

# CHAPTER

## REGULATIONS, INTERNATIONAL STANDARDS, INDICATORS AND DIGITALIZATION OF MODERN ENERGY

DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-670-6-39>

**Vasyl Gorbachuk**

*DSc (Physics & Mathematics), Professor,  
Head of the Department of Intelligent Information Technologies  
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics of National Academy  
of Sciences of Ukraine*

**Serhii Beshpalov**

*DSc (Engineering), Senior Research Associate,  
Academic Secretary, Unit for Physical Engineering and Mathematical  
Sciences, Scientific Management Department  
NAS of Ukraine Presidium Apparatus*

### **Summary**

*Cost-optimal power systems require a balanced mix of generation technologies. Different resources play different but interrelated roles. Cost-optimal modeling has advanced significantly in the 2020s, enabling higher spatial and temporal resolution, greater operational detail, and longer time horizons. As systems decarbonize with increasing shares of variable renewable energy, new challenges arise, including intra-hourly variability, frequency stability, and longer periods of low generation (so-called power droughts), which are difficult to fully capture within cost-optimal modeling. A resilient power system must withstand high-impact, low-probability events such as natural disasters, cyberattacks, cascading failures, and other factors that are inherently difficult to model. Resilience has become a frequently mentioned topic, offering a comprehensive overview of challenges related to energy security, extreme weather, cyber-physical threats, infrastructure vulnerabilities, critical factors for energy system planning. Future research should go beyond the narrow cost-to-emissions ratio and adopt a more holistic, multidimensional approach.*

### **Вступ**

Оптимальні за витратами електроенергетичні системи вимагають збалансованого поєднання технологій генерації. Різні ресурси відіграють різні, але взаємопов'язані ролі. У 2020-х роках моделювання оптимізації витрат значно просунулося, уможливіваючи вищу просторову та часову роздільну здатність, більшу експлуатаційну деталізацію, триваліший

часовий горизонт. Оскільки системи декарбонізуються зі зростанням часток змінної відновлюваної енергії (variable renewable energy (VRE)), то виникають нові виклики, включаючи внутрішньогодинну (intra-hourly) мінливість, стабільність частоти, довші періоди низької генерації (так звані енергетичні посухи), які важко повністю охоплювати в рамках моделювання оптимізації витрат. Резильєнтна електроенергетична система має витримувати події з високим впливом і низькою ймовірністю, такі як стихійні лиха, кібератаки, каскадні збої та інші фактори, які за своєю суттю важко моделювати. Резильєнтність стала часто згадуваною темою, яка пропонує всебічний огляд викликів, пов'язаних з енергетичною безпекою, екстремальними погодними умовами, кіберфізичними загрозами, вразливостями інфраструктури, критично важливими факторами для планування енергосистеми [1]. Майбутні дослідження мають виходити за межі звуженого співвідношення вартості до викидів і приймати більш цілісний, багатовимірний підхід [2].

Витрати електроенергетичних систем аналізуються на рівні електростанції, профілю, балансування, мережі, гнучкості, допоміжних послуг, зовнішніх ефектів, підкреслюючи потребу збалансованих енергетичних поєднань (mixes) та передового моделювання для з'ясування майбутніх викликів, таких як екстремальні погодні умови й енергетична безпека [3]. Спочатку оглядаються та аналізуються ключові виклики та прогалини у плануванні енергосистем, а потім проводиться глибокий технічний огляд моделювання оптимізації витрат і критичних системних аспектів, які часто не враховуються в моделях [4].

Глобальний енергетичний перехід висуває складне завдання: як декарбонізувати електроенергетичні системи, зберігаючи при цьому доступність і надійність.

### **1. Досвід розвитку та регулювання економіки в умовах викликів**

В умовах воєнних і післявоєнних викликів попередньої світової війни держави світу зазнавали соціально-економічних змін.

У 1947 р. з метою сприяння економічній співпраці та інтеграції між державами Європи була заснована Європейська економічна комісія (ЄЕК; Economic Commission for Europe (ECE)) ООН (UNECE), міжурядова організація та спеціалізований орган ООН. ЄЕК ООН є однією з п'яти регіональних комісій під юрисдикцією Економічної та Соціальної Ради (Economic and Social Council (ECOSOC)) ООН.

UNECE складається з 56 держав-членів, 42 з яких знаходяться в Європі; 14 держав-членів UNECE, які мають свою територію за межами Європи, – це Канада, США (Америка), Вірменія, Ізраїль, Кіпр (Азія), Азербайджан, Грузія, Казахстан, РФ, Туреччина (Азія та Європа), Киргизстан, Таджикистан, Туркменістан, Узбекистан (Середня Азія).

UNECE була першою регіональною економічною комісією ООН, створеною за рекомендацією Тимчасової підкомісії з економічної реконструкції спустошених районів (Temporary Sub-Commission on the Economic Reconstruction of Devastated Areas), яка зібралася в м.Лондон (населення понад 10 млн на 2026 р.) 29 липня 1946 р. і якій було доручено залучитися до післявоєнної економічної відбудови Європи. 28 березня 1947 р. ECOSOC заснувала UNECE з метою ініціювання та участі в заходах щодо сприяння узгодженим діям з метою економічної відбудови Європи, а також для підтримки та зміцнення економічних відносин європейських країн як між собою, так і з іншими країнами світу. UNECE була заснована за запитом Генеральної Асамблеї ООН, яка закликала створити UNECE, а також Економічну комісію з питань Азії та Далекого Сходу (Economic Commission for Asia and the Far East (ECAFE)), щоб надавати ефективну допомогу країнам, спустошеним війною.

Після свого заснування UNECE поглинула функції та ресурси Європейської центральної організації внутрішнього транспорту (European Central Inland Transport Organization (ECITOP)). ECITOP стала результатом Конференції з європейського внутрішнього транспорту (Conference on European Inland Transport) в м.Лондон в жовтні 1944 р., де взяли участь делегації, що представляли Бельгію, Великобританію, Грецію, Люксембург, Нідерланди, Норвегію, Польщу, СРСР, США, Францію, Чехословаччину, Югославію (або їхні уряди у вигнанні), а також спостерігачі від Данії, Верховного головнокомандувача союзних експедиційних сил (Supreme Headquarters Allied Expeditionary Force (SHAEF)), фельдмаршала сера Гарольда Александера (командував 15-ю армійською групою для звільнення о.Сицилія в Італії, був призначений Верховним головнокомандувачем союзних військ у Середземномор'ї (Supreme Allied Commander, MEDiterranean (SACMED) у 1944 р.), Верховного головнокомандувача SACMED, Адміністрації ООН з допомоги та відновлення (United Nations Relief and Rehabilitation Administration (UNRRA)). У Конференції брали участь представники 13 держав Європи й Америки, 3 з яких (СРСР, Чехословаччина, Югославія) на 2026 р. представлені 24 державами. Згодом до UNECE долучилися ще принаймні 22 держави.

ECITOP була заснована для забезпечення координації руху транспорту, розподілу транспортного обладнання та матеріалів з метою гарантування найкращого можливого переміщення поставок для військових сил і цивільного населення, швидкої репатріації переміщених осіб, а також з метою створення умов, за яких нормальний рух транспорту може швидше відновлюватися після «звільнення територій Організації Об'єднаних Націй» та «окупації територій ворога» в Європі.

28 березня 1947 р. ECOSOC для сприяння післявоєнній відбудові та розвитку заснувала ECAFE, штаб-квартира якої розміщувалася в м. Шанхай (населення понад 30 млн на 2026 р.), а з 1949 р. – в м. Бангкок (населення понад 11 млн на 2026 р.). У 1974 р. ECAFE була перейменована на Економічну та Соціальну комісію для Азії та Тихого океану (Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (ESCAP)), розширивши свою діяльність на соціальний розвиток, торгівлю та інфраструктуру по всій Азії. Можна зазначити, що вищезгадані Вірменія (Азія), Азербайджан, Грузія, Казахстан, РФ, Туреччина (Азія та Європа), Киргизстан, Таджикистан, Туркменістан, Узбекистан (Середня Азія) є членами одночасно ESCAP та UNECE; членами ESCAP та UNECE також є Великобританія, Нідерланди, Франція; до 2026 р. членом ESCAP були США.

Оскільки UNECE була створена на початку Холодної війни, то зіткнулася з труднощами у виконанні свого мандата щодо економічної відбудови Європи через Залізну завісу. 16 квітня 1948 р. була створена Організація європейського економічного співробітництва (Organisation for European Economic Co-operation (OEEC)) серед європейських одержувачів допомоги за планом Маршалла (запропонований 5 червня 1947 р, розпочався 3 квітня 1948 р., завершився у 1952 р.) для відбудови Європи після Другої світової війни. Тільки західноєвропейські держави були членами ОЕЕС, основною функцією якої був розподіл допомоги від США. Після плану Маршалла ОЕЕС зосередилася на економічних питаннях.

У грудні 1948 р. керівник Румунії надіслав листа керівнику СРСР з пропозицією створити Раду економічної взаємодопомоги (РЕВ) для системи співробітництва з метою поліпшення торговельних відносин серед країн, які не увійшли до ОЕЕС, особливо з експортерами промислового обладнання та машин. 5–8 січня 1949 р. на економічній конференції у м. Москва (населення понад 12 млн на 2026 р.) Болгарія, Польща, Румунія, СРСР, Угорщина, Чехословаччина заснували РЕВ, про що було оголошено 25 січня 1949 р.; Албанія приєдналася до РЕВ через місяць, а Німецька Демократична Республіка (заснована 7 жовтня 1949 р.) – у 1950 р. Основними факторами утворення РЕВ було бажання керівництва СРСР співпрацювати та зміцнювати міжнародні відносини на економічному рівні з країнами Центральної Європи, які втрачали свої традиційні ринки та постачальників: Польща, Угорщина, Чехословаччина залишалися зацікавленими в плані Маршалла, незважаючи на його вимоги щодо конвертованої валюти та ринкової економіки.

План Маршалла був спільною програмою, розробленою шляхом консультацій з країнами Європи (головним чином, з Францією та Великобританією) та фінансованою США. Цей план фактично дозволив

економікам Європи долати існуючі дислокації виробництва та розподілу, що виникли після Другої світової війни. За цим планом значне фінансування отримали Великобританія, Франція, Західна Німеччина (з 1949 р. – Федеративна Республіка Німеччина (ФРН)), Італія, Нідерланди. Бельгія, Греція, Данія, Ісландія, Люксембург, Норвегія, Португалія, Туреччина, Швейцарія, Швеція, Югославія також отримали допомогу за планом Маршалла. Іспанія не брала участі в цьому плані через її політику під час Другої світової війни, а Болгарія, Польща, Румунія, Угорщина, Фінляндія, Чехословаччина, Югославія не брали участі в цьому плані через вплив СРСР. У 1949 р. Югославія приєдналася до плану Маршалла. Законодавство, яке запровадило та профінансувало Програму відновлення Європи (European Recovery Program), не було продовжено після запланованого чотирирічного терміну дії плану Маршалла, з огляду на виникнення інших світових криз, зокрема Корейської війни (1950–1953).

Під час Польського повстання 1830–1831 рр. в Російській імперії та під час революцій 1848 р. в Європі виникли пропозиції щодо митного союзу та економічної інтеграції в Центральній та Східній Європі, зумовлені індустріалізацією, ліберальними ринковими вимогами та політичною реструктуризацією в Австро-Угорській імперії. Ці пропозиції спрямовувалися на з'ясування економічних обмежень через петиції про уніфікацію ринків. Торгівля між державами, яким властива централізовано планована економіка, вимагала певної координації, щоб уникати небажаного ринку з продавця-монополіста та покупця-монопсоніста.

Римський договір від 25 березня 1957 р. про створення Європейського економічного співтовариства (European Economic Community (ЕЕС)) та Євратому посилив координацію Європи порівняно з ОЕЕС, яка забезпечувала структуру для переговорів, спрямованих на створення Європейської зони вільної торгівлі, щоб об'єднувати Внутрішню шістку (Inner Six) ЕЕС (Бельгія, Західна Нідерланди, ФРН, Італія, Франція, Люксембург підписали договір про створення Європейського товариства вугілля і сталі (European Coal and Steel Community) 18 квітня 1951 р.) та інших членів ОЕЕС на багатосторонній основі. За рішенням ОЕЕС від 20 грудня 1957 р., 1 лютого 1958 р. було створено Європейське агентство з ядерної енергії (European Nuclear Energy Agency), перейменоване на Агентство з ядерної енергії (Nuclear Energy Agency (NEA)) 20 квітня 1972 р. після вступу до нього Японії. Членами NEA є Південна Корея, Японія (Азія), Туреччина (Азія та Європа), Аргентина, Канада, Мексика, США (Америка), Австралія; членами NEA є всі сусідні з Україною держави, крім Білорусі, Грузії, Молдови, РФ; Україна також не є членом NEA.

Римський договір спонукав адаптацію ОЕЕС до виконання глобальнішої місії. Після кількох (часом неконтрольованих) зустрічей у м.Париж (населення понад 2 млн на 2026 р.), які розпочалися в січні 1960 р., було досягнуто резолюції про створення органу, який би не лише вирішував європейські та атлантичні економічні питання, а й розробляв стратегії допомоги менш розвиненим країнам. Цей новий орган мав би залучити як повноправних членів США та Канаду, що вже були спостерігачами ОЕЕС.

14 грудня 1960 р. була підписана конвенція про Організацію економічного співробітництва та розвитку (Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)), а у вересні 1961 р. OECD офіційно замінила ОЕЕС. Офіційними засновниками OECD вважаються 20 держав, серед яких Туреччина (Азія та Європа), Канада, США (Америка), а також Швейцарія (вступила в ООН у 2002 р.).

Після формулювання цілей сталого (самопідтримуваного) розвитку, у 2016 р. у Швеції була заснована міжнародна консалтингова фірма Quantified Carbon (QC), що надає послуги з вирішення складних проблем, моделювання та оптимізації для підтримки декарбонізації енергетичних систем і галузей промисловості. QC набула широкого досвіду участі в актуальних проектах з важливими замовниками. Кожний такий проект ставав кроком до більш сталого майбутнього. Місія QC – допомагати суспільству та компаніям переходити до дій, надаючи передові стратегічні рекомендації про те, як підходити до найактуальніших викликів сьогодення та управляти ними. QC розбудовує свій досвід на глибокій науковій основі, залишаючись поруч з найперспективнішими компаніями та установами і застосовуючи бізнес-модель B2B.

## **2. Міжнародні стандарти та індикатори сучасної енергетики**

Звіт, підготовлений компанією Quantified Carbon (QC) для UNECE за підтримки Всесвітньої ядерної асоціації (World Nuclear Association (WNA)), перевіряє повні системні витрати електроенергетичних систем, висвітлюючи прогалини (gaps) в сучасних практиках моделювання та пропонуючи цілісний підхід для досягнення резильєнтних, вуглецево-нейтральних енергосистем [5].

Історично системне планування часто спиралося на спрощені оцінки окремих технологій, зокрема оцінки з використанням таких показників вартості, як вирівняна (усереднена) вартість електроенергії (levelized cost of electricity (LCOE)). Хоча LCOE стала загальноприйнятим еталоном серед зацікавлених сторін, нові дослідження виявили значні обмеження LCOE в охопленні повної перспективи на рівні системи [6]. Провідні дослідницькі та політичні зусилля сьогодні підкреслюють потребу складніших підходів до моделювання оптимізації витрат, які враховують

взаємодоповнюючі ролі різних енергетичних активів, їхній колективний вплив на сумарні витрати системи та істотні спроможності, потрібні для резильєнтної та доступної енергосистеми.

Метою звіту [5] є поліпшення планування енергосистеми шляхом поглиблення експертного розуміння повних витрат системи, що є суттєвим кроком у підтримці розвитку резильєнтних і вуглецево-нейтральних електроенергетичних систем. Для переосмислення показників витрат у плануванні енергосистем:

перевіримо такі метрики вартості, як вирівняна вартість електроенергії (LCOE), та їх обмеження у відображенні витрат у масштабах всієї системи;

ідентифікуємо ключові прогалини в наявних підходах до моделювання оптимізації витрат;

висвітлимо критичні аспекти резильєнтності, які слід інтегрувати в майбутні рамки планування.

Спочатку оглянемо широкий спектр метрик вартості, кожна з яких має на меті надання доступних рамок для розуміння ролі технологій у плануванні енергосистеми. Такі метрики варіюються від широко використовуваної, орієнтованої на виробника LCOE до вирівняної повної системної вартості електроенергії (levelized full system cost of electricity (LFSCOE)), яка розподіляє всі витрати інтеграції системи до кожної технології окремо. Хоча такі метрики представляють крайні межі спектра (одна зосереджується виключно на витратах на рівні заводу, а інша припускає, що кожна технологія має забезпечувати всі системні можливості самостійно), будь-який з них не відображає повною мірою взаємодії та додаткові можливості різноманітних активів у сучасній енергосистемі. Тому неправильне використання цих метрик може призводити до помилкових висновків і невдалих політичних рішень.

Представимо новітню методологію для висвітлення системної перспективи, яку не враховують орієнтовані на технології метрики вартості. Новітня аналітична основа, відома як системний поділ вартості електроенергії (system cost breakdown of electricity (SCBOE)), має на меті долання розриву між а) LCOE на рівні заводу та б) впливами ринку і витрат на рівні системи, розбиваючи витрати на ключові компоненти. Аналітичні рамки SCBOE ґрунтуються на методології сучасних ринкових спостережень і літературі, поєднуючи всі компоненти витрат: технічне й економічне обмеження, ціни захоплення ринку, балансування потужності, допоміжні послуги, витрати на мережу, зовнішні ефекти, потреби в гнучкості. Головною метою SCBOE є запропонувати цінну концептуальну модель для розуміння повної системної вартості, пов'язаної з електроенергетичними системами.

Наприклад, поділ витрат SCBOE для змінної відновлюваної енергії (variable renewable energy (VRE)) з низькою LCOE (скажімо, вітрової, сонячної тощо) показує, що ефективна вартість VRE значно зростає при врахуванні вимог до інтеграції та ефектів користування. Компоненти витрат SCBOE, що охоплюють повну системну вартість VRE (у порядку спадання вартості): LCOE на рівні електростанції; вартість профілю; вартість балансування частоти; витрати на мережу; вартість допоміжних послуг; витрати коригування гнучкості; витрати зовнішніх ефектів.

Джерела VRE з низькою LCOE забезпечують низьковитратне енергопостачання за сприятливих умов, а диспетчеризовані ресурси (накопичення енергії та реагування на попит) забезпечують гнучкість системи. Крім того, диспетчеризовані технології (гідроенергетика, газові турбіни) та жорсткі ресурси з вищою LCOE (ядерна, геотермальна, теплова енергетика з уловлюванням вуглецю) разом забезпечують стабільність системи та гарантують достатність ресурсів. Важливо, що їх присутність допомагає знижувати загальні витрати системи, уникаючи надмірної залежності від будь-яких крайнощів: більші обсяги VRE ведуть до нижчого рівня їх використання та дорожчої інтеграції, а більші обсяги жорстких потужностей – до вищої вартості через вищі виробничі витрати. Проте диверсифіковане поєднання, що включає значну частку жорстких генеруючих потужностей, зменшує залежність від імпорту палива, вразливість до коливань погоди та непередбачуваних обставин (contingencies), а також збільшує використання мережі, в підсумку забезпечуючи умови, які краще сприяють декарбонізації.

Інфографіка збалансованого підходу оптимальної за витратами електроенергетичної системи нагадує модель обідньої тарілки, поділеної на три рівноцінні частини – диспетчеризовані технології, VRE, жорсткі ресурси. Ця модель задає поєднання технологій для робастної та збалансованої електроенергетичної системи. Скандинавська (Nordic) енергосистема є прикладом цього підходу, об'єднуючи гнучку гідроенергетику Норвегії, вітрові ресурси Данії, ядерні потужності Швеції, створюючи таким чином резильєнтну низьковуглецеву електроенергетичну систему. Проаналізуємо подібну систему з погляду SCBOE, який надає цінні концептуальні міркування, незважаючи на приблизні та узагальнені методологічні припущення, які не можна безпосередньо застосовувати до конкретних реальних енергосистем.

На відміну від метрик витрат, включаючи SCBOE, які лише надають спрощену картину планування енергосистеми, оптимізація витрат спрямована на всебічне моделювання розвитку системи шляхом інтеграції інвестиційних і диспетчерських рішень з реалістичною динамікою ринку електроенергії.

Крім аспектів резильєнтності, звіт [5] продовжував висвітлювати потребу вдосконалених підходів до моделювання, щоб враховувати ширший спектр витрат. Були визначені пов'язані та не пов'язані з частотою допоміжні послуги, витрати на інтеграцію в мережу, витрат варіантів коригування гнучкості. Хоча поточні зусилля з розробки оптимальної за витратами електроенергетичної системи усувають багато прогалин, повна інтеграція всіх критичних аспектів у рамки оптимізації залишається складним завданням, особливо за умови глибокої невизначеності щодо майбутніх припущень.

Дослідження мають включати розробку набору кількісних показників, які охоплюють суттєві спроможності майбутніх енергосистем, поширюючись на такі виміри оцінювання сценаріїв для них:

- конкурентоспроможність (ключові індикатори – витрати на виробництво та потужності, витрати ризику, рівень цін електроенергії);
- енергетична безпека (ключові індикатори – імпорт електроенергії, імпорт палива, використання критично важливих матеріалів);
- вплив на навколишнє середовище та клімат (ключові індикатори – викиди парникових газів протягом життєвого циклу, землекористування);
- вимоги до інфраструктури передачі електроенергії (ключові індикатори – витрати на передачу електроенергії, річний обсяг уловленого (captured) та поглиненого (sequestered) вуглекислого газу CO<sub>2</sub>, спроможність для зберігання водню);
- волатильність і гнучкість (ключовий індикатор – волатильність цін на електроенергію);
- експлуатаційна безпека (жорсткі (гарантована) та диспетчеризовані потужності, рівні видачі електроенергії в мережу (grid output levels)).
- Балансування енергоринку потребує складніших показників.
- Для розвитку моделювання енергосистеми майбутні дослідження мають розширювати кількісні ключові показники, щоб включати:
  - вимоги до балансування системи (наприклад, регулювання частоти та допоміжні послуги);
  - потреби в гнучкості за умов невизначеності;
  - ширше врахування зовнішніх факторів навколишнього середовища (включаючи забруднення водних ресурсів і повітря), на додаток до викидів парникових газів;
  - резильєнтність системи за екстремальних експлуатаційних умов;
  - необхідні політичні втручання, наприклад, через субсидії та регулювання ринків;
  - соціально-економічні наслідки, наприклад, уточнені шляхи декарбонізації, промислового розвитку, створення робочих місць.

Крім розширення подібних показників, важливо стандартизувати дослідження з моделювання, включаючи проектування сценаріїв,

обробку невизначеностей та ймовірнісних розподілів, звітування про ключові показники в експертному середовищі. Встановлення спільної структури показників уможливилюватиме прозоре та послідовне порівняння сценаріїв для енергосистеми і допомагатиме розробникам стратегій оцінювати ризики та компроміси, що виходять за рамки одного показника витрат, перетворюючи складні результати на чіткі, дієздатні міркування. Таким чином, потрібна подальша робота для гарантування ефективної комунікації з розробниками стратегій про потенційно важливі кількісні результати.

Долання розриву між передовим моделюванням і практичним політичним керівництвом залишається ключовим пріоритетом, що прокладає шлях для більш цілісних оцінок шляхів розвитку енергосистеми та більш робастного, поінформованого прийняття рішень. Дослідження з моделювання все більше сходяться на тому, які спроможності (представлені кількісними показниками) слід враховувати при плануванні енергосистеми, формуючи міцні передумови й засади для розроблення ефективних ринкових моделей, здатних сприяти успішній декарбонізації енергосистеми.

Для глибшого розуміння спочатку переглядається загальне планування енергосистеми, подаючи розуміння повних системних витрат крізь призму метрик вартості та новітнє тематичне дослідження, яке виділяє ключові компоненти витрат. Така базова методологія висвітлює ключові прогалини в дослідженнях з планування енергосистеми і надає перспективний погляд на дослідження з моделювання.

Потім пропонується глибше технічне вивчення моделювання оптимізації витрат і критичних системних аспектів, на які часто не звертають уваги в моделях (послуги балансування, вузькі місця в мережі, гнучкість попиту, екстремальні погодні умови, ризики енергетичної безпеки). Також висвітлюються ризики та рівні готовності до новопосталих технологій, таких як ресурси на основі інверторів, акумулятори, водень, ядерна енергетика.

Для досягнення резильентної, робастної та збалансованої енергосистеми рекомендується підтримувати врівноважене поєднання змінних, жорстких і диспетчеризованих енергетичних ресурсів, як у вищезгаданій моделі обідньої тарілки. Подібно до живого організму, який потребує різноманітного раціону для підтримки свого належного стану (гомеостазу), діюча енергосистема потребує різних джерел енергії, що ефективно доповнюють одне одного, для підтримки свого оптимального режиму роботи. Змінні відновлювані джерела енергії (насамперед, сонячна та вітрова енергія) забезпечують дешеву електроенергію за сприятливих погодних умов. Коли вихід сонячної та вітрової енергії зменшується, то диспетчеризовані ресурси (гідроенергетичні агрегати на

основі резервуарів, коротко- та довгострокові накопичувачі енергії (акумулятори та водневі накопичувачі)) можуть швидко підключатися, щоб задовольняти миттєвий попит на електроенергію. Ці ресурси можна вмикати чи вимикати або регулювати за потреби, щоб балансувати постачання та навантаження, але кожному такому ресурсу окремо може не вистачати потрібної системної жорсткості при паливних або часових обмеженнях.

Зазначимо, що вугільні електростанції, комбіновані газотурбінні установки і газотурбінні установки відкритого циклу сформували основу балансування попиту та пропозиції в сучасних енергосистемах. Хоча відповідні традиційні технології також сприяють стабільності системи, їхні процеси згоряння призводять до значних викидів. Серед найбільші викиди дають вугільні електростанції, які планується достроково виводити з експлуатації, щоб допомагати досягненню кліматичних цілей. Проте існуюча інфраструктура викопного палива може підвищувати енергетичну безпеку, оскільки зберігання вугілля чи нафти на місці зазвичай забезпечує надійніший резервний ресурс (backup), ніж зберігання природного газу виключно у підземних сховищах. Водночас очікується, що високогнучкі газогенераторні установки відіграватимуть важливу роль у підтримці економічно ефективного (cost-effective) та надійного електропостачання до критичного поширення альтернативних технологій. Традиційні технології дають викиди щонайменше 350 грамів CO<sub>2</sub> на кіловат-годину (кВт год), які можна зменшувати в річному вимірі через меншу кількість годин роботи електростанцій або оснащення їх технологією уловлювання та зберігання вуглецю (carbon capture and storage (CCS)). Щоб уможливити видалення вуглекислого газу, технологію CCS також можна інтегрувати з біоенергетикою, створюючи BECCS (bioenergy with CCS), або з прямим уловлюванням повітря, створюючи Co-DACCS (combining DACCS (direct air capture with carbon storage) with point source CCS).

Низьковуглецеві, жорсткі, незалежні від погоди ресурси (ядерна та геотермальна енергія) можуть забезпечувати стабільне постачання базового навантаження та виграш від розташування поблизу споживачів. Ці високодоступні ресурси можуть надійно постачати електроенергію за потреби, зокрема за пікового попиту або навантаження системи. Хоча економічно ці ресурси не є найкращими для диспетчеризованої експлуатації, їх стабільний цілодобовий вихід максимізує використання мережі, потенційно відкладаючи потребу її розширення. Крім того, їх надійна генерація базового навантаження може зменшувати залежність від дорожчих заходів стабільності та гнучкості системи, одночасно звільняючи цінні диспетчеризовані ресурси для ефективнішого використання за нагальної потреби.

Слід зазначити, що хоча гідроенергетика може пропонувати жорсткий, безперервний вихід, її річне планування є менш передбачуваним через залежну від погоди мінливість стоків води. Скандинавська енергосистема виявляється прикладом успішного впровадження згаданої моделі обідньої тарілки для декарбонізації електроенергетичної системи: диспетчеризовані потужності Норвегії у гідроенергетиці, значна частка Данії у змінній вітровій енергетиці, поєднання гідроенергетики й атомної енергетики Фінляндії та Швеції колективно забезпечують диверсифіковане поєднання видів енергетики, гарантуючи стабільність, резильєнтність і надійність мережі.

В кількох енергосистемах світу застосовується стратегія з обмеженнями в моделі обідньої тарілки, де VRE та диспетчеризованим технологіям надається більша частка порівняно з жорсткими ресурсами. Однак, з точки зору резильєнтності, ця стратегія може створювати загрози електроенергетичній системі через недостатню енергетичну різноманітність. Диспетчеризована гідроенергетика є обмеженим ресурсом, а залежність від електростанцій на природному газі як паливі породжує вразливості через залежність від імпорту одного типу палива. Прикладом такої вразливості є енергетична криза Європи, спричинена широкомасштабною агресією РФ проти України, починаючи з 2022 р. Вузькоорієнтована електроенергетична система може адекватно функціонувати протягом середнього за погодними умовами року, але аномальні погодні умови можуть різко збільшувати залежність від імпорту газу, що потенційно може спричинювати значні проблеми з цінними шоками, посилюваними комбінованими непередбачуваними обставинами. Таким чином, диверсифіковане електроенергетичне поєднання може володіти важливими перевагами, включаючи жорсткі ресурси, які зменшують вразливості до імпорту та зберігають цінну диспетчеризовану потужність для відстежування навантаження та балансування змінної відновлюваної генерації, а також знижують залежність від інфраструктури електропередачі.

Щоб досягати цього оптимального енергетичного поєднання, моделювання оптимізації витрат слугує критично важливим інструментом у плануванні енергосистеми. Таке моделювання використовує передові методи оптимізації для визначення найбільш економічно ефективного поєднання цих ресурсів, яке може задовольняти прогнозований попит на електроенергію за різноманітних обмежень і сценаріїв. Мета полягає в мінімізації загальних витрат на будівництво й експлуатацію енергосистеми, одночасно гарантуючи надійне та робастне електропостачання, досягнення цілей резильєнтності та декарбонізації. Таке моделювання включає високу роздільну здатність у часовій (наприклад, погодинній) та просторовій гранулярності, взаємозв'язки між

регіонами, накопичення енергії, гнучкість попиту та інші системні обмеження. Важливо, що відповідні моделі оптимізації спираються на точні метрики вартості як фундаментальні вхідні дані.

Системне планування часто спиралося на метрики вартості, тобто спрощені оцінки окремих технологій, зокрема оцінки з використанням LCOE. Хоча LCOE стала загальноприйнятим еталоном (benchmark) серед зацікавлених сторін, нові дослідження виявили її значні обмеження в охопленні повної перспективи системного рівня [6]. LCOE слід використовувати лише для порівняння технологій виробництва, які працюють подібними способами та надають переважно енергетичні послуги [7]. LCOE пропонує не більше, ніж початковий засіб скринінгу для висвітлення потенційно конкурентних варіантів. Модифікації метрики LCOE намагаються порівнювати різні технології та відображати їх взаємодію з мережею, вимагаючи набагато більше припущень про характеристики і потреби конкретної енергосистеми, ніж власне метрика LCOE. Для таких порівнянь стає важливим моделювання оптимізації витрат. Крім того, моделювання оптимізації витрат стосується цілої системи з урахуванням експлуатаційних обмежень, мінливості погоди та вимог політики.

Зв'язок між метриками вартості та моделюванням оптимізації витрат полягає в інформаційній взаємодії та взаємній підтримці. Метрики вартості надають відповідні вхідні параметри та служать орієнтирами для моделей оптимізації витрат – попередніми показниками технологічної конкурентоспроможності.

Водночас моделювання оптимізації витрат може контекстуалізувати інтерпретацію метрик вартості. Моделюючи розгортання різних технологій у контексті всієї енергосистеми, стає можливим кількісно визначати їх фактичний внесок в економічну конкурентоспроможність, резильєнтність і скорочення викидів системи. Ці кількісні результати дозволитимуть розраховувати більш передові та інформативні показники витрат, які об'єднують витрати по всій системі. Крім того, моделювання оптимізації витрат допомагає долати обмеження спрощених порівнянь, зумовлені метриками вартості. Технології не можуть адекватно оцінюватися окремо, оскільки їх продуктивність та економічна ефективність визначаються конкретною системою, в межах якої ці технології експлуатуються. Фотоелектрична система, наприклад, може мати низьку LCOE, але вимагати доповнюючих інвестицій в енергонакопичення чи гнучку генерацію для задоволення вечірнього пікового навантаження. Тільки повна системна модель може охоплювати такі взаємозалежності та взаємообміни. Таким чином, метрики вартості краще розуміти не як визначальні міри цінності, а як компоненти в

ширшій аналітичній структурі, основаній на огляді, аналізі, моделюванні та плануванні системного (високого) рівня.

Хоча модель обідньої тарілки нагадує збалансовану структуру для надійної електроенергетичної системи, досягнення резильєнтності та вуглецевої нейтральності залишається особливо складним у таких країнах, як Польща та Німеччина. З обмеженим гідроенергетичним потенціалом ці країни можуть потребувати більше водневих та акумуляторних енергонакопичувачів для забезпечення диспетчеризованої потужності. Для підвищення енергетичної резильєнтності вони також мають використовувати комбінацію сильніших мережевих взаємозв'язків, підвищеної гнучкості з боку попиту та диверсифікованого поєднання відновлюваних енергоресурсів.

За відсутності великих гідроенергетичних водосховищ, гарантуванню достатності потужності (power adequacy) протягом тривалих періодів низької вітрової та сонячної генерації (так званих енергетичних посух) сприяє стратегічне розгортання жорстких низьковуглецевих ресурсів (наприклад, ядерних, геотермальних, викопних або біоенергетичних електростанцій, оснащених CCS). Це розгортання має супроводжуватися кіберстійкими (cyber-resilient) інвестиціями в мережеву інфраструктуру та модернізацію, а також децентралізованими рішеннями (прикладом яких є автономні мікромережі, які можуть надавати критично важливі послуги у випадку кібератак або локальних збоїв мережі) незалежно від рівня їх ролі у пом'якшенні наслідків тривалих енергетичних посух.

Водночас досягнення надійності, кібербезпеки, резильєнтності та вуглецевої нейтральності передбачає значні потенційні витрати, якими слід ретельно управляти. Наявні практики моделювання часто не враховують ці витрати належним чином, зосереджуючись в основному на прямих витратах генерації і використовуючи метрики вартості. Ці метрики є корисними, але не є достатніми для охоплення часових, просторових і системних вимірів сучасних енергосистем. Щоб уникати хибних рішень в енергетичній політиці, важливо поліпшувати розуміння того, як ці метрики слід використовувати чи не використовувати в аналізі та плануванні. З'ясування цих прогалів вимагатиме більш комплексних підходів до моделювання, які враховують повний спектр аспектів, пов'язаних з модернізацією мережі, гарантованою потужністю (firm capacity), накопиченням енергії, кліматичною адаптацією, щоб гарантувати економічно життєздатний та самопідтримуваний перехід до резильєнтної, вуглецево-нейтральної електроенергетичної системи.

Головною метою досліджень залишається є вдосконалення планування енергосистеми шляхом розуміння повних системних витрат, уможливлуючи розробку резильєнтних, вуглецево-нейтральних електроенергетичних систем.

Для цього виділяються такі підцілі:

1) поліпшити розуміння метрик вартості (наприклад, LCOE) та їх ролі в охопленні комплексної перспективи витрат на системному рівні;

2) ідентифікувати ключові прогалини в наявних підходах до моделювання оптимізації витрат для спрямування майбутніх досліджень і розробки методології;

3) висвітлити критичні виміри резильєнтності, які слід інтегрувати в рамки планування для енергосистем у процесі декарбонізації.

Спочатку встановлюється контекст, сформулюємо проблему та визначимо основну ціль та її підцілі, висуваючи ключові виклики в моделюванні резильєнтності електроенергетичної системи та витрат, надаючи логічне обґрунтування для ціліснішої структури оцінки витрат.

Потім з'ясовується підціль 1) шляхом критичного огляду традиційних метрик вартості, таких як вищезгадані LCOE та LFSCOЕ, а також VALCOЕ та інші, та перевіряється, як їх можна розширювати чи переосмислювати, щоб краще відображати повні системні витрати. VALCOЕ (value-adjusted levelized cost of electricity), скоригована за цінністю LCOЕ, – це метрика, розроблена Міжнародним енергетичним агентством (International Energy Agency), яка враховує інформацію про вартість електроенергії та її цінність для електроенергетичної системи: наприклад, однаковий обсяг електроенергії є ціннішим під час пікового попиту. Метрика LFSCOЕ є більш комплексною порівняно з LCOЕ, оскільки включає LCOЕ генератора, а також витрати та вартості всієї електроенергетичної системи, пов'язані з цим генератором. Тоді LFSCOЕ розраховується як повна вартість (all-in cost) для суспільства від інтеграції цієї електростанції в дану електроенергетичну систему. LFSCOЕ дозволяє кількісно порівнювати принципово різні технології (наприклад, відновлювані джерела енергії з мінливою генерацією, диспетчеризовані викопні чи ядерні джерела). LFSCOЕ розвиває метрику LCOЕ, додаючи метрику LACE (levelized avoided cost of electricity; вирівняна уникнута вартість електроенергії), яка вимірює вартість виробленої електроенергії через альтернативний проект генерації (альтернативну вартість виробленої електроенергії). Ці показники разом забезпечують більш робастний підхід до порівняння диспетчеризованих технологій та змінних відновлюваних джерел енергії, також з'ясовуючи підціль 2) шляхом ідентифікування ключових прогалин в моделюванні, зокрема прогалин стосовно інтеграції мережі, гнучкості, допоміжних послуг, резильєнтності до екстремальних подій, які не охоплюються наявними моделями оптимізації витрат. Таким чином, подається структурована повносистемна структура вартості та пропонується модельний приклад, який інтегрує різні компоненти вартості.

Далі з'ясовується підциль 3), синтезуючи міркування про критичні виміри резильєнтності (балансування системи, готовність до екстремальних погодних умов, кібер- та фізична безпека, авразливість ланцюга постачання), та обговорюється, як ці елементи слід інтегрувати в майбутні практики моделювання.

Вирівнювана вартість електроенергії (LCOE), яка стала засадничою структурою для порівняння прямих витрат на виробництво електроенергії за різними технологіями, визначається як

$$LCOE = \left\{ \sum_{t=1}^N C_t (1+r)^{-t} \right\} / \left\{ \sum_{t=1}^N E_t (1+r)^{-t} \right\}$$

де чисельник включає всі витрати (інвестиції, видатки на експлуатацію та технічне обслуговування (operation and maintenance (O&M)), видатки на паливо), а знаменник подає електроенергію, вироблену протягом економічного терміну служби системи. Майбутні витрати (costs) ( $C_t$  – загальні витрати за рік  $t$ ) та виробництво ( $E_t$  – загальний обсяг електроенергії, виробленої за рік  $t$ ) дисконтуються з використанням реальної ставки дисконтування для врахування чистої поточної вартості (net present value (NPV)). Отже, LCOE є відношенням чистої поточної вартості витрат (вимірюваних у грошових одиницях) до чистої поточної вартості електроенергії (вимірюваної обсягах електроенергії).

Широке використання LCOE зумовлене його простотою та здатністю забезпечувати стандартизовану метрику на рівні електростанції, яка охоплює всі відповідні фінансові аспекти без надмірного ускладнення загального аналізу [8]. LCOE є особливо корисною для порівняння подібних технологій виробництва та формування стратегій субсидування для підтримки переходу на чисту енергію. Спочатку LCOE розроблялася для передбачення витрат на електроенергію для жорстких, диспетчеризованих ресурсів виробництва регульованих ринків електроенергії [9]. Поширення використання LCOE на нестационарні, змінні ресурси генерації на дерегульованих ринках виходитиме за межі сфери застосовності цієї метрики, оскільки дані про такі ресурси важко порівнювати з даними про жорсткі, диспетчеризовані ресурси. На системному рівні викликом є розрив зв'язку між метрикою LCOE та результуючим формуванням цін на електроенергію на сучасних ринках електроенергії. Тому використання LCOE потребує точнішої комунікації, щоб уникати введення в оману розробників стратегій та осіб, які приймають рішення [10]. LCOE залишається корисним у певних випадках, але були розроблені доповнюючі метрики, щоб усунути обмеження LCOE, зберігаючи при цьому ключові сильні сторони LCOE.

Загальна вартість (total cost) і приведена (нормалізована, вирівнювана за часом) вартість електроенергії (levelized cost of electricity (LCOE))

надають багато економічної інформації, необхідної для порівняння конкуруючих альтернатив виробництва електроенергії.

### **3. Стратегічне управління та цифрові технології в енергетиці**

Щоб надавати повніше уявлення про економічний вплив різних технологій виробництва електроенергії на ширшу електроенергетичну систему, були запроваджені метрики LFSCOE, які включають не лише стандартну метрику LCOE, але й витрати на інтеграцію [11]. Витрати на інтеграцію враховують витрати на балансування, мережу та профіль, щоб краще відображати непрямі витрати, які виникають на рівні системи. LFSCOE є новітньою метрикою, яка порівнює витрати на обслуговування всього ринку з використанням даного джерела енергії та на накопичення. На відміну від метрики, яка LCOE припускає, що джерело генерації не має зобов'язань балансування ринку та постачання, LFSCOE припускає, що джерело генерації має максимальні зобов'язання балансування та постачання. Тому енергетична технологія має повністю пристосовуватися до флуктуацій попиту та гарантувати надійність постачання шляхом накопичення. Однак такий підхід недостатньо подаватиме синергію та взаємодоповнюваність між різними енергетичними технологіями у збалансованому енергетичному поєднанні.

Зосередимось на невикопних енергетичних технологіях, не охоплюючи електростанції комбінованого циклу (парогазові установки) на природному газі.

Однак, завдяки своїй високій експлуатаційній гнучкості, ці технології демонструють відносно низьку мінливість при переході від LCOE до LFSCOE [11]. Ця стабільність свідчить про те, що природний газ може бути придатним для доповнення змінних відновлюваних джерел енергії, з'ясовуючи проблему переривчастості (intermittency) та підтримуючи надійність системи, потенційно слугуючи важливим перехідним ресурсом на шляху декарбонізації. Водночас значні викиди при спалюванні природного газу та вплив волатильних цін палива вносять значну невизначеність в абсолютні рівні вартості, ускладнюючи долучення парогазових установок до порівняльного аналізу. Конкурентоспроможність технологій виробництва електроенергії слід оцінювати з урахуванням технологічних витрат і системних вартостей, які ці технології можуть забезпечувати. Ці вартості включають сприяння оптовому енергопостачанню, включаючи достатність потужності та гнучкість системи.

Метрика VALCOE, запроваджена у Світовому енергетичному огляді (World Energy Outlook), розвиває LCOE та включає системну вартість [12]. VALCOE включає оцінки вартостей енергії, потужності та гнучкості. Вартість енергії відображає важливість електроенергії,

виробленої в різний час. Вартість потужності вимірює роль енергетичної технології у здатності системи надійно задовольняти піковий попит. Вартість гнучкості оцінює, наскільки добре технологія може коригувати свій вихід у відповідь на зміни попиту та пропозиції в режимі реального часу. Очікувана вартість кожної технології порівнюється з базовим значенням, щоб розраховувати коригування відносно значення LCOE в бік збільшення чи зменшення. На основі цих коригувань VALCOE забезпечує основу для оцінювання конкурентоспроможності [13]. Такий підхід забезпечує більш робастні порівняння між диспетчеризованими та недиспетчеризованими джерелами, визнаючи їх різну роль у надійності та гнучкості системи. Проте VALCOE не включає зовнішні вартості – соціальну вартість не оцінюваних ринком викидів вуглецю, втрат землі й екосистем, екологічну вартість, вартість залежної від географічних координат інтеграції в мережу, вартість ролі допоміжних послуг у надійності системи.

LACE, розроблена Адміністрацією енергетичної інформації США (U.S. Energy Information Administration (EIA)); заснована у 1977 р. у відповідь на енергетичну кризу, що розпочалася у 1973 р. на Близькому Сході), підходить до оцінки вартості з іншого боку [14]. LACE оцінює міру ринкової вартості витрат, яких зазнаватиме система при заміні електроенергії, виробленої даним проектом, на електроенергію, вироблену альтернативним проектом. Оскільки значення LACE залежить від місцезнаходження через відмінності у доступності ресурсів, вартості палив і ринкових умовах, то LACE є корисною для оцінок, специфічних місцезнаходженню відповідних активів. Генераційний актив зазвичай вважається економічно життєздатним, коли його LACE перевищує його LCOE у заданий час в заданому місці, а його ринкова вартість перевищує його виробничі витрати. Однак реальні інвестиційні рішення є складнішими, ніж просте порівняння LCOE та LACE. На економічну доцільність впливають такі фактори, як вартість залежної від географічних координат інтеграції в мережу, регуляторні стимули та довгострокова ринкова невизначеність. У будь-якому випадку різниця між LACE та LCOE є корисним показником економічної привабливості електростанції високого рівня.

Хоча вищезазначені параметри вартості зосереджуються на витратах, яких зазнають виробники, соціальна вартість електроенергії (social cost of electricity (SCOE)) постає як відповідна метрика для об'єднання зовнішніх вартостей (екстерналій), пов'язаних з виробництвом електроенергії, забезпечуючи ціліснішу оцінку справжньої вартості технології для суспільства [15]. SCOE включає прямі витрати (капітальні витрати, O&M-видатки тощо) та зовнішні витрати, що накладаються на суспільство та навколишнє середовище (школа для навколишнього

середовища, викиди вуглецю, вплив на здоров'я населення), але SCOЕ нехтує типовими відмовами системи, коли великі обсяги виробництва стають недоступними через екстремальні умови навколишнього середовища. Ці відмови потрібно брати до уваги, щоб гарантувати достатню надійність і резильєнтність системи для задоволення потреб суспільства, коли виникають відповідні умови [16]. Таким чином, недостатньо зосереджуватися лише на виробниках, оскільки необхідно також обслуговувати споживачів і гарантувати привабливі умови на ринку електроенергії.

Хоча значення LCOE можуть створювати враження, що ресурси VRE, як правило, є найдешевшими альтернативами, значення LFSCOЕ свідчать, що такі ресурси є найдорожчими джерелами енергії (таблиця 1).

Таблиця 1

**Порівняння різних метрик для врахування вартості (дол/ MWh) сонячної (фотоелектричної (photovoltaic (PV)), вітрової, ядерної (електро)енергії та енергії біомаси**

Метрика	Сонячна енергія	Вітрова енергія	Ядерна енергія	Енергія біомаси	Посилання
LCOE	36	40	82	95	[11]
LCOE	45–55	40–60	75–170		[13]
LCOE	27–73	29–92	142–222		[17]
VALCOE	50–70	45–70	75–160		[13]
LCOE+	67–153	49–177			[17]
LFSCOЕ-95	177–749	131–243	90–96	90–95	[11; 18]
LFSCOЕ-100	413–1380	291–483	105–122	103–117	[11; 18]

Багато операторів мереж і комунальних підприємств використовують ефективну навантажувану потужність (effective load-carrying capability (ELCC)), щоб вимірювати надійність нових ресурсів виробництва електроенергії, зокрема переривчастих вітрових і сонячних ресурсів енергії, для роботи в електромережі під час ключових періодів попиту. Значення ELCC розраховуються відповідним балансуючим органом (balancing authority (BA)). Балансуючі органи (наприклад, MISO (Midcontinent Independent System Operator (ISO)), CAISO (CALifornia ISO), SPP (Southwest Power Pool), PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), ERCOT (Electric Reliability Council Of Texas)) прийняли рамки акредитації (сертифікації) ELCC для гарантування надійної та ефективною мережі. ELCC – це показник поступового (incremental) внеску певного ресурсу в надійність електромережі, виходячи з внеску цього ресурсу в задоволення пікового попиту на електроенергію. Наприклад, вітровий ресурс потужністю 1 МВт (MW) з ELCC 20% забезпечує внесок потужності

0,20 МВт і потребуватиме доповнення 0,80 МВт додаткової жорсткої (гарантованої) потужності, щоб подавати додання сумарно 1 МВт гарантованої потужності системи. ELCC вимірює продуктивність ресурсу в періоди найбільшої потреби в потужності для системи, де потреба в потужності є функцією моделей попиту на електроенергію та структури генерації в кожному регіоні: загалом, чим вище проникнення відновлюваних ресурсів, тим нижча акредитація ELCC для кожного додаткового відновлюваного ресурсу.

Чиста вартість нового входу (ресурсу) (Net CONE (Cost Of New Entry)) – це критична метрика ринку електроенергії, яка відображає чисту вартість будівництва й експлуатації нового жорсткого ресурсу, нової електростанції (наприклад, парогазової установки чи накопичувача енергії), після врахування доходів енергоринку. Net CONE використовується для встановлення цін потужності для гарантування надійності мережі і визначається як валова вартість нового входу (загальна вартість його будівництва й експлуатації (капітальні та експлуатаційні витрати)) мінус очікувані доходи енергетичного ринку. Net CONE визначає ціну потужності, потрібну для стимулювання забудовників до будівництва нової генерації, гарантуючи існування достатньої потужності для задоволення пікового попиту. Net CONE використовується на аукціонах потужності для встановлення кривої попиту, гарантуючи надійність, уникаючи при цьому надмірних платежів. Ця концепція є центральною для оптових ринків електроенергії та планування достатності ресурсів. Net CONE, встановлена відповідним ВА (оператором мережі), разом з ELCC допомагає приймати рішення щодо планування ресурсів, достатності потужностей та надійності системи.

Вирівнювана стабілізуюча вартість електроенергії (Levelized Firming Cost Of Electricity (LCOE+)) вимірює загальну вартість виробництва відновлюваної енергії плюс додаткові витрати на її стабілізацію (firming), використовуючи накопичення чи резервну генерацію, щоб гарантувати надійну та диспетчеризовану потужність; значення LCOE+ часто підвищується зі збільшенням проникнення відновлюваних джерел енергії. LCOE+ працює як комплексна метрика, що порівнює відновлювані джерела енергії з джерелами базового навантаження, такими як ядерна енергія чи природний газ. LCOE+ розширює стандартну LCOE, враховуючи переривчастий характер вітрової та сонячної енергії та висвітлюючи витрати на системному рівні, потрібні для забезпечення надійності відновлюваної енергії. LCOE+ включає капітальні витрати, експлуатаційні витрати, витрати на паливо та вартість накопичення (наприклад, вартість акумуляторів) або резервної генерації, потрібної для задоволення пікового попиту.

Узагальнюючи LFSCOЕ, метрика LFSCOЕ-95 передбачає від даної технології забезпечення лише 95% загального попиту (лише 95% системи має забезпечуватися даною технологією разом з накопиченням). LFSCOЕ-100 передбачає 100% генерації від даної технології.

### **Висновки**

Висновки та цільові рекомендації спрямовані на вдосконалення підходів до моделювання витрат для кращої підтримки планування резильєнтної та самопідтримуваної енергосистеми. Виробляються практичні рекомендації для дослідників, планувальників, розробників стратегій, які працюють над зміцненням резильєнтності, вуглецевої нейтральності, економічної ефективності майбутніх електроенергетичних систем. Застосовується основана на синтезі методологія, яка інтегрує висновки з академічної літератури, галузевих публікацій, емпіричних даних, ілюстративних тематичних досліджень. Оглядаються спроможності та обмеження наявної практики моделювання витрат, а потім докладно вивчається структура повної вартості системи. Ця структура з'ясовує критичні прогалини в наявному моделюванні шляхом об'єднання витрат на балансування, витрат на інтеграцію в мережу, пов'язані з гнучкістю витрати, зовнішні ефекти (екологічні та соціальні впливи). Сучасне планування енергосистеми принципово переходить від традиційних основаних на потужності метрик достатності до безперервного вирівнювання генерації та постачання енергії щогодини і щодоби.

Крім того, складність планування енергосистеми посилюється зовнішніми факторами, включаючи екстремальні погодні явища, зміни в моделях попиту на електроенергію, досягнення технологій накопичення та передачі енергії.

Моделювання електроенергетичної системи спирається на різноманітні метрики вартості та категорії витрат для оцінювання економічної доцільності технологій виробництва електроенергії та їх впливу на ширшу енергосистему. Не існує окремої метрики, що охоплює всі складові витрат, оскільки кожна метрика проектувалася для з'ясування конкретних аспектів виробництва, інтеграції та цінності на ринку електроенергії. Розуміння сильних сторін та обмежень цих метрик, розуміння повної вартості системи є вирішальними для ефективного прийняття рішень в енергетичній політиці, проектуванні ринку, інвестиційних стратегіях.

Сучасна технологічна сингулярність дозволяє висувати нові вимоги до енергетики й оперативно реагувати на сучасні виклики, моделюючи, розвиваючи і пропонуючи нові технології цифровізації енергетики.

Дослідження здійснено в рамках проекту «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації» НАН України.

### Список використаних джерел:

1. Gorbachuk V., Bardadym T., Bespalov S. Economic mechanisms and cases to close Internet coverage gaps. *Transformation of Economy, Finance and Management in Modern Conditions*. A.Pawlik, K.Shaposhnykov (eds.) Kielce, Poland: State University of Jan Kochanowski; Riga, Latvia: Baltija Publishing, 2022. P. 436–450.
2. Ermolieva T., Havlik P., Frank S., Kahil T., Balkovic J., Skalsky R., Ermoliev Y., Knopov P.S., Borodina O.M., Gorbachuk V.M. A risk-informed decision-making framework for climate change adaptation through robust land use and irrigation planning. *Sustainability*. 2022. №14. P. 1430. DOI: <https://doi.org/10.3390/su14031430>
3. Горбачук В.М., Єрмольєв Ю.М., Єрмольєва Т.Ю. Двоетапна модель еколого-економічних рішень. *Вісник Одеського національного університету. Економіка*. 2016. Т. 21. Вип. 9. С. 142–147.
4. Горбачук В., Гавриленко С. Вплив ціноутворення хмарних сервісів на прибуток провайдера, споживчий надлишок і суспільний добробут. *Проблеми програмування*, 2020, № 2–3. С. 237–245.
5. Sårmark-Roth A., Yang Y., Nøland J. K., Jurasz J. *Understanding the Full System Costs of the Electricity System*. A study by Quantified Carbon for United Nations Economic Commission for Europe. Supported by World Nuclear Association. London, UK: Quantified Carbon, 2025. 114 p.
6. Moraski J., Qvist M., Spokas K. *Beyond LCOE: A Systems-Oriented Perspective for Evaluating Electricity Decarbonization Pathways*. Boston, MA: Clean Air Task Force. 2025. 32 p.
7. Mai T., Mowers M., Eurek K. *Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies*. Technical Report NREL/TP-6A20-72549. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021. 53 p.
8. Strantzali E., Aravossis K., Livanos G.A. Evaluation of future sustainable electricity generation alternatives: The case of a Greek island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. 76 (C). P. 775–787.
9. Lorenczik S., Keppler J.H., Fraser P., Bilbao y León S., Mir L., Sousa G., Kim S., Wanner B., Donovan C., D’haeseleer W., Matsuo Y., Tarka T.J., Delarue E., Mertens T., Hammes K., Berthélemy M., Soler A.V., Houvenagel O., Léonard C., Veyrenc T., Menendez J.M.B., Remme U., Hasegawa T. *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition*. Paris, France: IEA; NEA; OECD, 2020. 223 p.
10. Emblemståg J. Rethinking the «Levelized Cost of Energy»: A critical review and evaluation of the concept. *Energy Research & Social Science*. 2025. 119 (1). 103897. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103897>
11. Idel R. Levelized full system costs of electricity. *Energy*. 2022. 259 (3). 124905. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>

12. Birol F., Cozzi L., Gould T., Kim T.-Y., McNamara K., Wanner B., McGlade C., Olejarnik P., Adam Z., Sarazola L.A., Arsalane Y., Baruah B., Bennett S., Cappannelli M., Chen O., Contejean A., Coulibaly H.C., Crow D., D'Ambrosio D., Dasgupta A., Donovan J.C., Dos Santos M., Gallarati L., Goodson T., Lee L.Y., Liu J., Matsumura W., Nobuoka Y., Papapanagiotou S., Pavarini C., Perugia D., Petropoulos A., Rouget A., de Chavez Velez M.R., Schröder A., Sondak G., Staas L., Toril A., Waldron M., Walton M.A., Yu W., Zeniewski P., Coon T., Tsoukala E., Hosker E., Justus D. *World Energy Outlook 2019*. Paris, France: IEA, 2019. 808 p. *Global Energy and Climate Model Documentation – 2024*. Paris, France: IEA, 2024. 134 p.

13. Birol F., Cozzi L., Gould T., Bouckaert S., McGlade C., Wanner B., Alšauskas O., Arsalane Y., Buisson E., Chen O., Crow C., D'Ambrosio D., Dallard J., De Bienassis T., De Oliveira Bredariol T., Erdogan M., Tapia V.G., Hays J.-M., Hilaire J., Hopewell H., Kim T.-Y., Kueppers M., Martinos A., Petropoulos A., Pospiech R., Roge A., Saive G., Singh S., Spencer T., Taniguchi R., Tonolo G., Vautrin A., Zeniewski P., Andrews C., Barreau B., Chen Y., Dasgupta A., Dhir S., Diarra N., Drtil M., Edeme D., Fabozzi E., Gladushenko R., Grimal P., Harmsen S., Hegarty A., Hwang G., Hyun H., Idini B., Jacamon V., Kim H., Malmgren K., Nerinx B., O'Riordan V., Olsen J., Papastefanakis N., Pastore A., Sanchez D.P., Pierronne M., Bilbao A.R., Salmon N., Schoenfish M., Staas L., Turich C., Ugur D., Ward A., Wetzel D., Wiest L., Yamasaki R., Dos Santos M., Koczka R., Tsoukala E., Hosker E., Justus D. *World Energy Outlook 2024*. Paris, France: IEA, 2024. 397 p.

14. Sukunta M. EIA uses two simplified metrics to show future power plants' relative economics. *Today in Energy*. 2018, March 29. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35552>

15. Khosravani A., Safaei E., Reynolds M., Kelly K.E. Powell K.M. Challenges of reaching high renewable fractions in hybrid renewable energy systems. *Energy Reports*. 2023. 9. P. 1000–1017.

16. Горбачук В.М. Постіндустріальна організація державних замовлень у розвитку AUTODIN, ARPANET, PRNET, NSFNET та Інтернету. *Вісник Одеського національного університету. Економіка*. 2016. Т. 21. Вип. 8. С. 116–122.

17. *Lazard's LCOE+. Levelized Cost of Energy. With support from Teneo, Roland Berger*. New York, NY: Lazard, 2025. 48 p.

18. Woodard J., Glascock J., Block P., Harris H., Flanagan C. *The RIC Report: The Nuclear Necessity*. New York, NY: B of A (Bank of America) Securities, 2023. 35 p.

### References:

1. Gorbachuk, V., Bardadym, T., Bepalov, S. (2022). Economic mechanisms and cases to close Internet coverage gaps. *Transformation of Economy, Finance and Management in Modern Conditions*. A.Pawlik, K.Shaposhnykov (eds.) Kielce,

Poland: State University of Jan Kochanowski; Riga, Latvia: Baltija Publishing, 436–450 [in Ukrainian]

2. Ermolieva, T., Havlik, P., Frank, S., Kahil, T., Balkovic, J., Skalsky, R., Ermoliev, Y., Knopov, P.S., Borodina, O.M., Gorbachuk, V.M. (2022). A risk-informed decision-making framework for climate change adaptation through robust land use and irrigation planning, *Sustainability*, no. 14, pp. 1430, DOI: <https://doi.org/10.3390/su14031430>

3. Gorbachuk, V.M., Ermoliev, Y.M., Ermolieva, T.Y. (2016). Dvoetapna model ekoloho-ekonomichnykh rishen' [Two-stage model of ecological and economic decisions]. *Visnyk Odes'koho nacional'noho universytetu. Ekonomika – Odesa National University Herald. Series: Economy*, vol. 21, no. 9, pp. 142–147 [in Ukrainian]

4. Gorbachuk V., Garvilenko S. (2020). Vplyv tsinoutvorennia khmarnykh servisiv na prybutok provaidera, spozhyvchyi nadlyshok i suspilnyi dobrobut [The impact of cloud services pricing on provider profit, consumer surplus, and social welfare]. *Problemy prohramuvannia – Problems of Programming*, no. 2–3, pp. 237–245 [in Ukrainian]

5. Sårmark-Roth A., Yang Y., Nøland J. K., Jurasz J. (2025). *Understanding the Full System Costs of the Electricity System*. A study by Quantified Carbon for United Nations Economic Commission for Europe. Supported by World Nuclear Association. London, UK: Quantified Carbon, 114 p.

6. Moraski J., Qvist M., Spokas K. (2025). *Beyond LCOE: A Systems-Oriented Perspective for Evaluating Electricity Decarbonization Pathways*. Boston, MA: Clean Air Task Force, 32 p.

7. Mai T., Mowers M., Eurek K. (2021). *Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies*. Technical Report NREL/TP-6A20-72549. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 53 p.

8. Strantzali E., Aravossis K., Livanos G.A. (2017). Evaluation of future sustainable electricity generation alternatives: The case of a Greek island. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76 (C), pp. 775–787.

9. Lorenczik S., Keppler J.H., Fraser P., Bilbao y León S., Mir L., Sousa G., Kim S., Wanner B., Donovan C., D'haeseleer W., Matsuo Y., Tarka T.J., Delarue E., Mertens T., Hammes K., Berthélemy M., Soler A.V., Houvenagel O., Léonard C., Veyrenc T., Menendez J.M.B., Remme U., Hasegawa T. (2020). *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition*. Paris, France: IEA; NEA; OECD, 223 p.

10. Emblemsvåg J. (2025). Rethinking the “Levelized Cost of Energy”: A critical review and evaluation of the concept. *Energy Research & Social Science*, vol. 119 (1), 103897. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103897>

11. Idel R. (2022). Levelized full system costs of electricity. *Energy*, vol. 259 (3), 124905. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>

12. Birol F., Cozzi L., Gould T., Kim T.-Y., McNamara K., Wanner B., McGlade C., Olejarnik P., Adam Z., Sarazola L.A., Arsalane Y., Baruah B., Bennett S., Cappannelli M., Chen O., Contejean A., Coulibaly H.C., Crow D., D'Ambrosio D., Dasgupta A., Donovan J.C., Dos Santos M., Gallarati L.,

Goodson T., Lee L.Y., Liu J., Matsumura W., Nobuoka Y., Papapanagiotou S., Pavarini C., Perugia D., Petropoulos A., Rouget A., de Chavez Velez M.R., Schröder A., Sondak G., Staas L., Toril A., Waldron M., Walton M.A., Yu W., Zeniewski P., Coon T., Tsoukala E., Hosker E., Justus D. (2024). *World Energy Outlook 2019*. Paris, France: IEA, 2019. 808 p. *Global Energy and Climate Model Documentation – 2024*. Paris, France: IEA, 134 p.

13. Birol F., Cozzi L., Gould T., Bouckaert S., McGlade C., Wanner B., Alšauskas O., Arsalane Y., Buisson E., Chen O., Crow C., D'Ambrosio D., Dallard J., De Bienassis T., De Oliveira Bredariol T., Erdogan M., Tapia V.G., Hays J.-M., Hilaire J., Hopewell H., Kim T.-Y., Kueppers M., Martinos A., Petropoulos A., Pospiech R., Roge A., Saive G., Singh S., Spencer T., Taniguchi R., Tonolo G., Vautrin A., Zeniewski P., Andrews C., Barreau B., Chen Y., Dasgupta A., Dhir S., Diarra N., Drtil M., Edeme D., Fabozzi E., Gladushenko R., Grimal P., Harmsen S., Hegarty A., Hwang G., Hyun H., Idini B., Jacamon V., Kim H., Malmgren K., Nerincx B., O'Riordan V., Olsen J., Papastefanakis N., Pastore A., Sanchez D.P., Pierronne M., Bilbao A.R., Salmon N., Schoenfish M., Staas L., Turich C., Ugur D., Ward A., Wetzel D., Wiest L., Yamasaki R., Dos Santos M., Koczka R., Tsoukala E., Hosker E., Justus D. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Paris, France: IEA, 397 p.

14. Sukunta M. (2018). EIA uses two simplified metrics to show future power plants' relative economics. *Today in Energy*, March 29. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35552>

15. Khosravani A., Safaei E., Reynolds M., Kelly K.E. Powell K.M. (2023). Challenges of reaching high renewable fractions in hybrid renewable energy systems. *Energy Reports*, no. 9, pp. 1000–1017.

16. Gorbachuk, V.M. (2016). Postindustrialna orhanizatsiia derzhavnykh zamovlen u rozvytku AUTODIN, ARPANET, PRNET, NSFNET ta Internetu [Post-industrial organization of government procurements in development of AUTODIN, ARPANET, PRNET, NSFNET and Internet]. *Visnyk Odes'koho nacional'noho universytetu. Ekonomika – Odesa National University Herald. Series: Economy*, 21, 8, 116–122 [in Ukrainian]

17. Lazard's LCOE+. Levelized Cost of Energy. With support from Teneo, Roland Berger. (2025). New York, NY: Lazard, 48 p.

18. Woodard J., Glascock J., Block P., Harris H., Flanagan C. (2023). *The RIC Report: The Nuclear Necessity*. New York, NY: B of A (Bank of America) Securities, 35 p.