

РОЗДІЛ 8
МЕНЕДЖМЕНТ РЕЗИЛЬЄНТНОСТІ
ТА КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Горбачук В. М., Дунаєвський М. С.

ВСТУП

Перебої в електропостачання через атаки на інфраструктуру стають світовою проблемою, особливо в Україні. Електроенергетична система України продовжувала розвиватися в умовах найскладнішої зими з часів повномасштабного вторгнення РФ і тривалої високої невизначеності. Наявних генеруючих потужностей України критично не вистачало для задоволення зимового попиту через посилення атак РФ у січні 2026 р. та рекордно низькі температури. У зимовий період 2025–2026 рр. піковий попит на електроенергію зріс на 9% (до 18 ГВт) порівняно з 2024–2025 рр., позаяк внутрішні генеруючі потужності скоротилися до 11,1 ГВт (близько 62% пікового попиту) після систематичних атак на критично важливу інфраструктуру¹. Протягом широкомасштабної агресії Україна втратила понад 70% своїх генеруючих потужностей електроенергії. За даними Світового банку, відновлення збитків, завданих Україні у період від 22 лютого 2022 р. до 31 грудня 2025 р., вимагатиме 588 млрд дол², що становить близько трьох ВВП України за 2021 р. Співвимірні потенційні збитки для ЄС дорівнюватимуть 60 трлн дол. Незважаючи на продовження ударів РФ, Україна до початку опалювального сезону відремонтувала енергооб’єкти з генерацією приблизно 3 ГВт. Хоча рівень зимового попиту залишався невизначеним через переміщення населення та труднощі з прогнозуванням рівнів промислової активності, рекордно низькі температури від –10 до –20 градусів Цельсія вночі вели до критичних рівнів попиту. Україна значною мірою залежить від трьох своїх діючих атомних електростанцій, які не зазнали збройного захоплення (на відміну від двох інших АЕС України – відомої Чорнобильської АЕС і найбільшої в Європі Запорізької АЕС) і

¹ *Electricity 2026: Analysis and forecast to 2030*. Paris, France: IEA, 2026, February. 224 p.

² *Ukraine: Fifth Rapid Damage and Needs Assessment (RDNA5)*. February 2022 – December 2025. Washington, DC: World Bank; Government of Ukraine; European Union; United Nations, 2026, February. 63 p.

забезпечують понад половину генеруючих потужностей. Така централізованість електропостачання створює вразливість³, оскільки пошкодження ліній електропередач або сусідніх підстанцій може перешкоджати цим АЕС живити мережу: цей ризик часто матеріалізувався після нападів РФ на підстанції, що з'єднують атомні електростанції. Серйозність ситуації спонукала оголошувати надзвичайний стан в енергетичному секторі України та звертати увагу МАГАТЕ на недопустимість збройних атак на АЕС. Ці звернення та відповідні реакції засвідчили потреби актуалізації багатьох міжнародних організацій, а також ролі у них України.

8.1. Практика резильєнтності енергосистеми України

Великі міста, включаючи столицю м. Київ, зазнавали аварійних і планових (rolling) відключень електроенергії, через що мільйони мешканців не мали доступу до опалення та води протягом кількох днів після масованих нападів. В січні 2026 р. до 10 мільйонів людей по всій Україні (майже половина всього наявного населення найбільшої країни Європи) залишалися без електроенергії та опалення протягом кількох днів після нападів, оскільки теплоелектроцентралі по всій країні зазнавали пошкоджень внаслідок атак. Електроенергетична безпека України продовжує вигравати від взаємоз'єднання з Європою (ENTSO-E) після синхронізації з континентальною мережею в березні 2022 р. Ця стратегічна євроінтеграція виявилася життєво важливою, дозволяючи імпортувати електроенергію в періоди пікового попиту і водночас дозволяючи її експортувати, що допомагає стабілізувати мережу України та генерувати доходи, коли внутрішньої генерації достатньо⁴. У 2024 р. Україна імпортувала рекордні 4436 ГВт·год електроенергії, що відбиває великі збитки внутрішніх генеруючих потужностей. У 2025 р. рівні імпорту знижувалися, оскільки генеруючі потужності поступово відновлювалися, а атомні енергоблоки поверталися з планового технічного обслуговування. Україна була нетто-експортером

³ 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. URL: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/VisnEconom_21_8\(50\)_16.pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/VisnEconom_21_8(50)_16.pdf)

⁴ 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. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-220-3-26>

електроенергії протягом третини 2025 р. (з червня по вересень 2025 р.), відправивши за кордон 635 ГВт·год електроенергії у вересні 2025 р., досягши найвищого місячного рівня експорту з початку широкомасштабної агресії. З початку повномасштабного вторгнення енергетичний сектор України зміщувався в бік децентралізації, з продовженням розгортання розподіленої енергетики та значним розширенням мережевого накопичення енергії.

У вересні 2025 р. ДТЕК та Fluence Energy (FLNC у лістингу біржі NASDAQ) ввели в експлуатацію найбільший в Україні проект акумуляторного накопичення енергії – систему потужністю 200 МВт з ємністю зберігання 400 МВт·год, розподілену по шести локаціях, здатну живити 600 тис будинків протягом двох годин і надавати системні послуги мережі Укренерго. Компанія Fluence Energy, заснована у 2018 р. як спільне підприємство Siemens (SIE у лістингу біржі FWB) та AES (Applied Energy Services) Corporation (AES у лістингу біржі NYSE), є світовим лідером у сфері продуктів, послуг та програмного забезпечення на базі штучного інтелекту для відновлюваних джерел енергії та зберігання енергії. Fluence Energy пропонує такі технології, як платформи Smartstack та Gridstack, для великомасштабних комунальних і промислових застосувань⁵. Цей проект демонструє, як воєнні потреби прискорюють впровадження технологій, що підвищують резильєнтність мережі, а також ускладнюють її виведення з ладу через цілеспрямовані удари. Також розвивається вітрова енергетика: понад 700 МВт нових потужностей знаходиться на стадії розробки, включаючи розширення потужності Тилігульської вітрової електростанції (Миколаївщина) ДТЕК до 500 МВт, заплановане на кінець 2026 р. Спостерігається прогрес у розширенні транскордонних спроможностей. З грудня 2024 р. гарантовані (firm) імпорتنі потужності для Молдови та України разом встановлені на рівні 2,1 ГВт протягом зимових місяців та 1,7 ГВт влітку, тоді як експортні потужності залишаються обмеженими 650 МВт. З червня 2025 р. доступні торговельні потужності перераховуються щотижня, надаючи більшу гнучкість реагування на зміну системних умов. У 2025 р. Україна вживала кілька ключових регуляторних заходів для підготовки до повної інтеграції з європейськими ринками електроенергії, незважаючи на обмеження воєнного часу.

⁵ Горбачук В., Гавриленко С., Голоцуков Г., Ніколенко Д. Економіка Internet-застосувань і цифрового контенту. *The Role of Technology in the Socio-Economic Development of the Post-Quarantine World*. М. Gavron-Lapuszek, А. Karpenko (eds.) Katowice: Katowice School of Technology, 2020. P. 81–88. ISBN 978-83-957298-9-8

22 липня 2025 р. Верховна Рада України прийняла за основу Проект Закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків, підвищення безпеки постачання та конкурентоспроможності у сфері енергетики», який закладає основу для поєднання ринків України на добу наперед, внутрішньодобових і балансуючих ринків з ринками ЄС. ЄК зазначила, що повне об'єднання ринків може бути досягнуто до початку 2027 р. за умови, що Україна продовжуватиме прискорювати необхідні реформи. Енергетичний регулятор НКРЕКП схвалив правила розподілу довгострокових потужностей на кордонах України зі Словаччиною, Угорщиною та Румунією, а також вніс зміни до ринкових правил, щоб надавати постачальникам допоміжних послуг більшу операційну гнучкість. Третій щорічний Форум МЕА (на 2026 р. спільнота МЕА охоплювала близько 75% світового попиту на енергію) з енергетичних інновацій відбувся одночасно з зустріччю міністрів 18 лютого 2026 р. Форум зібрав учасників від урядів, галузей промисловості, стартапів, інвестиційних і дослідницьких спільнот, дозволяючи вести поглиблений обмін думками з питань, пов'язаних з політикою енергетичних інновацій та розвитком інноваційної екосистеми. Розглядалися теми інновацій для підтримки резильєнтних електромереж, технологій термоядерної енергетики, самопідтримуваних джерел енергії, а також теми зв'язків між інноваціями, ланцюгами постачання технологій та економічною конкурентоспроможністю ⁶.

8.2. Вимірювання та менеджмент резильєнтності енергосистем

Щоб долати розрив між існуючими метриками витрат та досягати ціліснішої оцінки повних системних витрат, важливо визнавати, що традиційні міри витрат лише дають уявлення про конкретні аспекти економіки. Цим мірам часто не вдається відображати реальну системну динаміку – вплив мережевих обмежень, вартість підтримки гнучкості (частоти, темпів зміни потужності (ramping), інерції тощо), вплив підвищеної вразливості (до екстремальних погодних явищ) і зовнішніх факторів (кліматичних і соціальних витрат), залишаючи критичні прогалини в розумінні повних системних витрат електроенергетичної системи. Оскільки енергосистеми стають складнішими, зростає потреба

⁶ 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. URL: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco\(51\).pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco(51).pdf)

виходити за рамки традиційних метрик витрат, щоб охоплювати цілісніше уявлення про загальносистемні економічні наслідки ⁷.

Пропонується новітня методологія для висвітлення системної перспективи, яку не беруть до уваги орієнтовані на технології метрики витрат. Аналітична структура, що позначається як системний поділ вартості електроенергії (system cost breakdown of electricity (SCBOE)), усуває розрив між LCOE на рівні заводу (електростанції) та впливами ринку і витрат на рівні системи, розбиваючи витрати на ключові компоненти. Спираючись на попередні роботи ⁸, на додаток до виробничих витрат на рівні заводу (LCOE), SCBOE включає компоненти рівня мережі: витрати на балансування, витрати на інтеграцію в мережу, пов'язані з гнучкістю витрати, соціальні та екологічні витрати (зовнішні впливи).

Можна ілюструвати усі основні категорії витрат, що охоплюють повну вартість на рівні системи в рамках SCBOE для прикладів: а) ресурсів VRE на основі інверторів (збалансованої системи з істотною часткою ресурсів VRE); б) жорстких, планових синхронних ресурсів (моделі обідньої тарілки, поділеної на три рівноцінні частини – диспетчеризовані технології, VRE, жорсткі ресурси). Можна спостерігати, що у прикладі а) зазвичай LCOE ресурсу VRE становить лише частку загальних системних витрат (в оптимально збалансованій системі), а у прикладі б) LCOE ресурсу, не пов'язаного з VRE, становить суттєву частину загальних системних витрат. Приклад а) демонструє, як налаштування коефіцієнтів потужності, факторів вартості, динаміки ринку, допоміжних послуг, витрат мережі та зовнішніх ефектів коригує значення LCOE на рівні електростанції. Ці категорії витрат присутні у прикладі б). Зазначимо, що в плануванні енергосистем існує багато різних (не завжди узгоджених) визначень системних витрат. Під час планування оптимального за витратами енергетичного поєднання (міх) в прикладі а) чи б), видалення будь-якої енергетичної технології з цього поєднання збільшуватиме загальні системні витрати через те, що інші, менш підходящі технології, матимуть заповнювати цю порожню нішу.

⁷ 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. URL: <https://unece.org/sed/documents/2025/12/understanding-full-system-cost-electricity-system>

⁸ *System Costs of Electricity*. Paris, France: OECD; NEA, 2021. 2 p. URL: https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2021-10/system_costs_of_electricity_-_cop26_flyer.pdf

Таким чином, потрібно розуміти повні системні витрати та сенс SCBOE. Для профілю витрат важливими термінами, що використовуються під час оцінки повної вартості системи, є: i) коефіцієнт вартості (value factor; VF), або рівень охоплення (capture rate, CR); ii) коефіцієнт потужності (capacity factor), або рівень використання (utilization rate), або продуктивність.

i) VF – це відношення фактичної середньої ціни продажу електроенергії певним джерелом (наприклад, сонячною або вітровою електростанцією) до загальної (базової) середньої ринкової ціни за той самий період. VF описує, наскільки добре це відношення відповідає своїй продукції годинам вищих цін (higher-priced). Цей показник визначає ефективність використання генерації, особливо за умов високої волатильності цін, показуючи, наскільки цінну електроенергію виробляє даний актив: якщо $VF > 1$, то актив виробляє енергію у години високої ціни; якщо $VF < 1$, то актив виробляє енергію у години низької ціни. Для VRE часто має місце $VF < 1$, оскільки сонячні панелі виробляють енергію в сонячну погоду, а вітряки – у вітряну. Якщо всі генератори виробляють енергію одночасно, то ціна спадає (ефект канібалізації), знижуючи їх CR – відношення середньої ціни охоплення до середньої базової ринкової ціни. Явище зниження VF через VRE часто називається канібалізацією ціни. CR є важливим показником для інвесторів у VRE, оскільки впливає на окупність проєктів більше, ніж просте зростання цін на ринку. По суті, CR – це показник того, наскільки актив здатний охоплювати максимальну ринкову вартість у години пікового попиту.

ii) Коефіцієнт потужності – це міра того, скільки електроенергії виробляється за певний період часу відносно максимальної потужності електростанції, якщо вона працювала на повній (номінальній) потужності весь цей час. Зниження коефіцієнтів використання потужності може бути результатом зменшення метеорологічних ресурсів VRE, скорочення виробництва електроенергії чи меншого використання пікових газових електростанцій для балансування електроенергетичної системи.

Гнучкість може знижувати ефективну вартість змінних ресурсів VRE. Технології накопичення енергії та гнучкість з боку попиту зміщують споживання в бік годин з низькими цінами, фактично підвищуючи ринкові ціни в періоди великого виробництва VRE та збільшуючи доходи виробників VRE. Навпаки, ресурси VRE зміщують попит від годин з високими цінами, згладжуючи цінові піки при малому виробництві VRE, яке має обмежений вплив на доходи VRE. Тому виникають від'ємні пов'язані з гнучкістю витрати коригування у прикладі а). Однак, з точки

зору суспільства, гнучкість також означає свої витрати, починаючи від зниження промислового виробництва та доходів (через меншу операційну ефективність) і видатків, включених у процеси змін потужності у більший чи менший бік, незважаючи на переваги, які гнучкість пропонує виробникам електроенергії.

Крім чистої вартості виробництва електроенергії, яка часто виражається через LCOE, впливи активів, трудових ресурсів, навколишнього середовища, пов'язані з виробництвом енергії від певного джерела, розподіляються по всій системі. Ці впливи, відомі як зовнішні ефекти, являють собою втрати чи вигоди, які не відображаються в ринковій ціні електроенергії, але стосуються суспільства чи навколишнього середовища. Зовнішні ефекти можуть збільшувати чи зменшувати загальну суспільну вартість виробництва. Загалом повні витрати на рівні системи в SCBOE організовані за такими категоріями витрат: 1) витрати на рівні станції; 2) витрати на профіль і використання; 3) витрати на балансування частоти; 4) витрати на допоміжні послуги, не пов'язані з частотою; 5) витрати на мережу та підключення; 6) зовнішні, екологічні та соціальні витрати; 7) пов'язані з варіантами гнучкості витрати.

1) Витрати на рівні станції представляють перший рівень економічного аналізу і включають: а) вартість будівництва електростанції; б) вартість палива, що використовується для виробництва; в) витрати на експлуатацію та технічне обслуговування (operation and maintenance (O&M)). При дисконтуванні на весь економічний термін служби проекту, витрати на рівні станції нормалізуються при розрахунку LCOE, яка іноді може включати вартість вуглецю, що відбивається вуглецевими податками. По суті, LCOE описує ціну електроенергії на рівні безбитковості, потрібну для покриття всіх витрат на рівні станції протягом періоду відновлення капіталу електростанції.

2) Значним спрощенням LCOE є припущення, що об'ємна оптова ціна електроенергії (volumetric wholesale electricity price) на ринку електроенергії дорівнює охопленій ціні електроенергії (captured electricity price; capture price; ціна охоплення) конкретної електростанції, пов'язаній із CR. Така ціна є середньозваженою за об'ємом (volume-weighted average) ціна, яку виробник фактично отримує за свою електроенергію, розрахована через добуток погодинного виробництва й оптових ринкових цін. На відміну від середніх ринкових цін, така ціна відображає справжній дохід від переривчастих (intermittent) джерел (сонячної та вітрової

енергії), який часто знижується через вищезгаданий ефект канібалізації (спадання ціни під час великого виробництва чи великої пропозиції).

Об'ємне ціноутворення – це стратегія ціноутворення, яку часто використовують комунальні підприємства (наприклад, для встановлення тарифів на воду й електроенергію), де фіксовані витрати послуги відшкодовуються пропорційно обсягу використання. Наприклад, за цим підходом ціноутворення за кВт год електроенергетичної компанії включає невелику частку щомісячної фіксованої вартості комунального підприємства, а фіксовані (наприклад, щомісячні) платежі за послугу є невеликими чи відсутніми. Об'ємне ціноутворення має достатньо зрозумілу структуру і заохочує споживачів до зменшення використання ресурсу. Наприклад, якби (великі) фіксовані витрати на електроенергію відшкодовувалися за рахунок щомісячних фіксованих платежів, то ціна за кВт год була б набагато нижчою, заохочуючи додаткове споживання.

З іншого боку, об'ємна ціна знеохочує комунальне підприємство інвестувати в збереження енергії: якщо споживачі використовуватимуть менше ресурсів, то продажі комунальних послуг скорочуватимуться, зменшуючи частку фіксованих витрат і спричиняючи втрату доходів при недостатньому інвестуванні. Тому стратегія об'ємного ціноутворення зазвичай поєднується на регуляторному рівні з механізмом щорічного коригування тарифів (також відомим як стратегія роз'єднання доходів (revenue-decoupling)).

Об'ємне ціноутворення вимагає вимірювання, яке може бути дорогим у впровадженні, особливо у випадку зрошення. Альтернативними видами ціноутворення є: фіксована ставка (flat rate); ціноутворення за площею (per-area pricing) в поєднанні з багаторівневим ціноутворенням (tiered pricing); система прав або квот на воду; ціноутворення входів (input pricing) як відсоток від вартості певних вхідних ресурсів, наприклад, насіння; ціноутворення виходів (output pricing) як відсоток від продажів продукції. Електроенергетичні компанії для покриття фіксованих витрат можуть використовувати більше альтернативних видів ціноутворення.

Оскільки ресурси VRE, як правило, виробляють більше електроенергії в періоди низьких цін і менше – в періоди високих цін, то ціни продажу таких ресурсів зазвичай становлять частку оптової ціни електроенергії, що визначається як VF. Гіпотетично, коли ціна продажу знижується вдвічі, то скоригована на VF вартість LCOE подвоюватиметься.

До 2020 р. VF для вітрової енергії спадав нижче 80%⁹, що збільшувало LCOE щонайменше на 25%. Також важливим є рівень використання (коефіцієнт потужності), середнє значення якого для вітроенергетики в Німеччині протягом 2015–2022 рр. знизилося від 45,7% до 36,1%, чого було достатньо для збільшення на 26,6% парку генераторів, беззбиткових за середньою скоригованою за профілем (profile-adjusted) LCOE¹⁰. Деякі такі генератори мають скориговану LCOE вище середньої, а деякі – нижче середньої. Водночас витрати можуть пов'язуватися з вітровими ресурсами й економічно та мережево вигідними скороченнями виробництва. Отже, враховуючи VF і коефіцієнт потужності кожного генератора, витрати на профіль і використання можуть значно збільшувати базове значення LCOE. Тому також важливо враховувати загальне енергетичне поєднання (mix), оскільки збалансоване енергетичне поєднання сприяє поліпшенню VF і коефіцієнта потужності кожного ресурсу VRE¹¹.

3) Вартість балансування не обов'язково обмежується обсягами (об'ємами) енергії, виробленої різними генеруючими ресурсами. Первинні резерви – це резервне виробництво електроенергії лише на випадок надзвичайного стану (emergency-only), розраховане на покриття відключення електроенергії від найбільшого окремого компонента енергосистеми. Тому жорсткі ресурси, що не пов'язані з VRE (наприклад, атомні електростанції), також матимуть витрати на балансування частоти. Однак ці витрати не зростають зі збільшенням обсягу енергії, як у випадку з ресурсами VRE, а мають тенденцію зменшуватися зі збільшенням парку реакторів відносно загального виробництва електроенергії. Крім того, витрати на балансування також враховують великі міжсистемні лінії (interconnectors) на основі інверторів між країнами, де зовнішні ресурси VRE можуть змінювати внутрішні витрати на балансування. Інші резерви пов'язуються з переривчастим балансуванням ресурсів VRE, частку їх потужності яких потрібно розміщувати в резерви балансування. Частина балансування також може стосуватися ВДР, берчи до уваги той факт, що

⁹ Eising M., Hobbie H., Möst D. Future wind and solar power market values in Germany – Evidence of spatial and technological dependencies? *Energy Economics*. 2020. 86. 104638. URL: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104638>

¹⁰ Average capacity factor for offshore wind power in Germany from 2015 to 2022. *Statista*. 2023. URL: <https://www.statista.com/statistics/1468607/offshore-wind-power-capacity-factor-germany/>

¹¹ Hjelmeland M., Nøland J.K., Backe S., Korpås M. The role of nuclear energy and baseload demand in capacity expansion planning for low-carbon power systems. *Applied Energy*. 2025. 377. Part A. 124366. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124366>

прогнозована генерація на наступний день не обов'язково дорівнює фактичній генерації ближче до реального часу. ВДР дозволяє виробникам VRE вносити корективи, які буде дорожче компенсувати, коли їх доведеться з'ясувати пізніше через активацію енергії на балансуєчому ринку потужності ближче до моменту постачання. Тим не менше, витрати на балансування, як правило, виглядатимуть малими, коли їх розповсюджувати й усереднювати по всіх мегават-годинах генерації. Однак, якщо інтеграція певного енергетичного ресурсу з часткою 10% від загального виробництва збільшила загальносистемні витрати на балансування на 1 грн/МВт год, то фактичні витрати на балансування цього енергетичного ресурсу становитимуть 10 грн/МВт год¹², причому ці витрати еволюціонують з часом в залежності від місцерозташування даного енергоресурсу та змінюються як функція його частки. ВДР служить мостом для усунення похибок у прогнозі виробництва на добу наперед, зменшуючи потреби в балансуванні. Тоді ВДР також слід брати до уваги у витратах на балансування частоти.

4) Витрати на допоміжні послуги, не пов'язані з частотою, є додатковими витратами на підтримку повноцінної функціонуючої енергосистеми на додаток до балансування частоти в кожний момент часу. Такі послуги беруть до уваги фізичну інерцію системи, потужність при коротких замиканнях (*short-circuit*), менеджмент перевантажень, регулювання напруги. Ці послуги вже надаються існуючими синхронними ресурсами, такими як АЕС і ГЕС. Залежно від місцевого ринку, ці послуги сприймаються як належне чи компенсуються економічно. Тим не менше, ринки допоміжних послуг також мають розроблятися. Для систем з великою часткою VRE витрати на допоміжні послуги можуть сягати 20 дол/МВт год на рівні станції¹³.

5) Оскільки різні енергосистеми мають різні моделі споживання та поєднання енергетичних ресурсів з різними коефіцієнтами потужності, то спостерігаються різні рівні використання мережі, впливаючи на потреби розширень і посилень мережі. Якщо ресурси VRE з нижчими коефіцієнтами потужності забезпечуватимуть дві третини енергетичного

¹² Hirth L., Ueckerdt F., Edenhofer O. Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*. 2015. 74. P. 925–939. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>

¹³ Noland J.K., Hjelmeland M., Hartmann C., Øyvang T., Korpås M., Tjernberg L.B. Running renewable-rich power grids with small modular reactors: their grid-forming role in the future power system. *IEEE Electrification Magazine*. 2024. 12 (4). P. 20–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/MELE.2024.3473130>

балансу Європи у 2050 р., то потужність мережі передачі зростатиме в'ятеро¹⁴. Ці потреби також пов'язуються зі зростанням попиту на електроенергію, що може вимагати подальшого розширення мережі. Як альтернатива, вищі частки жорстких ресурсів з більшими коефіцієнтами потужності поблизу споживачів можуть вести до відтермінування (deferral) розширення мережі, зменшуючи загальні витрати на мережу. Витрати на підключення до мережі, які можуть пов'язуватися з різними ресурсами, додаються до макромасштабних витрат на мережу передачі. Національна лабораторія відновлюваної енергії (National Renewable Energy Laboratory (NREL); заснована у 1977 р. як Науково-дослідний інститут сонячної енергетики (Solar Energy Research Institute) після світової енергетичної кризи 1973 р.) встановила базову вартість підключення до мережі у розмірі 100 дол./кВт будь-якого енергетичного ресурсу, але ця категорія витрат зростає на порядки для більш розосереджених і морських ресурсів¹⁵.

б) Заключний рівень аналізу стосується повних витрат системи, включаючи зовнішні, екологічні та соціальні витрати, що охоплюють будь-які додаткові витрати, які технології накладають на добробут людей та громад. Технології можуть впливати як позитивно (на економічний розвиток), так і негативно (на зміни землекористування, забруднення повітря, викиди парникових газів). Оскільки деякі з цих витрат можуть сприйматися суб'єктивно, то можуть ускладнювати досягнення консенсусу для вимірювання витрат і включати позитивні впливи щодо зниження соціальної вартості викидів вуглецю. Різні ресурси мають за своєю суттю різне землекористування¹⁶ та суспільне сприйняття з погляду так званого місництва (not in my backyard (NIMBY))¹⁷. Кількісна оцінка всіх соціальних та екологічних екстерналій забезпечує комплексну основу для оцінки та порівняння витрат різних варіантів виробництва

¹⁴ Golombek R., Lind A., Ringkjøb H.-K., Seljom P. The role of transmission and energy storage in European decarbonization towards 2050. *Energy*. 2022. 239. 122159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122159>

¹⁵ *Electricity ATB (Annual Technology Baseline) Technologies and Data Overview*. Golden, CO: NREL, 2024. URL: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/index>

¹⁶ Noland J.K., Auxepaules J., Rousset A., Perney B., Falletti G. Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide. *Scientific Reports*. 2022. 12. 21280. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-022-25341-9>

¹⁷ Asokan V.A., Sioen G.B., Kawazu E. Why Not In My Backyard? (W-NIMBY): the potential of design-driven environmental infrastructure to foster greater acceptance among host communities. *Global Sustainability*. 2024. 7. e26. 7 p. DOI: <https://doi.org/10.1017/sus.2024.22>

енергії на однаковій базі з погляду соціальних бар'єрів і метрик самопідтримуваності.

7) Якщо сторона споживання має економічно вигідні варіанти гнучкості, то можна зменшувати повні витрати на рівні системи залежно від стимулів з боку попиту. Наприклад, якщо споживач має високі змінні експлуатаційні витрати, то може заощаджувати, не споживаючи електроенергію в години високих цін. Однак, якщо споживач важкої промисловості здебільшого має фіксовані витрати незалежно від того, скільки годин він працює, то бажано ефективніше використовувати електроенергію протягом кожної доби і кожного тижня (24/7), збільшуючи суспільну вартість гнучкості. Тим не менше, гнучке споживання може зменшувати витрати на профіль VREs і тому часто вважається небажаним з точки зору виробника.

Як зазначалося, на рівні станцій не відбиваються кілька додаткових витрат, пов'язаних з виробництвом електроенергії, зокрема, такі зовнішні витрати, як викиди вуглецю від основаних на викопному паливі технологій. Деякі з цих витрат сьогодні частково покриваються такими механізмами ціноутворення вуглецю, як структура квотування та торгівлі квотами (cap-and-trade) в Системі торгівлі викидами ЄС (EU Emissions Trading System (ETS)); заснована у 2005 р. як головна опора енергетичної політики ЄС). Однак, оскільки працюючи на викопному паливі електростанції часто домінують у формуванні ціни на європейських ринках електроенергії¹⁸, то їх заявки (bids) фактично включають неявну вартість вуглецю у вартість всього виробництва електроенергії у періоди, коли викопне паливо визначає ринкову ціну, породжуючи додаткові загальносистемні витрати, особливо в години, коли згадані електростанції зіштовхуються з обмеженою конкуренцією при клірингу ринку. Тим не менше, ціноутворення вуглецю підвищує ціни заявок на виробництво електроенергії від таких електростанцій, поліпшуючи конкурентоспроможність дорожчих, диспетчеризованих, низьковуглецевих технологій, таких як основані на викопному паливі генератори з уловлюванням і зберіганням вуглецю (carbon capture and storage (CCS)) та електростанції на водневому паливі.

Інші важливі фактори витрат спостерігаються в енергосистемах з високою часткою ресурсів VRE, які через свою природу виявляють вищі рівні мінливості виробництва. Ці додаткові витрати залежать від

¹⁸ Gasparella A., Koolen D., Zucker A. The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets. Petten, Netherlands: *JRC Publications Repository*. 2023. 9 p. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300>

наявності гнучких ресурсів, таких як диспетчеризоване резервування (backup), накопичення, цифровізація, структура ринку, взаємозв'язки (interconnections) для торгівлі електроенергією. Водночас поширеність гідроенергетики на основі водосховищ, наприклад, у скандинавській енергосистемі, може впливати на ці витрати, які відрізнятимуться від аналогічних витрат інших регіонів Європи.

Якщо виробники енергії на основі викопного палива переважно впливають на один компонент витрат, то енергосистеми з високою часткою ресурсів VRE впливають на кілька елементів витрат одночасно. Всі енергетичні технології враховуються в загальних витратах системи, але мінливість VRE значно підвищує ці витрати при збільшенні її частки VRE. Тому ці фактори слід враховувати при порівнянні VRE з жорсткою ядерною, геотермальною чи основою на викопному паливі генерацією. Тим не менше, при збалансованій частці VRE, вплив VRE на витрати змінюється, оскільки розміщення дешевих ресурсів може знижувати витрати ефективніше, ніж розміщення інших ресурсів на рівні системи.

Наведемо всі категорії повних витрат на рівні системи в рамках SCBOE¹⁹, враховуючи соціальні витрати технологій виробництва електроенергії²⁰ і не враховуючи термін служби електростанції, матеріалоємність або енергетичну віддачу інвестицій (energy return on investment (EROI))²¹:

1) вартість LCOE на рівні станції (капітальні витрати (CAPital EXpenditure (CAPEX)); витрати на паливо; витрати на експлуатацію та обслуговування (O&M); витрати на переробку (recycling); ціна вуглецю);

2) витрати на профіль і використання (коригування VF; коригування коефіцієнта потужності; скорочення потужності; змінні у часі ресурси VRE);

3) витрати на балансування частоти (витрати на ВДР електроенергії; витрати на балансуємому ринку електроенергії; штрафи за дисбаланс (imbalance penalties));

¹⁹ *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition.* Paris, France: OECD; IEA; NEA, 2020. 222 p. URL: https://www.oecd.org/en/publications/projected-costs-of-generating-electricity-2020_a6002f3b-en.html

²⁰ Samadi S. The social costs of electricity generation categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*. 2017. Vol. 10 (3). 356. DOI: <https://doi.org/10.3390/en10030356>

²¹W eißbach D., Ruprecht G., Huke A., Czarski K., Gottlieb S., Hussein A. Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*. 2013. Vol. 52. P. 210–221. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>

4) витрати на допоміжні послуги, не пов'язані з частотою (фізична інерція локальної мережі; потужність при коротких замиканнях (short-circuit); підтримка реактивної потужності та регулювання напруги; спроможність острівного режиму (island) та запуску без живлення (black-start); менеджмент перевантажень системи);

5) витрати на мережу та підключення (розширення мережі передачі високовольтного змінного струму (high-voltage alternating current (HVAC)); розширення мережі розподілу; розширення міжсистемних з'єднань високовольтного постійного струму (high-voltage direct current (HVDC)));

6) зовнішні, екологічні та соціальні витрати (соціальні витрати викидів вуглецю мінус ціна вуглецю; шумове забруднення; забруднення повітря; витрати екологічного (земельного) сліду (land footprint costs); витрати екосистеми; витрати токсичних і радіоактивних відходів). Витрати земельного сліду стосуються економічного й екологічного впливу зайняття землі для споживання, виробництва чи енергії і часто розраховуються за допомогою Глобальної мережі екологічного сліду (Global Footprint Network; заснований у 2003 р. незалежний аналітичний центр зі штаб-квартирою у м.Окленд (Каліфорнія, США) та офісами у м.Брюссель (Бельгія) та м.Женева (Швейцарія)) для вимірювання необхідної біоємності. Ці витрати включають прями ціни на оренду землі, зростання вартості землі для відновлюваних джерел енергії, штрафи за погіршення стану навколишнього середовища;

7) пов'язані з варіантами гнучкості витрати (гнучкість з боку попиту; поєднання секторів; зменшення пікових навантажень (peak shaving); конкурентні технології енергонакопичення).

8.3. Співвідношення надійності, робастності та резильєнтності

Спираючись на вищезазначені засади, які окреслювали контекст стратегій, стратегічні цілі та ключові виклики для досягнення резильєнтної, вуглецево-нейтральної електроенергетичної системи, спробуємо поєднати ці узагальнені концептуальні положення з детальним технічним аналізом. Ці засади висвітлили, як традиційні метрики планування та витрат часто не беруть до уваги критично важливі фактори (від витрат інтеграції і забезпечення стійкості мережі до допоміжних (ancillary) послуг і готовності до екстремальних подій), які є суттєвими для надійних й самопідтримуваних енергосистем. Ці засади обґрунтували потребу цілісного підходу до моделювання електроенергетичних систем, наголошуючи на резильєнтності, всебічному обліку витрат та

інформаційному моделюванні стратегії. Тому варто провести поглиблений аналіз недостатньо врахованих раніше аспектів з глибшим вивченням визначення резильєнтності, системної гнучкості, балансування та допоміжних послуг, управління попитом, впливу екстремальної погоди, технологічної готовності, обмежень мережі, факторів безпеки та екологічних компромісів.

Розпочнемо з ґрунтового вивчення резильєнтності, висвітлюючи визначення надійності, робастності, стійкості, а також їх наслідків для ефективного формування стратегій та системних операцій. Сприяння когерентним стратегіям і плануванню робастної інфраструктури потребує чітких і узгоджених визначень.

Розроблення моделей оптимізації витрат відбувається в еволюційно-методологічному контексті. Зосередимося на вивченні послуг з балансування частоти, функціонуванні внутрішньодобових і балансуєчих енергоринків, які є суттєвими для врахування похибок прогнозування та потреб балансування в режимі реального часу. Детально розглянемо також допоміжні послуги, не пов'язані безпосередньо з частотою, зокрема фізичну інерцію мережі, її міцність (grid strength) і регулювання напруги, підкреслюючи критичну технологічну роль синхронних джерел, синхронних конденсаторів та інверторів формування мережі.

Докладно обговоримо припущення «мідної пластини» (copper plate grid), яке зазвичай використовується у спрощених моделях енергосистем, недооцінюючи значення точного врахування витрат на приєднання до мережі, обмежень передачі, інфраструктурних потреб, особливо в умовах географічно розосереджених відновлюваних джерел енергії зі змінною генерацією (Variable Renewable Energy (VRE)). Крім того, висвітлюється важливість гнучкості сторони попиту, враховуючи існуючі на практиці обмеження та потенційні ризики завищення ролі гнучкості в енергетичних моделях. Значна частина досліджень енергосистем, які на 100% складаються з VRE, особливо для країн Азії та Африки, використовують спрощені моделі, наприклад, LUT Energy System Transition Model (LUT-ESTM)²². Ці дослідження часто використовують припущення з нереалістично низькими вартостями технологій у всіх регіонах, ігнорують критично важливі компоненти системи (надлишкові спроможності (reserve margins) та мережеві обмеження) і приділяють

²² Wang S. *What the 100% Renewables Literature Gets Wrong*. Berkeley, CA: Breakthrough Institute, 2023. URL: <https://thebreakthrough.org/issues/energy/what-the-100-renewables-literature-gets-wrong>

увагу таким спекулятивним рішенням, як відновлюваний синтетичний метан або великомасштабне використання біомаси. Переважно залишаються поза увагою операційні виклики, балансування з часовою дискретністю менше однієї години та альтернативні сценарії декарбонізації (використання ядерної енергетики чи технологій уловлювання та зберігання вуглецю (Carbon Capture and Storage (CCS)). Тому багато таких досліджень є подібними між собою з точки зору технологічних припущень із зазначеними недоліками, які не дозволяють формувати робастні стратегії чи системи практичного планування.

Екстремальні погодні явища аналізуються в історичному контексті з урахуванням зростання їх частоти внаслідок змін клімату, підкреслюючи необхідність резильєнтної інфраструктури та стратегічного планування для зменшення ризиків потенційних масштабних збоїв і пов'язаних з ними витрат. Фактори безпеки стосуються геополітичних ризиків, вразливості критичних інфраструктур і кіберзагроз. Окремо аналізуються екологічні та соціальні наслідки, включаючи оцінювання екологічного впливу протягом життєвого циклу та компроміси між підвищенням резильєнтності системи й охороною довкілля. Розглянемо також ризики, пов'язані з рівнем технологічної готовності, оцінюючи зрілість і готовність до розгортання інверторів формування мережі, систем накопичення енергії на основі батарей і водню, а також ядерних реакторних технологій, наголошуючи на важливості реалістичних оцінок ризиків у процесі моделювання майбутніх енергосистем.

Надійність – це ймовірність того, що система функціонуватиме задовільним чином протягом заданого періоду за визначених умов експлуатації²³. Робастність – це здатність системи уникати несправності у разі виходу з ладу частини її елементів, або здатність системи виконувати призначене завдання за неочікуваних збурень²⁴. Резильєнтність визначається як здатність системи протистояти значним перебоєм, адаптуватися до них та абсорбувати їх наслідки з прийнятним погіршенням значень параметрів і подальшим відновленням протягом

²³ Zissis G. The R3 Concept: Reliability, Robustness, and Resilience [President's Message]. *IEEE Industry Applications Magazine*. 2019. Vol. 25 (4). P. 5–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/MIAS.2019.2909374>

²⁴ Koç Y., Warnier M., Mieghem P.V., Kooij R.E., Brazier F.M.T. The impact of the topology on cascading failures in a power grid model. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*. 2014. Vol. 402. P. 169–179. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.physa.2014.01.056>

задовільного проміжку часу²⁵. Ці три терміни (reliability, resilience, robustness) сьогодні називають концепцією R3²⁶ і зображають діаграмою Венна (1834–1923)²⁷. Надійність, резильєнтність, робастність мають спільну фундаментальну мету – забезпечення безперервності роботи системи при змінних умовах. Ці три терміни стосуються потреби систем підтримувати функціональність і служити своєму призначенню, зокрема, в умовах викликів і перебоїв. Концепція R3 наголошує на важливості проектування та експлуатації систем таким чином, щоб вони могли забезпечувати стабільність надання послуг (надійність), здатність протидіяти відмовам (робастність) і здатність відновлюватися після перебоїв (резильєнтність як процес).

Подія типу N–1 передбачає відмову одного елемента системи (лінії електропередачі, генератора чи трансформатора), при якій очікується, що система протистоятиме цій відмові без втрати стабільності чи порушення експлуатаційних обмежень. Подія типу N–2 передбачає одночасну відмову двох елементів, яка трапляється рідше, ніж відмова одного елемента, але може мати серйозніші наслідки для надійності системи порівняно з подією типу N–1. Подія N–k узагальнює непередбачувану обставину (contingency) з одночасною відмовою k елементів системи, відображаючи екстремальні чи каскадні відмови, які можуть істотно руйнувати дану енергосистему.

Незважаючи на перетини понять концепції R3, кожне з них зосереджується на окремих вимірах роботи системи, формуючи цілісний підхід до її проектування та оцінювання. Різні типи подій в енергосистемах можна розрізнити через чотири квадранти матриці, де по вертикалі вимірюється ймовірність події, а по горизонталі – її вплив:

– квадрант низької впливу (low impact) і низької ймовірності (low probability). Рідкісні та незначні збурення, які зазвичай не висувають значних викликів для системи. Цей квадрант стосується характеристик

²⁵ Ahmadi S., Khorasani A.H.F., Vakili A., Sabooh, Y., Tsatsaronis G. Developing an innovating optimization framework for enhancing the long-term energy system resilience against climate change disruptive events. *Energy Strategy Reviews*. 2022. 40. 100820. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100820>

²⁶ Cottam B.J., Specking E.A., Small C.A., Pohl E.A., Parnell G.S., Buchanan R.K. Defining resilience for engineered systems. *Engineering Management Research*. 2019. 8 (2). P. 11–29. DOI: <https://doi.org/10.5539/emr.v8n2p11>

²⁷ Beyza J., Yusta J.M., 2022. Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience. *Energy Strategy Reviews*. 2022. 43. 100944. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100944>

системи і протоколів подій. Адекватність зосереджується на спроможності задовольняти попит у довгостроковому періоді. Ключові метрики – LOLE (loss of load expectation)²⁸, надлишкова спроможність, коефіцієнт потужності. Сфера застосовності – планування, включаючи оперативне. Прикладом може бути гарантування достатньої генерації для задоволення пікового попиту наступних років, а також забезпечення покриття енергетичних потреб у режимі 24/7 протягом 365 днів року, використовуючи VRE;

– квадрант низької впливу (low impact) і високої ймовірності (high probability). Ці події часто відбуваються, але спричиняють лише невеликі збої, такі як флуктуації напруги чи слабкі відмови обладнання. Цей квадрант стосується надійності. Надійність зосереджується на узгодженості нормальних операцій під час експлуатації у короткостроковому періоді. Ключові метрики – SAIDI (system average interruption duration index; індекс середньої тривалості перерв в електропостачанні у системі)²⁹, $ASAI = 1 - (SAIDI / 8760)$ (average service availability index; показник середньої доступності сервісу). Сфера застосовності – операції, здебільшого спричинені відмовами у системі розподілу. Прикладом може бути запобігання частим відключенням електроенергії за нормальних погодних умов;

– квадрант високого впливу (high impact) і низької ймовірності (low probability) (NILP). Ці події, які часто називають подіями типу NILP, включають стихійні лиха, кібератаки, каскадні аварії, великомасштабні відключення електроенергії. Незважаючи на їх низьку ймовірність, їх наслідки можуть спричинювати великі чи катастрофічні перебої, зумовлюючи потребу стратегій резильєнтності. Цей квадрант стосується резильєнтності. Резильєнтність зосереджується на реагуванні та відновленні після екстремальних подій. Ключові метрики – час відновлення, тривалість відключення електроенергії. Сфера застосовності – екстремальні події. Прикладом може бути швидке відновлення електропостачання після урагану, кібератак, екстремальних погодних умов або умов навколишнього середовища;

²⁸ *Non-frequency ancillary services*. Katowice, Poland: Glowacki Law Firm, 2024. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1821-non-frequency-related-ancillary-services>

²⁹ *Metadata Glossary*. Washington, DC: World Bank Group, 2025. URL: <https://databank.worldbank.org/metadataglossary/all/series>

квадрант високого впливу (high impact) і високої ймовірності (high probability). Ці події мають високу частоту і великий вплив, вимагаючи резильєнтності робастної системи для менеджменту потенційного поширення перебоїв. Цей квадрант стосується робастності. Робастність зосереджується на міцності при стресі. Ключові метрики – відмовостійкість, показники стрес-тестів. Сфера застосовності – структурне проектування. Прикладом може бути здатність витримувати фізичні стреси, зокрема шторми без суттєвих наслідків для електропостачання.

Така класифікація висвітлює важливість надійності, яка зосереджується на мінімізації наслідків масових малих збоїв, а також резильєнтності, яка стосується здатності системи відновлюватися після рідкісних, але масштабних подій. З іншого боку, за визначенням Федеральної комісії з регулювання енергетики (Federal Energy Regulatory Commission (FERC)) США, адекватність ресурсів (resource adequacy) означає, що електроенергетичні системи мають підтримувати достатні ресурси потужності для вимог пікового навантаження, а також для планових надлишкових спроможностей, щоб забезпечувати надійну експлуатацію³⁰. За іншим визначенням, адекватність потужності означає здатність системи встановлювати ринкову рівновагу на РДН і водночас забезпечувати адекватні балансуючі ресурси для роботи в режимі реального часу, включаючи екстремальні ситуації³¹. Таким чином, друге визначення зосереджується не лише на годинах пікового навантаження, але й стосується здатності енергоринку узгоджувати попит і пропозицію на базі РДН, а також на базі роботи в реальному часі. Сенс адекватності полягає у доступності достатніх ресурсів для задоволення попиту протягом різних часових горизонтів. Якщо традиційні оцінки адекватності зосереджуються на адекватності генерації, гарантуючи достатню спроможність генерації для задоволення попиту, то адекватності передачі та розподілу стосуються того чи може інфраструктура надійно постачати електрику від генераторів до

³⁰Sedano R., Hogan M. *Centralized Capacity Markets in Docket No. AD13-7-000 Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Comments of the Regulatory Assistance Project*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project (RAP), 2014. 11 p. URL: <https://www.raonline.org/knowledge-center/comments-on-centralized-capacity-markets-in-regional-transmission-organizations-and-independent-system-operators/>

³¹*Capacity adequacy in the Nordic electricity market*. Copenhagen, Denmark: Nordisk Ministerråd; THEMA Consulting Group; Norden, 2015. 144 p. URL: <https://www.norden.org/en/publication/capacity-adequacy-nordic-electricity-market>

споживачів. Адекватності передачі та розподілу часто доповнюють адекватність генерації. За достатньої потужності генерації, неадекватності інфраструктури передачі та розподілу можуть: звужувати постачання електроенергії до потрібних вузлів; спричиняти локалізовані чи системні порушення надійності; перешкоджати інтеграції відновлюваної енергетики та нових типів навантаження, наприклад електромобілів і енергонакопичувачів.

Кількісне вимірювання резильєнтності є нетривіальним завданням. Систему не можна просто визначати як резильєнтну чи нерезильєнтну, але можна говорити, що система виявляє деякі характеристики резильєнтності у відповідь на заданий набір відмов або атак за певних обставин³². Будь-яка метрика пов'язується з конкретною подією, а резильєнтність можна подавати як циклічний процес, цикл якого складається з п'яти послідовних у часі фаз:

- передбачати (*anticipate*). Перед (критичною) подією система готується шляхом ідентифікації потенційних загроз і вжиття превентивних заходів. Ця фаза повторюється в наступному циклі, коли система інтегрує нові стратегії, щоб готуватися до майбутніх викликів;

- виживати (*survive*). Під час події система зазнає зниження своєї функціональності, але зберігає працездатність на деякому рівні;

- витримувати (*sustain*). Система стабілізується на нижчому рівні продуктивності, справляючись з наслідками збоїв;

- відновлюватися (*recover*). Після події здійснюються зусилля для відновлення функціональності системи;

- адаптуватися (*adapt*). Уроки, отримані в результаті події, допомагають поліпшувати майбутню резильєнтність, потенційно формуючи більш робастну мережеву систему.

Отже, резильєнтність є динамічним процесом у часі, а не статичною властивістю. Рівень функціональності системи спадає до початку фази відновлення, а потім зростає.

Спираючись на концептуальні засади кривих резильєнтності, пропонується практична квантифікація трапеції резильєнтності, шляхом ідентифікації ключових фаз (готуватися (*prepare*) під час планування, поглинати (*absorb*) та адаптуватися (*adapt*) під час експлуатації,

³² Jackson M, Fitzgerald J.S. Resilience profiling in the model-based design of cyber-physical systems. *14th Overture Workshop: Towards Analytical Tool Chains* (November 7, 2016, Limassol, Cyprus). Aarhus, Denmark: Aarhus University; Department of Engineering, 2016. 15 p. URL: <http://ojs.statsbiblioteket.dk/index.php/ece/issue/view/3507>

відновлюватися (recover) перед адаптацією)³³. Ці фази формують базу для оцінювання та поліпшення резильєнтності системи передачі шляхом інвестицій у зміцнення інфраструктури, підвищення надлишковості (redundancy), впровадження адаптивних стратегій. Комплексний аналіз цих заходів підвищення резильєнтності, включаючи інтелектуалізацію (smartening) мережі, інтегрування розподіленої генерації, розбудову ефективної за ресурсами інфраструктури, наголошує те, що резильєнтність має бути інтегрованою на багатьох рівнях проекту системи³⁴. Водночас емпіричний аналіз показує, що архетипи кривих резильєнтності, особливо трикутної та трапецієподібної форм, можна ідентифікувати поміж сотень подій відключення електроенергії, використовуючи машинне навчання без нагляду (unsupervised machine learning)³⁵. Це підтверджує, що реальні енергосистеми виявляють різну поведінку резильєнтності (різні процеси резильєнтності), наприклад, процеси підтримання деякої функціональності (sustained degradation) перед відновленням чи лінійні відскоки (bounce-backs) до попередніх рівнів, безпосередньо залежні від інвестування та проектування системи. Отже, трапеції резильєнтності є не лише теоретичними конструкціями, але й вимірюваними явищами, які можуть спрямовувати стратегічні, основані на даних інвестиції в інфраструктуру енергосистеми.

Резильєнтність часто розглядається крізь призму експлуатації мережі та відновлення після відключення електроенергії. Резильєнтність є також важливою для моделювання на рівні системи, особливо для планування з невідомими майбутніми факторами, залежними від змін клімату, мінливості VRE та екстремальних подій. Доповнюючи робастність та адекватність, резильєнтність пропонує основу на процесах перспективу, яка сприяє довгостроковому прийняттю рішень. Інтегруючи резильєнтність у моделі енергосистем, плановики можуть оцінювати не

³³ *Understanding the Definition of Resilience (Companion Document). Periodic review: updated template and corrected outdated links in References.* Charlotte, NC: North American Transmission Forum (NATF); EPRI (Electric Power Research Institute), 2025. 1644. 14 p. URL: [https://www.natf.net/docs/natfnetlibraries/documents/resources/resiliency/understanding-the-definition-of-resilience-\(companion-document\).pdf](https://www.natf.net/docs/natfnetlibraries/documents/resources/resiliency/understanding-the-definition-of-resilience-(companion-document).pdf)

³⁴ Mishra D.K., Eskandari M., Abbasi M.H., Sanjeevikumar P., Zhang J., Li L. A detailed review of power system resilience enhancement pillars. *Electric Power Systems Research.* 2024. 230. 110223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2024.110223>

³⁵ Li B., Mostafavi A. Unraveling fundamental properties of power system resilience curves using unsupervised machine learning. *Energy and AI.* 2024.16. 100351. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100351>

лише те, як системи працюють під час стресу, але й те, як системи еволюціонують, відновлюються та адаптуються. Це гарантує те, що стратегії розширення генеруючих спроможностей, поєднання ресурсів і гнучкості будуть не лише робастними та достатніми, але й реагуватимуть на майбутні виклики непередбачуваної та складної природи.

Оприлюднені 9 вересня 2024 р. рекомендації ЄК, широко відомі як звіт Маріо Драгі, виділяє 10 галузевих стратегій (1. Енергетика; 2. Критично важливі сировинні матеріали; 3. Цифровізація та передові технології (3.1. Високошвидкісні/пропускні можливості ширококутового доступу; 3.2. Обчислювальна техніка та штучний інтелект; 3.3. Напівпровідники); 4. Енергоємні галузі промисловості; 5. Чисті технології; 6. Автомобільна промисловість; 7. Оборона; 8. Космос; 9. Фармацевтика; 10. Транспорт) і 5 горизонтальних стратегій (1. Прискорення інновацій; 2. Зменшення розриву у кваліфікованих кадрах; 3. Підтримка інвестицій; 4. Модернізація конкуренції; 5. Зміцнення врядування)³⁶. У звіті також згадується Україна.

У галузевій стратегії 1. Енергетика щодо природного газу виділяються 9 пропозицій (5 короткострокових (1. Встановити партнерські відносини з надійними та диверсифікованими торговельними партнерами, а також зміцнювати довгострокові контракти; 3. Посилувати спільні закупівлі; 5. Поліпшувати якість даних і прогнозів; 6. Обмежувати можливості спекулятивної поведінки: межі фінансової позиції, динамічні верхні межі, збірник торгових правил ЄС і зобов'язання торгувати в ЄС; 9. Сприятливі галузям промисловості, що зазнають міжнародної конкуренції, отримувати доступ до конкурентних джерел енергії), 3 середньострокових (2. Заохочувати поступовий відхід від спотових (spot-linked) поставок; 4. Далі розвивати вибіркові стратегічні імпорتنі інфраструктури та поліпшувати координацію управління зберіганням по всій Європі; 8. Гарантувати, що механізми формування цін на природний газ більше відображають витрати різних умов постачання), 1 довгострокова (7. Поступово декарбонізувати перехід на водень і зелені гази в галузі, коли це економічно ефективно)).

Пропозиція 4. говорить про надання державних контргарантій для зниження ризиків зберігання газу в Україні та доповнення рішень ЄС щодо зберігання газу. Україна володіє значною та конкурентоспроможною спроможністю для зберігання газу, яку ЄС міг би надати

³⁶ *The future of European competitiveness. Part B: In-depth analysis and recommendations.* Brussels, Belgium: European Commission, 2024. 328 p.

використовувати (близько 10% спроможності зберігання ЄС). ЄС міг би далі спиратися на наявну потужність в Україні для підтримки своїх потреб у зберіганні, знижуючи ризики активів на основі державних контргарантій. Подальша спроможність для зберігання допомогала б ЄС балансувати сезонну мінливість попиту й упевнювати ринки щодо ризиків дефіциту в зимовий період, допомагаючи далі знижувати та стабілізувати ціни.

Лідером за інноваційною ефективністю у групі держав з рівнем доходу вище середнього, де результати перевищують очікування для рівня економічного розвитку, є Китай, після якого йдуть Україна (2012, 2014–2025), Таїланд (2011, 2014–2015, 2018–2025), Південна Африка (2018–2025), Бразилія (2021–2025), Індонезія (2022–2025)³⁷: Україна залишається єдиною такою державою Європи. У групі держав з високим рівнем доходу, де інноваційні результати перевищують очікування для рівня економічного розвитку, лідирують 14 держав, 9 з яких представляють Європу, – Швейцарія, Швеція, США, Республіка Корея, Великобританія, Фінляндія, Нідерланди, Данія, Німеччина, Японія, Франція, Ізраїль, Естонія, Канада. Таким чином, Європа має два перспективні інноваційні кластери, один з яких формує ланцюг сусідніх держав (Великобританія, Нідерланди, Данія, Німеччина, Швейцарія, Швеція, Фінляндія, Естонія), а інший формує Україна, починаючи з 2012 р.

ВИСНОВКИ

Надійність, робастність, резильєнтність та адекватність торкаються різних вимірів енергосистем за часом і стресом. Надійність забезпечує узгоджену роботу в короткостроковому періоді, запобігаючи частим відключенням електроенергії за нормальних умов. Робастність зміцнює здатність системи витримувати без суттєвих відмов передбачувані стреси, зокрема шторми. При настанні екстремальних подій резильєнтність визначає, наскільки швидко й ефективно система може відновлюватися та адаптуватися (наприклад, після ураганів або екстремальних за температурою подій). Водночас адекватність зосереджується на довгостроковій перспективі, забезпечуючи наявність достатніх генеруючих спроможностей і енергетичних ресурсів для задоволення майбутнього попиту шляхом належного планування інфраструктури та

³⁷ *Global Innovation Index 2025: Innovation at a Crossroads*. 18th edition. Geneva, Switzerland: World Intellectual Property Organization, 2025. 296 p.

ресурсів. Отже, ці поняття доцільно розглядати послідовно і на різних часових горизонтах – від короткострокової операційної стабільності до довгострокової адекватності системи. Різні визначення резильєнтності в енергосистемах створюють значні виклики для вироблення стратегій, планування та операційної діяльності. За відсутності чіткого консенсусу, зацікавлені сторони можуть зіштовхуватися з труднощами узгодження цілей, оцінювання результативності та втілення ефективних рішень.

Візуалізація динамічного процесу резильєнтності є важливою, оскільки свідчить, що резильєнтність стосується не лише уникнення відмов, але й того, як система реагує та адаптується до збоїв. Візуалізація показує, що резильєнтність не можна оцінювати однією метрикою, а потрібно описувати процесами, як система передбачає загрози, витримує критичні події, відновлюється після них та адаптується до збурень у часі. Визнаючи резильєнтність процесом, особи, які приймають рішення, можуть розробляти стратегії, які сприяють короткостроковому відновленню та довгостроковій адаптивності (приспособності) енергосистеми. Крім аспектів резильєнтності, висвітлюється потреба вдосконалених підходів до моделювання для врахування ширшого спектру витрат, включаючи допоміжні послуги, не пов'язані чи пов'язані з частотою, витрати на інтеграцію мережі та варіанти гнучкості. Хоча поточні зусилля з розвитку моделей енергосистем усувають багато прогалин, повне інтегрування всіх критичних вимірів у рамки оптимізації залишається складним завданням, особливо за умови глибокої невизначеності в майбутніх припущеннях. Майбутні дослідження мають виходити за межі вузької точки зору співвідношення вартостей і викидів, виходячи із ціліснішого багатовимірнішого підходу. Розробляючи набір кількісних показників, що відображають ключові спроможності майбутніх енергетичних систем (конкурентоспроможність, енергетична безпека, вплив на клімат і навколишнє середовище, потреби в передачі, мінливість і гнучкість, безпека експлуатації), дослідники та особи, які приймають рішення, можуть краще порівнювати технологічні шляхи, розуміти компроміси, розробляти більш обґрунтовані та резильєнтні стратегії. Подолання розриву між передовим моделюванням і практичними стратегічними настановами залишається ключовим пріоритетом, прокладаючи шлях для більш цілісної оцінки напрямів розвитку енергетичної системи та більш надійного, поінформованого прийняття рішень. Оскільки дослідження моделювання все більше сходяться в тому, які (вимірювані) спроможності слід враховувати при плануванні енергетичної системи, вони закладають міцну основу для

розроблення ефективних ринкових проєктів, здатних сприяти успішній декарбонізації електроенергетичної системи. Дослідження здійснено в рамках проєкту «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації» НАН України.

АНОТАЦІЯ

При застосуванні концепції резильєнтності енергосистеми зазначається проблема відсутності універсального визнаного визначення резильєнтності електроенергетичної системи та відповідних наслідків для вироблення стандартів стратегій та експлуатації. Такі неузгодженості можуть заважати комплексному плануванню та втіленню стратегій. При обговоренні майбутнього енергосистем терміни надійності, резильєнтності, робастності, адекватності часто використовуються як взаємозамінні, хоча ці терміни мають різні значення. Ці терміни описують різні аспекти функціонування енергетичних систем як за нормальних умов експлуатації, так і під час збоїв експлуатації. Нерозуміння цих відмінностей може вести до нечіткої комунікації та іноді хибного прийняття рішень під час планування чи експлуатації. Шляхом формування чіткого й узгодженого розуміння цієї термінології можна сприяти ефективнішим оцінкам ситуацій і кращим рішенням для долання майбутніх викликів. Робота чітко розмежовує ці схожі поняття.

Література

1. Electricity 2026: Analysis and forecast to 2030. Paris, France: IEA, 2026, February. 224 p.
2. Ukraine: Fifth Rapid Damage and Needs Assessment (RDNA5). February 2022 – December 2025. Washington, DC: World Bank; Government of Ukraine; European Union; United Nations, 2026, February. 63 p.
3. 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. URL: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/VisnEconom_21_8\(50\)_16.pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/VisnEconom_21_8(50)_16.pdf)
4. Gorbachuk V., Bardadym T., Bepalov 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. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-220-3-26>

5. Горбачук В., Гавриленко С., Голоцуков Г., Ніколенко Д. Економіка Internet-застосунків і цифрового контенту. *The Role of Technology in the Socio-Economic Development of the Post-Quarantine World*. M.Gavron-Lapuszek, A. Karpenko (eds.) Katowice: Katowice School of Technology, 2020. P. 81–88. ISBN 978-83-957298-9-8

6. 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. URL: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco\(51\).pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco(51).pdf)

7. Sarmark-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.

8. *System Costs of Electricity*. Paris, France: OECD; NEA, 2021. 2 p. URL: https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2021-10/system_costs_of_electricity_-_cop26_flyer.pdf

9. Eising M., Hobbie H., Möst D. Future wind and solar power market values in Germany – Evidence of spatial and technological dependencies? *Energy Economics*. 2020. 86. 104638. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104638>

10. Average capacity factor for offshore wind power in Germany from 2015 to 2022. *Statista*. 2023. URL: <https://www.statista.com/statistics/1468607/offshore-wind-power-capacity-factor-germany/>

11. Hjelmeland M., Nøland J.K., Backe S., Korpås M. The role of nuclear energy and baseload demand in capacity expansion planning for low-carbon power systems. *Applied Energy*. 2025. 377. Part A. 124366. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124366>

12. Hirth L., Ueckerdt F., Edenhofer O. Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*. 2015. 74. P. 925–939. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>

13. Nøland J.K., Hjelmeland M., Hartmann C., Øyvang T., Korpås M., Tjernberg L.B. Running renewable-rich power grids with small modular reactors: their grid-forming role in the future power system. *IEEE Electrification Magazine*. 2024. 12 (4). P. 20–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/MELE.2024.3473130>

14. Golombek R., Lind A., Ringkjøb H.-K., Seljom P. The role of transmission and energy storage in European decarbonization towards 2050. *Energy*. 2022. 239. 122159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122159>

15. 2024 *Electricity ATB (Annual Technology Baseline) Technologies and Data Overview*. Golden, CO: NREL, 2024. URL: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/index>
16. Nøland J.K., Auxepaules J., Rousset A., Perney B., Falletti G. Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide. *Scientific Reports*. 2022. 12. 21280. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-022-25341-9>
17. Asokan V.A., Sioen G.B., Kawazu E. Why Not In My Backyard? (W-NIMBY): the potential of design-driven environmental infrastructure to foster greater acceptance among host communities. *Global Sustainability*. 2024. 7. e26. 7 p. DOI: <https://doi.org/10.1017/sus.2024.22>
18. Gasparella A., Koolen D., Zucker A. The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets. Petten, Netherlands: *JRC Publications Repository*. 2023. 9 p. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300>
19. *Projected Costs of Generating Electricity. 2020 Edition*. Paris, France: OECD; IEA; NEA, 2020. 222 p. URL: https://www.oecd.org/en/publications/projected-costs-of-generating-electricity-2020_a6002f3b-en.html
20. Samadi S. The social costs of electricity generation categorising different types of costs and evaluating their respective relevance. *Energies*. 2017. 10 (3). 356. DOI: <https://doi.org/10.3390/en10030356>
21. Weißbach D., Ruprecht G., Huke A., Czerski K., Gottlieb S., Hussein A. Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*. 2013. 52. P. 210–221. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>
22. Wang S. *What the 100% Renewables Literature Gets Wrong*. Berkeley, CA: Breakthrough Institute, 2023. URL: <https://thebreakthrough.org/issues/energy/what-the-100-renewables-literature-gets-wrong>
23. Zissis G. The R3 Concept: Reliability, Robustness, and Resilience [President's Message]. *IEEE Industry Applications Magazine*. 2019. 25 (4). P. 5–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/MIAS.2019.2909374>
24. Koç Y., Warnier M., Mieghem P.V., Kooij R.E., Brazier F.M.T. The impact of the topology on cascading failures in a power grid model. *Physica A: Statistical Mechanics and Its Applications*. 2014. 402. P. 169–179. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.physa.2014.01.056>
25. Ahmadi S., Khorasani A.H.F., Vakili A., Sabooh, Y., Tsatsaronis G. Developing an innovating optimization framework for enhancing the long-term energy system resilience against climate change disruptive events. *Energy*

Strategy Reviews. 2022. 40. 100820. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100820>

26. Cottam B.J., Specking E.A., Small C.A., Pohl E.A., Parnell G.S., Buchanan R.K. Defining resilience for engineered systems. *Engineering Management Research*. 2019. 8 (2). P. 11–29. DOI: <https://doi.org/10.5539/emr.v8n2p11>

27. Beyza J., Yusta J.M., 2022. Characterising the security of power system topologies through a combined assessment of reliability, robustness, and resilience. *Energy Strategy Reviews*. 2022. 43. 100944. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100944>

28. *Non-frequency ancillary services*. Katowice, Poland: Glowacki Law Firm, 2024. URL: <https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/1821-non-frequency-related-ancillary-services>

29. *Metadata Glossary*. Washington, DC: World Bank Group, 2025. URL: <https://datbank.worldbank.org/metadataglossary/all/series>

30. Sedano R., Hogan M. *Centralized Capacity Markets in Docket No. AD13-7-000 Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Comments of the Regulatory Assistance Project*. Montpelier, VT: Regulatory Assistance Project (RAP), 2014. 11 p. URL: <https://www.raponline.org/knowledge-center/comments-on-centralized-capacity-markets-in-regional-transmission-organizations-and-independent-system-operators/>

31. *Capacity adequacy in the Nordic electricity market*. Copenhagen, Denmark: Nordisk Ministerråd; THEMA Consulting Group; Norden, 2015. 144 p. URL: <https://www.norden.org/en/publication/capacity-adequacy-nordic-electricity-market>

32. Jackson M, Fitzgerald J.S. Resilience profiling in the model-based design of cyber-physical systems. *14th Overture Workshop: Towards Analytical Tool Chains* (November 7, 2016, Limassol, Cyprus). Aarhus, Denmark: Aarhus University; Department of Engineering, 2016. 15 p. URL: <http://ojs.statsbiblioteket.dk/index.php/ece/issue/view/3507>

33. *Understanding the Definition of Resilience (Companion Document). Periodic review: updated template and corrected outdated links in References*. Charlotte, NC: North American Transmission Forum (NATF); EPRI (Electric Power Research Institute), 2025. 1644. 14 p. URL: [https://www.natf.net/docs/natfnetlibraries/documents/resources/resiliency/understanding-the-definition-of-resilience-\(companion-document\).pdf](https://www.natf.net/docs/natfnetlibraries/documents/resources/resiliency/understanding-the-definition-of-resilience-(companion-document).pdf)

34. Mishra D.K., Eskandari M., Abbasi M.H., Sanjeevikumar P., Zhang J., Li L. A detailed review of power system resilience enhancement pillars.

Electric Power Systems Research. 2024. 230. 110223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110223>

35. Li B., Mostafavi A. Unraveling fundamental properties of power system resilience curves using unsupervised machine learning. *Energy and AI*. 2024.16. 100351. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100351>

36. *The future of European competitiveness. Part B: In-depth analysis and recommendations*. Brussels, Belgium: European Commission, 2024. 328 p.

37. *Global Innovation Index 2025: Innovation at a Crossroads*. 18th edition. Geneva, Switzerland: World Intellectual Property Organization, 2025. 296 p.

Information about the authors:

Vasyl Gorbachuk

DSc (Physics & Mathematics), Professor,
Head of the Department of Intelligent Information Technologies,
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics of the NAS of Ukraine
40 Akademika Glushkova Avenue, Kyiv, 03187, Ukraine

Maksym Dunaeivskyi

PhD (Applied Mathematics),
Research Associate
of the Department of Intelligent Information Technologies,
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics of the NAS of Ukraine
40 Akademika Glushkova Avenue, Kyiv, 03187, Ukraine