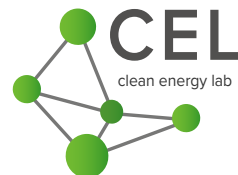




Zentrum
Liberale
Moderne



Підтримка без ефекту

ЕКОНОМІЧНІ ЧИННИКИ, ЩО СТРИМУЮТЬ АУКЦІОНИ ВДЕ В УКРАЇНІ

Ігор Піддубний та Олексій Михайленко

LibMod Policy Paper

ЗМІСТ

Резюме	3
Глосарій	5
1. Контекст дослідження	6
2. Європейська практика підтримки розвитку ВДЕ в електроенергетиці	9
3. Як працює модель підтримки ВДЕ за результатами аукціонів в Україні?	11
4. Аналіз потенційних економічних факторів низького попиту на аукціони ВДЕ	16
5. Висновки	24
6. Рекомендації	25
Додатки	27

Автори

Ігор Піддубний – радник членкині комітету з енергетики та житлово-комунальних послуг Верховної Ради України. Ігор відповідає за аналіз політики та консультаційну роботу, пов’язану з розвитком відновлюваної енергетики, енергоефективністю, міжнародною енергетичною політикою та імплементацією законодавства ЄС. Він також працює аналітиком у компанії Scates, зосереджуючись на комерційній діяльності у сфері сонячної енергетики на ринку електроенергії України. Раніше Ігор обіймав посаду аналітика та дослідника в Інституті Київської школи економіки (KSE Institute), де очолював оцінку збитків та втрат енергетичного сектору України після початку повномасштабної війни Росії проти України.

Олексій Михайленко – економіст із фокусом на енергетичному секторі, із більш ніж десятирічним досвідом на українському ринку. Він є співзасновником аналітичного центру Clean Energy Lab, що досліджує питання трансформації та розвитку енергетичної політики в Україні. В 2019-2020 рр. він обіймав посаду радника Міністра Енергетики України. Олексій співпрацював із OECD, World Bank, GIZ, USAID/Tetrattech в рамках аналітичних та дослідницьких проектів.

РЕЗЮМЕ

Перехід від «зеленого» тарифу до аукціонів мав стати кроком до зниження вартості підтримки відновлюваної енергетики та глибшої інтеграції ВДЕ в ринкові механізми. Проте запуск українських аукціонів зтягнувся через боргову кризу, макроекономічні труднощі та воєнні ризики. Перші конкурси 2024–2025 років виявилися малорезультативними – більшість лотів залишилися без переможців.

Євроінтеграційні прагнення та потреби відбудови енергосистеми зумовили перегляд політики державної підтримки. Ухвалений Верховною Радою України у першому читанні законопроект №13219 передбачає, серед інших змін, тимчасовий перехід аукціонів від контрактів на різницю до механізму ринкової премії до 2029 року, аби знизити ризики для виробників.

Аналіз потенційних економічних чинників неуспішності аукціонів показав, що проблема полягає не лише у боргах за «зеленим» тарифом чи високих ризиках для інвесторів, а й у методології застосування механізму підтримки. Українська модель CfD та FiP суттєво відрізняється від європейських практик та знижує ефективність підтримки. Головними методологічними відмінностями є:

- **Використання індексів базового навантаження для «кваліфікації» платежу за підсумками місяця**, що не відображають профіль генерації ВДЕ та призводять до парадоксальних ситуацій без виплат або із зворотніми платежами всупереч реальним ринковим цінам.
- **Двомісячне згладжування індексів викривлює результат**, не відповідаючи фактичним доходам виробників на ринку.
- **Місячне сальдування платежів** обмежує ефект підтримки, адже коригування здійснюється навіть для годин із цінами, вищими за аукціонну.

У результаті **фактичний ефект підтримки суттєво нижчий**, ніж за стандартними європейськими підходами. Виробники або залишаються без підтримки в той час, коли вона справді необхідна за логікою політики, або змушені здійснювати зворотні виплати, що робить модель економічно не вигідною. Це суттєво підриває інвестиційну привабливість аукціонів та їхню здатність залучати нові проекти. Розрахунки показують, що різниця у дохідності між українською моделлю та стандартною європейською може становити:

- SEC: нижче на 6,4% для FiP та на 12,4% для CfD.
- BEC: нижче на 2,5% для FiP та на 7,9% для CfD.

Аналіз показав, що основними економічними чинниками низького попиту на аукціони ВДЕ зі сторони інвесторів, є:

1. Очікування вищих цін ринку.
2. Складність методології розрахунку підтримки, що знижує її ефективність.
3. Аукціонна ціна не репрезентує фактичну величину підтримки.
4. Складність формулювання ціни для заявки на аукціоні.

Зміни до правил проведення аукціонів ВДЕ, запропоновані законопроектом №13219, вірогідно, матимуть відчутний ефект лише за умов зміни методології розрахунків FiP та CfD.

Наші рекомендації

- 1. Прийняття рішень про застосований механізм підтримки на рівні уряду**, що дозволить уникати довготривалих процесів внесення необхідних змін на рівні законів.
- 2. Спрощення методології розрахунку величини підтримки і приведення її до міжнародних стандартів**, що підвищить привабливість та прозорість підтримки.
- 3. Динамічний перегляд максимальної (граничної) аукціонної ціни**, для більш гнучкого реагування на ринкові зміни.
- 4. Адаптація розмірів річних квот підтримки до оновленої методології**, в очікуванні вищого попиту на аукціони зі сторони інвесторів, що дозволить прискорити будівництво нових потужностей.
- 5. Запровадження додаткових механізмів зниження ризиків** для проєктів ВДЕ.

Впровадження цих змін дозволить зробити механізми підтримки в рамках аукціонів ВДЕ привабливими для інвесторів та стимулюватиме інвестиції у нові потужності ВДЕ, що є необхідним для відновлення та розвитку енергосистеми України.

ГЛОСАРІЙ

CFD	Contract for difference, Контракт на різницю
FiP	Feed-in premium, Ринкова премія
LSOE	Levelised cost of electricity, приведена вартість електронергії
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	Вітрова електростанція
ГЕС	Гідроелектростанція
КМУ	Кабінет Міністрів України
НКРЕКП	Національна комісія з регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
РДН	Ринок на добу наперед
СЕС	Сонячна (фотовольтаїчна) електростанція
УЕБ	Українська енергетична біржа

1. КОНТЕКСТ ДОСЛІДЖЕННЯ

Від «зеленого» тарифу до аукціонів

Інвестиційні проєкти у сфері ВДЕ в Україні стикаються з широким спектром ризиків:

- **цінові та ринкові** – волатильність цін і вплив ринку на виручку;
- **ризики контрагента** – своєчасність та повнота виплат;
- **валютні й інфляційні** – девальвація гривні та інфляція;
- **політичні й регуляторні** – нестабільність законодавства, дозвільні процедури;
- **технічні та будівельні** – складнощі реалізації інфраструктурних проєктів;
- **ресурсні** – залежність від погодних умов і сезонності;
- **мережеві** – системні обмеження, пріоритет диспетчеризації;
- **фінансові** – доступність та вартість капіталу;
- **податкові** – податкове навантаження й особливості структури власності;
- **безпекові** – особливо характерні для України ризики, зумовлені війною.

До 2020 року головним механізмом мінімізації цих ризиків був «зелений» тариф, гарантований державою. Він забезпечував викуп усіх обсягів електроенергії та захищав інвестора від валютних і ринкових коливань. Однак стрімке зростання нових потужностей призвело до різкого збільшення витрат на субсидії. Це зробило модель фінансово надто обтяжливою для системи.

Недоліки «зеленого» тарифу як основного інструменту підтримки розвитку відновлюваної енергетики – передусім його висока вартість для системи та слабка контрольованість – зумовили перехід до більш збалансованих механізмів стимулювання. Тому у 2019 році було прийнято рішення перейти до аукціонної моделі підтримки ВДЕ, яка мала забезпечити контрольованість витрат і конкурентність у визначенні тарифу. На відміну від «зеленого» тарифу, який за законом діє для усіх проєктів до 2029 року, аукціони дають можливість отримувати підтримку на фіксований проміжок часу для інвесторів, та щороку регулювати обсяги квот і таким чином контролювати рівень субсидій з боку держави.

Бар'єри переходу: боргова криза та війна

Фактичний запуск аукціонів відкладався кілька років через боргову кризу у секторі та нездатність держави забезпечити стабільне фінансування підтримки. Нові проєкти промислової ВДЕ-генерації після 2020 року здебільшого реалізовувалися на підставі договорів, укладених до 31 грудня 2019 року, що дозволяло їм зберігати право на отримання «зеленого» тарифу. У 2023 році заборгованість перед виробниками ВДЕ досягла піку у понад 32 млрд грн (€1,5 млрд), а станом на липень 2025 року становила близько 19 млрд грн (~€900 млн). Причини нарощування боргів перед ВДЕ-виробниками були системними:

- недостатній рівень затвердженого НКРЕКП тарифу на передачу, з якого фінансуються виплати;
- падіння споживання електроенергії після повномасштабного вторгнення РФ у 2022 році, що зменшило джерела для покриття виплат;
- девальвація гривні, яка суттєво збільшила обсяг виплат за «зеленим» тарифом, прив'язаного до євро.

Відновлення курсу на аукціони: перші результати та уроки

Необхідність відбудови енергосистеми після масованих атак РФ та гармонізація механізмів підтримки з вимогами ЄС актуалізували питання підтримки розвитку ВДЕ.

У липні 2023 року Верховна Рада України ухвалила Закон України №3220-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та “зеленої” трансформації енергетичної системи», який запровадив для аукціонів з підтримки ВДЕ модель за механізмом Контракту на різницю (CfD).

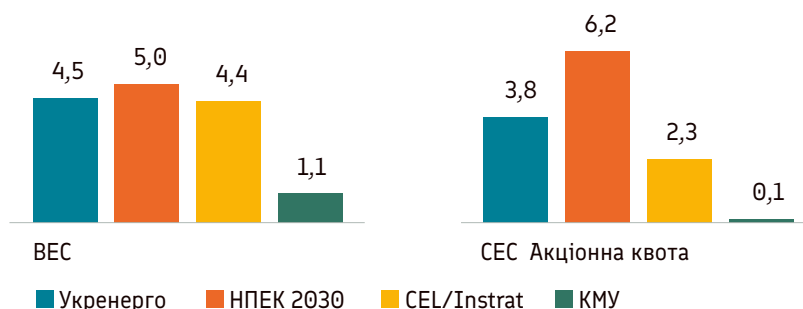
Пріоритетність підходу до розвитку ВДЕ-генерації саме за моделлю конкурентних аукціонів підтверджують і ключові стратегічні документи Уряду, що були ухвалені надалі, зокрема:

- Національним планом з енергетики та клімату до 2030 року (НПЕК 2030, ухвалений 25.06.2024);
- Стратегією розвитку розподіленої генерації до 2035 року (СРРГ, ухвалена 18.07.2024);
- Національним планом дій з відновлюваної енергетики до 2030 року (НПДВЕ-2030, ухвалений 13.08.2024).

Окрім того, план фінансування України з боку ЄС [Ukraine Facility](#) прямо включав серед обов’язкових маяків на 2024 рік ухвалення усієї законодавчої та регуляторної бази для проведення аукціонів з підтримки ВДЕ відповідно до принципів ЄС.

За оцінками Уряду України ([Національний План з енергетики та клімату до 2030 року](#)), [Укренерго](#) та [незалежних експертів](#), потреба України у нових потужностях ВДЕ становить 4,5-5,0 ГВт вітрових та 2,3-6,2 ГВт сонячних станцій. У IV кварталі 2024 року Кабінет Міністрів України оголосив перші пілотні аукціони, а також аукціонні квоти на 2025-2029 роки – значно менші за наявні оцінки (Рисунок 1).

Рисунок 1: Необхідні додаткові потужності ВЕС та СЕС, ГВт¹



1 Потужність за НПЕК 2030 передбачає як промислові СЕС, так і СЕС проз'юмерів «за лічильником», які не підтримуються в рамках системи аукціонів.

Попри реформу, пілотні та перші аукціони з підтримки ВДЕ у 2025 році засвідчили низьку результативність і потребу в подальшому вдосконаленні механізму. У IV кварталі 2024 року Кабінет Міністрів України оголосив три аукціони на сумарні 110 МВт нових потужностей (88 МВт ВЕС, 11 МВт СЕС, 11 МВт малих ГЕС і біоенергетики). Лише один завершився із визначенням переможця – із проєктом малої ГЕС на 0,9 МВт, що становить < 1% від загальної квоти. 13 березня не відбувся перший у 2025 році „зелений“ аукціон – на 33 МВт СЕС, а 4 квітня – на 100 МВт ВЕС. 12 травня безрезультатно закінчився аукціон на 47 МВт „об’єктів на інших видах ВДЕ“ (мала гідроенергетика, біоенергетика). Причина – відсутність учасників.

Серед ключових причин невдачі експерти відзначають:

- дефіцит довіри інвесторів через борги за «зеленим» тарифом та регуляторну нестабільність;
- відсутність гарантованого джерела фінансування, яким є тариф на передачу електроенергії, що затверджується на щорічній основі Регулятором;
- обмеження на максимальну квоту для одного бенефіціарного власника;
- невизначеність щодо подальших регуляторних змін механізмів підтримки.

Таким чином, невдалий старт аукціонів підтвердив, що без змін до законодавчого та регуляторного поля, а також підходів до виконання взятих на себе зобов’язань з боку держави, чинний механізм аукціонної підтримки залишатиметься малопривабливим для інвесторів. Саме тому у серпні 2025 року Верховна Рада України у першому читанні підтримала Проєкт Закону про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії (законопроект №13219).

Потенційні бар’єри і обмеження системи аукціонів ВДЕ в Україні

Серед причин, які стримують попит інвесторів на контракти підтримки проєктів ВДЕ в рамках аукціонів, теоретично можна виділити три групи:

1. Адміністративні

- а. закороткий строк анонсу раундів аукціонів, що ускладнює процес підготовки;
- б. непривабливі розміри квоти;
- в. завищені кваліфікаційні вимоги до учасників.

2. Регуляторні

- а. недовіра до системи підтримки через накопичені борги за «зеленим» тарифом;
- б. невизначеність та регуляторна нестабільність;
- в. обмеження розміру на максимальну квоту на одного бенефіціара;

3. Економічні

- а. низька гранична ціна аукціонів;
- б. очікування вищих доходів на ринку без підтримки;
- в. недостатній рівень підтримки, що не гарантує необхідний рівень доходності.

Ця аналітична записка досліджує потенційні економічні бар’єри поточних механізмів підтримки ВДЕ за результатами аукціонів та причини незацікавленості інвесторів в участі в них.

За результатами аналізу, ми надаємо рекомендації щодо вдосконалення аукціонів з підтримки ВДЕ, з урахуванням змін, запропонованих у законопроекті №13219, ухваленому Верховною Радою у першому читанні у серпні 2025 року.

2. ЄВРОПЕЙСЬКА ПРАКТИКА ПІДТРИМКИ РОЗВИТКУ ВДЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

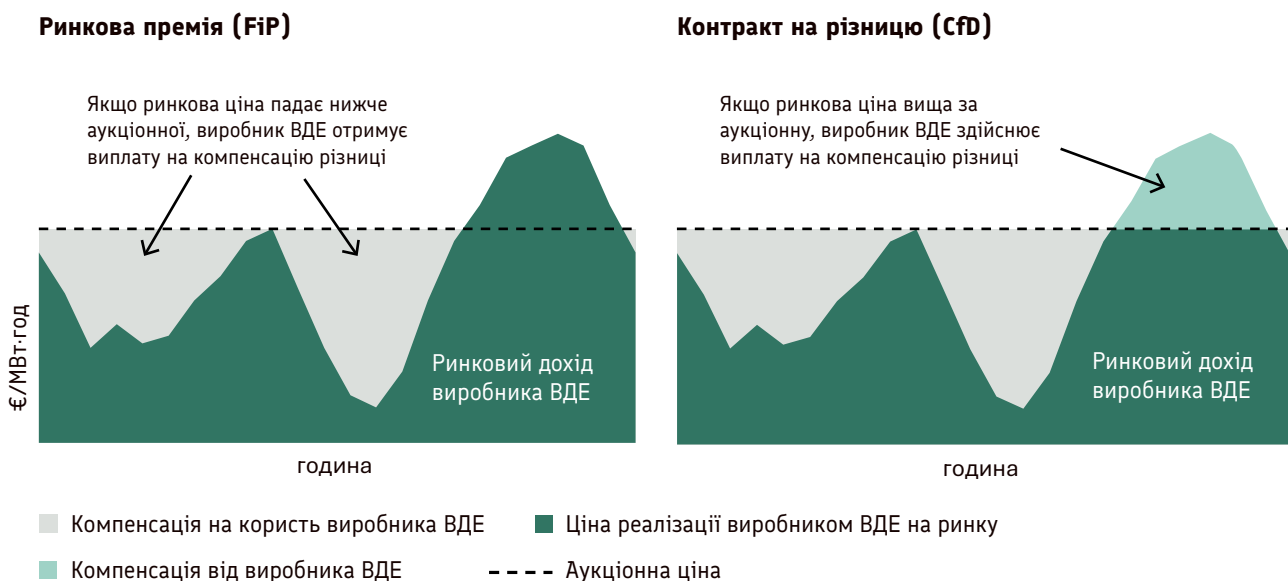
Більшість європейських країн упродовж останнього десятиліття поступово відійшли від моделі адміністративно-визначеного «зеленого» тарифу для стимулювання нових проєктів ВДЕ-генерації. Основними мотивами стали необхідність зниження витрат на підтримку, уникнення надмірного стимулювання інвесторів та інтеграція ВДЕ у ринкові механізми. Найбільш поширеними інструментами підтримки ВДЕ на сьогодні є механізм Ринкової премії та Контракт на різницю. Обидва механізми зазвичай базуються на визначені ціни підтримки шляхом конкурентних аукціонів та на принципі продажу електроенергії виробником на вільному ринку, за якого держава компенсує різницю у випадку, якщо ринкова ціна є нижчою за аукціонну.

Ринкова премія (Feed-in Premium, FiP) передбачає, що виробник ВДЕ має гарантію не заробити менше, ніж за визначеної за результатами аукціону ціни (strike price). Виробник продає електроенергію на ринку і самостійно несе відповідальність за небаланси. Якщо протягом розрахункового періоду референтна

ринкова ціна виявляється нижчою за аукціонну, виробник отримує компенсаційну виплату (премію) від спеціально визначеного державою контрагента. Якщо ж ринкова ціна перевищує аукціонну, виробник залишає собі додатковий дохід без зобов'язання його повертати. Таким чином, механізм FiP створює стимул для участі виробників у ринку та дозволяє їм отримувати вигоду у періоди високих цін.

Контракт на різницю (Contracts for Difference, CfD) працює за схожим принципом, однак забезпечує виробнику фіксовану аукціонну ціну на весь обсяг проданої та відпущеної в мережу електроенергії. Якщо ринкова ціна є нижчою за аукціонну, виробник отримує доплату від державного контрагента. Якщо ж ринкова ціна перевищує аукціонну, виробник зобов'язаний повернути різницю, сплачуючи надлишковий дохід контрагенту. Такий підхід гарантує передбачуваний рівень доходів виробника, але водночас нівелює можливість отримання додаткового прибутку в умовах зростання ринкових цін.

Рисунок 2. Порівняння механізмів Ринкової премії та Контракту на різницю



Головними параметрами, що визначають величину підтримки в обох механізмах, є:

- референтна ринкова ціна;
- обсяги проданої та відпущеної в мережу електроенергії генерації.

У більшості європейських країн розрахунки в рамках CfD та FiP базуються на **фактичній погодинній ціні ринку «на добу наперед» (РДН)**. Це дозволяє коректно враховувати волатильні ринкові умови, у яких найчастіше працюють виробники ВДЕ.

Найчастіше, референтна ціна застосовується погодинно на **фактичні обсяги проданої та відпущеної в мережу електроенергії**. Водночас **відповідальність за небаланси повністю покладається на виробника**.

Це створює стимули для більш точного прогнозування генерації та інтеграції гнучких рішень у виробничий процес. Зазвичай обсяги системних обмежень не враховуються в механізмі підтримки, а винагороджуються через звичайні механізми і ціни балансуючого ринку.

В окремих країнах (Німеччина, Нідерланди) замість погодинних цін застосовуються місячні індекси, які розраховуються окремо для технологій ВДЕ, що отримують підтримку (ГЕС, СЕС, наземні ВЕС, офшорні ВЕС), на основі місячного профілю генерації у всій торговій зоні. Для неперервних джерел генерації можуть застосовуватися також індекси базового навантаження (baseload). У Нідерландах, наприклад, ці індекси додатково коригуються з урахуванням витрат на небаланси.

Таблиця 1. Порівняння механізмів підтримки ВДЕ у країнах Європи

Країна	Механізм	Референтна ціна	Розрахунок	Врегулювання та сплата
UK	CfD	Погодинна ціна РДН (усереднена між різними операторами площадок)	Погодинно	Щоквартально, із коригуванням за підсумками року
Іспанія	Погодинно	Погодинна ціна РДН	Погодинно	Щомісячно, із коригуванням за підсумками року
Німеччина	CfD	Диференційований за технологією (СЕС, ВЕС офшорні та наземні) місячний індекс РДН	Помісячно на основі погодинних	Щомісячно
Нідерланди	FiP	Диференційований за технологією (СЕС, ВЕС, ГЕС) спотовий індекс, скоригований на витрати на небаланси	Погодинно із річним коригуванням	Щомісячно, із коригуванням за підсумками року
Данія	FiP	Погодинна ціна РДН	Погодинно	Щомісячно

Загалом, у розвинутих країнах переважає підхід із простими та прозорими правилами щодо відповідальності за небаланси та обмеження, а також зрозумілими ринковими індикативами. Це робить механізми підтримки передбачуваними й зрозумілими для інвесторів.

У цьому контексті як чинна, так і пропонується до змін у законопроекті №13219, українська модель підтримки ВДЕ в рамках аукціонів має низку відмінностей від практики розвинутих країн. Подальший аналіз порівнює український підхід із європейськими та визначає напрями для вдосконалення.

3. ЯК ПРАЦЮЄ МОДЕЛЬ ПІДТРИМКИ ВДЕ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АУКЦІОНІВ В УКРАЇНІ?

Параметри аукціонів

Аукціони проводить Гарантований покупець за попередньо оголошеним календарем.

В межах одного типу технологій учасники подають цінові заявки (не вище максимальної (граничної) ціни) із зазначенням потужності пропонуваніх проєктів. Заявлена ціна пропозиції переможця аукціону стає його аукціонною ціною – величиною в євро за МВт-год, яка використовується для подальших розрахунків підтримки, або фактичних платежів проєктам. Компанія-переможець аукціону отримує право підписати договір із державною компанією «Гарантований покупець» на весь строк підтримки. Детальні параметри аукціонної моделі в Україні наведено в Таблиці 2.

Українським законодавством і підзаконними актами фактично передбачені механізми Ринкової Премії та Контракту на Різницю. Обидва механізми формальні описані як «механізм ринкової премії», із різницею, яка полягає в тому, що Контракт на різницю наразі визначено як «механізм ринкової премії для продавця, який є переможцем аукціону».

Ринкова премія в класичному розумінні наразі доступна лише для проєктів, що мають «зелений» тариф і бажають перейти на цей механізм добровільно. Надалі ми використаємо поняття FiP для цього механізму. Хоча договір, який переможець аукціону з підтримки ВДЕ укладає з Гарантованим покупцем, має назву «Про надання послуги за механізмом ринкової премії», – за своєю природою він є фактично механізмом CfD. Саме тому надалі в цьому аналізі ми використаємо поняття CfD, яке є усталеним у професійному середовищі.

Вже згаданий раніше законопроект №13219, ухвалений Верховною Радою у першому читанні, за задумом ініціаторів має на меті вдосконалити аукціонний механізм підтримки ВДЕ. Основні зміни, запропоновані в редакції першого читання, наведені у Таблиці 2. Найвагомішою зміною є переведення контрактів, що винагороджуються за результатами аукціонів до 2029 року, на механізм Ринкової премії (FiP), який наразі доступний лише для виробників із «зеленим» тарифом. Ми вирішили дослідити, чи ця зміна має сенс і чи буде достатньою, щоб залучити інвесторів.

Таблиця 2. Параметри аукціонів розподілу квот підтримки ВДЕ в Україні

Параметр	Чинні правила	Зміни згідно з законопроектом № 13219
Строк проведення	До кінця 2029 року	До кінця 2034 року
Вид аукціону	<ul style="list-style-type: none"> В рамках окремих технологій Додаткові спеціальні сесії із особливими правилами Двоступенений закритий, на пониження Винагорода за ціною заявки (pay-as-bid) 	б/з ²
Тип контракту	Контракт на різницю	<ul style="list-style-type: none"> до кінця 2029 року – Ринкова премія з 2030 року – Контракт на різницю
Валюта	<ul style="list-style-type: none"> Ціна у євро (номінальна величина) Виплати у гривня, відповідно до курсу євро, що оновлюється щоквартально 	б/з
Індексація	Не коригується на інфляцію	б/з
Строк підтримки	12 років	б/з
Типи та мінімальний розмір проєктів	<ul style="list-style-type: none"> СЕС – від 1 МВт ВЕС – від 5 МВт малі ГЕС, біогаз, біомаса, геотермальна – без обмежень 	б/з
Введення в експлуатацію	<ul style="list-style-type: none"> СЕС – 18 місяців ВЕС та інші технології – 36 місяців 	б/з
Максимальна аукціонна ціна	<ul style="list-style-type: none"> СЕС та ВЕС – 80 €/МВт-год інші технології – 120 €/МВт-год 	б/з
Кваліфікаційні вимоги	Банківська фінансова гарантія 5 євро/кВт на стадії участі та 15 євро/кВт для переможців	<ul style="list-style-type: none"> Зниження до 10 євро/кВт для переможців Прямий внесок замість банківської гарантії
Додаткові обмеження	для одного бенефіціарного власника на рік	б/з
Визначення квот	<ul style="list-style-type: none"> анонсовані на 5 років вперед, оновлюються щорічно квоти для окремих технологій $\geq 10\%$ від загальної річної квоти 	<ul style="list-style-type: none"> Зменшення мінімальної квоти для кожного виду ВДЕ з 10% до 5% запровадження квот для гібридних станцій із системами зберігання енергії.

2 Без змін

Чинна методологія розрахунку величини підтримки

Українська методологія визначення величини підтримки за FiP та CfD відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії» та постанови НКРЕКП №178 від 24.01.2024 має низку відмінностей від інших країн. Вона базується не на фактичних погодинних цінах або диференційованих за технологією індикативах, а на похідних індексах базового навантаження та містить додаткові кваліфікаційні умови. Ми відокремлюємо три ключові кроки в процесі розрахунків платежів підтримки, що здійснюються щомісяця:

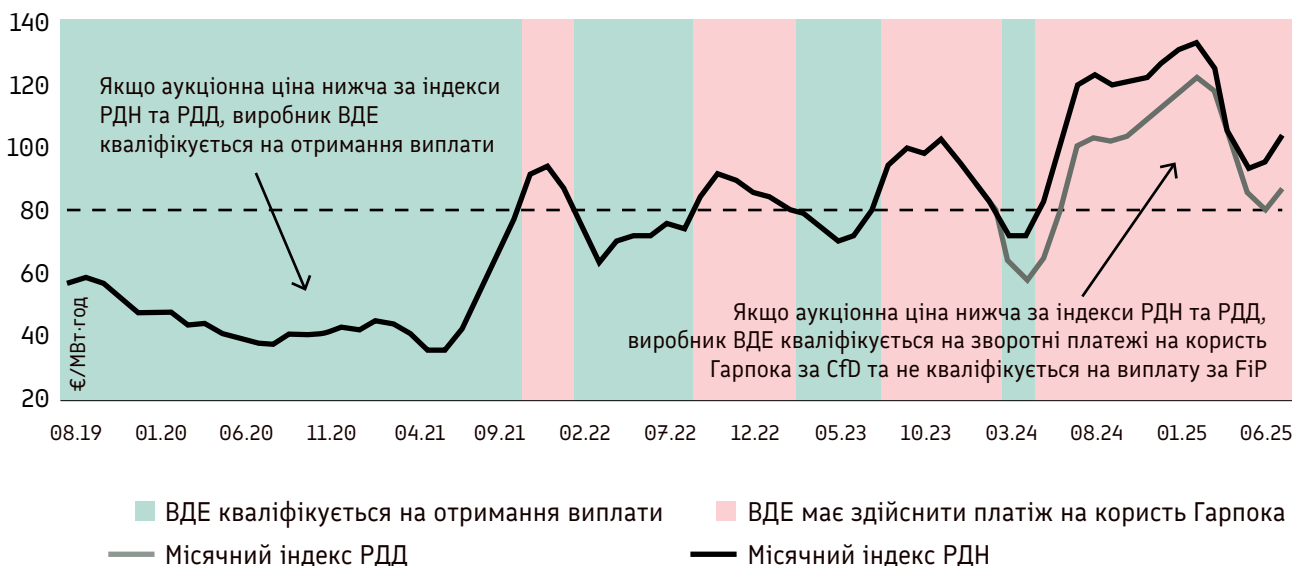
1. щомісячна кваліфікація;
2. розрахунок погодинних величин на основі середньозваженої референтної ціни;
3. розрахунок платежу за місяць.

Крок 1. Щомісячна кваліфікація

Аукціонна ціна порівнюється із «розрахунковою ціною за механізмом ринкової премії за розрахунковий місяць». Розрахункова місячна ціна (РМЦ) є найбільшим з двох місячних індексів – ринку «на добу наперед» (РДН) та ринку двосторонніх договорів (РДД) на електронних майданчиках Української Енергетичної Біржі (УЕБ). Індекс РДН та РДД розраховується Оператором ринку та УЕБ як середньозважене значення цін для базового навантаження, тобто середніх арифметичних, за останні два місяці.

Якщо аукціонна ціна виробника вища за РМЦ, він отримує право на виплату підтримки в цьому місяці. Якщо аукціонна ціна нижча за РМЦ, то виробник в цьому місяці або не отримує підтримку за FiP або може лише здійснювати виплату на користь Гарантованого покупця за CfD. Таким чином, Розрахункова місячна ціна визначає напрямок платежу за CfD, або чи кваліфікується контракт із FiP на виплату підтримки, у кожному місяці.

Рисунок 3. Візуалізація щомісячної кваліфікації для виплат підтримки за CfD та FiP згідно чинних правил



Джерело: власні розрахунки на основі даних Оператора Ринку, УЕБ, Ninja Renewables (для періоду до 01'2024 було здійснено підрахунок на основі історичних даних РДН, для РДД дані для аналогічного розрахунку відсутні).

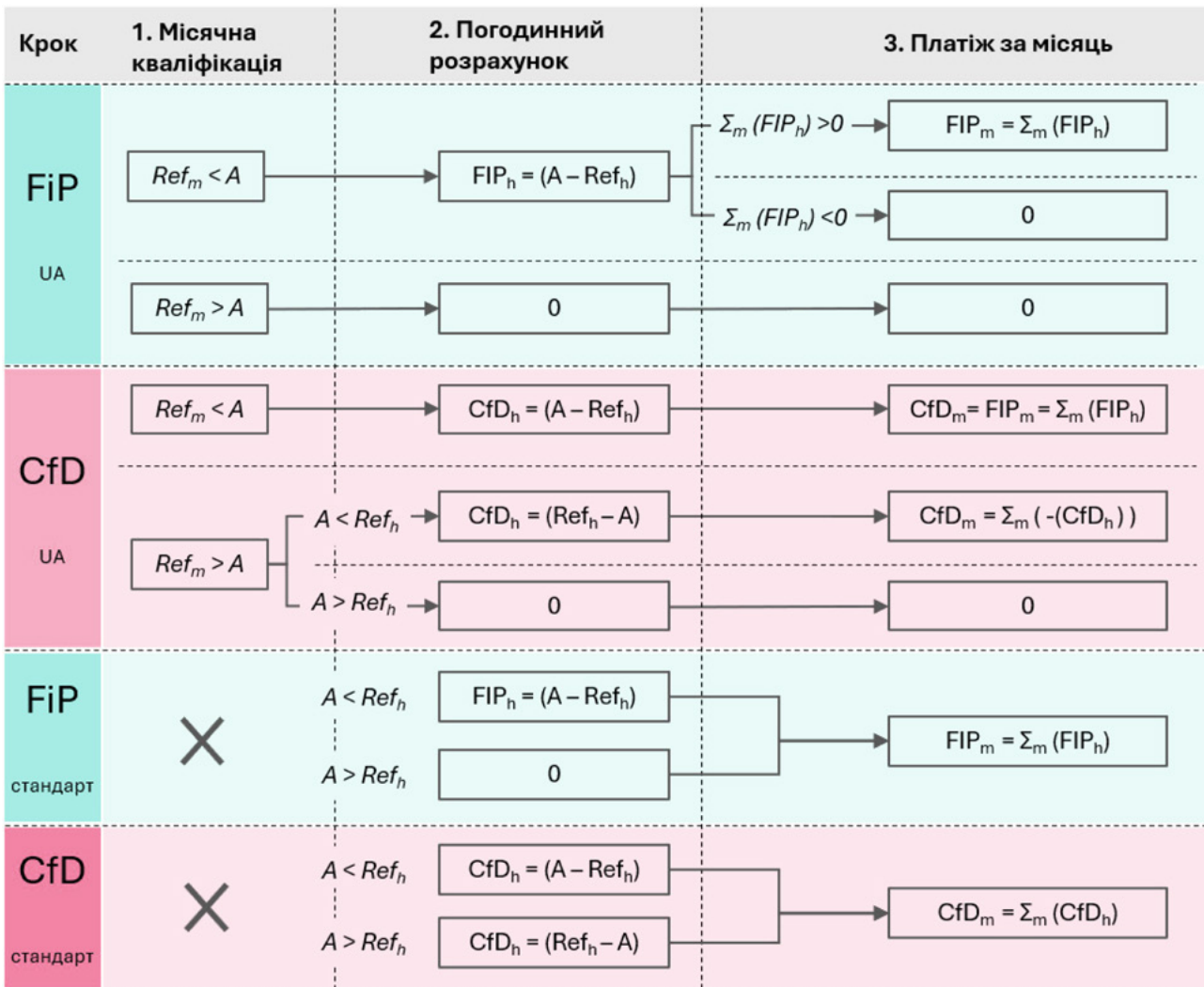
Крок 2. Розрахунок погодинних платежів на основі середньозваженої референтної ціни

Референтна погодинна ціна, яка застосовується для розрахунку розміру платежів за механізмами підтримки, розраховується як середня ціна на ринку «на добу наперед» у визначену годину за два останні місяці, зважена на обсяги торгів на ринку «на добу наперед». При цьому, якщо місячний індекс РДД був вищий за РДН, погодинні індекси будуть зважені на різницю між ними.

Крок 3. Розрахунок платежу за місяць

Місячні платежі розраховуються як сума погодинних величин різниці між референтною погодинною ціною та аукціонної ціни, множених на продану та фактично відпущену в мережу електроенергію. Всі позитивні та негативні погодинні розрахунки сальдуються в межах місяця, і фінальний результат залежатиме від місячної кваліфікації.

Рисунок 4. Схематичне зображення розрахунку платежів за FiP та CfD в Україні та загальною (стандартною) практикою



Ref_m – Розрахункова місячна ціна
 Ref_h – Референтна погодинна ціна
 A – Аукціонна ціна
 FIP_h – Платіж за Ринковою премією в окрему годину

FIP_m – Сумарний платіж за Ринковою премією за місяць
 CfD_h – Платіж за Контрактом на різницю в окрему годину
 CfD_m – Сумарний платіж за Контрактом на різницю за місяць

Українська методологія FiP та CfD відрізняється від загальної практики і стандартних методологій в інших європейських країнах. Це робить пряме порівняння аукціонних цін між різними країнами неможливим, оскільки за різних методологій однакові аукціонні ціни даватимуть різні результати. Методологічні відмінності також можуть заплутати потенційних іноземних інвесторів. Серед ключових методологічних відмінностей ми ідентифікували наступні:

- Стандартні методології, що використовуються в інших країнах, не використовують

попередню місячну кваліфікацію при розрахунку платежів.

- Зазвичай референтна погодинна ціна не усереднюється за два місяці, натомість використовуються фактичні погодинні значення.
- Різний підхід до врахування погодинних розрахунків при калькуляції платежів на користь виробника ВДЕ за місяць (сальдування і позитивних, і негативних погодинних значень).

У наступних розділах ми аналізуємо який вплив мають ці методологічні відмінності.

4. АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ЕКОНОМІЧНИХ ФАКТОРІВ НИЗЬКОГО ПОПИТУ НА АУКЦІОНИ ВДЕ

Чи є достатньою максимальна аукціонна ціна?

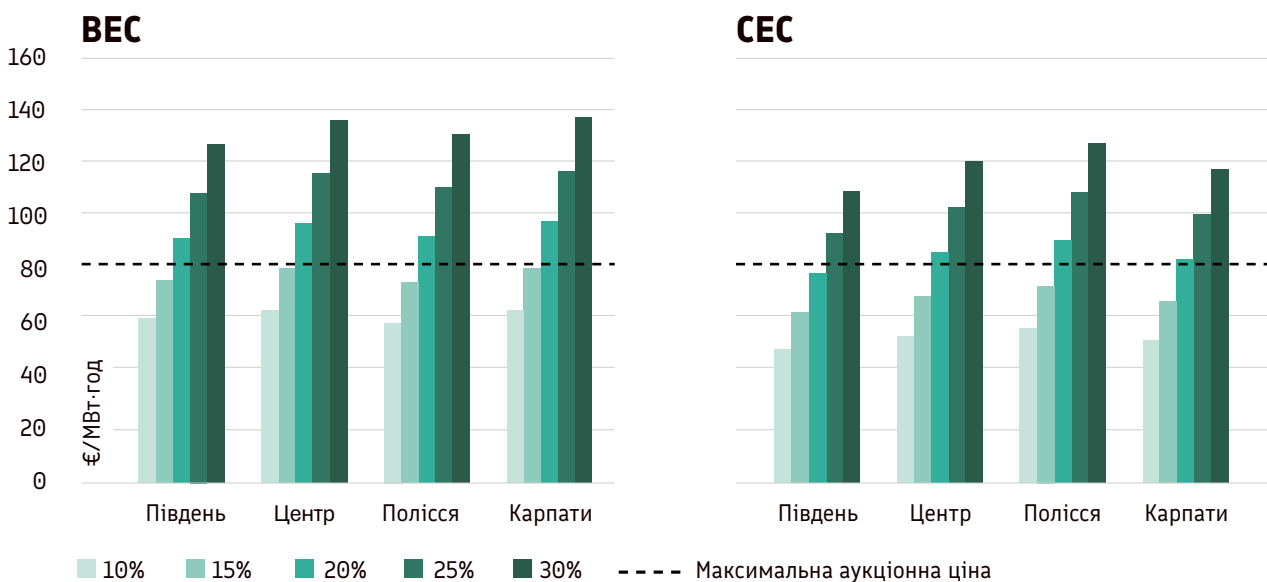
Приведена собівартість електроенергії за методологією LCOE варіюється відповідно до очікуваної норми дохідності проекту. В той час, як в інших європейських країнах норма дохідності рідко перевищує 10–12% для несубсидованих проектів ВДЕ в залежності від країни, в Україні вона буде значно вищою і відображатиме ринкові, валютні, регуляторні та безпекові ризики – наближаючись до 25–30%.

Окрім цього, собівартість буде залежати від регіону в якому розташований проект. СЕС мають різні рівні генерації відповідно до

інтенсивності сонячного випромінювання. ВЕС матимуть різні рівні генерації відповідно до вітрових ресурсів, а також додатково відрізнятимуться у капітальних витратах, що відобразатимуть складність і дальність логістики (дешевше в степу і біля моря, дорожче в горах).

Зважаючи на це, максимальна аукціонна ціна достатня, щоб теоретично гарантувати дохідність на рівні 15–16% для ВЕС та 17–20% для СЕС (Рисунок 5). Це є потенційно недостатнім для покриття всіх ризиків для проектів в Україні.

Рисунок 5. Порівняння приведеної собівартості електроенергії³ (LCOE) за різних ставок внутрішньої дохідності і максимальної аукціонної ціни



Джерело: власні розрахунки на основі даних Ninja Renewables.

³ Джерело: власні розрахунки на основі даних Ninja Renewables.

Очікування вищих доходів на ринку

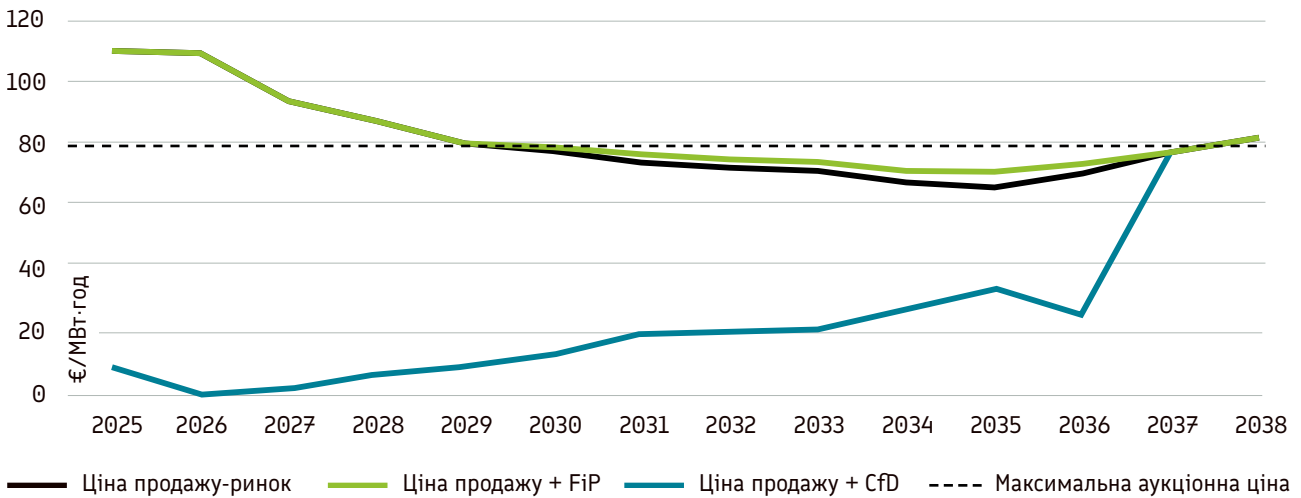
CfD за своєю природою є близьким до «зеленого» тарифу тим, що гарантує (в теорії) фіксовану ціну електроенергії, оскільки передбачає повернення доходів понад аукціонну ціну. Якщо ринкові ціни протягом значного періоду часу перевищуватимуть аукціонну ціну, для виробника такий контракт стає не вигідний.

Кейс проєктів офшорних ВЕС в Британії демонструє, що девелопери намагаються оптимізувати свої доходи. ВЕС Moray East скористалась можливістю відтермінувати початок свого CfD протягом 2022-2023 років, коли ринкові ціни стрибнули в результаті енергетичної кризи, викликані вторгненням

РФ в Україну. Таким чином, доходи понад аукціонну ціну залишились в компанії, а не були виплачені уряду. Наземна ВЕС Viking Wind Farm в Шотландії добудувала проєкт у 2024 році, раніше початку свого контракту CfD у 2028 році, користуючись можливістю отримати вищі доходи від ринкових цін та цін на балансуємому ринку.

Схожа ситуація може спостерігатись і в Україні, за винятком того, що українські девелопери ВЕС не прагнуть отримати контракт на різницю із державною компанією. Фактичний дохід на кВт·год за CfD із максимальною аукціонною ціною призведе до значних втрат, в той час як продаж в ринок є вигіднішим за отримання максимальної аукціонної ціни.

Рисунок 6. Порівняння цін продажу профілю ВЕС

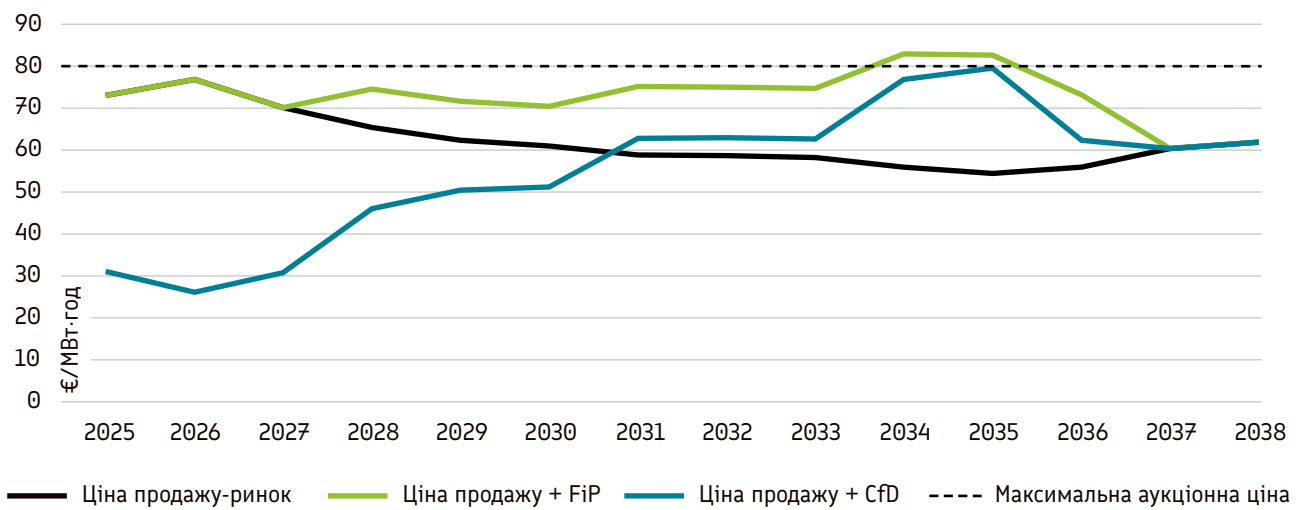


Джерело: власні розрахунки на основі даних Ninja Renewables.

Ситуація для сонячної генерації схожа – за CfD СЕС отримуватиме значно нижні доходи ніж від продажу на ринку. При цьому проєкти СЕС могли би отримати відчутну підтримку, якби мали доступ до контрактів FiP, без зворотніх виплат на користь держави.

Проте, за розрахунками на основі чинної методології, навіть за механізмом FiP проєкти і СЕС, і ВЕС, отримуватимуть фактичну ціну нижчу за аукціонну. Це свідчить про те, що проєкти, які переходять із «зеленого» тарифу на FiP, отримуватимуть менший дохід. Це також не спонукає девелоперів приймати участь в аукціонах з підтримки ВДЕ. Отже, чи існує проблема із чинною в Україні методологією визначення величин підтримки за FiP за CfD?

Рисунок 7. Порівняння цін продажу профілю СЕС



Джерело: власні розрахунки на основі даних Ninja Renewables.

Недоліки методології розрахунку величин підтримки

Попри те, що впровадження механізмів CfD та FiP мало на меті забезпечити більш конкурентну й прозору модель підтримки відновлюваної енергетики, їхня українська реалізація має суттєві методологічні вади. Вони несуть ризики фінансових втрат для виробника ВДЕ та знижують довіру інвесторів через складність моделі. Нижче розглянуто два ключові аспекти, які безпосередньо впливають на привабливість аукціонів.

1. Недоречність щомісячної кваліфікації.

Порівняння індексу базового навантаження за два місяці із аукціонною ціною може створювати умови, коли розрахункова місячна ціна більша за аукціонну, але при цьому фактичні погодинні ціни, отримані виробником, були менші за аукціонну ціну. Це призводитиме до того, що коли теоретично підтримка була б логічною, вона не буде виплачена.

Для проєктів сонячної генерації ця методологія є критичним бар'єром. Зростання частки сонячної генерації в енергосистемі – як промислової, так і на стороні споживачів – стабільно та дедалі більше призводить до зниження денних цін на спотовому ринку. Водночас вечірні та нічні години, коли СЕС не виробляють електроенергію, входять до індексу базового навантаження й завищують його значення.

Таким чином, **місячні індекси базового навантаження не лише не відображають реальні результати роботи ВДЕ-проєктів, але й створюють парадоксальні ситуації:** виробник може залишитися без підтримки або навіть зазнати додаткових фінансових зобов'язань. Водночас за іншого ринкового сценарію саме держава змушена буде виплачувати премію виробникам, навіть якщо фактична ціна продажу їхньої електроенергії перевищуватиме аукціонну.

Ми змодельювали теоретичні кейси кваліфікації проєктів СЕС та ВЕС для виплат підтримки за механізмом українського CfD за 2024–2025 рр, на основі максимальної аукціонної ціни в 80 €/МВт·год.⁴

Для проєкту СЕС:

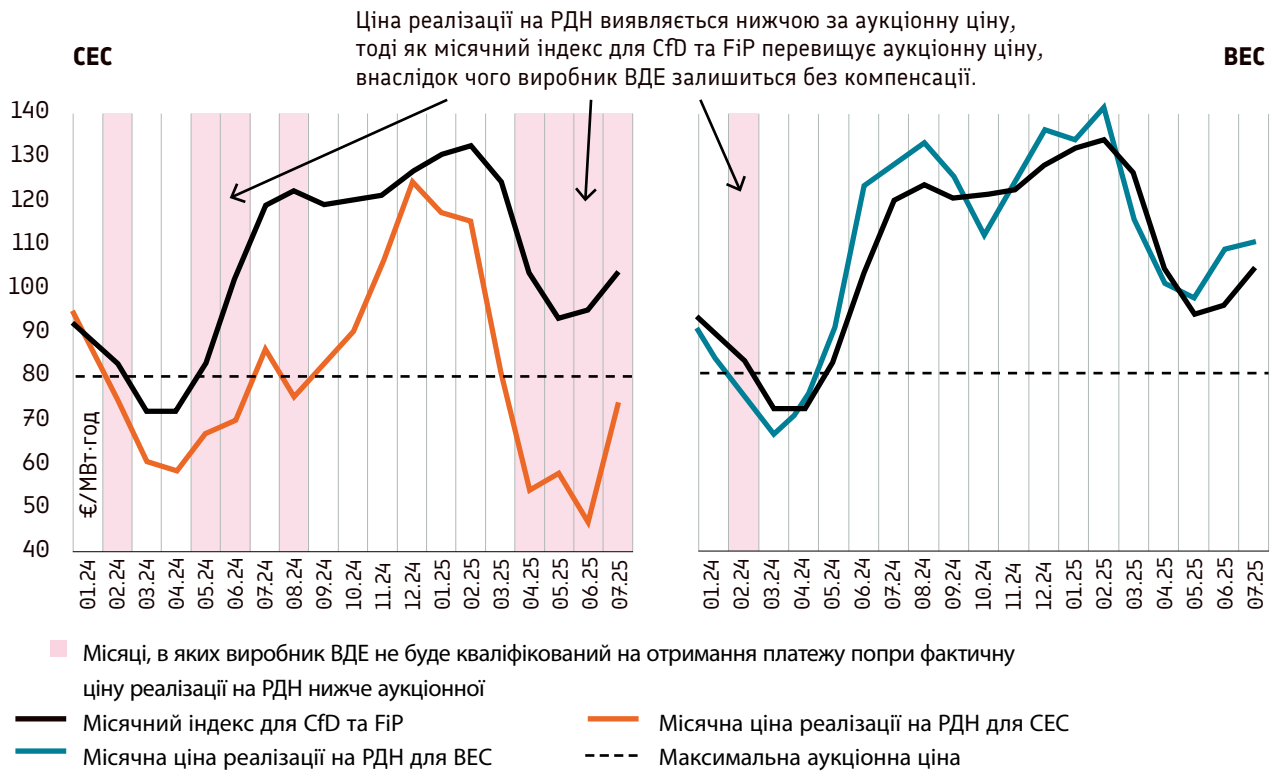
- у 8 з 19 місяців фактична середня ціна продажу на РДН була нижчою за аукціонну, проте Розрахункова місячна ціна була вищою за аукціонну.
- Як наслідок – виробник із FiP залишався б без підтримки у ці місяці, попри те, що ринкова ціна була нижчою за аукціонну (позначені червоним кольором, Рисунок 8).
- У випадку CfD ситуація ще гірша: навіть якщо фактична ціна продажу була нижчою за аукціонну, виробник міг нерідко опинитися в ситуації додаткових зворотних виплат на користь Гарантованого покупця.
- За півтора року роботи змодельований проєкт СЕС отримав би підтримку лише протягом 2 місяців, тоді як фактично отримана ринкова ціна була нижчою за аукціонну протягом 10 місяців.

Для проєкту ВЕС:

- з початку 2024 року змодельований проєкт лише один раз не кваліфікувався б на виплату, попри те, що ринкова ціна була нижчою за аукціонну (Рисунок 9).
- Водночас кількість місяців із зобов'язанням платити за CfD була значною, що різко знижувало б рентабельність проєкту.

⁴ На пілотних аукціонах з підтримки ВДЕ у 2024 для проєктів СЕС та ВЕС було встановлено максимальну аукціонну ціну в розмірі €90/МВт·год, а для квоти на 2025 рік – €80/МВт·год

Рисунок 8. Фактична ціна продажу на РДН у порівнянні із Розрахунковою місячною ціною



2. Інший підхід до сальдування

За стандартної Ринкової премії, при розрахунку розміру підтримки за місяць враховуються лише години, в яких референтна погодинна ціна була нижче за аукціонну. За українською методологією враховуються всі години, і фактично передбачається сальдування в межах місяця. Українська методика Ринкової премії є радше «пом'якшеною» версією Контракту на різницю, за якого виробнику гарантується, що він не сплачуватиме нічого Гарантованому покупцю напрямую. Проте величина підтримки потенційно може бути значно меншою за класичну Ринкову премію.

3. Некоректна база порівняння цін

Розрахункова місячна ціна відповідає базовому навантаженню, але порівнюється із аукціонною ціною для профіля відповідного типу генерації ВДЕ. Референтна погодинна ціна за чинною методологією є усередненою за два місяці і додатково зваженою на обсяги торгів на РДН – і таким чином не відповідає фактичним цінам продажу генерації ВДЕ, що є підґрунтям для розбіжностей між фактичними доходами операторів ВДЕ та цін, з якими порівнюються аукціонна ціна.

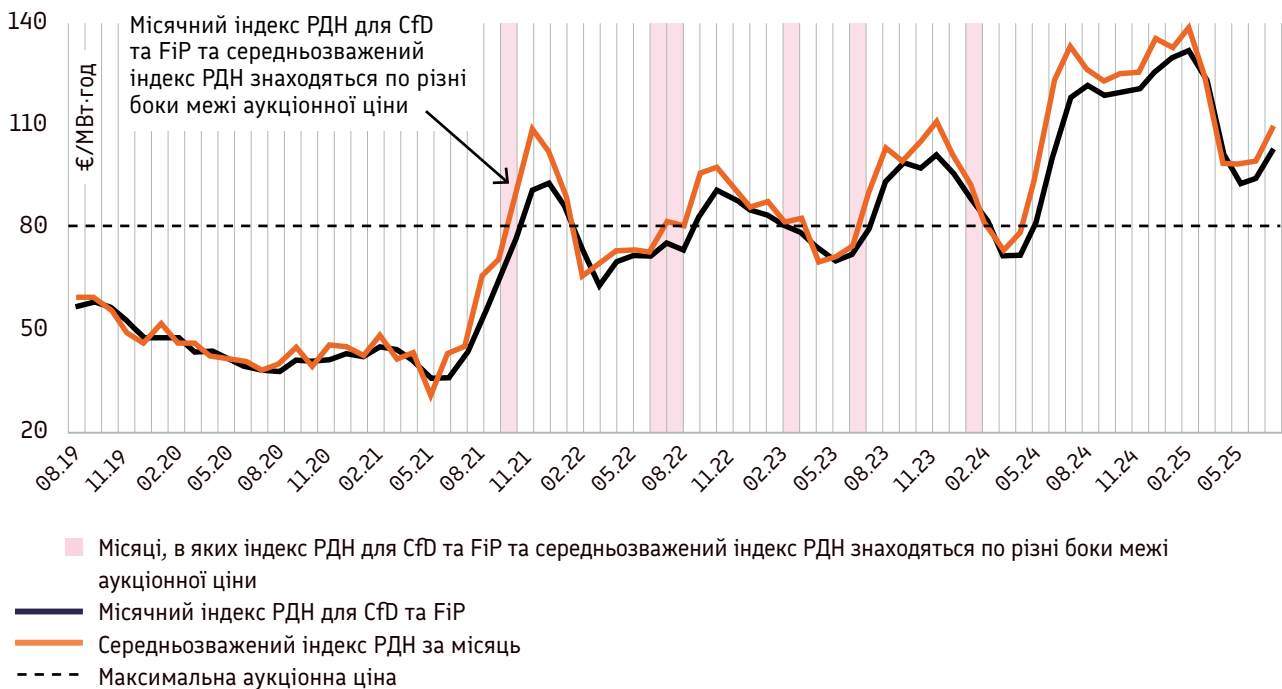
Основні види генерації ВДЕ – СЕС та ВЕС – мають характерний погодинний профіль і залежать від погодних умов та сезону року. Baseload-індекс за своєю природою не відображає особливостей роботи сонячної та вітрової генерації.

Крім того, обидві розрахункові ціни усереднюють значення за попередні два місяці. Враховуючи, що вітрова та сонячна генерація можуть значно коливатись між місяцями, такий підхід ще більше віддаляє фактичні ціни, які отримав виробник від продажу на ринку, від тих, що застосовуються для розрахунку платежів за механізмом підтримки.

В умовах високої волатильності цін це призводить до подвійних спотворень: виробники не отримують компенсацію в місяцях, коли ринкова ціна була нижчою за аукціонну, або ж навпаки – відбуваються надмірні виплати за рахунок держави.

Аналіз даних РДН показує, що в окремі місяці згладжений індекс і фактична ціна продажу опинялися по різні боки від €80/МВт·год – встановленої на 2025 рік граничної аукціонної ціни. Середній рівень відхилення між згладженим і фактичним показником становив близько 7%, що робить виплати в рамках державної підтримки ще менш передбачуваними.

Рисунок 9. Середньозважений індекс РДН vs. індекс РДН для CfD та FiP



Джерело: власні розрахунки на основі даних Оператора Ринку.

Як це впливає на фінансові показники проєктів СЕС та ВЕС?

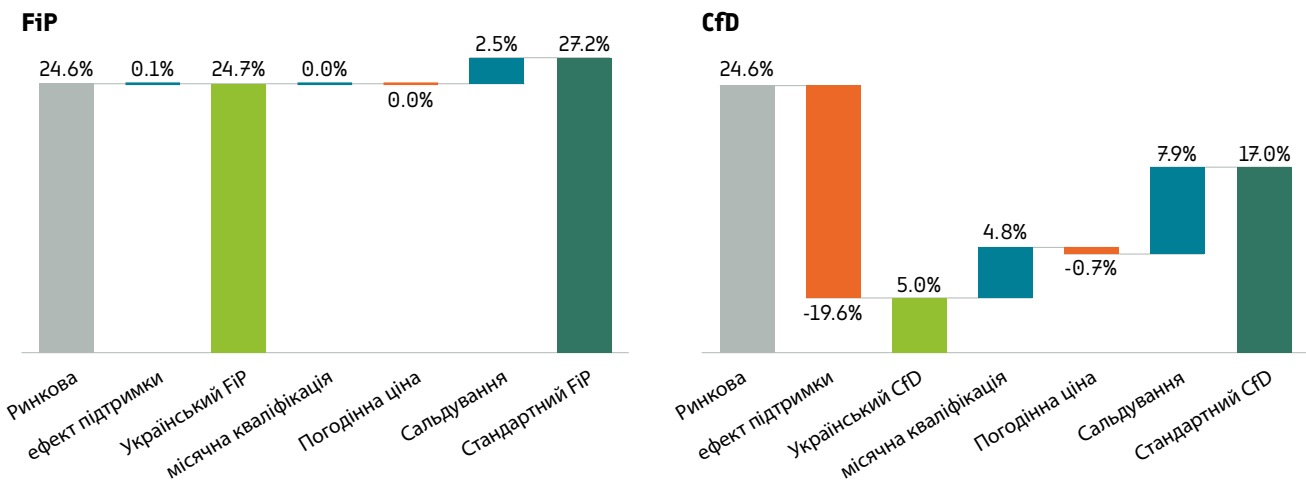
Ми змоделювали фінансові показники теоретичних проєктів ВЕС та СЕС на півдні України, що були б введені у 2025 році та працювали б 20 років, 12 з яких мали контракти FiP або CfD із аукціонною ціною у 80 €/МВт-год. Вхідні дані для моделювання надані у Додатках.

Ми також порівняли вплив ідентифікованих нами методологічних недоліків із підходами розрахунків платежів підтримки, що використовуються в європейських країнах (ми назвали їх стандартними CfD та FiP): відсутність щомісячної кваліфікації та використання фактичної погодинної ціни як референтної.

За результатами моделювання, проєкт ВЕС мав би внутрішню норму дохідності (IRR) у 24,6%, якби продавав всю електроенергію на РДН без механізмів державної підтримки – відносно приваблива для інвестора дохідність. Якщо виробник має за результатами аукціону контракт CfD, норма дохідності скорочується в 5(!) разів – до 5% (Рисунок 10). У порівнянні, якби застосовувались стандартні європейські методології, проєкт ВЕС мав би на 2,5% вищу дохідність за FiP і на 12% вищу за CfD.

При застосуванні механізму FiP за українською методологією, дохідність залишилась б майже незмінною. Проте негативний ефект має сальдування погодинних значень, що знижує потенційну дохідність за механізмом підтримки на 2,5%.

Рисунок 10. Внутрішня норма дохідності проєкту ВЕС за різних механізмів підтримки

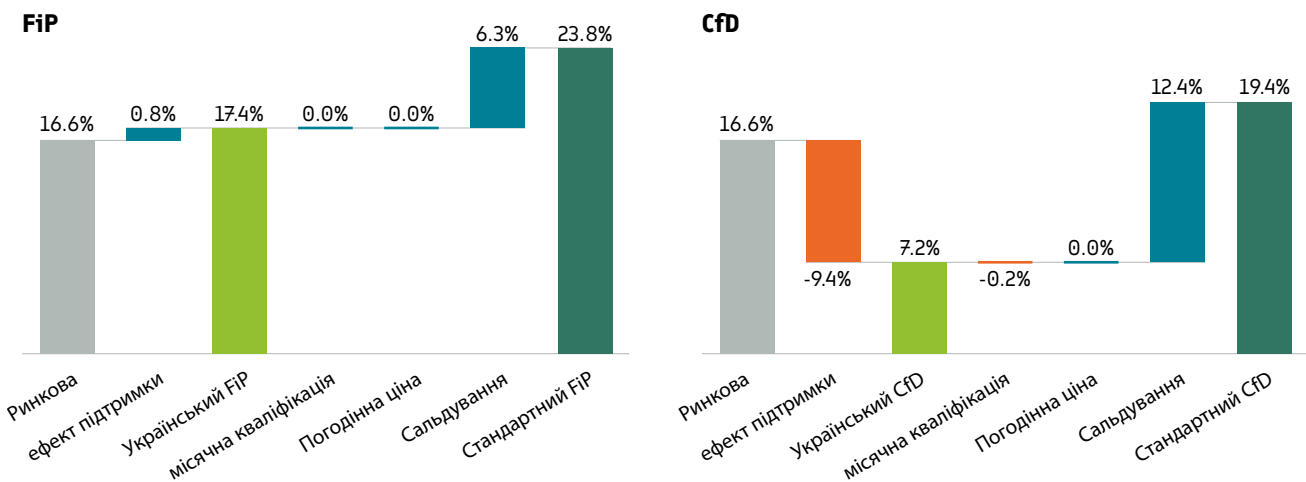


Джерело: власні розрахунки на основі даних Оператора Ринку, Ninja Renewables.

Для проєктів СЕС методологія українських механізмів підтримки має більш відчутний вплив через ступінь різниці між baseload-індексами та фактичними цінами продажу на ринку. За ринковими цінами, проєкт СЕС мав би внутрішню норму дохідності у 16,6% – що робить проєкт непривабливим для інвесторів. При застосуванні українського механізму FiP

проєкти СЕС потенційно б додали майже 1% дохідності, та додаткові 6,3% при стандартній методології. Дохідність за стандартного FiP досягла б 23,8%, або приблизно рівня проєктів ВЕС на ринкових умовах. Український CfD знижує дохідність проєкту СЕС на 9,4%, в той час як CfD за стандартною методологією додав би 2,8%.

Рисунок 11. Внутрішня норма дохідності проєкту СЕС за різних механізмів підтримки



Джерело: власні розрахунки на основі даних Оператора Ринку, Ninja Renewables.

Отже, за результатами нашого моделювання ми визначили наступне:

- Українська методологія FiP передбачає менший розмір підтримки порівняно із стандартними загальнодержавними підходами, майже не впливає на дохідність проєкту ВЕС і має дуже низьку додану вартість для проєкту СЕС.
- Українська методологія CfD є вкрай непривабливою як для проєктів ВЕС, так і СЕС.
- Найбільш вагомий фактор, який знижує потенційну дохідність в рамках обох механізмів підтримки, є підхід до сальдування погодинних результатів, визначених кроком 2.
- Місячна кваліфікація (крок 1) має найбільший негативний вплив для проєктів ВЕС з контрактом CfD.

5. ВИСНОВКИ

Наведений аналіз показав, що економічні фактори справді впливали на неуспішність аукціонів з розподілу квот підтримки ВДЕ в Україні у 2024–2025 роках. Серед них основними ми виділили наступні:

I. Очікування вищих цін ринку

Якщо очікувані ринкові ціни перевищують граничну аукціонну, попит на контракти за аукціонною системою підтримки ВДЕ суттєво знижується. Це особливо актуально для проєктів ВЕС і вже мало місце в інших європейських країнах. При цьому на ринку завжди присутня невизначеність щодо тривалості періоду високих цін. Контракти на викуп електроенергії державним контрагентом можуть зменшувати ринкові ризики, але навіть за суттєвої невизначеності українські інвестори у ВДЕ не бачать переваг у Контракті на різницю.

II. Складність методології знижує ефективність підтримки

Українські CfD та FiP, хоча формально й схожі на європейські моделі, мають суттєві відмінності та системні недоліки. Застосування місячних індексів базового навантаження та двомісячного згладжування знижує ефективність механізмів підтримки. Поточна методологія розрахунку референтних цін та платежів не враховує особливостей генерації ВЕС та СЕС, створює ризики непропорційних виплат, підвищує фінансову невизначеність для виробників і фактично нівелює мету аукціонів – стимулювати інвестиції у нову генерацію.

III. Аукціонна ціна не репрезентує фактичну величину підтримки

Через складність методології та невідповідність референтних цін профілям генерації ВЕС та СЕС, аукціонна ціна втрачає інформаційну цінність для ринку. Заявлена інвестором ціна не гарантує отримання її за кожний згенерований МВт-год. Крім того, фіксована гранична ціна може не забезпечувати достатню дохідність в умовах високих інвестиційних ризиків, актуальних для України.

IV. Складність формулювання цінових заявок на аукціоні

Складна методологія змушує учасників аукціонів проводити детальне погодинне моделювання ринкових цін і додаткові складні методологічні розрахунки, що підвищує бар'єри для участі.

В умовах української економіки під час війни та гострої потреби у нових генеруючих потужностях, питання вартості підтримки, хоч і важливе, може відходити на другий план. Українська енергосистема потребує значних інвестицій у стислі строки, а суто ринкові механізми, як показує динаміка введення нових потужностей у 2023–2024 роках, не здатні повністю покрити інвестиційні ризики. Тому ефективний і дієвий аукціонний механізм підтримки проєктів ВДЕ є вкрай важливим.

Зміни, запропоновані законопроектом №13219, особливо тимчасовий перехід на контракти за механізмом Ринкової премії, можуть дати «друге дихання» аукціонам та стимулювати інвестиції, за умови вирішення питання боргів за субсидюванням ВДЕ. За нашим аналізом, перехід на FiP для аукціонів, проведених до 2029 року, втім, матиме стриманий позитивний ефект на попит. Очікуваний економічний вплив на дохідність потенційних проєктів невеликий, проте може слугувати важливим інструментом зниження ринкових та валютних ризиків. Щоб зробити систему підтримки більш привабливою для ринку, необхідний перегляд методології для цінових індикативів і перехід до прозорих та простих у розрахунках підходів за стандартними європейськими практиками.

6. РЕКОМЕНДАЦІЇ

I. Прийняття рішень про механізм підтримки, що застосовується, на рівні уряду

Доступні виробникам механізми підтримки визначені первинним законодавством. Зміна законів зазвичай є тривалим процесом, що обмежує швидкість реагування на ринкові зміни та впровадження реформ. Зміни, передбачені законопроектом №13219, підкреслюють необхідність законодавчого врегулювання та регуляторної гнучкості для оперативної реакції на ринкові реалії. Пропонується Верховній Раді внести зміни до Законів «Про ринок електроенергії» та «Про альтернативні джерела енергії» щодо:

- законодавчо закріпити існування різних механізмів підтримки ВДЕ, що можуть надаватись в рамках аукціонів;
- передати уряду повноваження щодо визначення типу контрактів для виробників ВДЕ за аукціонами.

Це забезпечить більшу гнучкість у реагуванні на динаміку ринкових цін та зміни в структурі капітальних видатків проєктів.

II. Спрощення методології розрахунку величини підтримки

Ми пропонуємо три ключові концептуальні зміни в методологію, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії» (стаття 65, пункт 4) та Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії (Постанова НКРЕКП № 178 від 24.01.2024, пункт 12):

- Спростити систему розрахунку платежів за механізмами підтримки, усунувши перший крок (місячну кваліфікації) як зайвий.
- Використовувати фактичні погодинні ціни на РДН у розрахунковому місяці для більш реалістичної оцінки доходів проєктів ВДЕ.

- Змінити підхід до розрахунків платежів підтримки за місяць:
 - Для Ринкової премії – відміна сальдування годин із негативними величинами (коли референтна погодинна ціна вища за аукціонну) і врахування годин лише із позитивними величинами.
 - Для Контракту на різницю – проста сума погодинних різниць між аукціонною та референтною ринковою ціною.

Додатково можна розглянути використання окремих місячних індексів для різних технологій (СЕС, ВЕС та базове навантаження для інших), подібно до німецької моделі. Однак для гібридних проєктів із системами накопичення енергії саме погодинна модель буде найбільш коректною та з мінімальними адміністративними витратами.

В результаті запропонованих змін в методологію, платежі підтримки ВДЕ будуть приведені до наступної логіки:

- Для CfD: у всі години, коли ціна на РДН нижча за аукціонну, різниця компенсується виробнику, а у випадку перевищення ціни – виробник компенсує різницю.
- Для FiP: компенсація надається лише за години, коли ринкова ціна нижча за аукціонну; у інших випадках виплати не здійснюються.

Цей підхід до методології узгоджуватиметься з європейською практикою, яка застосовується у більшості країн Європи, та сприятиме підвищенню прозорості, передбачуваності та інвестиційної привабливості української моделі аукціонів з підтримки ВДЕ. Спрощення методології робить аукціонну ціну більш зрозумілим і прямолінійним індикатором вартості електроенергії з ВДЕ.

III. Динамічний перегляд максимальної (граничної) аукціонної ціни

Факт закріплення максимальної аукціонної ціни може виступати обмежуючим фактором. У динамічному і волатильному економічному середовищі України, ризики, пов'язані із реалізацією проєктів ВДЕ, значно зросли під час військового стану. Поточна максимальна аукціонна ціна може не відображати достатній рівень дохідності для проєктів в Україні. Ми пропонуємо наступні концептуальні зміни до Законів «Про ринок електроенергії» та «Про альтернативні джерела енергії»:

- Передача повноважень щодо визначення максимальної аукціонної ціни на рівень виконавчої влади.
- Запровадження методології для оцінки максимальних (граничних) аукціонних цін, що застосовуються протягом року, розробленої незалежним консультантом.

IV. Адаптування розмірів річних квот підтримки під оновлену методологію

Після впровадження запропонованих змін, попит на аукціони, ймовірно, зросте. Урядові варто розглянути підвищення річних аукціонних квот для СЕС та ВЕС ще до фактичного затвердження підзаконних актів. Це дозволить уникнути часових лагів між активізацією попиту та наступним циклом зміни квот, прискорюючи введення нових потужностей ВДЕ. Норма законопроєкту №13219, що дозволяє зміну квот протягом року, сприятиме цьому процесу.

V. Запровадження додаткових механізмів зниження ризиків для проєктів ВДЕ

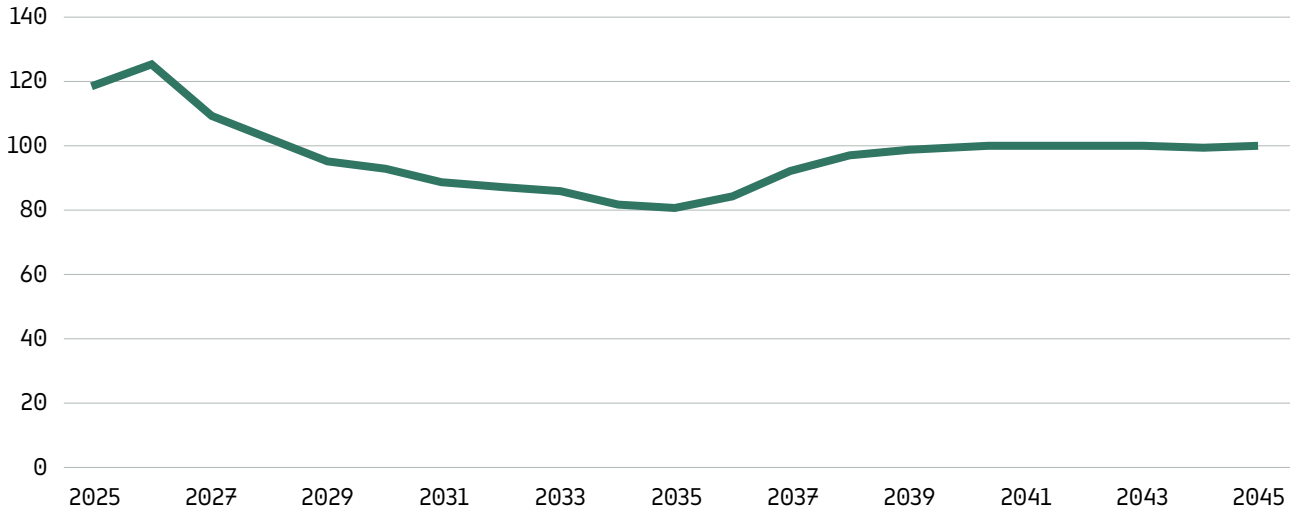
Зниження ризиків дозволить максимізувати очікувану дохідність інвесторів, що в свою чергу дозволить знизити аукціонні ціни (і не підвищувати граничні аукціонні). Проєктам ВДЕ в Україні вже доступні певні механізми поза прямими моделями державної підтримки в рамках аукціонів (кредити за спеціальними ставками, податкові імпортні пільги, які плануються продовжити на 2026 рік). Серед додаткових інструментів варто розглянути розширення наступних:

- страхування від військових ризиків;
- запровадження інфляційного індексування контрактів FiP та CfD;
- покращений доступ до банківського фінансування для переможців аукціону;
- вирішення проблем боргів за підтримкою ВДЕ як головний не-економічний фактор, що підвищує ризики виробника;
- прозорість даних щодо історичних та прогнозних величин системних обмежень.

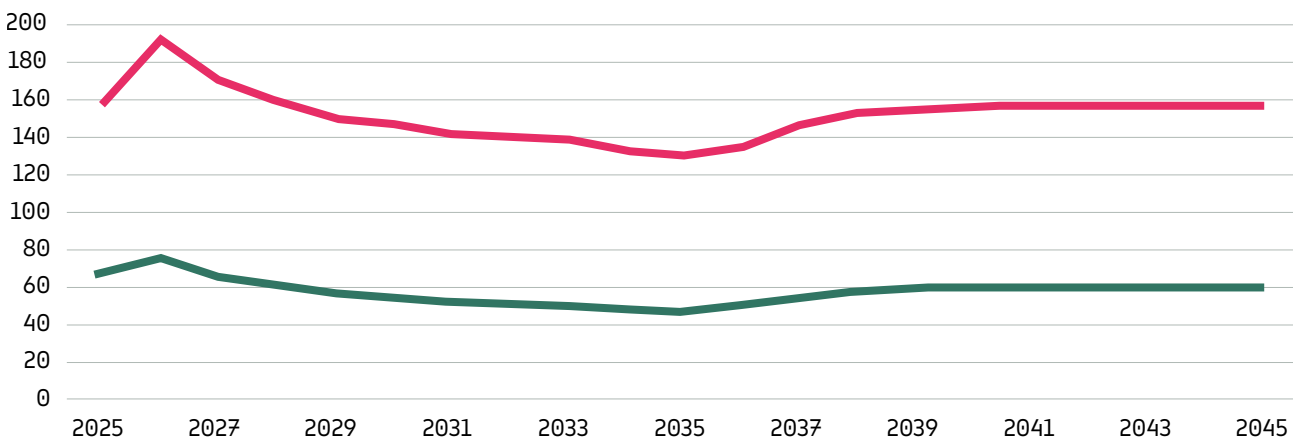
ДОДАТКИ

Додаток 1. Прогнозні середні ціни електроенергії, використані в моделюванні, євро/кВт-год (у цінах 2024 року)

Оптова ціна базового навантаження



Ціни небалансів



— Позитивний — Негативний

Додаток 2. Фінансові параметри проєктів ВЕС та СЕС, використані в моделюванні

Локація проєкту	Капітальні витрати, євро/кВт	Операційні витрати, євро/кВт/рік	КВВП	Небаланс, % обсягу прогнозу/рік
ВЕС				
Південь	1,150	30	44%	1,4%
Центр	1,175	30	41%	1,4%
Полісся	1,200	30	42%	1,4%
Карпати	1,250	30	43%	1,4%
СЕС				
Південь	460	11	15,9%	2,2%
Центр	460	11	14,3%	2,2%
Полісся	460	11	13,5%	2,2%
Карпати	460	11	14,5%	2,2%

Строк будівництва СЕС – 1 рік, строк будівництва ВЕС – 2 роки.

Тариф на диспетчеризацію зафіксовано на рівні 100 грн/МВт-год на весь строк проєкту.

Системні обмежені не враховані.



Zentrum
Liberale
Moderne



Опубліковано у жовтні 2025
Zentrum Liberale Moderne
Reinhardtstraße 15
10117 Berlin
Germany
+49 (0)30 - 13 89 36 33
info@libmod.de

www.libmod.de