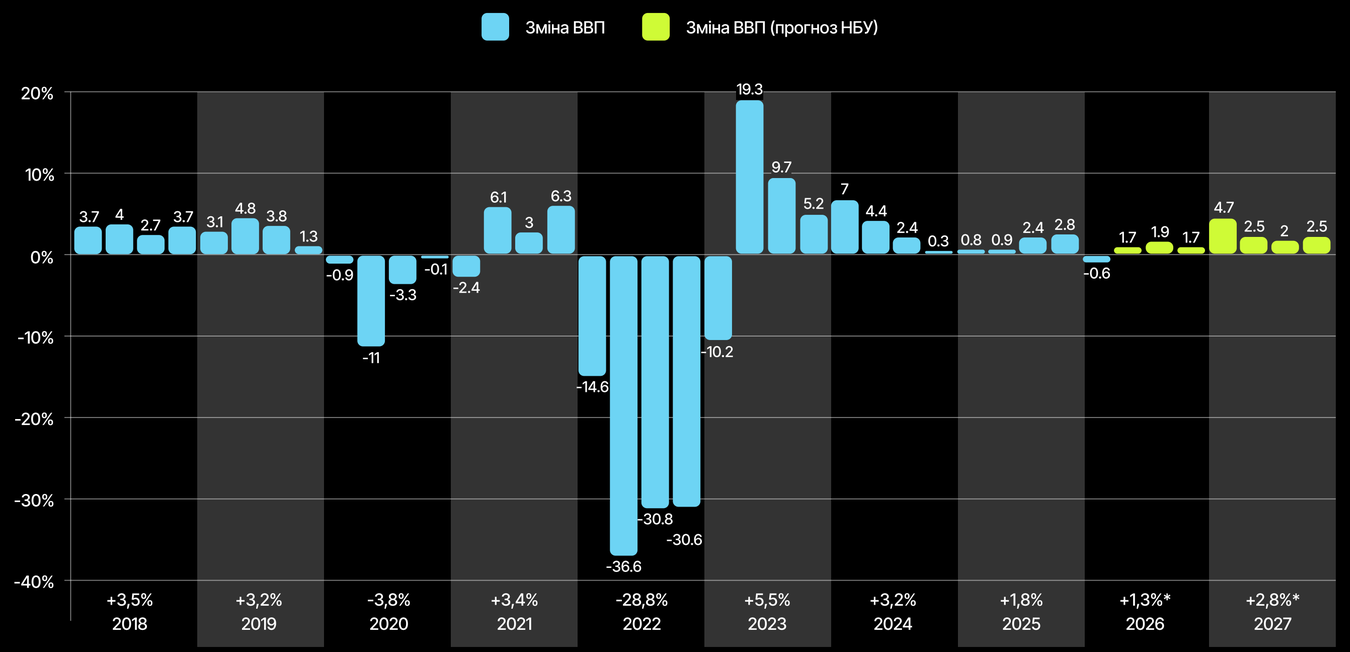
Після падіння на 28,8% у 2022 році економіка України почала поступово відновлюватися, проте темпи сповільнюються з року в рік: у 2023 році реальний ВВП зріс на 5,5%, у 2024-му — на 2,9%, у 2025-му — на 1,8%.

У 2026 році ситуація загострилась: у I кварталі ВВП впав вперше за три роки (на 0,6% порівняно з I кварталом 2025 року або на 0,7% порівняно з попереднім кварталом (у сезонно скоригованому вимірі).

«ВВП скоротився через енергокризу, яку спричинили російські обстріли енергетики», — вважають аналітики Центру економічної стратегії.

вважають аналітики Центру економічної стратегії

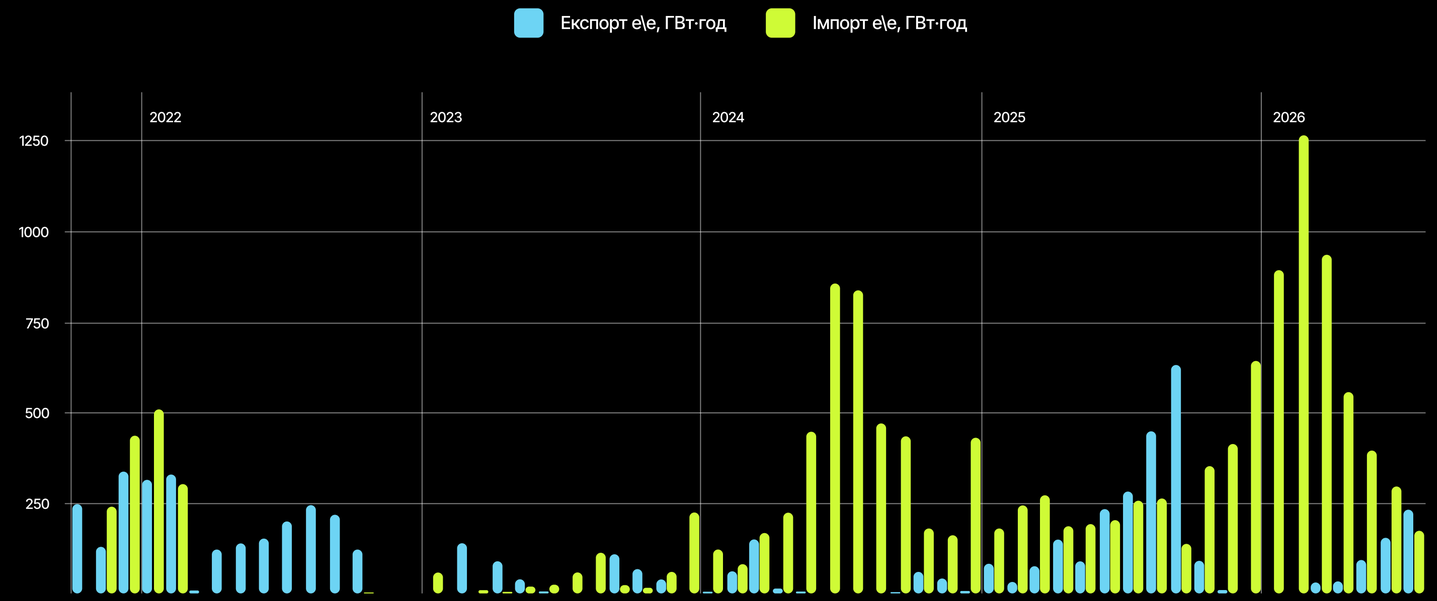
ВВП України, 2018-2027 рр



Джерело: Центр економічної стратегії, Держстат, НБУ

Ця криза безпосередньо відобразилася на зовнішньоекономічному балансі енергетичного сектору. Як зазначає Центр економічної стратегії, Україна залишається нетто-імпортером електроенергії: обсяги імпорту перевищують експорт у 4,2 раза.

Імпорт vs Експорт електроенергії, 2021-2026 рр



Джерело: Центр економічної стратегії, entso-e

Атаки на енергетичну інфраструктуру та руйнування об’єктів внаслідок бойових дій вимагають від ринку змінити архітектуру сектору — від радянської централізованої системи перейти до децентралізованої розподіленої генерації. Це створює виклики для держави, але й відкриває для приватного та іноземного капіталу вікно можливостей.

Приватний капітал та імпорт

Поки держава фінансує комунальний сектор, бізнес інвестує в автономію. За підрахунками аналітиків YC.Market, загальний обсяг українського ринку електрогенераторів лише за підсумками 2025 року сягнув 8,2 млрд грн.

Топ 20 компаній за загальним доходом, що брали участь у тендерах, за 2022–2025 рр.

№	Сектор	Загальний дохід за 2025 р., грн
1	ТОВ "ЕЛІЗ"	1 195 096 000
2	ТОВ "УКРЕЛЕКТРОАПАРАТ"	1 107 474 000
3	ТОВ «ЕДС-ПАУЕР»	780 357 000
4	ТОВ "ФУДЖІКУРА АУТОМОТІВ УКРАЇНА ЛЬВІВ"	498 993 000
5	ТОВ "ДАРЕКС-ЕНЕРГО"	295 792 300
6	ТОВ "ЕКВІВЕС"	283 204 700
7	ТОВ "ДНІПРОРЕСУРС"	247 533 000
8	ТОВ "ТОКМАК ДИЗЕЛЬ МАШ"	220 479 500
9	ТОВ "ТРАНСФОРМАТОР СЕРВІС"	224 786 700
10	ТОВ "ЕЛТРА УКРАЇНА"	208 043 600
11	ПП "ЕНЕРГОСПЕЦСЕРВІС"	184 191 800

№	Сектор	Загальний дохід за 2025 р., грн
12	ТОВ "НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО "ЕЛТЕХКОМП"	179 090 900
13	ПП "БІОНТОП"	177 951 000
14	ТОВ "ПАС УКРАЇНА"	164 943 800
15	ПП "ЕТК"	148 074 400
16	ТОВ НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО "НАВІГАТОР Л"	117 063 500
17	ТОВ "САН СПЄАС ДЖОІНТЛІ УКРАЇНА"	107 868 100
18	ТОВ "НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ "ПЕРЕТВОРЮВАЧ"	102 611 000
19	ПП "ЕЛТІЗ"	101 733 600
20	ПП "УКРТРАНСФОРМАТОР"	100 332 000

«Починаючи з 2023 року, коли енергосистема України зіткнулася з першим системним терором, ніша генераторів стала однією з найдинамічніших в економіці. Цифри приросту були безпрецедентними: у 2023 році виторг компаній у цьому сегменті злетів у середньому на 1088%. У 2024 році, на тлі необхідності масштабного резервування потужностей бізнесом і громадами, підвищений попит лише посилився — темпи зростання ринку склали 1132%. Проте аналітика за 2025 рік фіксує кардинальну зміну тренду. Темпи зростання виторгу зафіксувалися на позначці 65%. З погляду класичного бізнесу, це все ще значний ріст, а для ринку генераторів у сучасних українських реаліях такий показник є індикатором стабілізації»,

— зазначають аналітики YC.Market.

Масштаби приватних вкладень також демонструє статистика Державної митної служби України за 2024-й і першу половину 2026 року. Бізнес фінансує три ключові напрями:

- Альтернативна генерація: імпорт сонячних панелей став масовим. Лише за I квартал 2024 року з Китаю (який виступає тут монополістом) ввезли на $14,81 млн. Протягом року обсяги фінансування сонячних станцій тільки зростали (III квартал — $72,88 млн, IV квартал — $69,20 млн).

- Системи збереження та балансування системи: масовим став імпорт літій-іонних акумуляторів та інверторів — як побутової потужності (до 7,5 кВА), так і промислових зразків, які дозволили збалансувати систему в пікові години. Окремою довгостроковою статтею імпорту йшли промислові вітроенергетичні установки.

- Дизельні і напівдизельні електрогенераторні установки: станом на травень 2026 року митна служба зафіксувала перехід на західне обладнання — європейське та американське.

Держмитслужба фіксує такі географічні тренди:

- Німеччина: лідер за кількістю імпортованих установок — 116 одиниць вартістю $1,17 млн.
- Австрія: постачає високотехнологічне обладнання — за одну промислову установку українські замовники заплатили понад $1 млн.
- Польща та США: виступають стабільними хабами постачань, звідки імпортували 80 і 52 генератори відповідно.
- Ліван: екзотичний, але важливий партнер, який відвантажив в Україну дві великі установки сумарною вагою 29 тонн.

Державні програми та конкуренція в системі Prozorro

Аналітики YC.Market прогнозують, що ринок електрогенеруючого обладнання збереже високі показники рентабельності й інвестиційної привабливості.

«Базова потреба в автономних генеруючих потужностях залишається критичною через дефіцит в енергосистемі та збереження ризиків подальшого пошкодження енергетичної інфраструктури»

вважають у YC.Market

Ключовим драйвером виділяють державне фінансування. Державна стратегія відбудови енергетики у 2026 році спирається на два стовпи: пряме бюджетне фінансування та спрощення регуляторних бар'єрів для громад.

- Гарантовані замовлення: на початку 2026 року поштовх ринку дало рішення Кабінету Міністрів про виділення 2,5 млрд грн цільових субвенцій для територіальних громад. Ці кошти призначені винятково для закупівлі генераторів та автономних систем, що сформувало гарантований обсяг внутрішнього держзамовлення.

- Регуляторні послаблення: паралельно уряд ухвалив Постанову КМУ № 112 від 30 січня 2026 року, яка спростила процедури закупівлі критичного енергообладнання без проведення відкритих торгів.

Як реагує ринок на державні кошти? Статистика Prozorro

Регуляторні зміни та фінансові вливання найкраще відобразилися на закупівлях за ключовим класифікатором CPV «Генератори» (код 31120000-3). Якщо у 2023 році держава виставила на торги 851 лот, то у 2025 році цей показник сягнув піка — 1381 лот.

Разом із кількістю замовлень росла й активність бізнесу: кількість поданих пропозицій збільшилася з 3,1 тисячі до 4,4 тисячі.

Щоправда, рівень конкуренції (середня кількість компаній на один лот) дещо знизився: з 3,71 у 2023 році до 3,21 у 2025-му. Станом на травень 2026 року цей показник опустився до 2,53 учасника на лот (2034 пропозиції на 805 лотів), що пов'язано з дозволом уряду укладати прямі контракти.

Загалом сегмент розподілився так:

- Завершені лоти закупівлі: 8841 лот на загальну очікувану вартість 11,955 млрд грн (фактична початкова вартість укладених договорів — 13,770 млрд грн).

- Неуспішні лоти торгів: 1137 лотів загальною очікуваною вартістю 795,55 млн грн.

- Активні лоти (станом на травень 2026 року): залишалися активними від 123 до 155 лотів із сумарним бюджетом від 141,28 млн до 360,22 млн грн.

Актуальні виклики, перешкоди для інвесторів і рішення «на сьогодні»

Максим Артеменко, директор з розвитку бізнесу Elementum Energy каже, щоб масштабне розгортання розподіленої генерації та ВДЕ стало реальністю, ключовими факторами для інвесторів залишаються прогнозованість регуляторного середовища та можливість керувати воєнними ризиками.

Додаткову невизначеність для інвесторів створює нестабільність правил на ринку електроенергії. Особливо це стосується:

- систем накопичення енергії;

- механізмів підтримки нової генерації;

- правил балансуючого ринку та допоміжних послуг.

Через це бізнес-моделі доводиться постійно переглядати.

Не менш критичним питанням залишається приєднання до мереж, де інвестори на етапі рішення про інвестицію стикаються з невизначеністю щодо строків і вартості робіт. Через відсутність альтернативних процедур і неможливість інвестора самостійно реалізовувати технічні рішення, в Україні стоять на паузі щонайменше 1,5 ГВт готових проєктів нової генерації.

Друге критичне питання, яке виділяє експерт з Elementum Energy — це гроші та страхування. Український банківський сектор має обмежені ліміти на одного клієнта, тому фінансування великих вітропарків (від 80–100 МВт) повністю залежить від міжнародних інституцій. Вони ж вимагають бездоганного комплаєнсу та впровадження ESG-політик.



Максим Артеменко

директор з розвитку бізнесу Elementum Energy

«Навіть за наявності капіталу проєкти впираються в проблему страхування воєнних ризиків. Міжнародні інституції типу MIGA мають обмежені ліміти (близько 20 млн євро), чого для великого вітропарку вистачить хіба на пару турбін, а комерційне страхування коштує космічні 6–10% від вартості об'єкта на рік. Залучення міжнародних донорських коштів і грантів допомагає балансувати економіку, проте через тривалі процедури перевірок (один–два роки) бізнес не може закладати донорську допомогу в основу стратегії»

Міжнародне страхування воєнних ризиків як важлива складова інвестування

За даними Європейської Бізнес Асоціації, індекс інвестиційної привабливості України у 2025 році становив лише 2,70 бала з 5 можливих. Близько 71% керівників компаній досі вважають інвестиційний клімат несприятливим.

Основною перешкодою залишається безпековий фактор. Для його нівелювання запровадили міжнародні фінансові інструменти страхування політичних і воєнних ризиків (PRI). Головними страхувальниками виступають Багатостороннє агентство з гарантування інвестицій Світового банку (MIGA) та Корпорація міжнародного фінансування розвитку США (DFC).

DFC та MIGA запустили механізм страхування для підтримки Американсько-українського інвестиційного фонду відбудови. DFC у коментарі AIN зазначили, що зосереджують особливу увагу на інвестиціях у видобуток критично важливих мінералів, енергетику, інфраструктуру, логістику, IT та новітні технології.

«Це страхування може захистити інвесторів і кредиторів від збитків, спричинених політичним насильством, експропріацією, неконвертованістю валюти та іншими ризиками. Зменшуючи невизначеність для бізнесу та фінансових установ, покриття від DFC підтримує економічну стійкість України, її відновлення та безперервну діяльність приватного сектору в таких критично важливих галузях, як інфраструктура, енергетика тощо»

сказав офіційний представник DFC у коментарі AIN



Дмитро Якушов

CEO енергетичної трейдерської компанії KENK

Станом на червень 2026 року MIGA виділила гарантії на понад $573 млн, а DFC уклали угоди на загальну суму $357 млн.

«Втім, доступні програми страхування (через андеррайтинг і європейських перестраховиків) пропонують річні ставки від 4,5% до 8% від вартості об'єкта. Якщо операційна доходність об'єкта становить близько 15% річних, віддавати 5% на страхування означає залишити 10%, що робить інвестицію нецікавою. Тому об'єкти зазвичай не страхують, а розміщують у відносно безпечних регіонах»

Прозорість, регуляторні зміни та корупційні ризики

Окрім воєнних ризиків, бізнес скаржиться на корупцію, слабку судову систему та дефіцит кадрів. Окремим бар'єром для зелених інвестицій є політика регулятора: 78% респондентів Європейської Бізнес Асоціації зазначають, що жорсткі валютні обмеження блокують можливість залучати та обслуговувати західні кредити для модернізації.

Михайло Бабійчук, генеральний менеджер в сфері безпеки та стійкості DiXi Group, виділяє такі перешкоди:

- Фінансовий: архітектурна розробка проєкту стала дорожчою, адже до етапу будівництва потрібно розрахувати захист, резервування, запасні компоненти, можливість роботи в острівному режимі або швидкого перемикання.
- Регуляторний: інвестору потрібні зрозумілі правила підключення, тарифоутворення, компенсації витрат на стійкість, доступу до ринку та гарантій повернення інвестицій.
- Технічний: Україна має значну частку застарілої інфраструктури, а сумісне обладнання часто має довгі строки виробництва і складну логістику.

Міжнародне страхування покриває форс-мажори воєнного та політичного характеру, тоді як комерційний успіх інвестицій залежить від прозорості українського регуляторного поля.

Як зазначив у коментарі для AIN заступник виконавчого директора Transparency International Ukraine (рух, що займається змінами для зниження корупції) Іван Лахтіонов, ключовим комплаєнс-ризиком для капіталу залишається дозвіл проводити закупівлі енергообладнання напряму.



Іван Лахтіонов

заступник виконавчого директора
Transparency International Ukraine

«З одного боку, у цьому є логіка: захист і відновлення об'єктів енергетичного сектору — це водночас і термінові, і чутливі закупівлі. А відкриті торги передбачають оприлюднення досить великого обсягу технічної інформації про об'єкти, яких стосується будівництво або ремонт, якою може скористатися ворог. А з другого — це завжди час, який треба закласти на підготовку і проведення тендера, а з критичною інфраструктурою зволікати не можна»

На практиці, при поверхневому аналізі без ручного очищення вибірки у BI Prozorro приблизно 60% закупівель, пов'язаних із відбудовою енергосектору, як за кількістю, так і за сумою за останній рік відбувалися без тендерів.

За аудитом Рахункової палати, державна програма спорудження масштабного захисту навколо великих об’єктів енергетики провалилася через низку проблем:

«Через відкриті торги переважно купують електрообладнання і його встановлення, в той час як будівництво захисних споруд і відновлення енергооб’єктів — це найчастіше прямі контракти»

говорить заступник виконавчого директора TI Ukraine

Ще один ризик — аномально довгі строки оплати в умовах договорів.



Іван Лахтіонов

заступник виконавчого директора
Transparency International Ukraine

«Ми виявили, що “Енергоатом” і підпорядковані йому структури часто вдавалися до такої практики у своїх закупівлях. На них припадало понад 20% закупівель зі строками оплати понад 90 днів в Prozorro за кількістю і приблизно 16% за сумою. Ці строки завжди виписують як «до певного терміну» або «в межах». Тож це може бути чудовим методом відсіяти небажаних учасників тендерів — бо свої знають, що на практиці контракти з такими довгими строками оплачують швидше у 90% випадків»

Паралельно з цим фінансову прозорість у секторі посилює внутрішній моніторинг: згідно з офіційною відповіддю Рахункової палати, до їхнього плану роботи на 2026 рік уже включено системні аудити використання не лише бюджетних коштів, а й прямої фінансової допомоги міжнародних донорів на будівництво об’єктів розподіленої генерації та захист інфраструктури.

[Читайте про те, як працював «шлагбаум» у межах справи Міндіча]

За аудитом Рахункової палати, державна програма спорудження масштабного захисту навколо великих об’єктів енергетики провалилася через низку проблем:

- Провал за строками: Попри застосування спрощених процедур, на кінець 2024 року більшість фортифікаційних споруд залишилися недобудованими. Аудит зафіксував, що захист від дронів-камікадзе виконано в середньому лише «менш ніж на три чверті від запланованого», а протиракетний захист великих об’єктів — «менше ніж на чверть».
- Некомпетентність замовників: Державне агентство відновлення та його регіональні служби не мали досвіду розробки спеціалізованих інженерних рішень для енергетики, так само як і підрядники. Проєкт мав фінансове забезпечення з непрогнозованих і несталих джерел.
- Корупційні діри схеми «проєктуй-будуй»: Проєкт реалізовували за спрощеною процедурою, коли закупівлі йшли через прямі договори в обхід Prozorro, а функції проєктування, експертизи та нагляду покладали на самого підрядника. Це «знизило рівень прозорості та конкуренції». Як наслідок, аудитори виявили завищення обсягів і вартості робіт.
- «Заморожена» донорська допомога: Поки регіональні громади шукають кошти на генератори, Рахункова палата виявила, що частина міжнародної технічної та гуманітарної допомоги для енергетики залишилась невикористаною — її просто тримали на зберіганні.
- З 35,9 млрд грн, закладених на захист енергетичної інфраструктури у 2023–2024 роках, використали 18,7 млрд.



Іван Лахтіонов

заступник виконавчого директора Transparency International Ukraine

«Такі закупівлі не часто потрапляють у моніторинг, бо захисні споруди, наприклад, — це прямі контракти з конфіденційними непублічними договорами»

Водночас отримати консолідовані дані про реальні масштаби фінансових зловживань в енергетиці з інших профільних відомств практично неможливо. Зокрема, у відповіді на запит AIN Державна аудиторська служба зазначила, що чинна державна система фінансового контролю не передбачає обліку та аналізу порушень із розподілом підприємств за секторами економіки.

Відомство узагальнює звіти за формами діяльності (ревізії, моніторинги, аудити), тому виокремити збитки чи неефективні витрати суто в енергетичному секторі служба не може.

Чи є корупція в енергетичній сфері під час атак на цю інфраструктуру

У період з 2022-го по 2026 рік правоохоронні та антикорупційні органи України (НАБУ, САП, СБУ) зафіксували резонансні корупційні схеми в енергетичній сфері:

- Справа заступника міністра енергетики: НАБУ та СБУ затримали заступника міністра енергетики Олександра Хейла під час отримання хабара. За даними слідства, посадовець вимагав $500 тис. від керівників державних підприємств Львівсько-Волинського вугільного басейну за надання дозволу на безперешкодне вивезення та евакуацію дефіцитного гірничо-видобувного устаткування з прифронтової шахти Донецької області.

- Операція «Мідас»: У листопаді 2025 року Національне антикорупційне бюро викрило корупційну схему в «Енергоатомі». Слідчі говорять про контроль над фінансовими потоками, систематичні відкати і неформальних «смотрящих», які впливали на підприємство. У межах провадження обшуки провели в бізнесмена та співвласника студії «Квартал 95» Тимура Міндіча та колишнього міністра енергетики Германа Галущенка.

- Розкрадання на будівництві Ташлицької ГАЕС: НАБУ та САП викрили корупційну схему на 170 млн грн. Оборудка відбувалася під час будівництва Ташлицької гідроакумулювальної електростанції у Миколаївській області. За даними слідства, роботи з добудови Ташлицької ГАЕС виконувала одна з фірм організатора схеми. Попри те що компанія зривала строки виконання робіт і щодо неї розпочали процедуру банкрутства, «Енергоатом» укладав із нею додаткові угоди.

- Справа Кудрицького та звинувачення в «провалі захисту енергооб'єктів»: За версією слідства, Володимир Кудрицький, ексочільник НЕК «Укренерго», нібито організував схему під час тендерів на реконструкцію огородження підстанцій Південної та Західної енергосистем. «Укренерго» уклало два контракти на понад 68 млн грн, після чого підрядник отримав 13,7 млн грн авансу, які, за даними слідства, привласнили без наміру виконувати роботи. Організатором схеми ДБР називає львівського бізнесмена Ігоря Гринкевича, фігуранта інших корупційних розслідувань. Сам Кудрицький заявив, що справа є «дуже погано спланованою та криво виконаною політичною розправою» за критику влади.

- Саботаж екологічної модернізації в «Центренерго»: журналісти Bihus.Info викрили, як керівництво державного підприємства заблокували ініціативу Європейського інвестиційного банку та шведського фонду Swedfund щодо гранту на відбудову зруйнованих об'єктів і зведення сучасного енергоблока на біопаливі, що відповідає європейському плану декарбонізації та зобов'язанням України вивести з експлуатації вугільні ТЕС. Менеджмент «Центренерго» саботував процес, щоб зберегти застарілу генерацію на вугіллі — журналісти пояснюють це небажанням втрачати корупційні потоки на закупівлях вугілля.

Як криза «зеленого» тарифу вплинула на інвестиції

«Зелений» тариф — механізм стимулювання відновлюваної енергетики, за яким держава зобов'язалася купувати «зелену» електроенергію за підвищеною фіксованою ціною. До 2020 року він залучав інвесторів у сонячну та вітрову генерацію. Того ж року державний оператор «Гарантований покупець», який скуповував «зелену» електроенергію, заборгував виробникам близько 14 млрд грн, який до жовтня 2020 року зріс до 30 млрд грн.

Проблема виникла через формулу розрахунку небалансів, запроваджену постановою НКРЕКП №46 — формула перекладала на виробників ВДЕ частину фінансової відповідальності за небаланси ДП «Гарантований покупець».

На цьому фоні темпи розвитку відновлюваної енергетики у 2020 році знизилися. Боргова криза не давала можливості залучати інвестиції, а частина виробників вийшла з системи «зеленого» тарифу. Деякі іноземні інвестори пішли до міжнародного арбітражу, наприклад, компанія Modus Energy (зараз Green Genius) у 2021 році вимагала 22,7 млн євро компенсації.

Аби розв'язати проблему, у червні 2020 року уряд, НКРЕКП та асоціації в галузі відновлюваної енергетики (ЄУЕА та УВЕА) уклали Меморандум про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики в Україні. Відповідно до нього, державні органи мають не допустити ухвалення законів та актів, які погіршать умови для виробників із ВДЕ.

«Ця ситуація не мала визначального впливу на інвестиції в розвиток маневрової генерації. Доступна потужність в ОЕС України була більш ніж достатньою для балансування наявної на той момент "зеленої"

генерації», — зазначили в «Укренерго»

різниця між спожитим (або виробленим) обсягом електроенергії та заявленим за договором

У EUEA вважають інакше. На їхню думку, криза «зеленого» тарифу підірвала довіру інвесторів саме тоді, коли галузь мала б готуватися до нового циклу розвитку.

Станом на кінець 2025 року заборгованість перед виробниками електричної енергії з ВДЕ становила 15,56 млрд грн.

У травні 2026 року Українська асоціація відновлюваної енергетики, Європейсько-українське енергетичне агентство та Асоціація сонячної енергетики звернулись до енергетичного комітету Верховної Ради із пропозицією: кожен учасник ринку має відповідати лише за ті небаланси, які створив сам. Наразі пропозиція без відповіді.

«Борги є значним фактором для інвестиційного рішення. Лишаються інвестори, які працювали в Україні до 2022 року (німецькі Goldbeck Solar та Notus Energy), зайшли на ринок після 2022 року [назвати їх не можуть через безпекові моменти. — ред.] і надалі планують нові проєкти. Однак регуляторна стабільність і передбачуваність все ще є критичним фактором як для інвесторів, так і для міжнародних фінансових організацій»,

резюмують у EUEA

Сергій Кравчук, директор напряму трейдингу та постачання електроенергії у KNESS, додає, що період з 2020-го по 2021 рік став етапом випробувань для інвестиційного клімату. Проте, за його словами, він не був прямою причиною дефіциту маневрованих потужностей, а лише уповільнив темпи залучення приватного капіталу.

Водночас, каже експерт, цей досвід сформував розуміння: для побудови нової енергетичної моделі недостатньо лише технологічної потреби чи економічної доцільності.



Сергій Кравчук

директор напряму трейдингу
та постачання електроенергії
KNESS

«Не менш важливими є довіра інвесторів, стабільність регуляторної політики, послідовне виконання зобов'язань, лібералізація, гармонізація європейського та українського енергетичного законодавства для роботи в синхронному режимі з електромережею ENTSO-E»

Які механізми страхування та гарантій можуть зробити інвестиції безпечнішими

Андрій Урста, генеральний менеджер у сфері розвитку ринків DiXi Group, вважає, що Україна покращила моделі підтримки виробників «зеленої» електроенергії, перейшовши від «зеленого» тарифу (перестане застосовуватись з 2030 року) до механізму ринкової премії, яка передбачає компенсацію виробникам різниці між ринковою ціною та ціною підтримки за результатами конкурентного аукціону.

Раніше держава гарантувала виробникам «зеленої» електрики фіксовану ціну — незалежно від того, що відбувається на ринку. Тепер виробники продають електрику за ринковою ціною, а держава доплачує різницю до рівня, який визначили на аукціоні: якщо виграли ціну 12 євроцентів/кВт·год, а ринок дає лише 9 — держава доплачує ці 3.

Також модель передбачає повноцінну участь виробників енергії з ВДЕ в оптовому ринку електроенергії, що важливо для економічної життєздатності проєктів після завершення підтримки.

Утім, наголошує Андрій Урста, через недосконалі умови перші пілотні аукціони з розподілу квоти підтримки за механізмом ринкової премії у 2024–2025 роках не викликали інтересу в інвесторів.

У відповідь Верховна Рада ухвалила Закон №4777, який передбачає односторонню ринкову премію. Раніше діяла система:

- Ринкова ціна нижча за аукціонну → держава доплачує виробнику;
- Ринкова ціна вища за аукціонну → виробник віддає різницю державі.

Новий закон змінив правила:

- Ринкова ціна нижча за аукціонну → держава доплачує;
- Ринкова ціна вища за аукціонну → виробник залишає прибуток собі.

Також закон послаблює вимоги до фінансування проєкту. Раніше, щоб отримати державну підтримку, компанія мала довести, що має достатньо грошей, і заморозити частину коштів як фінансову гарантію. Новий закон пом'якшив ці вимоги — «застава» стала меншою та простішою у виконанні.



Андрій Урста

генеральний менеджер в сфері розвитку ринків в DiXi Group

«Важливим кроком також має стати ухвалення законопроєкту № 14271 і запровадження зон прискореного розвитку ВДЕ, в межах яких передбачені скорочені терміни здійснення дозвільних процедур для відповідних проєктів»

каже генеральний менеджер у сфері розвитку ринків DiXi Group

На практиці це означає, що створять спеціальні зони, де будувати сонячні чи вітрові станції буде швидше і простіше. Зараз отримання дозволів на будівництво енергооб'єкта в Україні може тягнутися роками: погодження землі, екологічна експертиза, підключення до мережі тощо. У спеціальних зонах ті самі процедури мають проходити за скороченими термінами, без зайвої бюрократії.

Які кроки має зробити іноземний інвестор, щоб мінімізувати корупційні ризики

TI Ukraine радить зробити три моменти:

- Пересвідчитися, що проєкт планують реалізувати через закупівлі в Prozorro, в ідеалі — тендерну процедуру. Такі закупівлі з більшою ймовірністю промоніторить Держаудитслужба, а бізнес матиме змогу оскаржити дискримінацію в Антимонопольний комітет, якщо така буде.
- Якщо ж проєкт з безпекових міркувань не передбачає тендерних процедур, більш прискіпливо стежити за відбором підрядника.
- Використовувати публічний модуль аналітики BI Prozorro. Він дозволяє оцінити ефективність і репутацію замовника робіт.



«У цьому плані українська система досить унікальна, адже має публічний API і дозволяє аналізувати всі дані про закупівлі. Такої прозорості, напевно, не має жодна система публічних закупівель у світі»

Іван Лахтіонов

заступник виконавчого директора Transparency International Ukraine

Мапа інвестиційного клімату та закупівельної активності регіонів

Аналіз внутрішніх закупівель через систему Prozorro дозволяє картувати активність на ринку енергообладнання. Залежно від безпекової ситуації та наявності капіталу, регіони розділилися на дві категорії: перспективні хаби і зони, де замовники мають гроші, але не можуть знайти постачальників.

Перспективні макрорегіони: куди інвестори та держава вкладають найбільше

- Адміністративно-фінансовий хаб (Київ і Київська область): Центр для найбільш високотехнологічних і дорогих рішень. Саме тут зосереджено найбільший платоспроможний капітал для закупівлі складного електронного приладдя, промислових інверторів і систем безперебійного живлення.

- «Зелений» макрорегіон (Львівська, Івано-Франківська й Закарпатська області): Завдяки відносній безпеці та віддаленості від лінії фронту, захід країни став основним регіоном для довгострокових приватних та іноземних інвестицій. Сюди спрямовують капітал для будівництва сонячних та вітрових парків (ВДЕ). Крім того, на Івано-Франківщині система фіксує один із найвищих показників вже забезпеченого бюджетом попиту на системи автономного живлення: 51 активний лот на загальну суму 48,8 млн грн (громади шукають генератори та літієві акумулятори).

- Індустріально-прифронтова зона (Дніпропетровська та Харківська області): Ці регіони є лідерами за обсягами залученого капіталу, але інвестиції тут мають екстремальний характер. Через постійні обстріли місцева влада та виробництва змушені вкладатися в «миттєве виживання» — закупівлю надпотужних промислових генераторів і великогабаритного устаткування для підстанцій.

Харківщина водночас перебуває і в проблемній зоні — тут бізнес не зміг вчасно поставити генератори за скасованими торгами на 2,4 млн грн та електроніку на 250 тис. грн. Це пов’язано з наближеністю області до фронту. Попри те що держава та міжнародні донори спрямовують кошти на відновлення енергетичних об’єктів області, фізичних виконавців контрактів бракує, а постачальники бояться везти дороге обладнання близько до лінії фронту або закладати туди тривалі терміни монтажу.

Зони дефіциту: де замовники шукають постачальників

У багатьох областях державні органи та громади мають бюджети, але тендери не відбуваються через брак пропозицій від бізнесу або логістичні виклики.

- Вінничина: Регіон має незакритий попит на джерела аварійного живлення: успішно завершити вдалося закупівлі лише на 66,9 тис. грн, у процесі оформлення перебувають лоти на 53 млн грн, тоді як 126,5 млн грн «зависли» — торги на цю суму скасували або не відбулися через відсутність учасників.

- Тернопільщина: Через зриви попередніх тендерних процедур замовники в цих регіонах залишилися з невикористаними грошима. На Тернопільщині через статус «скасовано» зірвалися закупівлі генераторів на 3,5 млн грн та електронного приладдя на 461 тис. грн.

ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ

Економіка енергетичних рішень: ефективні моделі фінансування об'єктів розподіленої генерації. Що з цього зараз окупається найшвидше?

Найшвидше окупаються не окремі технології, а конкретні бізнес-моделі. Серед самостійних енергетичних проєктів, що генерують власний грошовий потік від роботи на ринку електроенергії, найкращу економіку сьогодні демонструють проєкти СЕС + BESS, орієнтовані на ціновий арбітраж. Постійна волатильність цін на ринку «на добу наперед» і внутрішньодобовому ринку створює можливість заряджати накопичувач у години низьких цін або профіциту генерації та продавати електроенергію у вечірні пікові години.

За правильно побудованої фінансової моделі їх простий строк окупності може становити близько чотирьох-шести років. Проте треба зважати, що період окупності залежить від багатьох факторів: CAPEX проєкту, структури джерел фінансування, зокрема, суми власного внеску, кількості циклів заряду-розряду, вартості приєднання тощо.

Важливим фактором є правильне співвідношення між сонячною генерацією та системою накопичення енергії. Для ринкових проєктів, орієнтованих на ціновий арбітраж і скорочення строку окупності, оптимальним вважається співвідношення близько 1:3 або 1:4, тобто на 1 МВт встановленої потужності СЕС припадає близько 3–4 МВт·год ємності BESS. Така конфігурація дозволяє переносити більшу частину виробленої електроенергії на години найвищих цін і покращувати економіку проєкту.

Водночас UGB («Укргазбанк») розглядає й проєкти з іншим співвідношенням між СЕС і BESS. Це може бути обґрунтовано профілем споживання, обмеженнями приєднання, потребою в резервному живленні, доступним CAPEX або іншими завданнями клієнта. Такі проєкти не оцінюються як неприйнятні для фінансування, однак за інших рівних умов відхилення від оптимальної конфігурації може збільшувати простий строк окупності.

Окремі (standalone) BESS також можуть бути економічно доцільними, однак їх окупність більше залежить від ринкової кон’юнктури, прогнозу цінових спредів, вартості капіталу та регуляторних умов. Саме тому під час кредитного аналізу банк приділяє особливу увагу реалістичності моделі монетизації та чутливості проєкту до зміни цінових сценаріїв.

Окрему категорію становлять проєкти для власного споживання, економічний ефект яких формується не як самостійний дохід енергетичного активу, а як скорочення витрат діючого бізнесу. Для підприємств із денним графіком роботи це одна з найбільш прогнозованих моделей інвестування. У поточних проєктах при оптимальному підборі потужності генерації до власного споживання простий строк окупності складає два-три роки.

Газопоршневі когенераційні установки зараз здебільшого залишаються затребуваними для підприємств з одночасною потребою в електроенергії та теплі у виробничому процесі. Проте їхня економіка залежить від ринкової вартості природного газу та цін на електроенергію, тому за умови достатнього завантаження установки та стабільного корисного використання виробленого тепла простий строк окупності в окремих проєктах суттєво коливається від двох до чотирьох років.

Фінансова модель для розподіленої генерації: класичний інвестиційний кредит, лізинг обладнання чи тристоронні ESCO-моделі. Що більш затребувано?

Наразі найбільш популярною моделлю залишається класичний інвестиційний кредит. Для бізнесу це найзрозуміліший інструмент: клієнт сам володіє активом, контролює режим його роботи та отримує весь економічний ефект — економію, дохід від продажу електроенергії або підвищення енергостійкості.

Для великих об’єктів генерації — сонячних і вітрових електростанцій, когенераційних установок і систем накопичення енергії UGB («Укргазбанк») застосовує проєктне фінансування. У таких угодах банк оцінює не так історичні фінансові показники позичальника, як життєздатність самого проєкту: прогноз виробітку електроенергії, структуру та достатність грошових потоків від проєкту, обсяги CAPEX і OPEX, технічні умови приєднання, технічні характеристики обладнання, досвід EPC-підрядника, договори продажу електроенергії, сервісне обслуговування, регуляторні ризики та здатність проєкту обслуговувати борг навіть у випадку реалізації стрес-сценаріїв.

На період будівництва та виходу об’єкта на планову потужність може встановлюватися пільговий період за погашенням основної суми боргу. У забезпечення банку оформлюється майно проєкту, а особливості структурування кредитної угоди визначаються індивідуально за кожним проєктом з урахуванням вимог банку.

«Бачимо потенціал у механізмі лізингу енергетичного обладнання для простих проєктів, наприклад для СЕС для власного споживання підприємств. Проте для складних проєктів розподіленої генерації він менш поширений. Причина полягає в тому, що такі проєкти включають не лише обладнання, а й проєктування, будівельно-монтажні роботи, приєднання до мережі, пусконалагодження, сервіс і договірні відносини з трейдером або балансуючою групою. Наявність значної частки таких складових в структурі кошторису проєкту ускладнює фінансування в межах класичного лізингового продукту».

ESCO-модель є перспективною для клієнтів, які не мають достатнього власного капіталу або не хочуть самостійно в повному обсязі профінансувати енергетичний актив. До таких клієнтів належать, зокрема, комунальні підприємства, бюджетні установи й окремі промислові споживачі. Але в Україні вона поки менш масова для розподіленої генерації, ніж кредитування.

Для банку в такій моделі ключовим питанням є не лише якість обладнання, а й фінансова стійкість ESCO-компанії, строк контракту, формула ціни для кінцевого споживача, розподіл ризиків, право власності на обладнання та платіжна дисципліна споживача.

Що є більш перспективним для фінансування: standalone системи (чисті великі батареї, які працюють суто на балансування енергосистеми країни) чи комбіновані рішення (наприклад, СЕС + BESS для забезпечення автономності конкретного заводу)?

«Наразі спостерігаємо, що найбільший попит є саме на комбіновані рішення — сонячні електростанції в поєднанні із системами накопичення енергії. Такі проєкти формують одразу декілька джерел економічного ефекту: дозволяють збільшити власне споживання виробленої електроенергії, здійснювати ціновий арбітраж на ринку електроенергії, зменшувати витрати на електроенергію й одночасно підвищувати енергетичну стійкість підприємства. Саме такі моделі сьогодні є найбільш зрозумілими для кредитного фінансування».

Standalone BESS можуть працювати на різних сегментах ринку електроенергії, здійснювати ціновий арбітраж і надавати допоміжні послуги оператору системи передачі. Однак їхня бізнес-модель сьогодні більшою мірою залежить від регуляторних норм, правил роботи ринку та волатильності цін, тому потребує більш консервативного підходу під час оцінки кредитоспроможності.

З погляду банку, ключовим фактором є не сама технологія, а стійкість фінансової моделі та достатність грошових потоків. Чим більше незалежних джерел доходу або економії генерує проєкт, тим вищою є його інвестиційна привабливість.

«Саме тому сьогодні найбільш перспективними для фінансування ми вважаємо інтегровані рішення — СЕС + BESS, ВЕС + BESS, а також системи накопичення енергії, інтегровані у виробничі процеси підприємств. Такі проєкти є менш чутливими до змін окремих сегментів ринку електроенергії та забезпечують вищу фінансову стійкість протягом усього терміну кредитування»

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Наскільки українське законодавство 2026 року встигає за технологіями

Українська енергосистема перебуває в стані трансформації в юридичному полі: держава зробила кроки для переходу від радянської моделі, орієнтованої на великі АЕС і ТЕС, до децентралізованої, де приватний бізнес може мати власну генерацію та системи накопичення.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«На рівні законів країна впродовж 2022—2023 років зробила те, на що Європа витратила десятиліття: ухвалила норми про net billing, активного споживача, системи накопичення енергії (CHE\ESS), агрегацію й, нарешті, об'єднання ринків»

Водночас малий і середній бізнес надалі стикається з бюрократичними та юридичними перешкодами.

1. Регуляторні бар'єри стримування ESS і приватної генерації

Системи накопичення енергії (CHE або промислові акумулятори) — це технологія, яка дозволяє зберігати надлишок електроенергії (наприклад, виробленої сонячною станцією вдень) і використовувати її в пікові години або під час блекаутів.

Міф про «подвійну оплату» та реальність закону

Серед підприємців поширене побоювання, що власник акумулятора змушений платити за тариф на розподіл двічі: перший раз — коли заряджає батарею з мережі, другий — коли віддає цю енергію назад.

Юридично це не так. Закон України від 16 червня 2022 року «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» запроваджує нетто-модель. Це означає, що оператор установки зберігання платить за передачу, розподіл і диспетчеризацію лише на обсяг абсолютної різниці між тим, скільки енергії він взяв із мережі за місяць, і тим, скільки віддав назад. «Тобто закон передбачає сальдування, а не подвійне нарахування», — пояснює Богдан Слободян.

Завдяки закону № 4777-IX мережеві тарифи нараховуються винятково на обсяги, що перетнули зовнішню точку приєднання, тобто енергія вийшла за межі вашого енергооб'єкта й потрапила в загальну державну електромережу або навпаки — зайшла з неї до вас. Водночас, за словами старшої юристки Asters Тетяни Піскун, на рівні типових договорів з обленерго часто виникають вимоги оплачувати потужність як для звичайного споживача.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Реальний бар'єр тонший — і саме тому небезпечніший. Він не у формулі закону, а в тому, як ця формула працює на практиці. Тому коректно говорити не про "подвійне тарифоутворення, яке досі не зняте" (закон його і не створював), а про практичні питання застосування: окремий комерційний облік відбору й відпуску, відповідність місячного сальдування добовому циклу батареї, кваліфікація перетікань конкретної установки оператором мережі»

система, за якою вираховується різниця між обсягом згенерованої та спожитої електроенергії за годину. Якщо генерація перевищує споживання, надлишок викуповує постачальник; якщо споживання більше, споживач оплачує різницю

Експерти виділяють три бар’єри для впровадження СНЕ за постановами НКРЕКП.

- Сальдування рятує від подвійного платежу лише за умови наявності окремого та коректного комерційного обліку відбору й відпуску електроенергії. Багато обленерго ще не налагодили ці методики, що створює фінансові ризики для бізнесу. Крім того, місячний взаємозалік не завжди збігається з добовим циклом роботи батареї.

- Обленерго вимагають підключати накопичувач, який і споживає, і віддає, за правилами класичної великої електростанції. Бізнес змушують проходити повне техніко-економічне обґрунтування та резервувати потужність приєднання за найгіршим сценарієм, що штучно здорожчує проєкт.

- У підзаконних актах (Кодекс систем розподілу, правила ринку, тарифні методики, облікові вимоги) статус оператора СНЕ чітко не визначений. В одному документі він виступає як споживач, в другому — як виробник, у третьому — як надавач допоміжних послуг. Кожна кваліфікація передбачає різні тарифи та зобов’язання з балансування.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Поки ця тріада не зведена в єдиний несуперечливий профіль, інвестор не може порахувати проєкт із прийнятною похибкою»

Він додає, що всі перешкоди усувають не зміною закону, а ревізією тарифних методик, облікових вимог і Кодексу систем розподілу.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

Що бізнесу робити вже зараз:

- Забезпечити бездоганний окремий облік. Нетто-перевага закону працює лише за коректного роздільного комерційного обліку відбору й відпуску. Це перша інженерно-юридична умова, без якої сальдування на практиці може бути поставлене під сумнів.
- Фіксувати кваліфікацію установки в діалозі з операторами системи передачі та розподілу. Заздалегідь узгоджувати й документувати, як саме оператор мережі обраховує перетікання СНЕ, щоб уникнути довільного застосування тарифу постфактум.
- Розглянути архітектуру «за лічильником» (behind-the-meter). Якщо накопичувач стоїть у парі з власною генерацією чи власним споживанням і мінімізує транзит через мережу оператора, частину тарифного навантаження можна оптимізувати суто архітектурно.
- Використовувати дохід з допоміжних послуг як компенсатор. Участь у ринку балансування і допоміжних послуг здатна перекрити тарифне навантаження, але це вимагає кваліфікації установки та виходу на відповідні аукціони.

«Стратегічно ж напрям один: завершення деталізації в кодексах, облікових вимогах і ринкових правилах, щоб закладена в законі нетто-логіка працювала однаково й передбачувано для кожного оператора СНЕ»



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

тип систем, де генерація (наприклад, сонячні панелі) або зберігання електроенергії (акумулятори) перебувають на стороні споживача. Енергія споживається перед тим, як пройти через загальний лічильник, що зменшує рахунки та навантаження на мережу

2. Агрегатори потужності та віртуальні електростанції (VPP)

Virtual Power Plant (VPP), або віртуальна електростанція — це хмарна IT-платформа, яка об'єднує десятки або сотні розподілених об'єктів (дахові СЕС підприємств, акумулятори, дизельні генератори) в один цифровий пул, щоб управляти ними як єдиною електростанцією. Організатором такого пулу виступає агрегатор.

Юридичний статус у 2026 році

Завдяки Закону про інтеграцію енергоринків № 4834-IX та Постанові НКРЕКП № 660 від 5 травня 2026 року, агрегатори отримали статус повноправного учасника ринку.

- Суб'єктність: агрегатор може об'єднувати різних споживачів й виробників для купівлі-продажу електроенергії і працює як єдине цифрове обличчя пулу на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуючому ринках.

- Відповідальність: агрегатор несе фінансову відповідальність за балансування своєї групи та надає фінансові гарантії.

- Активний споживач: закон дозволяє малому бізнесу продавати надлишки світла через агрегатора без необхідності отримувати окрему ліцензію на виробництво для кожної дахової СЕС.

Чи легко приєднати VPP до мережі

Хоч повна інтеграція ринків з ЄС запланована на 2028–2029 роки, запустити VPP технічно та юридично можливо вже зараз. Однак для бізнесу й IT-стартапів існують обмеження:

- Високий фінансовий поріг входу: постанова № 660 вимагає від незалежних агрегаторів значного фінансового забезпечення (заморожування коштів у вигляді гарантій) для доступу до ринку, що складно для стартапів.
- Складність реєстрації одиниць агрегації: хоча постанова впровадила статус агрегатора, процедура реєстрації кожної «одиниці агрегації» залишається бюрократично складною й вимагає детального опису кожної точки приєднання.
- Податкові «пастки»: перепродаж енергії всередині VPP між різними юридичними особами (наприклад, сусідами по промзоні) може трактуватися податковою як ліцензована торгівля, що потребує статус трейдера для кожного учасника.
- Відсутність Market Coupling на початковому етапі: хоча Закон № 4834-IX закладає основу для об’єднання ринків з ЄС, реальний доступ агрегаторів до європейського пулу ліквідності все ще перебуває на стадії технічної реалізації.
- Штрафи за небаланси: за небаланси всієї групи існує 100% фінансова відповідальність. Юридичні механізми розподілу цих штрафів між учасниками VPP не врегульовані, що створює правову невизначеність.

- Заборона на подвійну агрегацію: електроустановки можуть входити лише до однієї агрегації. Якщо власник будівлі хоче надати сонячну електростанцію одному агрегатору, а керування навантаженням іншому, це неможливо.

- Обмін даними та кібербезпека: нові вимоги до кіберзахисту є дорогими й складними для невеликих споживачів (СЕС на 100–200 кВт).

- Відсутність типових договорів: НКРЕКП затвердила правила й визначила перелік умов договорів, але детальні договори «агрегатор — споживач» не стандартизовані, що створює ризики в судах.

- Розмежування з постачанням: незалежний агрегатор за законом не має права постачати електроенергію споживачеві, який входить до його ж групи.

- Прямі технічні зобов’язання перед Оператором системи передач («Укренерго»): агрегована група має виконувати оперативні команди ОПС щодо зміни потужності. Це означає телеметрію, верифікацію базової лінії споживання та відповідальність за невиконання — інженерно-правовий шар, який легко недооцінити.

- Допоміжні послуги й аукціони: дохідна модель агрегатора тримається на участі в ринку допоміжних послуг і балансуванні. Тут діє окрема аукціонна механіка, вхід куди вимагає кваліфікацій.

- Необґрунтовані вимоги: оператори систем іноді висувають завищені вимоги до проєктної документації або затягують строки розгляду заяв.

- Складність pre-qualification: для роботи на ринку допоміжних послуг «Укренерго» вимагає юридичного підтвердження здатності VPP миттєво змінювати навантаження. ОСП безперервно контролює телевимірювання, і будь-яка невідповідність характеристик призведе до штрафів за невідповідність або навіть позбавлення свідоцтва про відповідність. Відповідальність за помилку IT-алгоритму несе власник ліцензії, а не розробник софту.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Легалізацію варто будувати "з кінця", — говорить партнер EQUITY Law Firm Богдан Слободян. — Спершу визначити, на якому саме ринку агрегатор заробляє, і вже під цей дохід вибудовувати ліцензійну, договірну й технічну конструкції. Спроба "отримати статус" без прив'язки до конкретного грошового потоку призведе до заморожених гарантій і нульового виторгу»

Межа між IT-платформою та ліцензуванням

Сфері дії IT-платформи	Сфера ліцензування (Енергоринок)
Збір та обробка даних: моніторинг СЕС, прогноз погоди, аналіз цін	Фінансовий кліринг: проведення платежів за продану або куплену електроенергію
Технічне управління: команди на інвертори/акумулятори (Smart Control)	Юридична відповідальність за небаланс: хто платить «Укренерго» за відхилення
Оптимізація: алгоритми, що вираховують найбільш вигідний час для продажу	Статус учасника ринку: наявність ліцензії та реєстрація в системі Market Management System



Тетяна Піскун

старша юристка Asters

«Якщо ІТ-платформа лише "дає поради" власнику СЕС — це ІТ-послуга. Якщо автоматично купує/продає енергію від імені групи об'єктів і розподіляє між ними прибуток — така юридична особа зобов'язана отримати ліцензію агрегатора»

3. Обтяження технічними умовами

Часто обленерго вимагають від великих установок зберігання енергії будівництва окремих ліній до підстанцій високої напруги, юридично аргументуючи це «впливом на якість напруги у сусідів». Це перетворює прибутковий проєкт на інфраструктурне будівництво з терміном окупності понад 10 років.

4. Спрощене приєднання розподіленої генерації

Під час воєнного стану приєднання нових об'єктів розподіленої генерації потребує пришвидшених і спрощених рішень, вважає Слободян.

«Держава рухається в цьому напрямі різними інструментами, проте важливо не приписувати окремим актам те, чого вони не містять. Наприклад, постанова КМУ №142 стосується експериментального проєкту будівництва, реконструкції та інженерно-технічних заходів із фізичного захисту об'єктів критичної інфраструктури паливно-енергетичного сектору, а не універсальної процедури спрощеного приєднання генерації»

каже експерт

Партнер EQUITY Law Firm Богдан Слободян вважає, що на практиці бізнес стикається зі спротивом з боку операторів систем розподілу. Він виокремлює такі зловживання та блокування:

- «Немає технічної можливості» — найпоширеніша відмова, посилання на відсутність вільної потужності у вузлі, часто без належного обґрунтування, що перетворює об'єктивне обмеження на інструмент гальмування конкурента;
- Затягування строків видачі техумов. Формальне дотримання процедури з фактичним вичерпанням усіх граничних строків — поки інвестор втрачає сезон чи фінансування;
- Завищені вимоги до реконструкції мережі. Перекладання на заявника вартості модернізації, яка є зоною відповідальності оператора як умови приєднання;
- Маневрування кваліфікацією об'єкта. Підведення гнучкого об'єкта (наприклад, СНЕ або гібридної установки) під ту категорію приєднання, яка для заявника найдорожча та найповільніша.

Що робити? Інструментарій від EQUITY Law Firm:

- Скарга до НКРЕКП. Регулятор має повноваження розглядати спори щодо приєднання та видавати оператору обов'язкові до виконання приписи. «Це найшвидший адміністративний шлях», — коментує Богдан Слободян.
- Звернення до Антимонопольного комітету. Безпідставна відмова чи дискримінаційні умови з боку оператора можуть кваліфікуватися як зловживання монопольним становищем.
- Адміністративний суд. Оскарження протиправної відмови або бездіяльності оператора з вимогою зобов'язати видати техумови та укласти договір про приєднання.



Богдан Слободян

партнер EQUITY Law Firm

«Є приклади успішного оскарження бездіяльності або неправомірних дій ОСР, але результат залежить від доказової бази, змісту техумов і дотримання заявником процедури. Тому ключ до успіху — документування. Кожну відмову, порушення строку, "технічну неможливість" треба фіксувати письмово. Саме папір перетворює абстрактне "нас блокують" на виграшну скаргу»

5. Регуляторні пісочниці в Україні

Регуляторна пісочниця (Regulatory Sandbox) — це спеціальний правовий режим, який дозволяє інноваційним компаніям або стартапам тестувати нові технології (наприклад, блокчейн-платформи для торгівлі енергією між сусідніми заводами) без ризику отримати штрафи від регулятора за порушення загальних ліцензійних умов чи правил ринку.

Чи працює цей механізм в Україні

Законодавчих норм про запуск пісочниць в Україні немає. Натомість НКРЕКП тестувала формат ручного супроводу регулятора для окремих компаній — цю практику у 2024-2025 роках дозволили Закон №3220-IX і підзаконні акти.



Тетяна Піскун

старша юристка Asters

«Тоді НКРЕКП фактично “за руку” проводив компанію через ліцензійні вимоги, паралельно виправляючи помилки у власних постановах. Метою було знайти помилки в нормативних документах раніше, ніж вони стануть масовими»

каже Тетяна Піскун

Для таких пілотних рішень, продовжує Піскун, НКРЕКП дозволяла відхилення в другорядних вимогах (використовувати недержавні алгоритми прогнозування небалансів для тестів, надавався довший адаптаційний період для налагодження кібербезпеки систем управління (SCADA\АСКОЕ)) в обмін на детальний звіт роботи.

«Основним предметом експерименту стала перевірка, як агрегатор (VPP) юридично та технічно подає заявку на зміну потужності. Наприклад, кейс: агрегатор об'єднує 10 дрібних СЕС. Диспетчер бачить їх як один об'єкт. Під час пілоту перевіряли, чи не виникає юридичних колізій, коли один власник СЕС у групі хоче відключитися, а агрегатор уже "продав" його потужність ринку»,

— розповідає Тетяна Піскун

У 2026 році це тестування створило:

- Чітко визначений Правилами ринку перелік умов договору, що укладається між агрегатором та учасниками ринку, який має намір включити електроустановки до складу одиниці агрегації;
- Регламент обміну даними між IT-платформою та обленерго;
- Розуміння, як НКРЕКП реагує на технічні помилки IT-алгоритмів, що раніше трактувалося як «крадіжка енергії» або «порушення ліцензії».

Запрацював Peer-to-Peer (P2P) процес: «Пряма торгівля між сусідами (наприклад, двома заводами в одній мікромережі) юридично можлива через статус активного споживача та механізм Net Billing, але все ще вимагає дотримання стандартних мережевих правил і сплати тарифу на розподіл, якщо задіяні державні мережі», — каже Піскун.

автоматизовані системі обліку

принцип взаємодії, де учасники мережі взаємодіють напряму, без участі централізованого посередника

Що заважає розвитку інновацій? На думку старшої юристики Asters, інноватори досі стикаються з радянською спадщиною:

- Застарілого Кодексу систем розподілу: правила приєднання й експлуатації мереж прописані під логіку великої централізованої генерації.
- Конфлікт із державними системами контролю: сучасні технології (наприклад, Web3 або блокчейн) важко інтегрувати з державними автоматизованими системами обліку (АСКОЕ).
- Вартість заміни лічильників і сертифікації за старими ДСТУ часто перевищує потенційний прибуток малого бізнесу від торгівлі енергією, адже блокчейн-стартап має інтегрувати в АСКОЕ кожного учасника.



Тетяна Піскун

старша юристка Asters

«Як це вирішує пісочниця в ЄС? Там дозволяють використовувати так званий паралельний облік»: для розрахунків з державою використовують АСКОЕ, а для внутрішньої P2P-торгівлі — дані з інверторів або блокчейн-вузлів, за умови, що сума внутрішніх транзакцій не перевищує загальний обсяг на вході в мережу»

пояснює Тетяна Піскун

Чи потрібен такий механізм в Україні? Експерти сходяться, що так. Без нього, за словами Тетяни Піскун, Україна ризикує залишитися споживачем, а не розробником технологій.

Для стартапів — це єдиний шлях перевірити алгоритми балансування, не чекаючи на зміну загальнодержавних ДСТУ, а для держави — спосіб дізнатися, як мікромережі можуть працювати під час блекаутів, не ставлячи під загрозу стабільність всієї об'єднаної енергетичної системи.

Що зробити, аби пісочниця запрацювала?

- Внести зміни до Закону «Про ринок електричної енергії», які дадуть НКРЕКП право тимчасово (на два-три роки) звільняти учасників експерименту від ліцензійних умов або тарифних обмежень.
- Державна підтримка ризиків: механізм, за якого держава або міжнародні донори гарантують покриття можливих технічних збитків мережі під час тестів.
- Чіткий перелік того, що вважається інновацією, щоб під виглядом пісочниці не працювали звичайні схеми ухилення від податків.

Аналіз моделей Net Billing та Активних споживачів

Net Billing — механізм, за якого споживач (фабрика чи магазин із сонячною станцією) може віддавати надлишок виробленої вдень електроенергії в загальну мережу. Ці надлишки зараховуються на спеціальний рахунок підприємства не у кіловат-годинах, а у гривнях за ринковою ціною (ціною ринку «на добу наперед»). За ці кошти компанія купує світло з мережі вночі або взимку.

Станом на червень 2026 року систему запустили, але працює повільно, вважає Тетяна Піскун. Бізнес переважно будує СЕС лише під власне споживання без віддачі в мережу через низку економічних перешкод.

Підводні камені для бізнесу:

- Ціновий розрив: бізнес продає надлишки сонця за чистою ціною ринку «на добу наперед» (без ПДВ та тарифів на розподіл і передачу), а купує з мережі за повним тарифом. Ціна купівлі може бути у 2–2,5 рази вищою за ціну продажу. Якщо бізнес виробив багато енергії в неділю (коли виробництво не працює), він продасть її за мінімальною ціною ринку, яка не покриває витрати на дорожчу енергію в понеділок.

- Заморожені кошти на рахунках: кошти важко вивести на поточний банківський рахунок підприємства. Їх дозволено витратити винятково на оплату електроенергії у того ж самого постачальника. Якщо бізнес побудував занадто велику СЕС, на його рахунку накопичуються гроші, які неможливо перевести в готівку.

- Обмеження потужності видачі: обленерго в технічних умовах часто обмежують потужність видачі в мережу (наприклад, СЕС збудовано на 2 МВт, а видати дозволяють лише 500 кВт). Без встановлення системи акумуляторів (BESS) або розумного керування навантаженням решта виробленої енергії втрачається.

- Ризик збоїв АСКОЕ: постачальники вимагають точності передачі даних обліку. У разі технічного збою передачі даних, видана в мережу енергія може бути зарахована як несанкціонована або списана за мінімальною ціною балансуючого ринку (близько 0 грн) — поки дані не будуть верифіковані.

Коли модель Net Billing не потрібна

Тетяна Піскун з Asters виділяє три умови:

- Нестабільність цін: ринок «на добу наперед» коливається від 2,5 грн\вКт-год влітку до 10 грн\кВт-год взимку. Планувати стабільний місячний дохід неможливо. Влітку, коли СЕС генерує найбільше, ціна найнижча.
- Адміністративне навантаження: потрібен лічильник АСКОЕ, договір з постачальником послуги, податкова звітність. «Для невеликих станцій (на 3кВт) ці витрати часу і грошей можуть перевищити вигоду від продажу», — каже експертка.
- Мала станція = нуль надлишку: якщо споживання дорівнює або перевищує вироблення, продавати нічого. Це типова ситуація для будинків з електричним опаленням і станцією до 5 кВт.



Тетяна Піскун

старша юристка Asters

«Найкращий шлях зараз — не просто продавати надлишки постачальнику, а ставати частиною агрегованої групи (VPP). Агрегатор може продати енергію дорожче на балансуючому ринку в моменти дефіциту, ніж ви отримаєте за стандартним договором Net Billing»

вважає Тетяна Піскун

Перспектива після 1 січня 2028 року: до чого готуватися бізнесу

Для активних споживачів з установками до 20 МВт наразі діє пільговий перехідний період: вони можуть генерувати енергію для власного споживання та Net Billing без отримання ліцензії виробника.

Проте, якщо норму не буде пролонговано, з 1 січня 2028 року суб'єкти з установками понад 5 МВт постануть перед вибором:

- Перехід на режим zero export: встановлення технічного обмеження, яке повністю забороняє будь-яку видачу надлишків у загальну мережу (робота винятково на внутрішнє споживання).
- Отримання статусу виробника: переоформлення схеми приєднання відповідно до стандартних вимог ринку, що накладає на бізнес додаткові адміністративні та фінансові витрати.

Сценарії розвитку енергосистеми після війни

Поточний стан і найближчі прогнози: осінь 2026 року

Який реальний обсяг дефіциту генерації прогнозується на осінь 2026 року за умови збереження поточної інтенсивності обстрілів і темпів відновлення?

Наразі говорити про дефіцит генерації некоректно, пояснює Андріан Прокіп, доктор економічних наук, керівник енергетичних програм Українського інституту майбутнього, старший науковий співробітник Інституту Кеннана (Вашингтон, США). За його словами, дефіцит виникає не постійно, а переважно в години вечірнього піку споживання. При цьому потрібно розглядати різні сценарії: чи будуть обстріли, якої інтенсивності та що саме стане ціллю — система передачі електроенергії чи генеруючі потужності.

Крім того, додає він, у денні години влітку підстав очікувати дефіциту немає. Завдяки роботі сонячної генерації зранку і приблизно до 17:00 система має достатньо електроенергії. У полуденні години навіть доводиться обмежувати виробництво сонячних електростанцій. Якщо не буде масштабних обстрілів, то у вечірні години пікового споживання дефіцит може становити до 10% від потреби системи.

Якщо російські атаки будуть спрямовані на систему передачі електроенергії, це може ускладнити передачу електроенергії між регіонами. Насамперед це стосується лівобережної частини України, яка є дефіцитним регіоном. «Крім того, важливим фактором є імпорт електроенергії. Під час спеки ціни на електроенергію в Європі зростають. Через це імпорт стає дорожчим, його обсяги можуть скорочуватися, що збільшує дефіцит в енергосистемі», — коментує Андріан Прокіп.

Якою може бути ситуація восени

Якщо не буде нових масштабних російських обстрілів, а погодні умови залишатимуться звичайними для сезону, у вересні та жовтні суттєвих проблем із забезпеченням електроенергією не очікується.

Наразі немає підстав вважати, що осінь буде аномально холодною. За таких умов прогноз щодо вересня та жовтня є позитивним, і значних дефіцитів електроенергії не прогнозується, резюмує експерт.

Геннадій Рябцев, експерт з енергетичних питань, виділяє два сценарії: базовий і кризовий.



Геннадій Рябцев

експерт з енергетичних питань

«Базовий сценарій розвитку подій має найвищу ймовірність: росія надалі завдаватиме ударів по об'єктах енергетичної інфраструктури — як по тепловій генерації, так і по ГЕС, а також по об'єктах систем передачі та розподілу. При цьому немає підстав стверджувати, що нам вдасться швидко ремонтувати відповідні об'єкти. У такому випадку матимемо невеликий дефіцит, особливо в пікові години. Він призведе до графіків обмеження потужності для промисловості у більшості регіонів України та стабілізаційних графіків для побутових споживачів — до півтори черги у пікові години в окремих регіонах України»

Кризовий сценарій реалізується за відсутності протиповітряних ракет. «Базовий сценарій перейде в кризовий зі збільшенням тривалості вимкнень електричної енергії як для промислових, так і для побутових споживачів. Найбільшою буде тривалість у тих районах, які потраплять під балістичні обстріли: Київ, Одеса, прифронтові регіони, Дніпро, Харків», — каже Геннадій Рябцев.

Щодо подальшого розвитку енергетичного сектору України, експерт прогнозує, що зміна архітектури енергетичної системи України триватиме. За його словами, відбуватиметься зростання кількості установок малої потужності, що дозволить децентралізувати енергетику та розосередити потужність.

«Щоб забезпечити нормальне функціонування таких ізольованих підсистем і їхню нормальну роботу як у централізованому, так і в ізольованому режимі, потрібно буде побудувати ще декілька сотень малих генеруючих установок потужністю від 10 МВт та об'єднати їх у місцеві чи регіональні мережі. Тобто, окрім самих станцій, потрібно будувати ще й мережі, які їх з'єднуватимуть. Це і є енергетичні "соти2, про які казав Денис Шмигаль»

— говорить Рябцев

Додає, що енергетичні «соти» в такій системі працюватимуть нормально лише в разі, якщо, окрім самих установок, буде забезпечене їх використання всіма споживачами, які проживають на тій території, де ця енергетична «сота» працює.

Але тут, застерігає експерт, важливо не скотитися з децентралізації та розосередження в «енергетичний сепаратизм». Установку потрібно приєднати до регіональної мережі та зробити її складовою об'єднаної енергетичної системи України. Наразі в жодному регіоні поки що не виконано в повному обсязі комплексний план енергетичних «сот» для регіону чи міста.

Для забезпеченнями громадами себе власною генерацією важливо рухатися так:

- не забувати про те, що децентралізація не означає відмову від великих електричних станцій, а саме від атомної генерації. Ремонти та технологічне обслуговування яких потрібно проводити вчасно і в повному обсязі;
- забезпечувати належну роботу всіх об'єктів магістральних мереж і мереж розподілу, захищаючи їх від зовнішніх впливів, від ударів відповідними рівнями захисту, створюючи резерв особливо вразливого обладнання для цих мереж;
- створювати та встановлювати нові енергетичні установки з гарантованою потужністю, тобто установка має працювати за будь-яких умов. Вона не має залежати від того, чи наявне сонце і вітер.

Паралельно, продовжує Геннадій Рябцев, необхідно створити запаси всіх енергоресурсів і резервів обладнання на центральному, регіональному, місцевому та об'єктовому рівнях.



Геннадій Рябцев

експерт з енергетичних питань

«І останнє — це забезпечення безумовної стійкості об'єктів критичної інфраструктури. Усі об'єкти критичної інфраструктури мають бути обладнані автономними джерелами живлення. Не резервними, які працюють декілька годин, а саме автономними, які будуть працювати незалежно від погодних умов, незалежно від зовнішніх чинників, незалежно від наявності електричної чи будь-якої іншої енергії в мережі»

Післявоєнна перспектива та довгострокові сценарії розвитку



Максим Артеменко

директор з розвитку бізнесу Elementum Energy

«Майбутнє системи — за розумним балансом між великою базовою генерацією та розвитком розподілених джерел енергії. У перспективі післявоєнного розвитку децентралізовані рішення, передусім на основі відновлюваних джерел, мають стати критично важливим доповненням загальної мережі — основою для формування автономних промислових і житлових кластерів із замкненими розподільчими системами»

На його думку, головна перевага такої моделі — це стійкість: розподілені енергоресурси складніше уразити одночасно, а їх відновлення після пошкоджень потребує менше часу та ресурсів.

Базове навантаження на енергосистему й надалі покриватиметься завдяки атомним електростанціям (із потребою в збільшенні їхньої потужності), вважають в «Укренерго».

Водночас балансування та покриття пікового споживання будуть забезпечувати генеруючі установки на біомасі, об’єкти ВДЕ в комплексі з новою високоманевреною газовою генерацією. У компанії наголошують, що ключовою умовою функціонування цієї моделі є масове впровадження промислових систем накопичення енергії.

У EUEA додають, що Енергетична стратегія до 2050 року передбачає кілька сценаріїв залежно від термінів закінчення війни, ВВП, демографічної ситуації та інтеграції до ЄС. Найбільш реалістичним, на думку фахівців, є гібридний сценарій, де великі АЕС забезпечують базове навантаження, масштабне ВДЕ дає основний приріст, а розподілена газова та когенераційна генерація виконує роль балансуючого буфера.

При цьому, кажуть у EUEA, Енергетична стратегія, ухвалена за місяць до повномасштабного вторгнення, вже не відображає реальність. Міністерство енергетики разом із World Bank працюють над розробкою нової. У перші п’ять-сім років після завершення активної фази війни пріоритет матиме швидке відновлення балансуючих потужностей, інтеграція розподіленої генерації та реконструкція мереж під нову структуру.

ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ

Сценарій розвитку відбудови енергетичної сфери у післявоєнний період та стратегічна мета UGB («Укргазбанк»)

Найбільш реалістичний сценарій післявоєнної відбудови енергетики — це не повернення до старої централізованої моделі, а поступовий перехід до більш децентралізованої, гнучкої та стійкої енергосистеми. Україна не просто відновлюватиме зруйновані потужності, а фактично перебудовуватиме архітектуру енергетики з урахуванням воєнного досвіду, інтеграції з європейським ринком та потреб бізнесу в стабільному енергопостачанні.

На практиці це означатиме одночасний розвиток кількох напрямів: відновлення критичної мережевої інфраструктури, будівництво нової розподіленої генерації, розвиток СЕС і ВЕС у поєднанні з накопичувачами енергії, високоефективної когенерації, біоенергетики, модернізації систем теплопостачання та енергоефективності в промисловості, муніципальному секторі та житловому фонді. Окрему роль відіграватимуть BESS та інші технології гнучкості, оскільки без них неможливо забезпечити масштабну інтеграцію ВДЕ та стабільну роботу енергосистеми.

Для банківського сектору це означає, що енергетика залишатиметься одним із ключових напрямів інвестиційного фінансування. Але масштабування можливе лише за умови, що проєкти будуть не просто актуальними, а фінансово та технічно життєздатними: із зрозумілим джерелом погашення, якісною фінансовою моделлю, підтвердженими технічними параметрами, реалістичним CAPEX, надійними підрядниками та прогнозованими грошовими потоками.

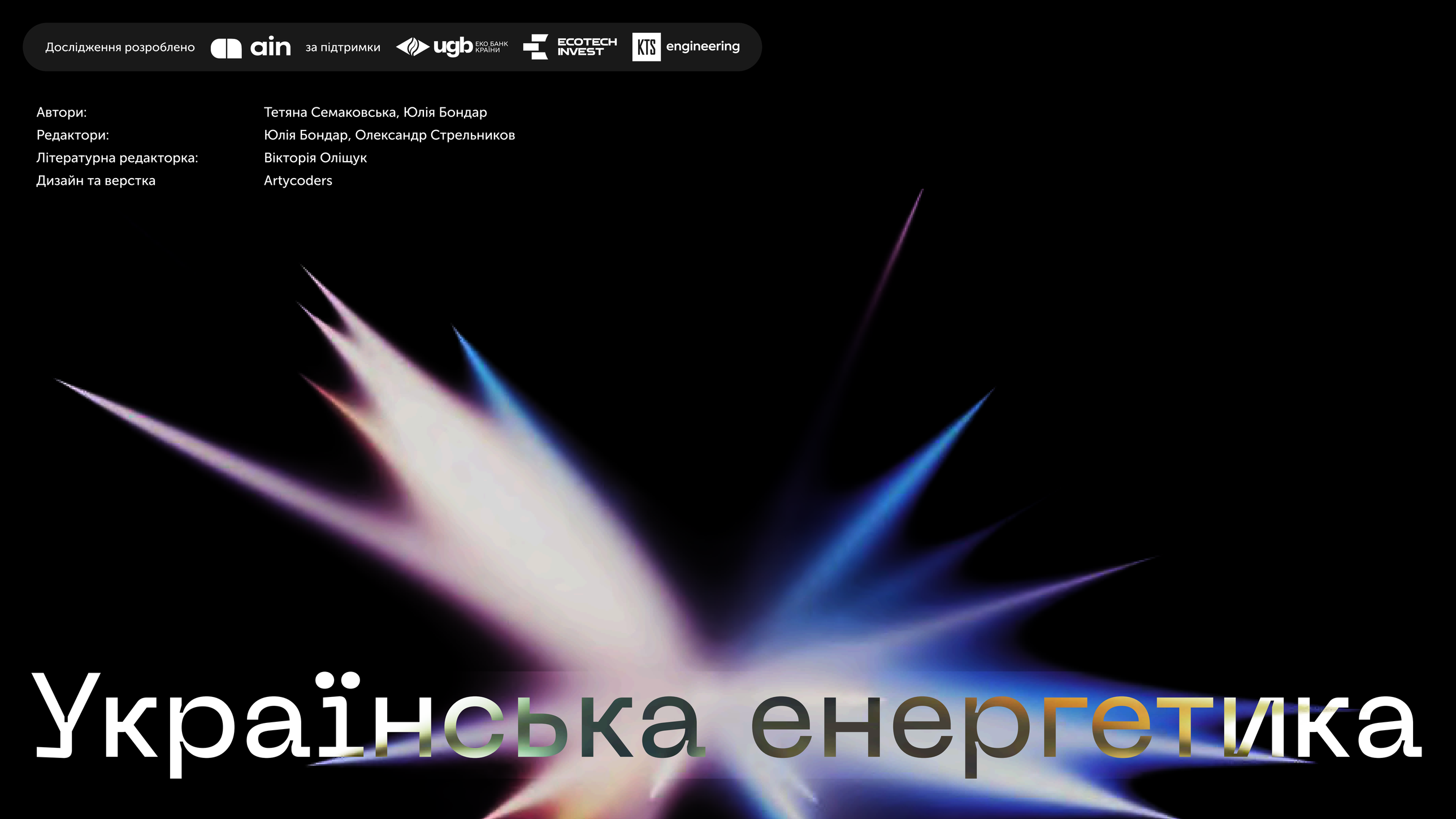
«Стратегічна мета UGB — залишатися ключовим фінансовим партнером енергетичного відновлення України та сприяти переходу від антикризових рішень до системного інвестиційного ринку енергетики. Для нас важливо фінансувати не лише окремі мегавати, а рішення, які підвищують стійкість бізнесу, громад і критичної інфраструктури, знижують енергетичні витрати, підтримують декарбонізацію та створюють довгостроковий економічний ефект»

Окремий фокус UGB («Укргазбанк») — залучення міжнародного капіталу через програми ЄБРР, ЄІБ, KfW, GGF та інших партнерів, використання гарантійних і risk-sharing механізмів, а також технічна експертиза проєктів. Саме поєднання локальної банківської експертизи, міжнародних фінансових інструментів і якісної підготовки проєктів може зробити енергетичне відновлення масштабним, а не точковим.

«Тому післявоєнна відбудова енергетики, на нашу думку, має будуватися навколо трьох принципів: стійкість, економічна доцільність і технологічна модернізація. Завдання UGB — фінансувати ті проєкти, які відповідають цим принципам і можуть стати частиною нової енергетичної системи України».

Дослідження розроблено ain за підтримки ugb ЕКО БАНК КРАЇНИ ECOTECH INVEST KTS engineering

Автори: Тетяна Семаковська, Юлія Бондар
Редактори: Юлія Бондар, Олександр Стрельников
Літературна редакторка: Вікторія Оліщук
Дизайн та верстка Artycoders



Українська енергетика