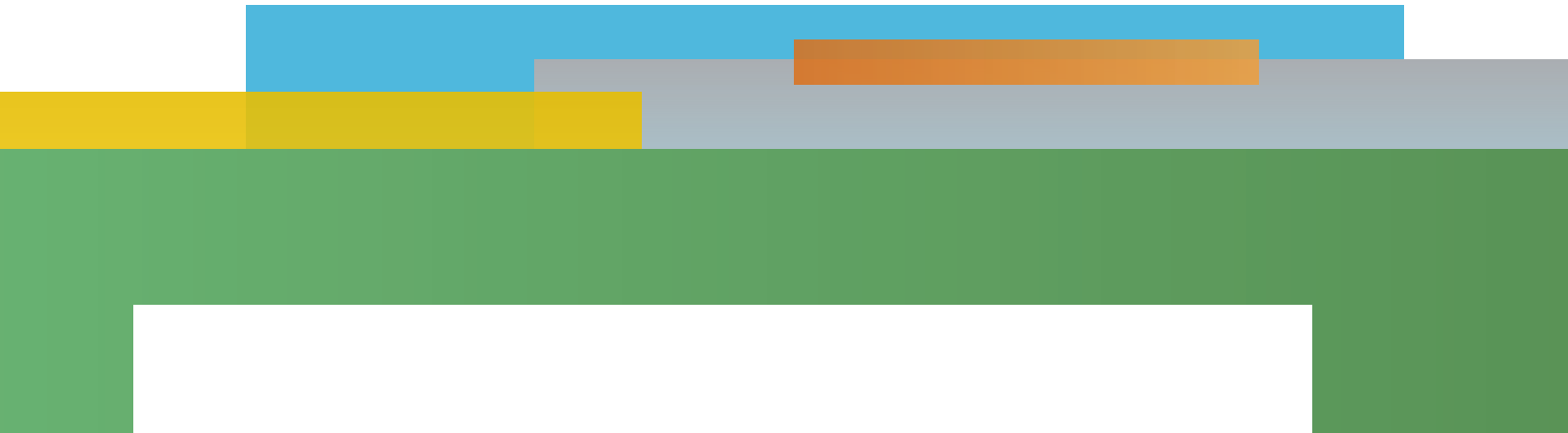


LCOE ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ



Аналітичний огляд «LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні» підготовлено за підтримки Представництва Фонду ім. Гайнріха Бьоля в Україні.

Мета цієї роботи: проаналізувати та порівняти вартість електроенергії з ВДЕ в Україні, використовуючи методику LCOE, а також залучити учасників ринку до обговорення задля більшої прозорості в галузі.

Зміст роботи є виключно думкою авторів і не обов'язково відображає офіційну позицію Представництва Фонду ім. Гайнріха Бьоля в Україні чи Уряду Німеччини.

Авторський колектив: Михайленко Олексій, Ткачук Тарас
Редактор: Свідерська Аліна
Дизайн та верстка: Кімelfельд Анна

© Представництво Фонду ім. Г. Бьоля в Україні, 2018
© Громадська організація «Лабораторія Чистої Енергетики», 2018

З М І С Т

ЗМІСТ	1
ВСТУП.....	2
РЕЗЮМЕ	4
МЕТОДОЛОГІЯ LCOE.....	7
Обмеження та недоліки LCOE	8
Вхідні дані та припущення	9
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ.....	12
Сонячні станції	12
Вітрові станції	17
Малі гідроелектростанції	18
Біоенергетичні установки	20
ВАЖЛИВІСТЬ ТА ЗАСТОСУВАННЯ LCOE	23
ДОДАТКИ.....	26

В С Т У П

Світова електроенергетика переживає період стрімких, безпрецедентних змін щодо масштабу та різноманіття розгортання технологій генерації з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Починаючи з 2012 року, ВДЕ становили більше половини новозбудованих електрогенеруючих потужностей в світі. Генерація електроенергії з ВДЕ склала четверту частину від загально-го обсягу виробництва електроенергії, встановивши тим самим новий рекорд. Зростанню сектору сприяє активна державна політика підтримки, націлена на боротьбу із глобальними змінами клімату, а також стрімкі технологічні покращення разом із підвищенням ефективності використання ресурсів та енергії.

В умовах швидкого зниження вартості енергії з відновлюваних джерел, політики та інвестори стикаються як із економічними можливостями, так і з викликами, що виникають при масштабуванні використання ВДЕ. Інформоване прийняття рішень щодо ролі ВДЕ у майбутньому енергетичної системи залежить від якісних даних про витрати та ефективність технологій.

У більшості країн світу ВДЕ розвиваються за рахунок державної підтримки у вигляді спеціальних тарифів або податкових пільг. Тому вартість енергії з відновлюваних джерел не є ринковою, і ціна, як економічний індикатор створеної цінності, не відображає для них реальну картину. Більш того, це створює труднощі у порівнянні цін на електроенергію з різних джерел, оскільки часто генерація з ВДЕ не є прямим учасником конкурентного ринку.

Показник *приведеної вартості енергії, або LCOE (англ. Levelized Cost of Energy)* розраховується на основі ринкових даних і відображає поточну вартість всіх витрат для виробництва однієї одиниці енергії. LCOE поєднує всі види витрат та дозволяє спростити аналіз вартості енергії. Він використовується для первинного порівняння вартості енергії, виробленої за допомогою різних технологій. В той же час, LCOE не є найкращим параметром для визначення оптимального місця кожного типу генерації в енергетичному балансі у середньо- та довгостроковому періоді. Тим не менш, він дозволяє швидко порівнювати економічний потенціал технологій в межах країни, а вхідні дані для розрахунків можуть бути основою для побудови комплексної моделі для прогнозування енергетичного сектору.

В Україні генерація електроенергії з ВДЕ користується державною підтримкою у вигляді «зелених» тарифів. Останні роки точаться дискусії навколо величин цих тарифів та доцільності їх найшвидшого зниження. Проте, в українському дискурсі не вистачає саме фахових обговорень, що базуються на економічних розрахунках. У більшості випадків результати власних розрахунків надають безпосередньо учасники ринку, що несе в собі певну частку суб'єктивізму та потенційний конфлікт інтересів. Державні органи, відповідальні за політику в енергетичному секторі, мали б переглядати ринкові індикатори сектору ВДЕ на регулярній основі для своєчасної реакції на зміну вартості «зеленої» електроенергії. Крім того, величини «зелених»

тарифів визначені в законі, і зміни до нього у більшості випадків ініціювали депутати – сторона, якій взагалі непри-таманні функції розрахунків тарифів. Влітку 2018 року почалась активна дискусія навколо змін до законодавства щодо підтримки ВДЕ. Вони націлені на зменшення «зелених» тарифів для певних технологій та на запровадження аукціонів — конкурентних механізмів визначення тарифу для відновлюваної генерації. Більшість обговорень відбувалось саме навколо правил проведення аукціонів, при обговоренні тарифів все зводилось до оцінки реакцій ринку на запропоновані зниження. НКРЕКП презентувало власні розрахунки LCOE під час цих дискусій, але не розкрило детально методологію що використовувалась. Методологія цих розрахунків не була опублікована, а перехід від LCOE до величини тарифів так і залишився без уваги.

З 1 липня 2019 року відповідно до закону «Про ринок електричної енергії»

в Україні запрацює нова модель ринку електроенергії. Закон було прийнято відповідно до зобов'язань України в рамках процесу євроінтеграції. Основою цієї моделі є конкуренція та ринкове тарифоутворення. Очікується, що ринкові індикатори будуть відображати справедливу вартість електроенергії, що стане сигналом для потенційних інвесторів в українську енергетику, включаючи сектор ВДЕ.

Цей звіт досліджує LCOE для генерації електроенергії з відновлюваних джерел енергії в Україні за 2012-2018 роки. Наявність такого аналізу в Україні з одного боку зробить енергетичний ринок більш прозорим та зрозумілим для інвесторів, а також полегшить оцінку потенціалу для інвестицій в сектор енергетики. З іншого – розрахунки представляють собою незалежний погляд на український ринок ВДЕ на протигагу даним, що презентуються державними органами та безпосередньо учасниками ринку.

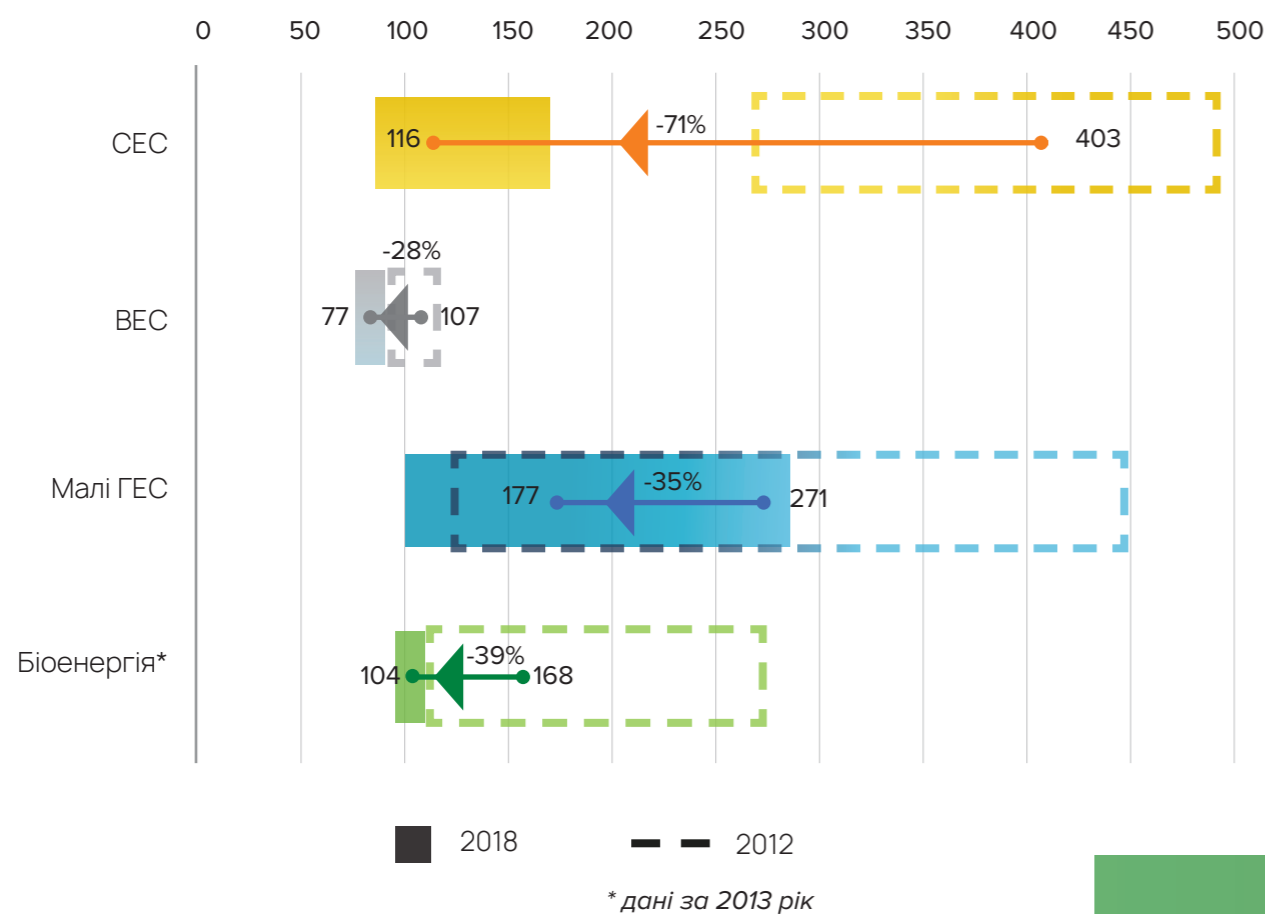


р е з ю м е

Показник LCOE у цьому звіті є індикатором ціни на електроенергію, необхідної для того, щоб доходи дорівнювали витратам протягом визначеної тривалості проекту. Ціна продажу електроенергії, вища за розрахований LCOE, принесе дохід вищий, ніж закладена в проект мінімальна дохідність капіталу. В той же час, ціна нижча за LCOE не обов'язково означає збитковість проекту — лише нижчу від очіку-

ваної дохідність для інвестора. LCOE відрізняється за технологіями, розмірами проектів, географічним розміщенням, а також іншими параметрами, які впливають на ефективність роботи електростанції. *Розрахунки LCOE для ВДЕ в Україні за 2012 – 2018 роки показали, що український ринок йде за світовими тенденціям. Для всіх основних технологій ВДЕ приведена собівартість електроенергії знижувалась.*

Діаграма А. LCOE основних ВДЕ в Україні, євро/МВт·год



Падіння LCOE для сонячної генерації в Україні на 71% співпадає зі світовими трендами. Вітрова генерація також демонструє значний потенціал, хоча й найкращі показники залишаються за станціями вздовж узбережь Чорного та Азовських морів. Світова практика показує, що найбільший потенціал є у офшорних ВЕС, проте в Україні такі станції ще не реалізовувались.

Зниження вартості електроенергії з використанням біоенергетики та малої гідрогенерації також демонструє багатообіцяючу динаміку. Але варто відзначити особливість реалізованих проектів. Більшість малих ГЕС в Україні — це реконструкції та модернізації вже існуючих старих об'єктів, побудованих в радянські часи. Тому LCOE для новозбудованих станцій будуть вищими за отримані показники, оскільки вимагатимуть більш високих капітальних витрат. Розрахунки для реалізованих проектів показують, що електроенергія з малих ГЕС є найдорожчою з усіх відновлюваних джерел в Україні. Це також корелює із повільною динамікою введення станцій цього типу в експлуатацію.

Біоенергетичні електростанції у більшості представлені біогазовими уста-

новками і незначною кількістю ТЕС на біомасі мегаватних потужностей. Деякі проекти не вийшли на проектну потужність, що не дає повної інформації про ефективність генерації. Вибірка на основі реалізованих в Україні проектів не дає надійний результат LCOE, але дозволяє порівняти вартості та їх динаміку із іншими типами генерації.

Поточна середньозважена ціна генерації на оптовому ринку електроенергії (ОРЦ) України становить приблизно 33-35 євро/МВт·год. Ці дані не є ринковим показником, оскільки тарифи на генерацію регулюються державою, але дають уявлення про рівень цін. LCOE всіх технологій ВДЕ, що досліджувались, значно перевищують ОРЦ. Проте, порівняння LCOE «зеленої» генерації з ОРЦ дає однозначну відповідь: жодний з типів генерації ВДЕ сьогодні та в найближчому майбутньому не витримає конкуренції на ринку. Державна підтримка є необхідною для введення нових потужностей відновлюваних джерел.

В той час як на багатьох ринках електроенергії в світі з великих промислових станцій ВДЕ стає конкурентоспроможною без державної підтримки, в Україні «зелена» генерація ще



певний час буде залежати від політичних рішень. Це обумовлено особливостями регулювання ринку електроенергії в Україні та історично нижчими цінами на ринку електроенергії. Із запровадженням реформи ринку електроенергії з'являться нові можливості як для ВДЕ, так і для інших гравців, що може повністю змінити характер взаємодії між ВДЕ, ринком та державою.

Найнижчий LCOE не означає, що для отримання найдешевшої електроенергії в мережі має домінувати саме цей або інший тип генерації. Із зростанням частки генерації із перемінним графіком навантаження, зростає необхідність у балансуєчих маневрених потужностях. Для задоволення піків можна додавати базові недорогі джерела електроенергії одночасно з установкою, яка буде працювати всього кілька сотень годин щороку

при витратах (виражених через LCOE), можливо, в чотири або навіть в десять разів вищих. Але в комплексі це буде найдешевшим та оптимальним рішенням для мінімізації середньої вартості електроенергії протягом року.

Основним фактором подальшого зниження LCOE електроенергії з ВДЕ в Україні буде вартість капіталу. З точки зору ефективності використання технологій, виходячи з коефіцієнтів використання встановлених потужностей, проекти ВДЕ в Україні вже досягли певного ліміту. Лише подальший технологічний прогрес за інших рівних умов дозволить знизити LCOE, але лише у середньостроковій перспективі. Саме зниження кредитних ставок, а також макроекономічна стабілізація будуть мати найбільший ефект на зниження приведеної вартості «зеленої» електроенергії в Україні.

М Е Т О Д О Л О Г І Я L C O E

Вартість може вимірюватися різними методами, і кожен спосіб обліку витрат на виробництво електроенергії дає власне відображення результату. *Метод приведеної вартості електроенергії (LCOE) дозволяє порівнювати електростанції із різними технологіями та структурами витрат.* Витрати, що досліджуються, можуть включати витрати на обладнання (наприклад, фотовольтаїчні модулі або вітрові турбіни), витрати на фінансування, загальну встановлену вартість, фіксовані та змінні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, витрати на паливо (якщо такі є). Підхід до аналізу витрат, який використовується у цьому звіті, є певною мірою спрощеним, і зосереджується на основних, агрегованих показниках витрат. Це дозволяє більш уважно вивчати

базові дані та припущення, покращує прозорість та впевненість в аналізі, також полегшує порівняння витрат по регіонах країни за одними і тими ж технологіями для визначення основних чинників будь-яких відмінностей.

Методологія оцінки LCOE в цьому звіті базується на простому аналізі дисконтованих грошових потоків (DCF). Цей метод розрахунку вартості електроенергії базується на приведені річних фінансових потоків до загальної основи з урахуванням вартості грошей у часі. Річні фінансові потоки представлені витратами, притаманними кожному проекту, у розрахунку на кількість згенерованої електроенергії, вираженими через чисту приведену вартість (NPV).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t + T_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Де:

LCOE — приведена собівартість електроенергії, усереднена протягом періоду n;
I_t — інвестиційні витрати у році n;
O&M_t — операційні витрати та витрати на технічне обслуговування у році n;

F_t — витрати на паливну складову у році n;
T_t — податкові платежі у році n;
E_t — генерація електроенергії у році n;
r — ставка дисконтування;
n — тривалість проекту.

Така методологія підходить для порівняння альтернативних варіантів генерації та оцінки їх відносної конкурентоспроможності в рамках єдиної системи. Однак, також важливо підкреслити, що дана методика порівняння вартостей не замінює повного аналізу вартості електричної системи, який виконується при плануванні розвитку мереж.

Аналіз у цьому документі зосереджується на оцінці витрат відновлюваних джерел енергії з точки зору приватних інвесторів. Аналіз не включає вплив урядових стимулів або субсидій, системні балансові витрати, пов'язані із перемінною природою генерації відновлюваних джерел енергії, не враховуються вплив на вартість уникнення викидів CO₂, а також переваги використання відновлюваних джерел енергії у зменшенні інших зовнішніх впливів (наприклад, зменшення місцевого забруднення повітря чи забруднення природного середовища).

ОБМЕЖЕННЯ ТА НЕДОЛІКИ LCOE

Наведена вище спрощена методологія розрахунку LCOE має певні недоліки. LCOE являє собою порівняльний розрахунок на основі витрат, а не розрахунок тарифів. Тарифи можуть бути розраховані лише шляхом додавання додаткових параметрів, характерних для певного політико-економічного середовища. Регулювання сектору, порядок самоспоживання виробленої електроенергії, податкове законодавство та реалізовані доходи операторів електростанцій ускладнюють визначення тарифів за результатами розрахунку LCOE. Обчислення LCOE також не враховує вартість електроенергії, виробленої в рамках енергетичної системи в кожному певну годину року

Цей метод є абстракцією реальності і не дає можливості оцінити фінансові результати та окупність конкретного проекту на всіх етапах його життя. Така детальна фінансова оцінка вимагає повного аналізу руху грошових потоків на різних етапах проекту, коли витрати та доходи можуть змінюватися з часом.

Лише показника LCOE недостатньо, щоб зробити висновок про рентабельність проекту чи його конкурентоспроможність. Інвесторам потрібні й інші параметри для прийняття інвестиційних рішень, такі як чиста теперішня вартість (NPV), внутрішня норма рентабельності (IRR), маржинальність тощо. Крім того, розрахунки LCOE суттєво залежать від вхідних даних та припущень, що використовуються для моделювання. Кожний проект є унікальним і має власний перелік параметрів. Дві сонячні електростанції на відстані в 10 км одна від одної і побудовані в одному році можуть мати різний LCOE.

LCOE є статичним показником і не відображає особливості взаємодії виробників на енергетичних ринках. Також він не враховує інші потенційні доходи або витрати, наприклад надання допоміжних послуг гідроелектростанціями або продаж теплоенергії ТЕЦ, що використовують біомасу.

Під час розробки підходу до моделювання LCOE слід враховувати багато можливих компромісів. Підхід, прийнятий тут, є відносно спрощеним, враховуючи той факт, що модель повинна бути застосована до широкого спектру технологій в умовах обмеженої інформації на ринку. Однак, це має додаткову перевагу, адже аналіз є прозорим і легко зрозумілим. Більш детальний аналіз LCOE призводить до суттєвого

збільшення накладних витрат, адже визначення вартості всіх ринкових параметрів розрахунку LCOE вимагає значних зусиль. Тому показники LCOE, розраховані для цілей цього звіту, є теоретичними та базуються на узагальнених вхідних даних, визначених для кожних типів технологій відновлюваних джерел, і характерних для України.

ВХІДНІ ДАНІ ТА ПРИПУЩЕННЯ

Розрахунок значення LCOE у цьому звіті базується на узагальнених показниках витрат, характерних для кожного типу проекту, та коефіцієнтах використання встановленої потужності проектів. Стандартизовані припущення, що використовуються для розрахунку LCOE, включають вартість капіталу, тривалість проекту та загальні макроекономічні параметри.

1. ВИТРАТИ

Інвестиційні витрати

Включають в себе вартість передпроектних робіт, вартість обладнання, приєднання до мереж, монтажу об'єкту та ліквідаційні витрати (при знятті з експлуатації об'єкту). Для цілей цього звіту витрати на зняття з експлуатації не враховувались. Усереднена вартість інвестиційних витрат на будівництво станції наведено у розрахунку на кіловат встановленої потужності.

Операційні витрати

Включають експлуатаційні, адміністративні витрати, а також витрати на страхування. У довгостроковому періоді відбувається зростання витрат у номінальних величинах через інфляційні процеси. Для врахування інфляції для періоду до 2018 року були застосовані

статистичні дані щодо інфляції в Єврозоні, а також прогнозні показники інфляції для майбутніх періодів.

Паливні витрати

Перевагою сонячних, вітрових станцій та малих гідроелектростанцій є відсутність паливної складової. Витрати на паливо у цьому звіті застосовуються лише для біоенергетичних електростанцій. Квазіпаливними витратами також можна вважати рентну плату за спеціальне використання води для потреб гідроенергетики — для малих ГЕС. Рентна плата залежить від об'єму води, що пропускається через турбіни. Для цілей цього звіту дані щодо наведених вище витрат збирались із відкритих джерел, із даних НКРЕКП, а також шляхом інтерв'ю учасників ринку. Дані щодо операційних та паливних витрат агрегувались та приводились у розрахунок на одиницю встановленої потужності, або на одиницю виробленої електроенергії.

Податки

Для цілей цього звіту в розрахунок закладаються витрати на податок на прибуток. Для розрахунку податку використовується ставка податку на прибуток — 18% відповідно до Податкового Кодексу України. До розрахунку оподаткованого прибутку включено витрати на обслуговування боргу, тобто відсоткові витрати, а також амортизація. Для цілей цього звіту, строк корисного використання обладнання для розрахунку амортизаційних відрахувань становить 15 років. Для визначення оподаткованого прибутку величина доходів розраховувалась виходячи із величини «зеленого» тарифу для проектів, введених у кожному році.

2. ГЕНЕРАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Генерація електроенергії у першому році роботи станції розрахована виходячи із коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) та номінальної потужності станцій. КВВП для кожного типу генерації розраховані на основі статистичних даних для працюючих в Україні станцій, відповідно до років введення їх в експлуатацію, а також екстрапольовані для станцій, запущених у кінці 2017 та у 2018 роках.

3. РІВЕНЬ ДЕГРАДАЦІЇ

Для кожної технології ВДЕ характерне зменшення ефективності роботи обладнання із часом. Сонячні модулі втрачають до 1% від номінальної потужності щороку, залежно від року випуску. Знос лопастей вітрогенераторів знижує максимальну потужність з роками, також знос рухомих частин характерний для гідроагрегатів та турбін, що використовуються на теплових станціях. Відповідні фактори деградації було враховано в розрахунках LCOE протягом всієї тривалості проекту.

4. ТРИВАЛІСТЬ ПРОЕКТУ

Цей показник є припущенням щодо життєвого циклу проекту, протягом якого задаються витрати та виробництво енергії. Різні типи технологій можуть мати різний строк життя проекту. Для простоти порівняння в цьому звіті використовується уніфікований строк у 20 років для всіх типів генерації.

5. ВАРТІСТЬ КАПІТАЛУ

Найрозповсюдженішим методом розрахунку вартості капіталу для проектів ВДЕ є середньозважена вартість капіталу WACC (weighted-average cost of capital). Цей показник є одним із найважливіших для розрахунку LCOE. Вартість капіталу, що використовується як ставка дисконтування, розраховується за формулою, наведеною нижче.

Розрахунок WACC вимагає знань щодо структури фінансування проектів та відсоткових ставок на ринку. Така інформація часто буває конфіденційною та складно доступною. Для цілей цього звіту дані були отримані за результатами інтерв'ювання учасників ринку, що несе певний рівень суб'єктивізму. У розрахунках застосовується фіксований WACC протягом всього життя проекту.

Оскільки Законом України «Про альтернативні джерела енергії» визначено прив'язку «зеленого» тарифу до курсу євро, моделювання всіх фінансових потоків здійснювалось у цій валюті. В цьому звіті аналізуються дані для станцій ВДЕ в Україні за період з 2012 по 2018 роки.

Всі дані відносно параметрів проектів відносяться до року, в якому станції вводились в експлуатацію. Дані для 2018 року є попередніми та базуються на припущеннях та прогнозах.

$$WACC = \frac{D}{D + E} i_d (1 - t) + \frac{E}{D + E} i_e$$

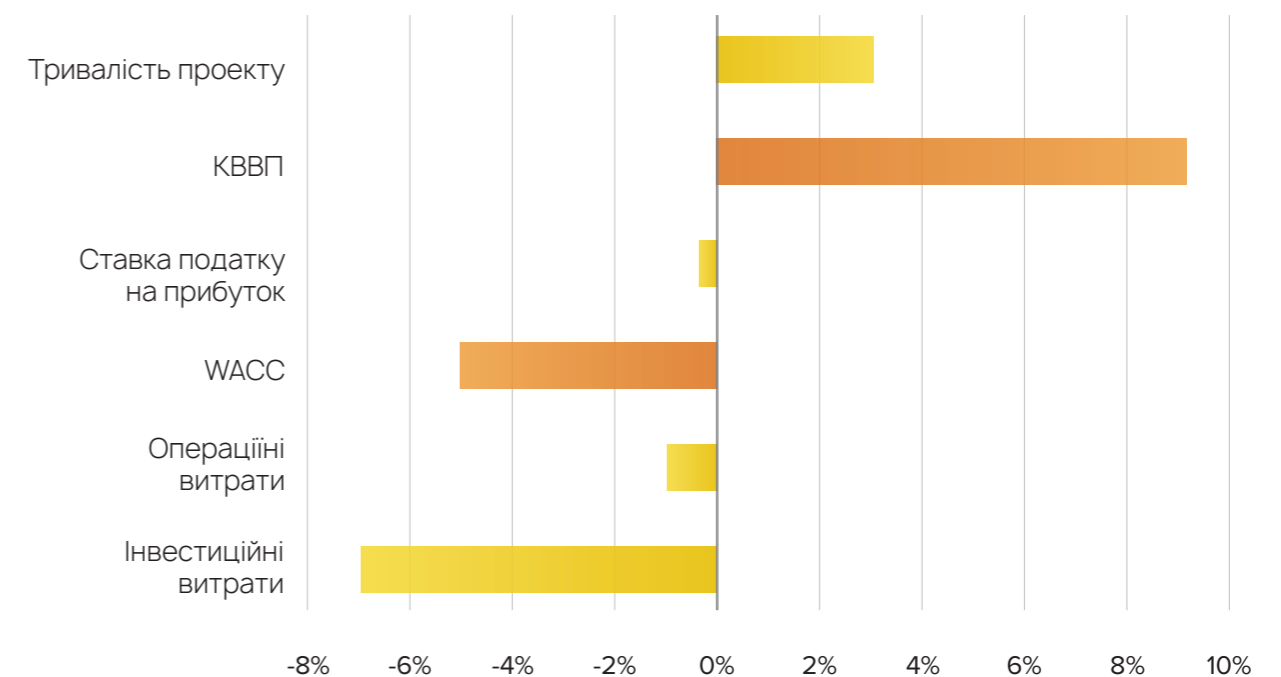
Де: D — частка боргового капіталу;
 E — частка власного капіталу;
 i_d — вартість боргового капіталу, або ставка відсотка за кредитом;
 i_e — вартість власного капіталу;
 t — ставка податку на прибуток.

ВПЛИВ ПАРАМЕТРІВ НА LCOE

Найбільший вплив на кінцевий результат мають припущення щодо капітальних інвестицій, КВВП та вартості капіталу. Збільшення тривалості проекту та коефіцієнту використання встановленої потужності знижують LCOE, а збільшення витрат

на вартості капіталу мають обернений вплив. Чутливість LCOE до вхідних параметрів відрізняється для різних типів технологій. Аналіз чутливості на прикладі наземної СЕС при зменшенні кожного параметра на 10% наведено на **Діаграмі 1**.

Діаграма 1. Вплив параметрів на LCOE на прикладі СЕС



ТЕХНОЛОГІЇ

Наступні технології генерації досліджувались в цьому звіті та оцінювались відповідно до різних параметрів станцій та рівнів витрат, враховуючи місцеві умови в Україні:

- фотовольтаїчні сонячні електростанції (СЕС): наземні без трекових систем та дахові;
- наземні вітрові електростанції (ВЕС), мегаватного класу;

- малі гідроелектростанції (малі ГЕС), потужністю до 1 МВт;
- електростанції що використовують у якості палива біомасу та біогаз (БіоЕС).

Перелік основних вхідних даних для кожної технології, що використовувались для моделювання в цілях цього звіту, наведено у Додатках.

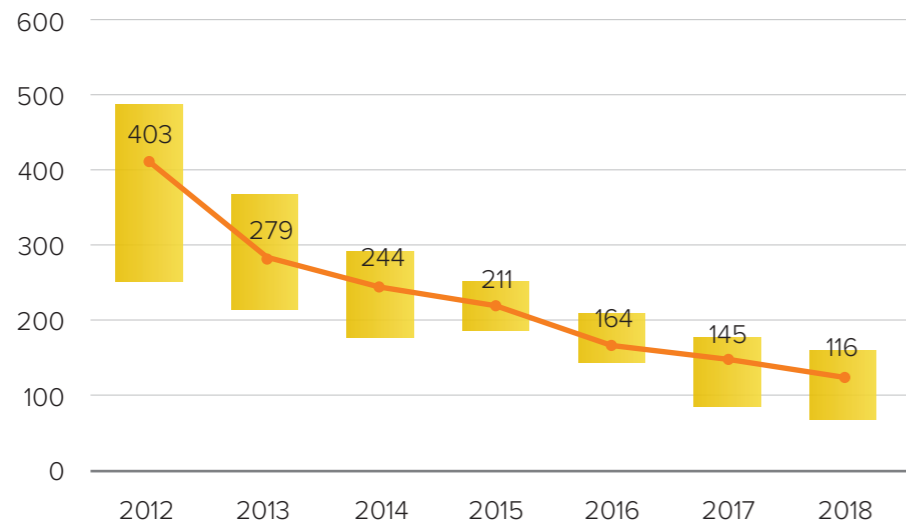
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ

СОНЯЧНІ СТАНЦІЇ

Комерційні сонячні станції в Україні представлені у своїй більшості наземними безтрекерними інсталяціями та даховими СЕС. Проекти сонячних електростанцій є найрозповсюдженішими в Україні відносно інших типів генерації. Для них наявний надійний пул інформації. Крім того, більшість проектів стандартизована, та їх струк-

тура витрат не надто відрізняється. LCOE сонячної генерації істотно залежить від якості ресурсу, тобто від рівня сонячної радіації. Отже, більш високий LCOE не обов'язково виходить з неефективної структури витрат, а лише відображає географічний розподіл наявних ресурсів.

Діаграма 2. Узагальнений LCOE для наземних та дахових СЕС, євро/МВт·год



Основним драйвером зниження приведеної собівартості електроенергії з СЕС стало здешевлення основних компонентів — сонячних модулів та інверторів. Операційні витрати у розрахунку до євро також відчутно знизились через відносну сталість витрат

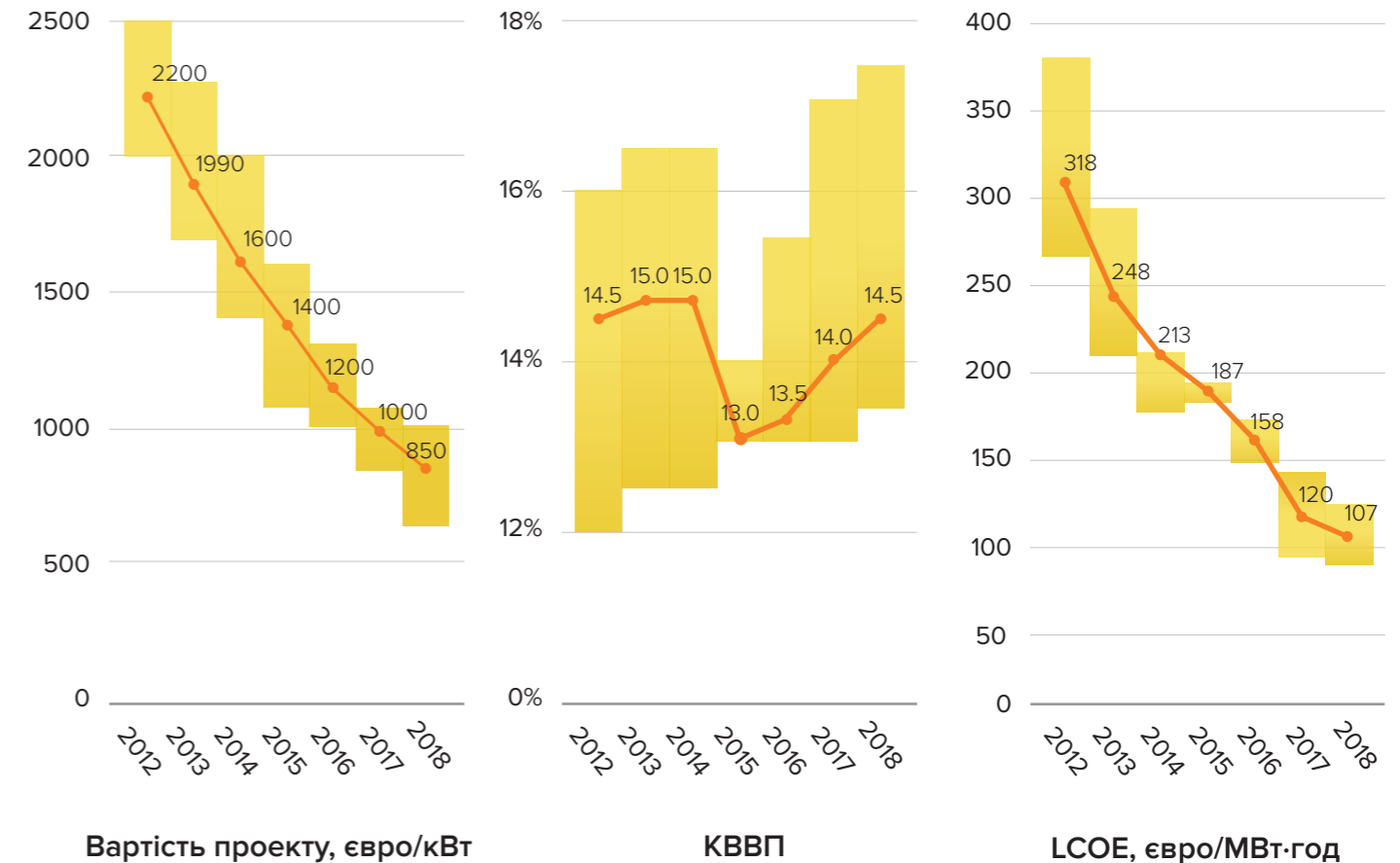
у гривні, але не мали визначального впливу на LCOE. Значний вплив також мало зниження кредитних ставок для СЕС оскільки після 2015 року банки розглядали їх як менш ризиковані і легко прогнозовані проекти.

НАЗЕМНІ СЕС

Для розрахунку LCOE наземних сонячних станцій використовувались вихідні дані для проектів, що не застосовують трекерні системи. У цьому звіті дані для наземних СЕС аналізувались в рамках трьох груп за потужностями станцій:

- до 1 МВт
- від 1 до 10 МВт
- більше 10 МВт

Діаграма 3. LCOE наземних СЕС

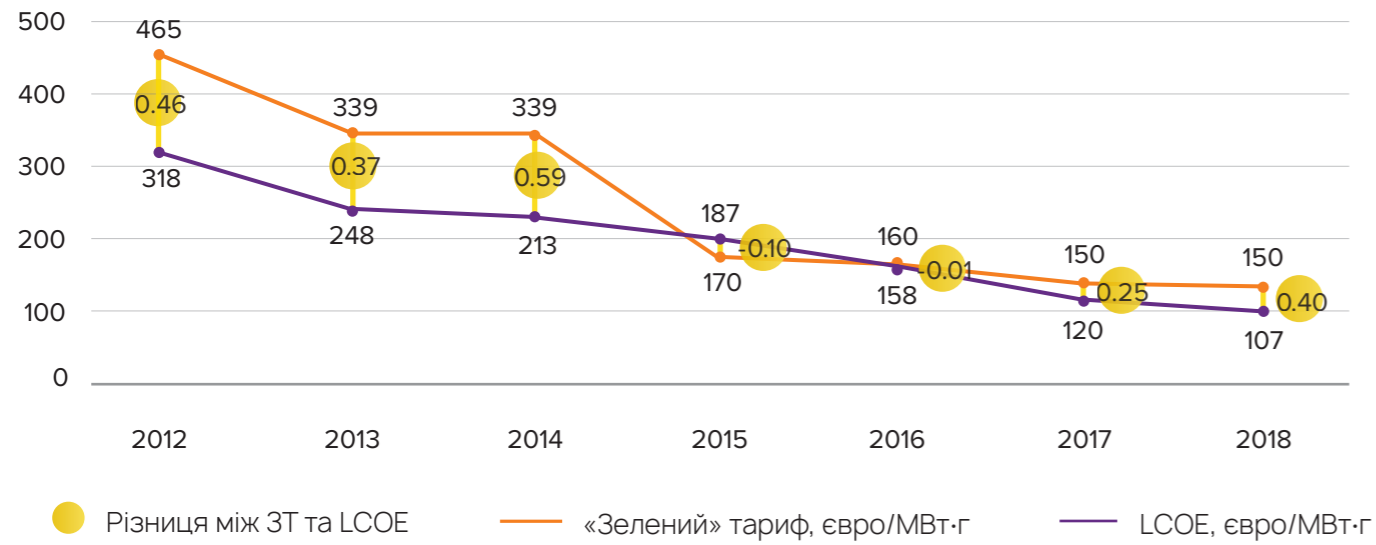


За даними НКРЕКП, у 2014-2016 роках СЕС більше 10 МВт не отримували «зелений» тариф. На графіку значення LCOE за ці роки відображають дані станцій потужністю менше 10 МВт, і загальна кількість їх становила всього 18 об'єктів. Єдина станція, яка була побудована у 2013 та отримала «зелений» тарифу 2014 році, — ТОВ «Восход Солар». У зв'язку із реконструкцією підстанції, ця СЕС лише у другій половині 2018 року почала відпуск електроенергії в мережу, і тому дані для цієї станції не використовувались

в аналізі. Також для розрахунків не використовувались дані СЕС, які розташовані в Криму, оскільки для них неможливо порахувати КВВП.

LCOE для наземних станцій за період з 2012 року знизився майже в 3 рази. «Зелений» тариф для цього типу станцій за цей же період також знизився в 3 рази. Але якщо LCOE змінювався поступово і динамічно, «зелені» тарифи, через обмеження політичним процесом, не завжди відображають зміну ринкової кон'юнктури.

Діаграма 4. Порівняння динаміки «зеленого» тарифу та LCOE для наземних СЕС



Із моменту запровадження державної підтримки наземних СЕС, «зелений» тариф значно перевищував приведену вартість електроенергії для таких станцій, що створювало привабливі умови для інвесторів. Відносна сталість стимулюючого тарифу в умовах швидкого здешевлення технологій сонячної генерації призвели до ситуації, коли будівництво СЕС має найбільшу економічну привабливість ближче до дати зміни законодавчо визначеного тарифу.

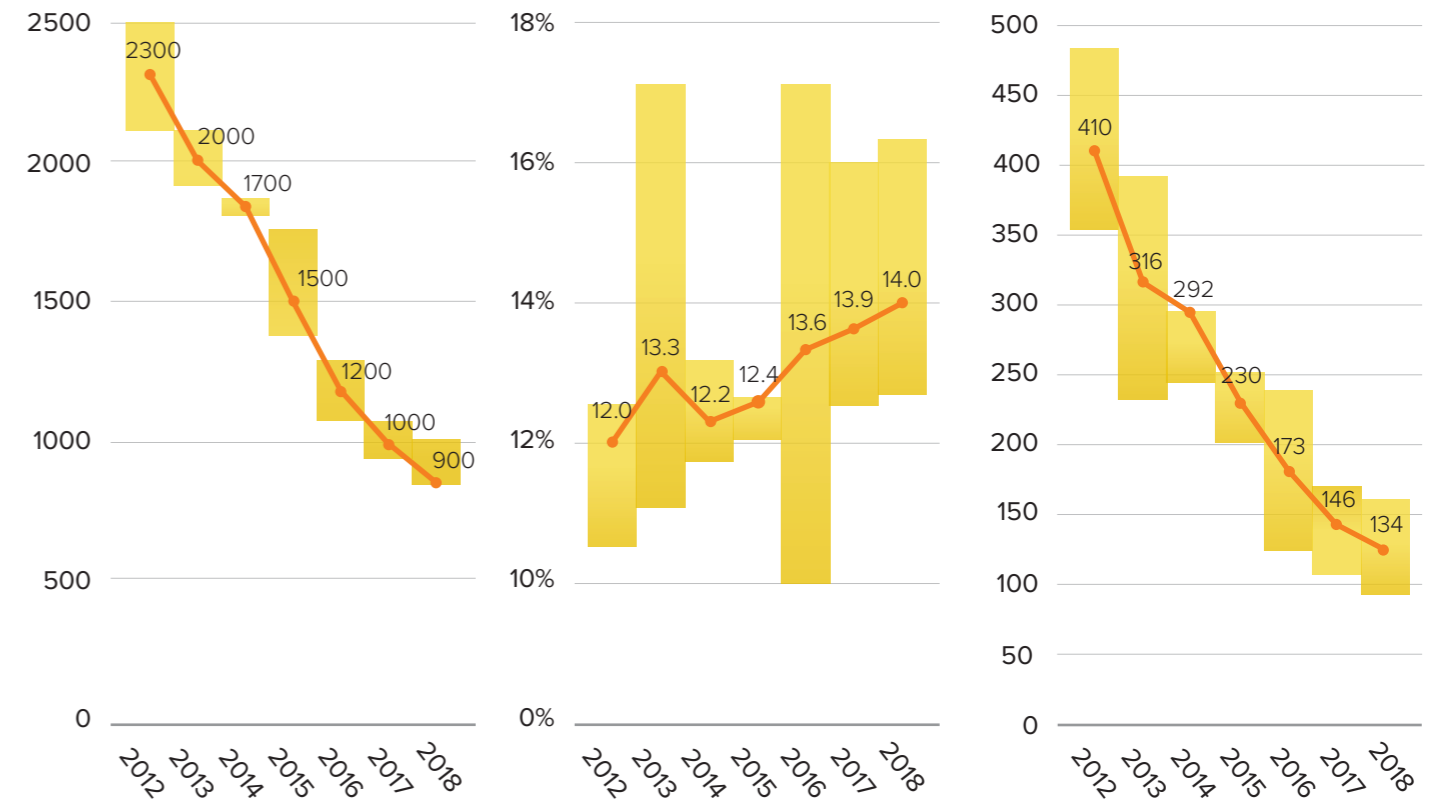
У 2015 році Верховна Рада вдвічі знизила «зелений» тариф для станцій потужністю більше 10 МВт. З вересня 2015 року такі СЕС продають електроенергію за ціною 259 євро за МВт·год. Порівнюючи це рішення із розрахунками LCOE, можна зробити висновок, що для станцій побудованих у 2012 році таке зниження мало значний негативний вплив на фінансові показники. Проте, для станцій пізнішої дати введення в експлуатацію такий тариф все ще дозволяв повернути інвестиції.

ДАХОВІ СЕС

Зазвичай, великі проекти можуть отримувати більші знижки на обладнання у постачальників, коли дахові станції є невеликими за потужністю — в Україні це 100 – 200 кВт. Таким чином, дахові СЕС мають більшу вартість капітальних інвестицій на одиницю потужності.

Крім цього, монтаж на дахах обмежує продуктивність станції: на плоских дахах кут нахилу панелей не завжди досягає оптимального, для інших — продуктивність диктується власне кутом похилого даху.

Діаграма 5. LCOE дахових СЕС



Вартість проекту, євро/кВт

КВВП

LCOE, євро/МВт·год

Дахові комерційні СЕС почали активно встановлюватись з 2016 року. До цього дахові інсталяції скоріш були винятком. Це відображено на невели-

ких діапазонах LCOE у 2012, 2014-2015 роках. Значний діапазон у 2013 році обумовлений високим КВВП для однієї станції у порівнянні з іншими у виборці.

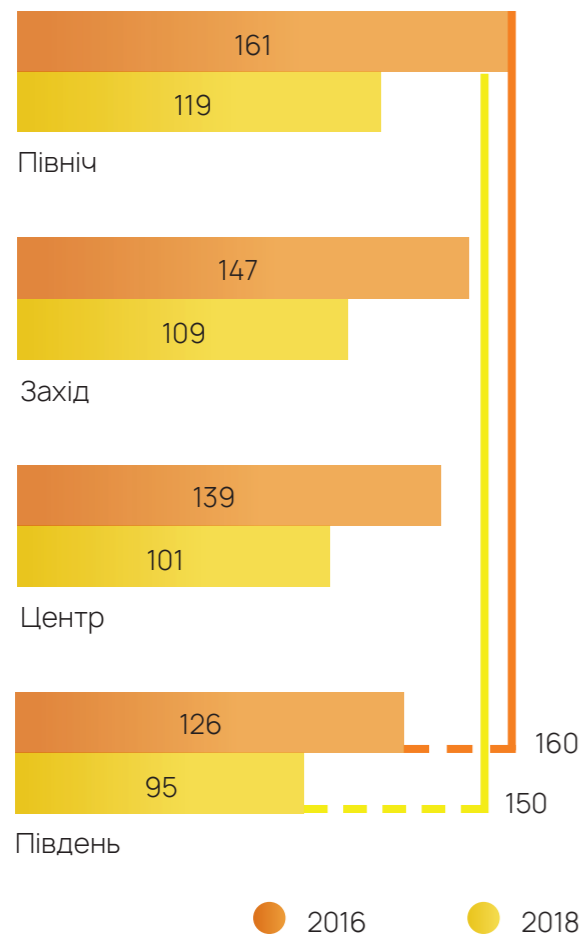
РЕГІОНАЛЬНА РІЗНИЦЯ LCOE

Потенціал середньорічної горизонтальної інсоляція в Україні варіюється від 1000 кВт·год/м² на півночі країни до 1450 кВт·год/м² у Криму¹. Для іден-

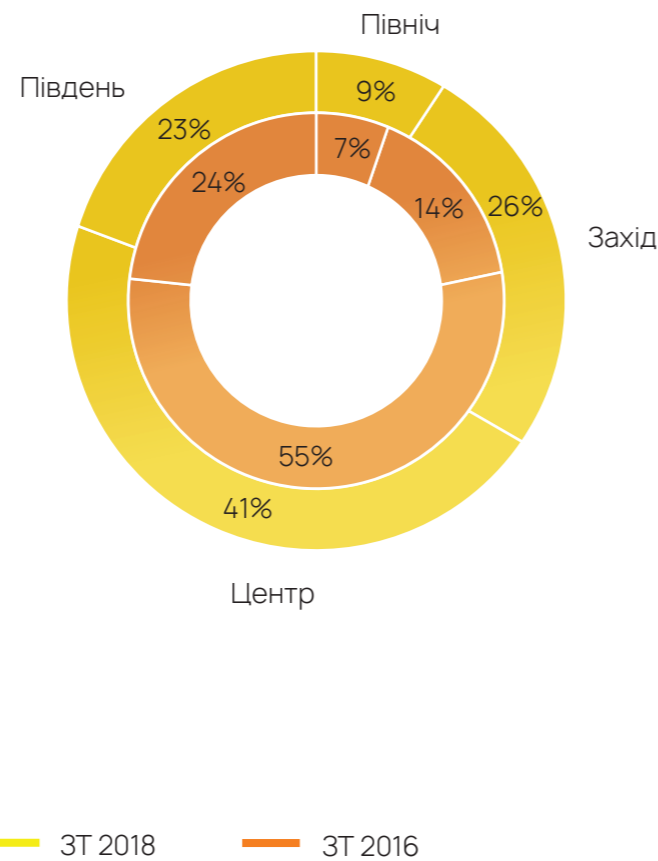
тичних за всіма параметрами СЕС показники LCOE в Україні можуть відрізнятись до 25%.

Діаграма 6. Географічна різниця LCOE для СЕС

Приведена собівартість електроенергії, євро/МВт·год



Розподіл нових СЕС за кількістю проектів



Існуюча система підтримки у вигляді фіксованого «зеленого» тарифу не враховує географічну доступність сонячного ресурсу. Тому більшість СЕС будувались у південній частині країни. В інших частинах країни показник LCOE був дуже близьким до величини «зеленого» тарифу, тому для інвесторів це підвищувало ризики

проектів. Активне падіння вартості реалізації проектів разом із сталим «зеленим» тарифом протягом 2017-2018 років, разом із вичерпанням доступних та економічно привабливих точок приєднання до мереж в сонячних регіонах, підштовхнули розвиток СЕС на півночі та заході України.

¹ <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/ukraine/>

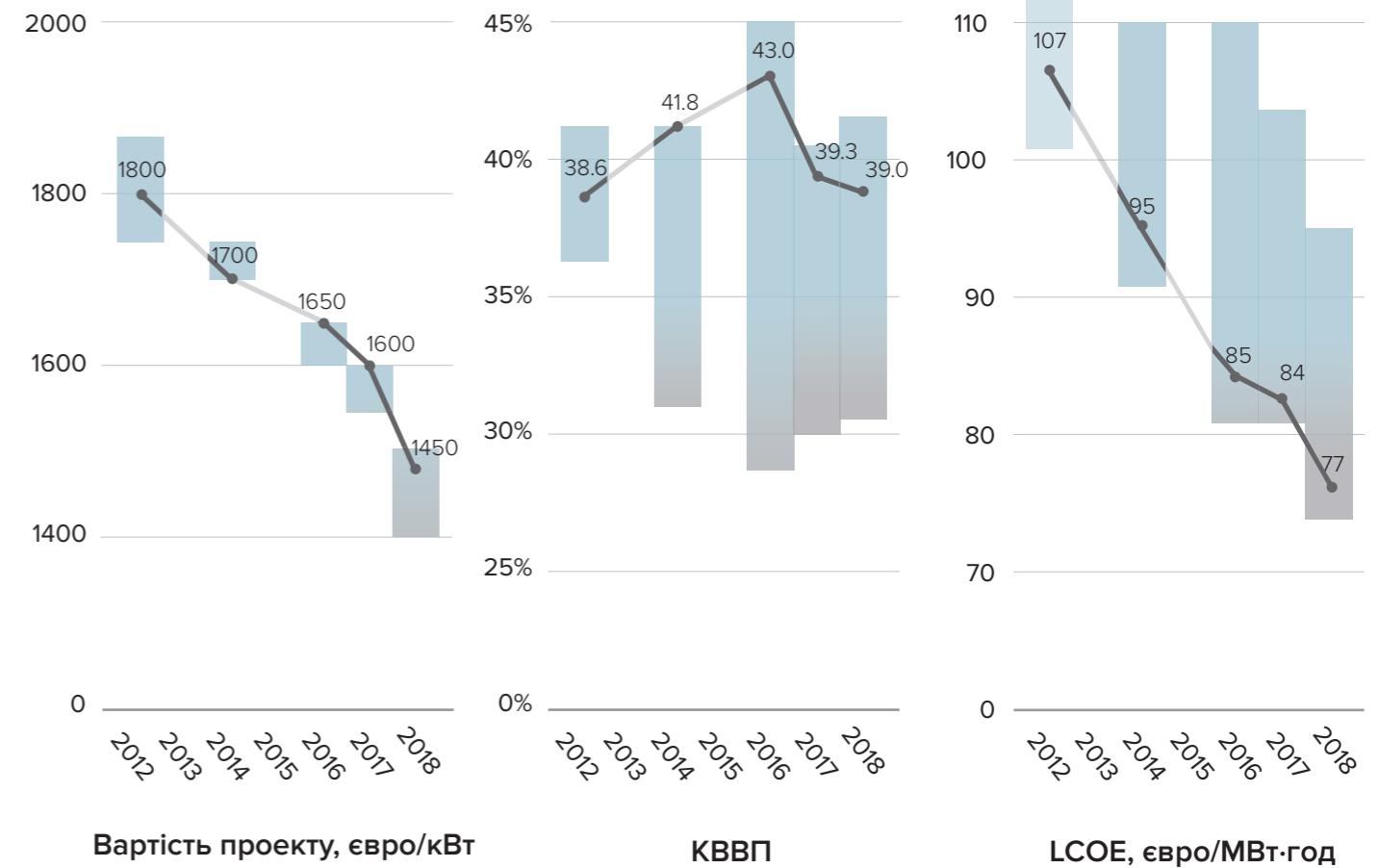
ВІТРОВІ СТАНЦІЇ

Більшість ВЕС, побудованих в Україні, — це проекти наземних електростанцій мегаватного класу, тобто із використанням вітрогенераторів одиничною потужністю більше 1 МВт. Саме дані таких проектів і були взяті для розрахунків. Проекти з використанням вітрових турбін меншої потужності не враховувались в аналізі. За статистичними даними, що публікує НКРЕКП, таких проектів за «зеленим» тарифом в Україні є лише три: один будувався раніше за 2012 рік, другий не вийшов на проектну потужність, в третьому першу чергу було введено лише у 2018 році, і надійної інформації щодо КВВП цього проекту немає

Оскільки дані щодо потенційної вартості офшорних ВЕС в Україні, а також оцінка вітрового потенціалу на шельфі недоступні, LCOE для таких проектів у цьому звіті не розраховується.

Дані ряду проектів, побудованих у 2012-2014 роках, не було використано і не відображені у цьому звіті, оскільки з 2014 року ці проекти знаходяться на тимчасово окупованих територіях, тому надійні дані щодо параметрів роботи цих станцій недоступні.

Діаграма 7. LCOE наземних ВЕС



Вартість реалізації проектів ВЕС в Україні з 2012 року впала приблизно на 20%. Коефіцієнти використання потужностей залишаються більш-менш стабільними, оскільки більшість проектів реалізуються в одній зоні — узбережжя Чорного моря. Проекти в інших регіонах країни поки що демонструють нижчу ефективність, і таким чином — вищу приведену вартість електроенергії. *В середньому LCOE вітрових станцій знизився на 28% за 2012-2018 роки.*

На жаль, вибірка проектів ВЕС не є достатньо надійною, і базувалась на 19-ти працюючих об'єктах, більшість з яких мають схожі параметри. Тому отримані результати LCOE можуть бути репрезентативними лише для станцій на півдні країни, і не можуть бути орієнтирами оцінки вартостей для більшості території України.

МАЛІ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Станом на 31 жовтня 2018 року в Україні існує 143 малі гідроелектростанції, які отримують зелений тариф. Переважно це станції до 199 кВт або 999 кВт. Більшість станцій збудовано у 1950-ті роки, та відреконструйовано на початку 2000х років. Найбільшими малими гідроелектростанціями є Глибочанська у Вінницькій області (6.1 МВт) та Ладжинська у Вінницькій області (7.5 МВт). Малі ГЕС великої потужності все є реконструйованими об'єктами, деякі з них знаходяться в оренді підприємств-операторів.

Враховуючи стан старої інфраструктури малих ГЕС, гідроенергетичний потенціал українських річок та ставки зеленого тарифу, багато українських підприємств розвивали станції саме

для мікро ГЕС потужністю до 200 кВт — для таких встановлено найвищі для ГЕС тарифи.

Незважаючи на невеликі встановлені потужності, малі ГЕС вимагають великих капіталовкладень та довгий строк реалізації проекту. Це обумовлено, по-перше, значною кількістю попередніх проектних робіт (гідрологічні, гідротехнічні, геодезичні, археологічні дослідження, тощо). По-друге — широким спектром витрат на саме будівництво (нові турбіни, бетон, каміння, арматура, будівельні роботи, берегоукріплення, будівництво гребель тощо). Більше того, будівництво малих ГЕС вимагає великої кількості дозвільних документів (близько 45), отримання яких може зайняти біля 27 місяців². Така тривалість реалізації проекту та кількість дозволів інколи призводить до додаткового навантаження на фінансування під час реалізації проекту.

Серед основних перемінних, які впливають на вартість будівництва малої ГЕС можна назвати наступні:

1. Гідропотенціал ріки — це один із основних показників, які визначатимуть генерацію електроенергії зі станції та на основі яких підбирається турбіна. Загалом, в Україні десятки тисяч річок, і кожна станція малої ГЕС буде відрізнятися потенціалом генерації;
2. Територія та земельне призначення — переведення землі у землі енергетики є доволі стандартним процесом для кожного проекту ВДЕ. Проте, саме малі ГЕС часто знаходяться поблизу лісів, археологічних знахідок, природо-заповідних фондів та інших територій з особливим статусом. Тому по часу земельні процедури разом з оцінкою впливу на довкілля може зайняти більше часу, в порівнянні з іншими об'єктами ВДЕ, і, звісно,

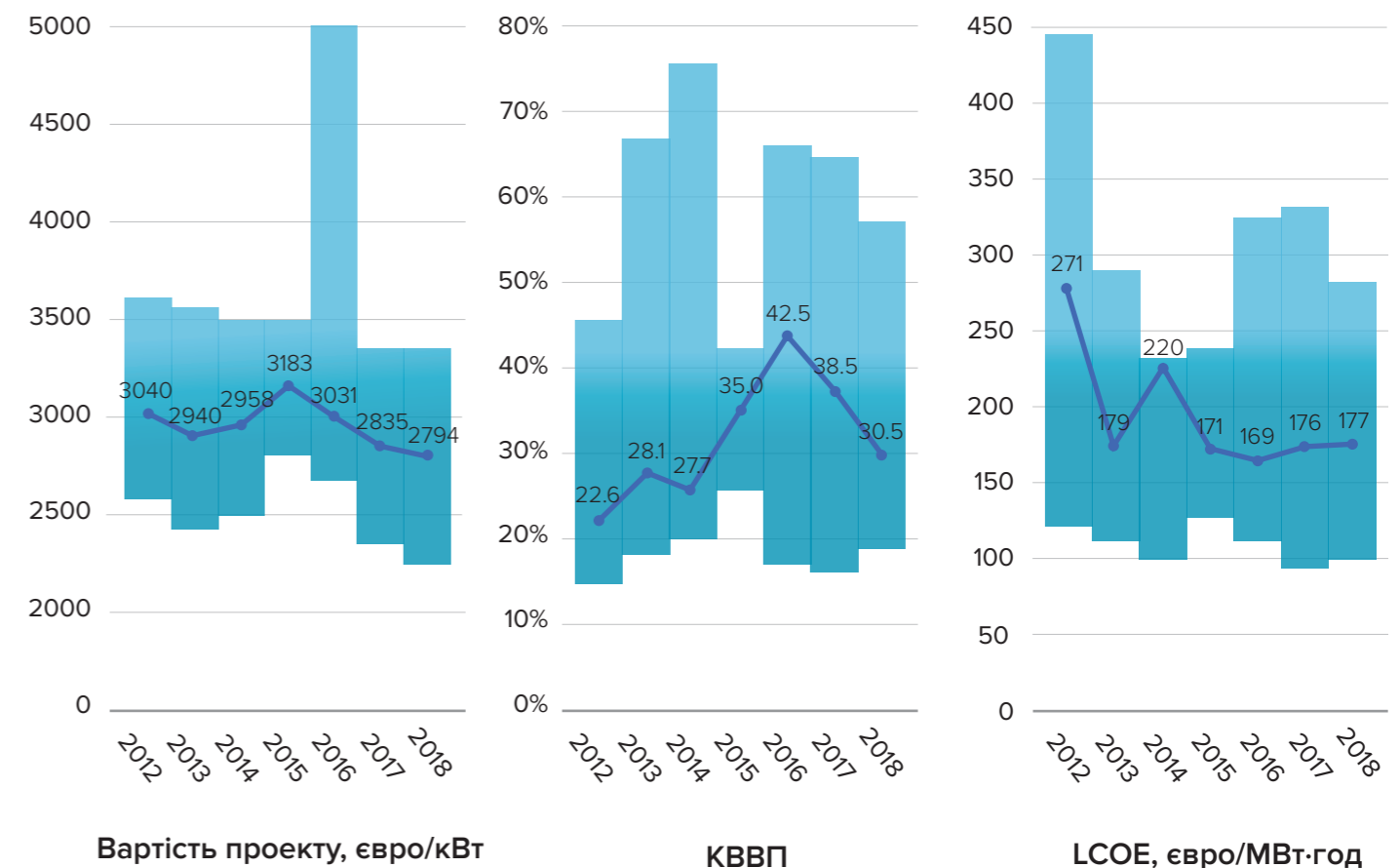
по часу будуть відрізнятися для кожної малої ГЕС;

3. Різні інфраструктурні об'єкти — більшість працюючих малих ГЕС в Україні є реконструйованими. Деякі з них вимагали лише заміну турбін, деякі покращення стану споруд, або укріплення дамби, розчищення річки. Інколи дамбу потрібно було будувати заново (висота та довжина дамби також завжди різняться). Крім того, якщо це проект у Західній Україні, то там можуть знадобитись додаткові проти-паводкові роботи (берегоукріплення, будівництво додаткової дамби, тощо). Заходи по відновленню малих ГЕС можуть бути дуже різними і відповідно

мати різну вартість (від 150 тис євро до 500 тис євро за 100 кВт потужності);

4. Турбіна — кожен об'єкт матиме турбіни різних типів, залежно від гідропотенціалу річки та рішення менеджменту проекту щодо покращення показників виробництва електроенергії на станції. найдешевші турбіни є в українських та китайських виробників, проте в них і ефективність набагато нижча від європейських аналогів. Найпопулярнішими та ефективнішими будуть турбіни від польських, австрійських та чеських виробників. Ціни на турбіни для станції до 100 кВт можуть коливатись від 70 тис євро до 200 тис євро.

Діаграма 8. LCOE малих ГЕС



² https://www.slideshare.net/Easy_Business/roadmap-for-smallscale-hydro-power-projects-in-ukraine

Зниження LCOE за період 2012-2018 років становило 35%. Перша «хвиля» проектів представляла собою модернізацію турбін, що було найшвидшим і простим варіантом капіталовкладень для отримання швидкого результату. З часом вводились станції з більш значними капіталовкладеннями із більшою ефективністю роботи.

БІОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ

Виробництво електроенергії з біомаси може відбуватись за різними технологічними процесами, що використовують різні типи біологічної сировини та різні технології спалювання. Технології виробництва варіюються від комерційно перевірених рішень, з широким колом постачальників, до тих, що тільки починають використовуватись поза межами лабораторій. В Україні ринок розвивається повільними темпами, тому інвестори найчастіше звертаються до перевірених технологій. Таким чином, потенціал для зниження витрат є неоднорідним. У короткостроковому періоді зниження вартості електроенергії з біомаси можливе в основному за рахунок зниження операційних витрат та вартості сировини.

Проекти виробництва електроенергії з біомаси не є типовими для України через значні початкові інвестиції в обладнання, інвестиції в електромережу та витратність експлуатації. На заваді розвитку цієї галузі стоять також недостатньо розвинені інфраструктурна та сировинна бази для забезпечення безперебійних поставок сировини, мала ефективність самих біоустановок, а також низький рівень розвитку постачальників обладнання. Через це виробництво електрики вигідно

Через індивідуальний характер проектів малих ГЕС отримані значення LCOE свідчать про сталість вартості електроенергії цього типу генерації. Проте, незначні темпи розвитку нових малих ГЕС прямо пов'язані із складністю реалізації таких проектів в Україні, а також високим LCOE відносно чинних «зелених» тарифів.

в когенераційних установках з комбінованим циклом виробництва електроенергії і тепла.

За даними НКРЕКП, станом на 30 жовтня 2018 року в Україні отримали «зелений» тариф 8 ТЕС на твердій біомасі та 32 біогазові установки, зі всіх 13 — нові об'єкти 2018-го року. З усіх протягом 2018 року фактично працювало 31 об'єкт. ТЕС на твердій біомасі будуються переважно на власній сировинній базі. В Україні дві отримали тариф у 2010 році, ще дві нові — у 2018-му. Одна станція, що розміщена у місті Донецьк, була запущена у 2012 році, але зараз не працює. У більшості це великі мегаватні проекти. Малі проекти реалізуються в Україні рідко через обмеження величини «зеленого» тарифу, який не враховує більші питомі капітальні витрати на кВт для проектів малої потужності.

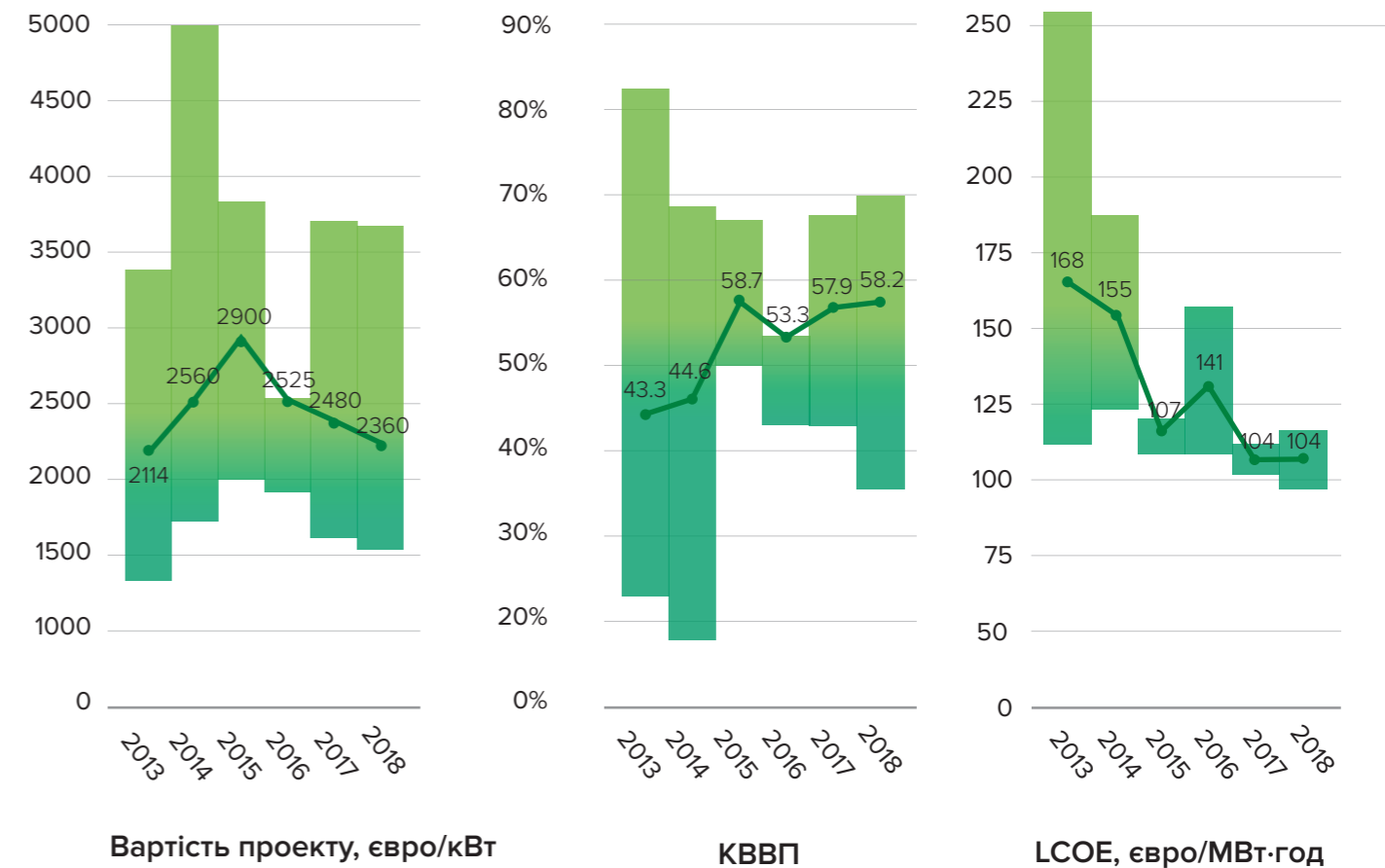
Біогазові комплекси в основному представлені проектами, що використовують звалищний газ на полігонах твердих побутових відходів — таких в Україні 20 об'єктів. Вони більш стандартизовані як у виборі генеруючого обладнання, так і у структурі витрат. Всі інші проекти реалізовані аграрними компаніями на власній сировинній базі. Технології бродіння

біомаси для отримання біогазу є унікальними для кожного проекту, тому значно відрізняється і структура витрат.

Для цілей розрахунків варто було б розподілити біоенергетичні установки за технологічним принципом. Але у такому разі вибірка для твердої біомаси містила б лише 5 об'єктів. Тому для цілей цього звіту розрахунки LCOE для біоЕС представлені агреговано.

Введення нових електрогенеруючих потужностей, що використовують біомасу, в Україні відбувається значно повільнішими темпами, ніж для сонячних та вітрових станцій. Це відображається у коливаннях вхідних параметрів для розрахунків, і, відповідно, на отриманих показниках LCOE. До розрахунків брались дані об'єктів, побудованих з 2013 року.

Діаграма 9. LCOE біоенергетичних установок



Вибір технології багато в чому визначають вартість та ефективність обладнання для виробництва біомаси, і вартість обладнання для одного технологічного процесу може суттєво відрізнятись. Фактори, що впливають на це, залежать від регіону, типу та доступності сировини, а також об'ємів підготовки або переробки сировини на місці. Вартості парових турбін для ТЕС на твердій біомасі та газопоршневих двигунів на біогазових об'єктах не сильно відрізняються по проектах. Основний вплив на вартості проектів в Україні мали власне вибір котлів згорання та процесу підготовки та зберігання біогазу.

Зниження LCOE за 2013-2018 роки становило 39%, що було досягнуто

за рахунок більш ефективного використання технологій. Загальна тенденція свідчить про те, що здешевлення електроенергії з біомаси у наступні роки очікувати не слід. Оскільки інвестори обирають перевірені технології, воно буде можливе лише за рахунок підвищення КВВП. А це залежить від доступності ресурсу — стабільних обсягів біогазу зі звалищ, або поставки твердої біомаси. Для останніх станцій найрозповсюдженим варіантом реалізації є когенерація, що гарантує вищу ефективність станції загалом та дохід від продажу тепла. Але тепло не завжди потрібно протягом всього року, тому і КВВП електрогенерації буде нижчим за номінальний.

В А Ж Л И В І С Т Ь Т А З А С Т О С У В А Н Н Я L C O E

Розуміння витрат на вироблення електроенергії має важливе значення для розробки та аналізу політик у сфері енергетики. У процесах визначення рівнів підтримки відновлюваної енергії LCOE використовується як основа для розрахунку тарифів. LCOE відображає вартість для інвестора, що передбачає визначеність виробничих витрат та стабільність цін на електроенергію. Рівень деталізації таких розрахунків може суттєво відрізнятись. Іноді використовується одна формула, в інших методах застосовується повний аналіз грошових потоків. Показники LCOE застосовуються в основному для визначення вартісних інструментів підтримки ВДЕ, тобто за якими інвестори отримують визначену винагороду у розрахунку на кожну кіловат-годину. Однак остаточні твердження про економічну життєздатність технології не можуть бути зроблені на основі лише аналізу LCOE. Приведена собівартість є показником на основі витрат і не включає доходи.

Показник LCOE визначено Європейською комісією найкращою практикою для оцінки визначення величин підтримки ВДЕ у вигляді тарифів, а також для визначення базових сценаріїв та граничних цін для аукціонних систем.

Відповідно до керівних принципів Європейської комісії щодо розробки

систем підтримки відновлюваних джерел енергії (SWD (2013)³, передбачаються три кроки для визначення тарифів:

- 1) визначення параметрів та методології розрахунку прямих витрат;
- 2) прогнозування витрат та доходів;
- 3) конвертація LCOE у відповідний рівень підтримки.

Європейська практика також свідчить про те, що не лише урядові організації мають розраховувати цей показник. Для уникнення певною мірою конфлікту інтересів, а також для отримання даних максимально наближених до ринкових, міністерства, регулятори та інші відповідальні урядові органи можуть звертатись за розрахунками до незалежних експертних агентств, які мають глибоке розуміння ринку, а також залучають стейкхолдерів до процесу.

У Нідерландах уряд визначає методологію розрахунку витрат для кожної технології ВДЕ і звертається за консультаціями до консультантів в енергетичному секторі. Весь процес визначення тарифів для підтримки ВДЕ включає в себе декілька раундів консультацій із учасниками ринку, а також зовнішню оцінку результатів розрахунків, виконаних міністерством. Між урядом і ринком досягнуто консенсус щодо використан-

³. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_sw04_en.pdf

ня показника LCOE за методологією спрощеної моделі грошових потоків. Після фіналізації консультацій базові ставки тарифів затверджуються Парламентом.

У Німеччині, «зелені» тарифи також базуються на розрахунках LCOE. Німецький закон про відновлювані джерела вимагає презентацію періодичного перегляду розрахунків LCOE перед Парламентом. Ці звіти готуються Міністерством економічних питань та енергетики кожні 4 роки⁴. Для написання таких звітів залучаються зовнішні експерти для оцінки досвіду ринку, впливу державних політик у секторі, а також для опису змін у структурі витрат та вартостей технологій ВДЕ. Перед адаптацією змін до тарифів, результати звітів мають бути затверджені Парламентом.

Отриманий LCOE не дорівнює майбутнім тарифам. Конвертація отриманих показників у тарифи на електроенергію враховує прогнозні макроекономічні показники, очікувані норми дохідності інвесторів в країні. Крім цього, розрахунок LCOE можна ускладнювати, додаючи вплив затрат на інтеграцію ВДЕ до електромережі, а також витрати на розвиток мереж. Це багатоетапний процес, який потребує значного часу та глибокого доступу до даних на ринку.

Як видно на прикладі Нідерландів та Німеччини, визначення величин підтримки ВДЕ є комбінацією адміністративного та політичного процесів. В Україні, в свою чергу, «зелені» тарифи визначаються через затягнутий політичний процес внесення змін до закону, що несе в собі певні ризики:

- довгий термін перегляду тарифів, що визначається тривалістю політичного процесу прийняття змін до закону;
- нерегулярність перегляду величин підтримки ВДЕ, що відриває «зелені» тарифи від швидкозмінних ринкових реалій та створює умови для лобіювання затягування внесення змін до тарифів;
- недостатня професійність методики перегляду, часто відсутність надійних розрахунків витрат для підкріплення рішень щодо змін о тарифів;
- відсутність чітко визначеної методології перегляду величин підтримки ВДЕ;
- відсутність визначеного політичного процесу, а тому дуже обмежений вплив стейкхолдерів в процесі консультацій, відсутність офіційних консультацій із незалежними сторонами ринку.

Адаптація європейських підходів до визначення величини підтримки для ВДЕ в Україні, а також визначення методологічних засад та застосування показників LCOE дозволить:

- підвищити якість державної політики у сфері відновлюваних джерел;
- підвищити прозорість політичного процесу, через залучення учасників ринку та незалежних агенцій;
- мінімізувати потенційні шоківі реакції для ринку в результаті прийняття рішень на основі вичерпних даних щодо функціонування ринку;
- знизити ризики політичного затягування процесів;
- розвантажити парламентський комітет від непритаманних для нього функцій визначення величин тарифів.

⁴ https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D3

Д О Д А Т К И

Додаток 1. Вхідні параметри для СЕС

Параметр	Одиниця виміру	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CAPEX low	євро/кВт	2,000	1,700	1,400	1,200	1,000	800	700
CAPEX high	євро/кВт	2,500	2,200	1,800	1,600	1,300	1,100	1,000
КВВП low	%	10.5	11.0	11.9	12.0	10.0	12.5	12.6
КВВП high	%	16.0	17.0	16.5	14.0	17.0	17.0	17.5
Вартість позикового капіталу i_d (наземні)	%	10.0	9.0	8.5	8.0	7.5	7.0	7.0
Вартість позикового капіталу i_d (дахові)	%	10.5	9.5	9.0	8.5	8.0	7.5	7.5
Вартість власного капіталу i_e	%	20	20	20	20	20	20	20
Частка боргового капіталу	%	70	70	70	70	70	70	70
Деградація панелей	% на рік	1.00	0.90	0.85	0.85	0.75	0.70	0.65

Додаток 2. Вхідні параметри для ВЕС

Параметр	Одиниця виміру	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CAPEX low	євро/кВт	1,750	-	1,700	-	1,600	1,500	1,400
CAPEX high	євро/кВт	1,850	-	1,750	-	1,650	1,600	1,500
КВВП low	%	36.2	-	31.8	-	28.9	30.0	31.0
КВВП high	%	41.8	-	41.8	-	45.0	41.0	42.0
Вартість позикового капіталу i_d	%	10.0	-	9.0	-	8.0	8.0	7.5
Вартість власного капіталу i_e	%	20	-	20	-	20	20	20
Частка боргового капіталу	%	70	-	70	-	70	70	70
Зменшення ефективності генерації	% на рік	0.20	-	0.20	-	0.15	0.10	0.10

Додаток 3. Вхідні параметри для малих ГЕС

Параметр	Одиниця виміру	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CAPEX low	євро/кВт	2,545	2,455	2,500	2,894	2,700	2,409	2,364
CAPEX high	євро/кВт	3,630	3,520	3,497	3,502	5,000	3,335	3,300
КВВП low	%	14.6	18.9	20.2	26.8	17.8	17.1	19.8
КВВП high	%	45.3	67.7	75.0	42.4	66.0	64.4	57.3
Вартість позикового капіталу i_d	%	10.0	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0	8.0
Вартість власного капіталу i_e	%	20	20	20	20	20	20	20
Частка боргового капіталу	%	70	70	70	70	70	70	70

Додаток 4. Вхідні параметри для біоенергетичних електростанцій

Параметр	Одиниця виміру	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CAPEX low	євро/кВт	1,440	1,700	2,000	1,990	1,650	1,560
CAPEX high	євро/кВт	3,400	5,000	3,800	2,525	3,650	3,600
КВВП low	%	23.1	19.1	50.1	42.1	42.0	35.1
КВВП high	%	82.0	69.2	67.3	53.3	67.5	70.4
Вартість позикового капіталу i_d	%	10.0	9.0	9.0	8.0	8.0	8.0
Вартість власного капіталу i_e	%	20	20	20	20	20	20
Частка боргового капіталу	%	70	70	70	70	70	70
Зменшення ефективності генерації	% на рік	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1