

CHAPTER TO RESILIENT AND EFFICIENT CLIMATE DEPENDENT ENERGY

DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-690-4-7>

Vasyl Gorbachuk

*Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
Head of Department of Intelligent Information Technologies
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics
of the National Academy of Sciences*

Tamara Bardadym

*Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Senior Research Associate,
Senior Research Associate of the Department
of Intelligent Information Technologies
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics
of the National Academy of Sciences*

Maksym Dunaievskyi

*PhD (Applied Mathematics),
Research Associate of the Department
of Intelligent Information Technologies
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics
of the National Academy of Sciences*

Summary

Rather than requiring full endogenous model integration (which can become computationally burdensome), a practical and strategically sound approach is to develop structurally distinct power system scenarios. Each scenario, defined by different technology combinations and policy decisions, can be assessed against a common set of performance metrics, offering a transparent, robust, and uncertainty-aware framework to support future power system planning. In addition to expanding such a framework, it is important to standardize modeling studies, including scenario development, handling of uncertainties and probability distributions, and reporting of key metrics across the expert community. Establishing a common framework will enable transparent, consistent comparisons of power system scenarios, helping policymakers assess risks and trade-offs beyond a single cost metric, and translating complex results into clear actionable conclusions. Further work is needed to ensure effective communication of quantitative results to policymakers, for example, translating communication about the use of critical materials into scenarios

with concrete, politically relevant consequences, such as supply risks or cost vulnerabilities.

Вступ

Базові моделі енергетики обмежуються використанням простих метрик вартості для оцінки варіантів виробництва. Комунальні підприємства, оператори електромереж та інвестори застосовують на практиці для підтримки прийняття своїх рішень набагато складніші моделі, ніж базові. Хоча ці практичні моделі з часом постійно вдосконалюються, залишаються ключові прогалини, які продовжують існувати при з'ясуванні повних системних витрат електроенергетичної системи. Тому заслуговують уваги найважливіші обмеження в сучасних підходах до моделювання енергетики, які лежать в основі пропонованих практичних рішень з точки зору моделювання для підтримки системного підходу, узгодженого з цілями економічної ефективності, стійкості та кліматичної нейтральності. Енергетичний перехід до стійкої та вуглецево-нейтральної енергосистеми вимагає переосмислення того, як оцінюються дані, проектуються системи та управляються ринки [1]. Моделювання електроенергетичної системи відіграє важливу роль у рішеннях щодо планування та інвестування для розробників стратегій, операторів електромереж та учасників ринку. Багато відомих моделей спиралися на спрощені показники вартості та припущення, які неадекватно відображають реальні виклики [2]. Майбутні підходи до моделювання мають еволюціонувати, щоб враховувати загальносистемні міркування [3].

Слід ідентифікувати категорії витрат, яких наразі бракує в традиційних підходах до моделювання, та висвітлювати області, де додатковий аналіз може пропонувати повніше розуміння витрат і резильєнтності електроенергетичної системи [4], зокрема балансування потужності та нечастотні допоміжні послуги. Електроенергетичні системи залежать від послуг балансування частоти, включаючи внутрішньодобові та балансуєчі ринки потужності, які працюють разом з ринком на добу наперед. Майбутні моделі енергетики мають враховувати динаміку внутрішньодобових і балансуєчих ринків, з урахуванням похибок прогнозування, та диференціювати пов'язані з такою динамікою витрати між різними джерелами енергії. Нечастотні допоміжні послуги (міцність електромережі, фізична інерція та підтримка реактивної потужності) є критично важливими в системах, де домінують інверторні ресурси. Хоча сучасні інвертори, що формують мережу, можуть надавати деякі з таких послуг, але залишаються недостатніми через обмежену фізичну інерцію та можливість роботи зі струмами короткого замикання. Як результат, для забезпечення надійності системи в системі з низькою часткою

синхронних ресурсів можуть потребуватися дорожчі альтернативи, наприклад, синхронні конденсатори.

1. Резильєнтні енергетичні 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. Така неоднорідність впливає на низку сфер, зокрема спричиняє неузгодженість цілей і відповідних стратегій [5]. Показано, що стратегії можуть зосереджуватися на певних аспектах, таких як надійність або робастність, не беручи до уваги критичні міри резильєнтності [5]. Наприклад, стратегії, спрямовані виключно на мінімізацію частоти відключень, можуть нехтувати спроможностями відновлення після екстремальних погодних явищ. Ресурси можуть спрямовуватися на проекти, які задовольняють короткостроковим показникам надійності, але не підвищують загальну резильєнтність системи, як було видно у реакціях на ураган Сенді [6]. Зосередження цих реакцій на короткострокових цілях вело до тимчасових виправлень замість системного оновлення інфраструктури. Підстанції, затоплені під час цього урагану, були відремонтовані, але не перепроєктовані з урахуванням ризику повторних підтоплень, втрачаючи можливість поєднувати заходи, щодо захисту від штормів, такі як підвищення рівня розміщення обладнання чи його гідроізоляція [6]. Хоча короткострокове відновлення є критичним для зменшення безпосередньої шкоди, воно не має здійснюватися за рахунок довгострокової резильєнтності [6]. Шляхом інтегрування міркувань резильєнтності у процеси відновлення постачальники комунальних послуг та розробники стратегій можуть розбудовувати інфраструктуру, краще обладнану для додання майбутніх збоїв.

Інша критична подія, ураган Марія у Пуерто-Рико, призвела до надзвичайно тривалого періоду відновлення, що висвітлює брак резильєнтно-центричного планування. Хоча мережа проєктувалася з метою її надійності, її обмежені механізми робастності та відновлення призвели до значних затримок у відновленні електропостачання [8].

Вищенаведені приклади підкреслюють критичну відмінність між зусиллями для короткострокового відновлення, зосередженими на негайному поверненні функціональності, та довгостроковими заходами, спрямованими на підвищення адаптивності і робастності системи відносно майбутніх збоїв. Ефективне планування резильєнтності вимагає збалансованого підходу, який не тільки швидко повертає функціональність, але й також інтегрує довгострокові удосконалення для

зменшення впливу майбутніх екстремальних подій. В контексті проектування енергосистем, таке планування означає поєднання міркувань резильєнтності з питаннями калібрування та розташування, гарантуючи надлишковість (redundancy) ліній передачі, шляхом відбору адаптивних і робастних технологій (зокрема мережеутворюючих інверторів або підземних кабельних ліній), а також проектування з урахуванням модульності та гнучкості. Наприклад, процес резильєнтно-центричного планування може надавати пріоритет спільній оптимізації енергонакопичення та розподіленої генерації біля критичних вузлів навантажень, а також інвестуванню в інфраструктуру, яка уможлиблює роботу мережі у режимі її секцій та енергоостровів (islanding) під час масштабних відключень. Такі рішення сприяють не лише відновленню, але й перспективності системи відносно постаючих загроз.

Таким чином, резильєнтність у контексті стійкої та вуглецево-нейтральної енергосистеми може визначатися як здатність енергосистеми передбачати перебої, витримувати їх, адаптуватися та відновлюватися після збоїв, спричинених екстремальними погодними умовами, кібератаками чи іншими значними збуреннями, зберігаючи істотну функціональність та мінімізуючи переривання надання послуг.

В прикладному вимірі це визначення говорить не лише про стратегії реагування на надзвичайні ситуації, але й про довгострокове проектування енергосистеми. Резильєнтність формує те, як інфраструктура розміщується, зміцнюється та взаємоз'єднується: де підвищуються рівні розташування підстанцій у зонах ризику підтоплення; де використовуються підземні кабельні лінії у районах із високою ймовірністю вітрових уражень; як формуються сіткові (meshed) мережеві топології, які забезпечують альтернативні шляхи живлення. Крім того, концепція резильєнтності обґрунтовує включення гнучких ресурсів (системи енергонакопичення, системи реагування на попит (demand response), мікромережі), що сприяють як здатності підтримувати послуги під час перебоїв, так і швидкому подальшому відновленню. В процесі переходу енергосистем до високих часток ВДЕ резильєнтність стає дедалі більше пов'язаною з використанням технологій, які можуть стабілізувати мережу незалежно від синхронізуючої інерції, зокрема з використанням мережеутворюючих інверторів і систем автоматизованої реконфігурації мережі.

З погляду моделювання енергосистеми, резильєнтність втілюється шляхом явного поєднання здатності реагувати на невизначеність, стресові та шоківі явища у структурах імітаційного моделювання та оптимізації. Таке моделювання може передбачати сценарії з малою ймовірністю та великим впливом (наприклад, багатоденні періоди низької вітрової генерації або кіберфізичні загрози) у задачах розширення

генеруючих спроможностей чи оцінювання ресурсної достатності. Структури моделювання можуть оцінювати, наскільки швидко система може відновлюватися після збою, а також оцінювати ефективність альтернативних проектних рішень в умовах стресу. Такі підходи як стохастичне програмування, робастна оптимізація та динамічні симуляції на різних рівнях деталізації в часі дають змогу плановикам порівнювати економічну ефективність і міру резильєнтності.

Метрика резильєнтності (очікуваний рівень незадоволеного попиту на електроенергію (expected energy not served), ймовірність втрати навантаження (loss-of-load), траєкторії деградації та відновлення) дедалі частіше інтегруються у вихідні результати моделей для оцінювання продуктивності системи за межами середньостатистичних сценаріїв.

Перші дослідження з моделювання оптимізації витрат енергосистем часто були спрощеними, зосередженими на розширенні генеруючих спроможностей з найнижчими витратами, які задовольняють агрегованому навантаженню з мінімальною деталізацією [8]. Ці моделі першого покоління, як правило, працювали з крупною просторовою та часовою гранулярністю (granularity), наприклад, подаючи всю енергомережу як один вузол і використовуючи криві тривалості навантаження чи обмежену кількість часових зрізів, щоб оцінювати мінливість річного попиту. Такі спрощення забезпечували обчислюваність моделей, але не брали до уваги мінливість новопосталих ВДЕ. Як наслідок, моделі з низькою деталізацією не досягатимуть оптимального поєднання генеруючих спроможностей, часто вестимуть до надмірних або недостатніх інвестицій у негнучку базову спроможність генерації, а також до завищених або занижених оцінок потреби для пікової гнучкості та накопичення енергії [8]. Подібним чином, агрегування систем у лише кілька регіонів (з низькою просторовою деталізацією) або використання лише обмеженої кількості репрезентативних днів може давати менш надійні результати планування, зокрема з огляду на довгострокову резильєнтність енергосистеми та адекватність генеруючих спроможностей.

Ці обмеження стають очевидними при дедалі більших частках сонячної та вітрової генерації. Властива їм мінливість і невизначеність ускладнює балансування пропозиції та попиту в рамках спрощених моделей [9]. Тому дослідники почали впроваджувати більш деталізовані часові кроки та більш деталізовану структуру мережі. Наприклад, використання лише кількох репрезентативних днів не є достатнім для визначення оптимального портфеля генерації, а поєднання з операційними обмеженнями (наприклад, обмеженнями на темпи зміни потужності (ramping) та резервними вимогами) дає більш реалістичні оцінки сукупних системних витрат [8]. Як наслідок, наприкінці 2010-х років стала визнаватися

потреба у вищій просторовій та часовій деталізації у моделях розширення спроможностей. Тому на етапі планування виникає інтерес до охоплення операційних аспектів (наприклад, спроможності до змін потужності та механізмів закупівлі резервів) [8].

Усталені структури оптимізації енергосистем попереднього століття (MARKAL/TIMES, MESSAGE [10–12]) також еволюціонували з часом. Оскільки ці структури спочатку проєктувалися для сценарного аналізу з горизонтом кілька десятиліть з порівняно простою часовою деталізацією [13; 14], то узагальнювалися з метою кращого врахування короткострокової мінливості та стратегічних цілей при змінній енергетичного ландшафту [15]. Загалом глобальний тренд змістився від моделей одного регіону до більш гранулярних (у просторі та часі) структур, що враховують часову мінливість ВДЕ та географічне різноманіття ресурсів (фізичний потенціал і наявність самих ресурсів) з метою точнішої оптимізації системних витрат за умов високої частки ВДЕ.

Сучасні передові моделі енергосистем характеризуються підвищеною просторовою та часовою деталізацією, багаторічними горизонтами інвестиційного планування, ширшим врахуванням операційних аспектів, а також інтегруванням стратегічних цілей. В багатьох сучасних дослідженнях використовуються моделі з високою деталізацією, які імітують функціонування великих взаємопов'язаних мереж з погодинними (або меншими) часовими кроками протягом усього року (або кількох років), охоплюючи нюанси генерації відновлюваної енергії, залежної від погодних умов, а також обмежень пропускної здатності мереж передачі. Прикладом такого передового підходу є відкриті програмні фреймворки (frameworks), зокрема PyPSA (Python for Power System Analysis), який дає змогу здійснювати спільну оптимізацію інвестицій у генеруючі потужності та мережі передачі разом з операційним диспетчерським керуванням на рівні енергоблоків (unit commitment–style operational dispatch) протягом кількох часових періодів, а також масштабувати моделювання для мереж континентальної Європи з тривалими часовими рядами [16].

Подібні інструменти поєднують традиційне планування розширення генеруючих спроможностей із моделями виробничих витрат, оптимізуючи інвестиційні та операційні рішення одночасно в рамках однієї моделі. Водночас багатоперіодне (багаторічне) моделювання стало стандартною практикою в дослідженнях планування розвитку енергосистем. Моделі, побудовані на основі фреймворків MESSAGE та TIMES [17], імітують еволюцію енергосистеми протягом десятиліть із послідовними етапами інвестування, таким чином уможлиблюючи аналіз і контроль довгострокових дорожніх карт енергетичного переходу з урахуванням динаміки вартості технологій та завершення життєвих циклів окремих

енергоблоків [18]. Такий багаторічний горизонт аналізу часто поєднується з кліматичними та регуляторними обмеженнями. Сучасні оптимізаційні дослідження постійно включають вуглецеві бюджети, стандарти портфеля ВДЕ-активів та інші цільові показники в якості явних вхідних параметрів, відбиваючи вплив міжнародних угод і національних планів на проектування енергосистем. Наприклад, фреймворк MESSAGEix (наступник моделі MESSAGE) надає відкриту платформу для інтегрованого аналізу енергосистем у сценаріях кліматичної політики та використовується для вироблення оцінок Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)) [18]. У такі моделі вбудовується операційна складність і деталізованість: при оптимізації плановики враховують надлишкові спроможності (reserve margins), обмеження швидкості зміни генерації (ramp-rate), задачі диспетчеризації енергоблоків (unit commitment), динаміку енергонакопичення, поєднання (coupling) відповідних секторів енергосистем (електроенергетика, теплопостачання, передача електроенергії тощо) [8].

2. Відновлювані залежні від клімату джерела енергії

Точне врахування зростаючого впливу погодної мінливості та екстремальних явищ є ключовим викликом для планування розвитку енергосистем, особливо коли поширюються ВДЕ, електрифіковані системи опалення та охолодження, електромобілі тощо. Низка досліджень наголошує на важливості використання репрезентативних часових періодів, наборів довгострокових метеорологічних даних і стохастичного моделювання екстремальних подій, більш реалістично відбиваючи системний стрес і системну невизначеність. Методи кластеризації та вибірки сценаріїв розроблялися, щоб балансувати обчислювальну ефективність з потребою збереження хронологічної узгодженості природних притоків енергії та профілів попиту. Без застосування подібних підходів моделі ризикують недостатньо оцінювати потреби в інвестиціях і вразливості енергосистеми, особливо для рідкісних, але критично важливих умов функціонування. Як наслідок, об'єднання довгострокових метеорологічних сценаріїв і міждисциплінарних підходів все більше стає важливим для розроблення стратегій резильєнтного й економічно ефективного розширення генеруючих спроможностей.

Підвищення рівня деталізації в моделях оптимізації витрат спрямоване на забезпечення того, щоб запропонована структура генеруючих потужностей була не лише економічно оптимальною, але й також практичною, технічно можливою та надійною в реальних умовах експлуатації. Сучасні оглядові дослідження комбінують ці тенденції,

зазначаючи чіткий перехід до більш докладної часової деталізації, міждисциплінарності, інтегрованості енергомереж [19], а також до вдосконаленого врахування невизначеності та гнучкості в енергетичному моделюванні [15].

Отже, сфера моделювання енергосистем у глобальному масштабі еволюціонувала від спрощених ізольованих моделей мінімізації витрат до складних інтегрованих фреймворків оптимізації.

Хоча еволюція моделювання енергосистем у напрямі підвищення просторової та часової деталізації, докладності операцій, довгострокового планування значно поліпшувала реалістичність оптимізації системних витрат, поєднання всіх вищезазначених рис залишається значним викликом, особливо для енергосистем із високою часткою ВДЕ. Збільшення часток ВДЕ зумовлює складну динаміку, яку характеризують внутрішньогодинна мінливість генерації, необхідність підтримання стабільності частоти, а також рідкісні, але критично важливі події (тривалі періоди низької генерації вітрових і сонячних електростанцій (так звані енергетичні посухи)), які складно повністю охоплювати в моделях. Крім того, реалістичне моделювання на широких просторових масштабах вимагає балансування між обчислювальною спроможністю та потребою деталізованого подання мереж, поєднання секторів, гнучкості енергонакопичення, врахування невизначеності. Як наслідок, незважаючи на суттєвий прогрес, сучасні моделі продовжують зіштовхуватися з компромісами між рівнем деталізації, масштабом охоплення, обчислювальною доцільністю, особливо коли намагаються передбачати екстремальні події та забезпечувати резильєнтність системи в сценаріях підвищення декарбонізації [15; 20]. Крім того, багато моделей ґрунтуються на типових припущеннях про відсутність бар'єрів для інвестицій та про досконалу координацію, не звертаючи уваги на реальні умови, такі як затримки в отриманні дозвільної документації, обмеження ланцюгів постачання, наявність кваліфікованої робочої сили та суспільної підтримки. Для того, щоб планування розвитку енергосистем могло ефективно підтримувати формування дієвої та резильєнтної стратегії, майбутні моделі мають краще відбивати ці системні ризики, невизначеності та бар'єри впровадження [21].

Зосередимося на майбутніх витратах пов'язаних з частотою (frequency related) послуг балансування, зокрема на БР та ВДР, які доповнюють РДН, але часто не подаються чи недостатньо подаються в сучасних моделях енергосистем [22]. Балансуючі витрати є змінними та залежними від таких факторів, як динаміка структури генерації та зрілості ринку. Для підтримання миттєвого балансу між пропозицією та попитом електроенергії потрібні такі ринки, як РДН, ВДР, БР:

– РДН передбачає ринковий кліринг за 12–36 годин до постачання з часовою деталізацією 15–60 хвилин;

– ВДР передбачає ринковий кліринг за 5–30 хвилин до поставки з тією ж часовою деталізацією;

– БР передбачає ринковий кліринг за 5–15 хвилин до поставки з деталізацією режиму реального часу.

ВДР є короткостроковим оптовим енергоринком, що відповідає за безперервний трейдинг електроенергією протягом доби та дозволяє його учасникам і сторонам, відповідальним за балансування (balancing responsible parties (BRPs)), коригувати свої позиції для торгівлі електроенергією ближче до режиму реального часу. Балансування, що відбувається на ВДР, зменшує обсяг і розмір БР [23]. Тому відносні відмінності між ВДР та БР слід розглядати крізь призму взаємозв'язку між цими ринками. Балансування на ВДР, як правило, є дешевшим, ніж на БР, оскільки учасники ВДР мають змогу точніше коригувати свої позиції при оновленні прогнозів ближче до реального часу та зниженні невизначеності [24]. БР, який коригує залишкові небаланси, часто передбачає дорожчі заходи, оскільки виконує функцію останньої лінії забезпечення стабільності енергосистеми. Аналогічні закономірності спостерігаються для сумарного навантаження системи. В Європі ВДР функціонує цілодобово (24/7, 365 днів на рік), забезпечуючи можливості трейдингу з часовою деталізацією 15, 30 або 60 хвилин залежно від регіону [25, 26]. В Європі основні ВДР – EPEX SPOT та Nord Pool. Обидва ринки виявляють збільшення обсягів повторного трейдингу (re-trading) або перепродажу електроенергії, починаючи з 2009 р. Оскільки сучасні рівні повторного трейдингу в рази перевищують рівень 2020 р., то зростає потреба коригувань в режимі реального часу.

В 2023 р. обсяг трейдингу на EPEX SPOT становив 717.8 TWh електроенергії – 542.1 TWh на РДН і 175.7 TWh на ВДР [27]. Зазначимо, що обсяг трейдингу на ВДР становив 32.4% від обсягу трейдингу на РДН. Порівняно з 2022 р. ВДР зріс на 30.5%. Очевидно, ВДР має вищу мінливість цін порівняно з РДН [28], але в середньому не дає суттєвих цінових премій [29]: ефект так званої канібалізації цін через надмірну пропозицію VRE, як правило, балансує штрафи за недостатню пропозицію (cost penalties) VRE. Динаміка ВДР нагадує динаміку РДН. Коли фактичне виробництво VRE більше (менше) його прогнозу, то учасники ринку готові платити нижчу (вищу) ціну електроенергії на ВДР порівняно з ціною тієї самої електроенергії на РДН [29]. Як наслідок, відбуватиметься канібалізація цін додаткових VRE на ВДР порівняно з РДН. Це доповнює існуючий ефект канібалізації, який міг виникати на РДН і враховуватися у LCOE, скоригованій на профіль генерації. Заявки на продаж надлишкової генерації VRE зазвичай мають нижчі ціни на ВДР

порівняно з РДН [30]. Аналогічно до РДН, на ВДР нижчий очікуваного обсяг генерації VRE веде до вищих цін ВДР з метою покриття дефіциту електроенергії.

ВДР може знижувати невизначеність прогнозу VRE та похибок в заявках на РДН. В залежності від метеорологічного регіону та рівня штрафів за похибки прогнозу, обсяг VRE, що перепродується на ВДР, може становити від 10% до 30% від свого початкового обсягу на РДН. Поліпшені моделі, які зменшують похибки прогнозів, можуть вести до менших часток ВДР та меншої цінової різниці цін між ВДР і РДН. Ці моделі також зменшуватимуть штрафи за пропозицію VRE, яка не відповідає планованим поставкам.

Дослідимо залежність коригованої до ринку (market-adjusted) LCOE від відношення ціни продажу на ВДР до ціни продажу на РДН. Більшій частці перепродажу відповідає більше значення LCOE, яке спадає зі зростанням згаданого відношення, значення якого менше 1 внаслідок канібалізації ціни на ВДР, залежної від обсягу перепродажу VRE. Такий перепродаж має місце для продажу надлишкової генерації чи купівлі електроенергії при її дефіциті. Аналіз припускає однакові обсяги надлишку та дефіциту VRE, а також нульову середню цінову премію між ВДР і РДН. Тоді вищі ціни у випадках дефіциту VRE компенсують нижчі ціни у випадках надлишку VRE. Половина обсягу повторного трейдингу відбиває втрату виручки при продажу у випадках надлишку VRE за нижчими цінами, а інша половина – вимушені (incurred) втрати при купівлі електроенергії у випадках дефіциту VRE; зазначені втрати означають штраф за небаланс (cost penalty for imbalance). Оскільки ВДР є меншим, ніж РДН, то результуючі LCOE, кориговані на канібалізацію цін, є меншими, ніж LCOE, кориговані на профіль (profile) генерації, які спостерігаються на РДН. Зазначимо, що коригування на ВДР доповнюють попередні коригування на РДН, спричинені скороченням електропостачання (power curtailment) та канібалізацією цін.

БР є інституційним механізмом, який вимагається, щоб безперервно балансувати попит і пропозицію електроенергії для гарантування стабільності частоти. Нормалізовані балансуючі витрати, як правило, вирівнюються на період всього життєвого циклу та не пов'язуються з конкретними енергетичними технологіями. Специфічний вплив ВДЕ має враховувати послуги балансування. Зокрема, ілюстративну реакцію БР на збурення з різними видами балансувальних продуктів [31].

Законтраковані третинні обсяги (резерви) балансуючої потужності (manual Frequency Restoration Reserve (mFRR); ручний резерв відновлення частоти), виражені в мегаватах (MW), можуть обчислюватися в мегават-годинах (MWh), оскільки відповідна потужність має бути доступною протягом однієї години. У регіоні Данії з високою часткою VRE ринкова

ціна вітрової генерації БР для балансування становила 3–4 USD/MWh у 2013–2018 рр. [32]. Для балансуючих енергоринків первинних резервів (FCR-D \uparrow , FCR-D \downarrow , FCR-N), вторинних резервів (aFRR \uparrow , aFRR \downarrow), третинних резервів (mFRR \uparrow , mFRR \downarrow), FRR у Швеції відомі оцінки їх загальних витрат (USD), обсягів (TWh), середніх цін (USD/MWh) продуктів БР, середньої та максимальної пропозиції (MWh), коефіцієнтів використання потужності (%) [33]. При цьому загальна потужність VRE становила 21 GW – 17 GW вітрової енергетики та 4 GW сонячної енергетики, які разом генерували 42 TWh у 2024 р.

Дослідимо витрати на розроблення, впровадження та підтримування гнучкості системи, включаючи накопичення енергії, реагування на попит та магістральні взаємоз'єднання, яким зазвичай не приділяють належної уваги. Висвітлимо розрив між оптимізацією системи в цілому та пріоритетами споживачів, вартістю незадоволеного попиту на енергію (unserved energy) та ризиками надмірної оцінки гнучкості в енергетичних моделях, що може вести до мінливості цін і неефективності системи.

Підтримування гнучкості системи вимагає значних інвестицій у накопичення енергії, програми реагування на попит, гнучку резервну генерацію електроенергії та магістральні взаємозв'язки із сусідніми мережами. Ці витрати часто не беруться до уваги, що веде до недооцінки ресурсів, потрібних для гарантування надійності енергосистем з високою часткою відновлюваних джерел енергії (renewable-rich energy systems).

Витрати, пов'язані з цими заходами, включають капітальні видатки, експлуатаційні витрати та довгострокові інвестиції, які враховують виклики інтеграції енергетичної інфраструктури. Системи накопичення енергії (наприклад, акумулятори) передбачають високі початкові витрати, обмежені життєві цикли, погіршення якості з часом, вимагаючи періодичних замін і ремонтів. Ключовими викликами також вважаються пожежна безпека та переробка [34]. Щоб інтегрувати системи накопичення, слід брати до уваги деякі перешкоди та відповідні витрати [35], включаючи погіршення стану акумуляторів, неефективну роботу енергосистеми, калібровку (sizing), розміщення окремих елементів енергосистеми, а також фінансову доцільність (feasibility). Крім того, розгортання програм реагування на попит вимагає значних інвестицій у технології розумних мереж (smart grids), залучення споживачів і відповідні структури для уможливлення ефективного зміщення навантаження (load shifting) [36].

Магістральні взаємозв'язки із сусідніми мережами забезпечують гнучкість системи шляхом сприяння електроперетокам, вимагаючи при цьому широкомасштабних оновлень (upgrades) інфраструктури, гармонізації ринкових і регуляторних стратегій у різних регіонах. Гнучка

резервна генерація (наприклад, газові турбіни) накладає як прями витрати на її встановлення, так і непрямі витрати через недостатнє використання у сценаріях з високою часткою відновлюваної енергетики [37]. Ні ці фактори часто не звертають належної уваги при аналізі витрат і вигравів, що веде до надмірної залежності від оптимістичних припущень щодо інтеграції відновлюваної енергетики.

У моделях оптимізації на системному рівні часто допускається ідеалізований рівень гнучкості з боку попиту: наприклад, всі електромобілі та теплові насоси вважають однаково чутливими до цінових сигналів, зосереджуючись на суспільних цілях (наприклад, мінімізації витрат або викидів), і нехтуючи відмінностями між реальними споживачами. Наприклад, дослідження поведінкових бар'єрів виявило, що брак обізнаності та навичок, інерція стереотипів значно знижують залученість до гнучкості енергоринків і можуть потребувати спеціальних стимулів [38]. Подібним чином, вивчення британських домогосподарств, показує, що ринкові відгуки залежать від соціально-демографічних факторів і володіння побутовою технікою, причому багато споживачів не бажають або не можуть змінювати звичні для них способи приготування їжі чи опалення [39]. Тому припущення про однакову гнучкість у моделях може вести до того, що плановики недооцінюватимуть пікові навантаження та переоцінюватимуть чутливість системи, ризикуючи неадекватним проектуванням інфраструктури.

Енергоємні промислові споживачі зі значними початковими капітало-вкладеннями можуть не мати належних стимулів для гнучкого споживання, що контрастує з поведінковими припущеннями досліджень. Такі споживачі стикаються зі значними ризиками, коли їх робочі графіки порушуються, що зменшує ймовірність їх участі в програмах реагування на попит або в інших програмах гнучкості. Крім того, споживачі можуть зосереджуватися на мінімізації своїх власних операційних витрат завдяки гнучкості, що може створювати розбіжності між очікуваними наслідками серед різних споживачів. Наприклад, житлові або комерційні споживачі, які використовують дахові (rooftop) сонячні та акумуляторні системи, можуть зосереджуватися на зменшенні своїх рахунків за електроенергію, а не на участі у балансуванні мережі. Це веде до згаданих розбіжностей [40].

Споживачі з нижчими капітальними витратами та вищими змінними операційними витратами мають вищі стимули для гнучкості, що потрібно ідентифікувати для точнішого оцінювання ролі гнучкості в моделях енергосистем. Наприклад, більша мінливість цін електроенергії та частіша поява недодатних цін електроенергії можуть виявитися остаточним результатом, якщо на етапі енергетичного планування надмірно оцінювалася роль гнучкості.

3. Вартість втраченого попиту на електроенергію

Економічний вплив неефективних рішень для забезпечення гнучкості є ключовим недооціненим фактором витрат. Наприклад, якщо системам енергонакопичення не вдається постачати електроенергію у передбачувані періоди реакції, то може виникати потреба залежності від дорожчих резервних джерел живлення, що збільшує системні витрати [41]. Вартість відсутності електроенергії може перевищувати ціну самої електроенергії. Ця вартість, поступово стає основним рушієм енергетичних рішень для життєво важливих застосувань або тривалих подій, де вартість втраченого навантаження може зростати експоненціально. Наприклад, центри обробки даних часто мають свою власну резервну локальну генерацію на дизельному паливі, щоб гарантувати безперервну роботу та уникати витрат через незадоволений попит на електроенергію. Наприклад, гіпермасштабований центр обробки даних потужністю 100 МВт може мати вартість простою (downtime) приблизно 10000 USD за хвилину [42], що означає витрати через незадоволений попит до 6000 USD на мегават-годину (МВт·год). Фактично існуючі центри обробки даних іноді готові подвоювати свої початкові капіталовкладення, щоб зменшувати тривалість свого простою принаймні на добу в рік [43]. Стимули гнучкості мають враховувати мінливу готовність споживачів коригувати своє використання електроенергії залежно від своїх операційних характеристик, гарантуючи відповідність моделі ринку реальним обмеженням. Центри обробки даних, які мають своє власне вторинне енергопостачання, володіють деякими активами гнучкості, що у багатьох випадках працюють на викопному паливі. Крім того, центри обробки даних мають обмежені стимули працювати у гнучкому режимі для зменшення вартості електроенергії [44].

Іншу перспективу дає моделювання. Така поширена модель планування ресурсів, як методи релаксації (обмежень) у лінійному програмуванні, не може точно охоплювати поведінку теплових блоків і гідроакumuлюючих установок, як правило, завищуючи операційну гнучкість таких блоків та установок [45]. Отже, ця завищена операційна гнучкість, вірогідно, вестиме до неоптимальних інвестиційних рішень. Завищена гнучкість з боку попиту при плануванні енергосистеми може вести до більшої мінливості цін та частоти випадків недодатних цін електроенергії. Некерована гнучкість з боку попиту, особливо електромобілів, може викликати так звані лавиноподібні (каскадні) ефекти, де синхронізована зарядка під час низьких цін створює нові піки попиту, які переповнюють систему та збільшують мінливість цін [46]. Результати моделювання показують, що без децентралізованого управління в режимі реального часу великомасштабне впровадження електромобілів може загострювати, а не пом'якшувати стрес

енергомережі [46]. Подібним чином, з використанням агентної (agent-based) моделі було показано, що безпосереднє впровадження ціноутворення в режимі реального часу може вести до колективних, одночасних змищень попиту, які дестабілізують систему та підвищують вартість електроенергії [47]. Не слід надмірно оцінювати гнучкість без поєднання з поведінковим різноманіттям, технологіями управління та системною координацією [46; 47].

Недостатньо дослідженим виміром також є соціально-економічний компроміс між економічно оптимальними дорожніми картами енергетики та їх політичним або соціальним сприйняттям. Надмірна оцінка гнучкості може вести до моделей, в яких пропонуються рішення, що є теоретично ефективними, але практично нездійсненними чи непопулярними через високі початкові витрати або перебої енергопостачання до громад [48; 49].

Мінливість цін електроенергії, або міра флуктуацій цін електроенергії з часом, є критичним, але часто недооціненим аспектом планування енергосистеми. Хоча моделі, як правило, наголошують на оптимізації витрат і середніх рівнях цін, сама мінливість може створювати значні фінансові ризики, знижувати передбачуваність та підривати конкурентоспроможність промисловості. Майбутні енергосистеми, ймовірно, виявлятимуть вищі рівні цін при більшій їх мінливості, особливо для сценаріїв з високою часткою імпорту та залежних від погоди відновлюваних джерел енергії без достатньої диспетчерської спроможності [50].

Це підкреслює потребу більш робастного підходу до мінливості при оцінюванні гнучкості системи та пов'язаних з нею витрат.

Аналіз щоквартальних коливань цін протягом 33 історичних метеорологічних років показує, що сценарії з високими частками диспетчерських ресурсів (зокрема, з новими атомними та газовими турбінами), як правило, стримують рівні середніх цін їх мінливість. Навпаки, системи, яким бракує гарантованих (firm) потужностей (наприклад, сценарії «Без ядерної енергії» та «Без ядерної енергії. Без викопного палива») виявляють надзвичайну мінливість і вищі рівні цін, що потенційно робить їх соціально й економічно неприйнятними. Цей висновок висвітлює важливий момент: учасники ринку електроенергії та його плановики мають бути готовими до вищої мінливості цін як до системної характеристики, а не просто аномалії, вважаючи таку мінливість ключовим входним параметром при оцінюванні життєздатності майбутніх інвестицій у гнучкість і ринкових моделей.

Звернемо увагу на зростаючу загрозу, яку висуває зміна клімату для резильєнтності енергосистем, зокрема через збільшення частоти та серйозності екстремальних погодних явищ. При декарбонізації шляхом

розширення залежних від погоди ВДЕ, енергосистема стає вразливішою не лише до мінливості виходу ВДЕ, але й до перебоїв, зумовлених кліматичними змінами, впливаючи на роботу джерел генерації. До таких перебоїв належать зниження доступності гідроенергетики через посуху, зниження номінальної потужності (derating) теплових електростанцій через нестачу охолоджувальної рідини, обмеження поставок біомаси через зміну режиму опадів і тепловий стрес. Управління цією подвійною проблемою – експлуатаційною мінливістю та фізичними ризиками, спричиненими кліматом, – вимагає інтегрування оцінок кліматичних ризиків у проектування інфраструктури, операційних стратегій та довгострокове енергетичне планування для забезпечення стабільності мережі та працездатності системи.

Екстремальні погодні явища спричинювали значні перебої в електромережах по всьому світу, що вело до масових відключень електроенергії, економічних збитків, людських жертв.

Однією з найбільш спустошливих подій була зимова буря Урі 13–17 лютого 2021 р., яка зруйнувала енергомережу Техасу [51]. Тривалі морози в поєднанні з невідповідною інфраструктурою призвели до аварій на газопроводах, вітрових турбінах і теплових електростанціях. Понад 4.5 млн людей залишилися без електроенергії протягом кількох днів; було зареєстровано близько 1000 летальних випадків лише у Техасі через переохолодження, отруєння чадним газом і пов'язані нещасні випадки. Економічні збитки перевищували 25 млрд дол. Ця подія виявила вразливість енергомереж до рідкісних, але суворих погодних явищ, наголошуючи на потребі підготовки енергомережі до зими (winterization). Відключення електроенергії були спричинені, головним чином, поєднанням зростаючого попиту на електроенергію та різкого зниження доступного постачання електроенергії. Зі зниженням температури місцеві жителі збільшували користування опаленням, збільшуючи попит до безпрецедентного рівня. Водночас багато електростанцій, особливо залежних від природного газу, виходили з ладу через замерзання обладнання та перебої з постачанням палива. Цей дисбаланс між попитом і пропозицією змушував операторів мережі впроваджувати графіки відключення електроенергії (rolling blackouts), щоб запобігати повному колапсу системи.

Ще одним критичним випадком стало знеструмлення у Великобританії 9 серпня 2019 р., спричинене ударом блискавки [52; 53]. Ця подія призвела до перебоїв електропостачання для 1.15 млн людей по всій країні. Хоча електропостачання було відновлено протягом 45 хвилин, знеструмлення спричинило значні збої, особливо в транспортних системах (поїздах), створюючи скрутне становище для багатьох пасажирів. Економічні збитки становили близько 13 млн дол. Цей

випадок підкреслив взаємопов'язаність енергетичної та інших критично важливих систем, а також важливість робастного планування на випадок надзвичайних ситуацій. Резильентність енергосистеми, включаючи її здатність витримувати збої та швидко відновлюватися після них, була критично важливою не тільки для електропостачання, але й також для підтримки ширших суспільних функцій. Крім того, у 2024–2025 рр. Ірландія та Великобританія зазнали кілька сильних хуртовин, які спричинили значні перебої з електропостачанням. Наприклад, шторм Дарраг у грудні 2024 р. характеризувався поривами вітру близько 150 км/год, що призвело до відключень електроенергії для близько 0.4 млн клієнтів Ірландії та понад 1.8 млн клієнтів Великобританії [54]. Подібним чином, шторм Еовін у січні 2025 р. характеризувався рекордними поривами вітру швидкістю 183 км/год в Ірландії, що призвело до понад 0.7 млн відключень електроенергії.

Лісові пожежі в Каліфорнії 2020 р. також продемонстрували взаємодію між екстремальними погодними умовами та вразливістю електромереж [55]. Лісові пожежі, спричинені сильними вітрами та посушливими умовами, вели до превентивних відключень електроенергії, впливаючи на мільйони мешканців, які намагалися запобігати подальшим займанням. Ці відключення спричинили значні збої в роботі підприємств і громад, а лісові пожежі призвели до великих збитків і десятків летальних випадків. Цей приклад підкреслює проблеми балансування надійності та безпечності мережі під час екстремальних погодних умов. 22 жовтня – 2 листопада 2012 р. ураган Сенді спустошив частину північно-східних штатів США [56]. Паводкові води затопили підстанції та підземну інфраструктуру, залишивши понад 8 млн людей без електроенергії. Ця подія завдала збитків близько 65 млрд дол і підкреслила вразливість прибережних регіонів до штормових хвиль і каскадних ефектів збоїв інфраструктури. Подія підкреслила важливість зміцнення захисту критично важливих об'єктів, зокрема підстанцій, від майбутніх екстремальних погодних умов. Європейська спека 2003 р. висунула інший виклик [57]. Рекордні температури навантажили енергомережі, оскільки різко зріс попит на електроенергію для охолодження. Теплові електростанції зіткнулися з експлуатаційними проблемами через недостатню обсяг охолоджувальної рідини, що призвело до відключень електроенергії в деяких частинах Європи. Ця подія, яка спричинила десятки тисяч пов'язаних зі спекою летальних випадків, висвітлила важливість адаптованості мережі під час тривалих спекотних періодів і необхідність інтегрування ВДЕ для зниження залежності від чутливої до температури генерації.

Незважаючи на значні інвестиції в потужності сонячної та вітрової енергетики континентальної європейської енергосистеми, від яких

очікується більша рівномірність виробництва електроенергії в силу просторового розподілу ВДЕ, ця система продовжує мати періоди дуже низької генерації, що називаються енергетичними посухами (Dunkelflaute) [57; 58]. Для часток загальної генерації ВДЕ у покритому попиті на електроенергію ЄС можна спостерігати погодинні значення, а також обчислювати тижневі ковзні середні та криву тривалості навантаження (duration). Ці події висвітлюють виклики, притаманні менеджменту енергосистем з високими частками ВДЕ.

Хоча вищезгадані події підкреслюють вразливості енергосистем до різких і часто локалізованих екстремальних погодних явищ, вони не охоплюють викликів, що висуваються випадками тривалого та розповсюдженого дефіциту енергії ВДЕ. Ці тривалі періоди, відомі як енергетичні посухи, характеризуються одночасним низьким виходом вітрової та сонячної енергії на великих територіях, висуваючи нові виклики для енергосистем, залежних від ВДЕ [56]. На відміну від раптових перебоїв, енергетичні посухи чи явища низької генерації ВДЕ можуть тривати дні та тижні [59]. Найбільша енергетична посуха в Європі під час зими 1996–1997 рр. тривала 55 днів, а загальний середній вихід вітрової та сонячної генерації становив лише 47% від свого довгострокового середнього значення, незважаючи на високий рівень взаємозв'язків європейської енергомережі [59]. Для 45-го тижня 2024 р. загальне навантаження приблизно на 5% перевищувало середньорічне, вітрова генерація була на 42% меншою середньорічної, а сонячна – на 37% меншою середньорічної [58]. Тому підтримка надійності системи потребує робастних стратегій енергонакопичення, взаємоз'єднання мережі, менеджменту з боку попиту. Ці енергетичні посухи мають наслідки для дослідження потенційних сценаріїв і розроблення стратегій підвищення резильєнтості енергосистем.

Щоб знижувати ризик енергетичних посух, енергосистеми мають проектуватися зі значним надлишком потужностей та більшими перетоками від районів, які мають більше доступної енергії при меншій вразливості. Тому для ВДЕ встановлюють потужність, яка значно перевищує середній попит, щоб гарантувати достатнє виробництво під час низької генерації. Оскільки сусідні електростанції перебувають у подібних умовах, то можуть бути однаково вразливими. Крім того, такий підхід може вести до неефективності та збільшення системних витрат, оскільки значна частина встановленої потужності може залишатися недовикористаною у періоди високої генерації. Крім того, географічне розподілення ВДЕ по континентальній енергосистемі може зменшувати частоту екстремальних подій низької генерації, але не може їх усувати. Координовані та вищі рівні міжсистемних з'єднань (подібні тим, що забезпечуються європейською енергомережею) можуть частково

нівелювати наслідки згаданих подій, покладаючись на надлишкову генерацію в зв'язаних регіонах. Під час енергетичних посух на всьому континенті (тривалих періодів низького рівня виробництва вітрової та сонячної енергії) такої надлишкової генерації може виявитися недостатньо, щоб запобігати високим рівням залишковому (residual) попиту. Залишковий попит – це частина попиту на електроенергію, яка залишається незадоволеною після врахування генерації від ВДЕ. У таких сценаріях розгалуженість мережевих взаємозв'язків не гарантує покриття дефіциту, оскільки сусідні регіони, ймовірно, відчують подібні труднощі у з генерацією від ВДЕ.

У майбутньому подальші методологічні вдосконалення можуть досягатися шляхом: додавання кількісних показників балансування системи (наприклад, показників обсягів регулювання частоти, цін балансування, потреб у допоміжних послугах); поглиблення аналізу залежності гнучкості за умов невизначеності; ширшого погляду на екологічні екстерналії, включаючи водні ресурси та забруднення повітря і не обмежуючись викидами парникових газів; посилення акценту на резильєнтності до подій з високим впливом та низькою ймовірністю шляхом і врахування продуктивності в екстремальних експлуатаційних умовах; дослідження необхідних політичних втручань (наприклад, субсидій та ринкових регулювань) і соціально-економічних наслідків, наприклад, удосконалених шляхів декарбонізації, промислового розвитку, створення робочих місць при технологічній сингулярності та штучному інтелекті [60].

Замість того, щоб вимагати повної ендогенної інтеграції моделі (яка може ставати обчислювально обтяжливою), практичний та стратегічно доцільний підхід полягає у розробленні структурно різних сценаріїв енергосистеми. Кожний сценарій, визначений різними технологічними поєднаннями та стратегічними рішеннями, може оцінюватися за спільним набором показників продуктивності, пропонуючи прозору, надійну та враховуючу невизначеність основу для підтримки планування майбутньої енергосистеми [61].

Крім розширення такої структури, важливо стандартизувати дослідження моделювання, включаючи розроблення сценаріїв, оброблення невизначеностей та ймовірнісних розподілів, а також звітування про ключові показники в експертній спільноті [62]. Встановлення спільної структури уможливлуватиме прозорі узгоджені порівняння сценаріїв енергосистеми, допомагаючи розробникам стратегій оцінювати ризики та компроміси, що виходять за рамки одного показника витрат, та перетворювати складні результати на чіткі практичні висновки [63].

Висновки

Необхідна подальша робота, щоб забезпечувати ефективну комунікацію кількісних результатів до розробників стратегій, наприклад, перетворювати комунікацію про використання критично важливих матеріалів на сценарії з конкретними, політично доцільними наслідками, такими як ризики постачання або вразливості витрат. Для досягнення резильєнтності енергосистеми варто брати до уваги заходи, перевірені на досвіді України в екстремальних умовах. Розробники стратегій можуть адаптувати та впроваджувати подібні заходи, виходячи зі своїх власних обставин, профілів ризиків, пріоритетів, свого аналізу витрат і вигащів. Резильєнтність має бути в центрі планування енергосистеми. Енергосистеми, що проектуються з метою резильєнтності, набагато швидше повертаються до нормальної роботи під час екстремальних подій, уникаючи катастрофічних суспільних наслідків і витрат. Систематичне впровадження інтегрованої резильєнтності на етапі процесів планування (через цілісну оцінку ризиків за участю операторів, регуляторів, енергетичних відомств) веде до нижчих загальних витрат, ніж вимушена модернізація. Фізичне зміцнення захищає інфраструктуру від навмисних загроз і стихійних лих, забезпечуючи, як правило, комплексний універсальний захист. Впровадження ефективного зміцнення поєднує інфраструктуру, що проектується з метою захисту, та здатність швидкого розгортання обладнання для прикриття пріоритетних активів під час надзвичайних ситуацій. Ефективний відгук на такі ситуації вимагає навчених команд, технічних знань, спеціалізованого обладнання, механізмів координації для швидкого реагування в екстремальних умовах. Попередньо розбудовані правові рамки, протоколи рішень, наявні власні комплексні технічні спроможності для різних сценаріїв загроз уможливають швидші дії під час криз порівняно з діями, для яких попередньо не встановлювалися відповідні рамки, протоколи, спроможності. Оскільки під час екстремальних криз немає абсолютно надійного каналу зв'язку, то слід гарантувати ефективні механізми екстреної комунікації з усіма громадянами. Багаторівневі системи з незалежними резервними каналами (від ретрансляторів і радіостанцій з живленням від батарей до сирен і громадських мереж) гарантують, що критично важлива інформація сягатиме кожного при збоях цифрової інфраструктури. Децентралізація та розподілені ресурси мають використовуватися як стратегічні активи безпеки. Розподілені активи за своєю суттю важче атакувати та легше відновлювати при пошкодженні. Вони дозволяють підтримувати деякі важливі послуги при пошкодженнях взаємопов'язаних систем, допомагаючи перезапустити ці системи за потреби.

Список використаних джерел:

1. Gorbachuk V., Bardadym T., Bepalov S. Economic mechanisms and cases to close Internet coverage gaps. *Transformation of Economy, Finance and Management in Modern Conditions*. 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>
2. 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*. Katowice: Katowice School of Technology, 2020. P. 81–88.
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. 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)
5. Wei A., Dvorkin V., Member, Craig M.T. Economic valuation and optimal deployment of static synchronous series compensators for U.S. power system expansion. *arXiv*. 2026, May 1.10 p. URL: <https://arxiv.org/pdf/2605.00734>
6. *Overview of response to hurricane Sandy-nor'easter and recommendations for improvement*. Washington, DC: U.S. Department of Energy (DOE), 2013, February 26. 14 p.
7. Chandler D.L. MIT conference seeks solutions for reconstruction in devastated Caribbean. Two-day workshop featuring island leaders explores ways to rebuild better, more resilient infrastructure. *MIT News*. 2017, December 15. <https://news.mit.edu/2017/mit-conference-seeks-solutions-reconstruction-devastated-caribbean-1215>
8. Helistö N., Kiviluoma J., Holttinen H., Lara J.D., Hodge B.-M. Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review of modeling approaches. *Energy and Environment Journal*. 2019. Vol. 8 (5). e341. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.341>
9. Deng X., Lv T. Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models. *Journal of Cleaner Production*. 2020. No. 246. 118962. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118962>
10. Messner S., Strubegger M. User's guide for MESSAGE III. WP-95-69. Laxenburg, Austria: IIASA, 1995. 155 p.
11. Messner S., Golodnikov A., Gritsevskii A. A stochastic version of the dynamic linear programming model MESSAGE III. *Energy*. 1996. Vol. 21 (9). P. 775–784.
12. Grubler A., McDonald A., Nakicenovic N. *Global Energy Perspectives*. London, UK: IIASA; World Energy Council, 1998. 317 p. ISBN 0521645697
13. Messner S., Strubegger M. First-order effects of a nuclear moratorium in Central Europe. WP-86-80. Laxenburg, Austria: IIASA, 1986. 17 p.

14. Mulvey J.M., Vanderbei R.J., Zenios S.A. Robust optimization of large-scale systems. *Operations Research*. 1995. Vol. 43 (2). P. 264–281.
15. Fodstad M., Crespo del Granado P., Hellemo L., Knudsen B.R., Pisciella P., Silvast A., Bordin C., Schmidt S., Straus J. Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. No. 160 (C). 112246. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112246>
16. Brown T., Horsch J., Schlachtberger D. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*. 2018. Vol. 6 (1). P. 4. DOI: <https://doi.org/10.5334/jors.188>
17. Подолець Р.З., Дячук О.А. Стратегічне планування у паливно-енергетичному комплексі на базі моделі «TIMES-Україна». Київ: Інститут економіки та прогнозування НАН України, 2011. 150 с.
18. Huppmann D., Gidden M., Fricko O., Kolp P., Orthofer C., Pimmer M., Kushin N., Vinca A., Mastrucci A., Riahi K., Krey V. The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. *Environmental Modelling & Software*. 2019. No. 112. P. 143–156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.11.012>
19. Рибачок Д.О., Кушнір О.С. Комп'ютерна програма «EnergyNetDA – система мережевого аналізу європейського ринку електроенергії «на добу наперед» на основі потокових даних ENTSO-E». Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 145798 від 20 квітня 2026 р. Київ: Український національний офіс інтелектуальної власності та інновацій, 2026.
20. Oikonomou K., Tarroja B., Kern J., Voisin N. Core process representation in power system operational models: Gaps, challenges, and opportunities for multisector dynamics research. *Energy*. 2022. Vol. 238 (3). 122049. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122049>
21. Carpinano A., Nironi C., Ganci F. Technological risk: a criterion for the optimisation of future EU energy supply scenarios. *International Journal of Energy Sector Management*. 2011. Vol. 5 (1). P. 81–100.
22. Haugen M., Blaisdell-Pijuan P.L., Botterud A., Levin T., Zhou Z., Belsnes M., Korpås M., Somani A. Power market models for the clean energy transition: State of the art and future research needs. *Applied Energy*. 2024. Vol. 357 (2). 122495. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122495>
23. Pape C., Hagemann S., Weber C. Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. *Energy Economics*. 2016. Vol. 54 (C). P. 376–387. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.013>
24. Jantunen M. *The effects of wind power forecast errors in intraday electricity markets in Finland. Comparison of day-ahead markets and forecast errors with intraday markets*. Master's Thesis. Aalto, Finland: Aalto University, 2023. 64 p.
25. *Continuous Trading Matching Algorithm. Public Description*. SIDC (Single IntraDay Coupling) NEMOs (Nominated Electricity Market Operators); Deutsche Börse AG, 2022. 24 p.

26. Vogeler S. Continuous Intraday Market Coupling Algorithm. *European Electricity Market Coupling. Future of Energy*. Cham, Switzerland: Springer, 2025. P. 139–151.
27. All-time high volumes: Growth in spot markets illustrate trust of trading participants. *EPEX SPOT*. 2024, January 23. <https://www.epexspot.com/en/news/all-time-high-volumes-growth-spot-markets-illustrate-trust-trading-participants>
28. Shinde P., Amelin M. A literature review of intraday electricity markets and prices. *2019 IEEE Milan PowerTech* (June 23–27, 2019, Milan, Italy). IEEE, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810752>
29. Hu X., Jaraitė J., Kažukauskas A. The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market. *Energy Economics*. 2021. Vol. 96 (3). 105159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105159>
30. Johanndeiter S., Bertsch V. Bidding zero? An analysis of solar power plants' price bids in the electricity day-ahead market. *Applied Energy*. 2024. Vol. 371 (C). 123672. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123672>
31. *Overview of Frequency Control in the Nordic Power System*. Brussels, Belgium: Nordic Analysis Group; ENTSO-E, 2024, May 7. 29 p.
32. Soini V. Wind power intermittency and the balancing power market: Evidence from Denmark. *Energy Economics*. 2021. Vol. 100 (C). 105381. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105381>
33. *Balancing Market Outlook 2030*. A. Jäderström (ed.). Stockholm, Sweden: Svenska kraftnät (Sweden's transmission system operator (TSO)), 2024, December 19. 51 p.
34. Huang Y., Li J. Key challenges for grid-scale lithium-ion battery energy storage. *Advanced Energy Materials*. 2022. Vol. 12 (48). 2202197. 8 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/aenm.202202197>
35. Elalfy D.A., Gouda E., Kotb M.F., Bureš V., Sedhom B.E. Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*. 2024. No.54. 101482. 27 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482>
36. Malbašić B., Pandžić H. Requirements, challenges and experiences of practical demand response in households. *2022 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)* (October 19–21, 2022, Osijek, Croatia). IEEE, 2022. P. 81–86. DOI: <https://doi.org/10.1109/SST55530.2022.9954864>
37. Schill W.-P., Zerrahn A. Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 83 (C). P. 156–171. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>
38. Stampatori D., Rossetto N. From hesitation to participation: examining behavioural barriers to engage customers in flexibility markets. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*. 2024. No. 11. P. 127–135. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40518-024-00241-w>
39. Li P.-H., Keppo I., Xenitidou M., Kamargianni M. Investigating UK consumers' heterogeneous engagement in demand-side response. *Energy Efficiency*. 2020. No. 13. P. 621–648. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12053-020-09847-7>

40. Kittel M., Schill W.-P. Multi-threshold time series analysis enables characterization of variable renewable energy droughts in Europe. *Communications Earth & Environment*. 2026. No. 7. 17 p. DOI: <https://doi.org/10.1038/s43247-026-03251-2>
41. Zakeri B., Syri S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 42 (C). P. 569–596.
42. *The inside view: Hyperscale data centres. A collection of insights from those working in hyperscale data centres*. Glasgow, UK: Aggreko, 2023, November 16. 18 p.
43. *Costs of a Data Center*. Mexico City, Mexico: KIO Data Centers. 2024. URL: <https://kiodatacenters.com/en/blog-data-center/costs-of-a-data-center>
44. Nøland J.K., Hjelmeland M., Korpås M. Will energy-hungry ai create a baseload power demand boom? *IEEE Access*. 2024. No. 12. P. 110353–110360.
45. Anderson O., Bragin M.A., Yu N. Optimizing deep decarbonization pathways in California with power system planning using surrogate level-based Lagrangian relaxation. *Applied Energy*. 2025. Vol. 377 (2). 124348. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124348>
46. Kühnbach M., Stute J., Klingler A.-L. Impacts of avalanche effects of price-optimized electric vehicle charging – Does demand response make it worse? *Energy Strategy Reviews*. 2021. No. 34. 100608. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100608>
47. Kühnlenz F., Nardelli P.H.J., Karhinen S., Svento R. Implementing flexible demand: Real-time price vs. market integration. *Energy*. 2018. No. 149. P. 550–565.
48. TrutnevYTE E. The allure of energy visions: Are some visions better than others? *Energy Strategy Reviews*. 2014. No. 2. P. 211–219.
49. Горбачук В.М., Камуз А.О., Товстенко Л.М. Інформаційні та математичні структури енергомереж. *Наука і техніка сьогодні*. 2026. Вип. 3 (57). С. 2167–2186. DOI: [https://doi.org/10.52058/2786-6025-2026-3\(57\)-2167-2186](https://doi.org/10.52058/2786-6025-2026-3(57)-2167-2186)
50. Sårmark-Roth A., Hellesen C., Hagsten J. *Swedish power systems 2050. A studie by Quantified Carbon for Svenskt Näringsliv Power systems robust for 300 TWh*. London, UK: Quantified Carbon, 2025, March. 93 p.
51. Clack C., Choukulkar A., Coté B., Mckee S. *ERCOT winter storm Uri blackout analysis*. Boulder, CO: Vibrant Clean Energy, 2021, March 23. 26 p. DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25990.65604>
52. *GB power system disruption on 9 August 2019. Energy Emergencies Executive Committee (E3C): Final report*. London, UK: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2020, January. 26 p.
53. MacIver C., Bell K., Nedd M. An analysis of the August 9th 2019 GB transmission system frequency incident. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 199 (3). 107444. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107444>
54. *Storm Darragh*. https://en.wikipedia.org/wiki/Storm_Darragh
55. Newsom G., Crowfoot W., Blumenfeld J., Porter T. *California's wildfire and forest resilience action plan. A Comprehensive Strategy of the Governor's Forest*

Management Task Force. Sacramento, CA: California Department of Water Resources, Public Affairs Office, 2021, January. 83 p.

56. *Hurricane Sandy response after action report*. Albany, NY: National Center for Security & Preparedness. 2013. July 1. 37 p.

57. Domínguez Cerdeña I., Almeida J.S., Kneer F. Quiet Sun magnetic fields from simultaneous inversions of visible and infrared spectropolarimetric observations. *Astrophysical Journal*. 2006. No. 646. 2. P. 1421–1435. DOI: <https://doi.org/10.1086/505129>

58. Kittel M., Schill W.-P. Measuring the Dunkelflaute: How (not) to analyze variable renewable energy shortage. *Environmental Research: Energy*. 2024. Vol. 1 (3). 035007. DOI: <https://doi.org/10.1088/2753-3751/ad6dfc>

59. Kittel M., Roth A., Schill W.-P. Coping with the Dunkelflaute: Power sector implications of variable renewable energy droughts in Europe. *ArXiv*. 2025, November 3. 21 p. URL: <https://arxiv.org/pdf/2411.17683v5>

60. Sámek-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.

61. Gorbachuk V., Bepalov S. Regulations, international standards, indicators and digitalization of modern energy. *Transformation of the Economic System in the Context of Global and Regional Changes*. R. Bendaravičienė, K. Shaposhnykov (eds.). Riga, Latvia: Baltija Publishing, 2026. P. 919–943. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-670-6-39>

62. Gorbachuk V., Dunaievskiy M., Lupey M. Innovative approaches to measuring system resilience. *Contemporary Technologies and Society: Innovations, Artificial Intelligence, and Challenges*. V. Yuskovych-Zhukovska, O. Bogut (eds.). Katowice, Poland: Academy of Silesia, 2023. P. 476–482.

63. Gorbachuk V., Bardadym T., Rybachok D. International practices and national transfer pricing in energy. *Transfer Pricing in Ukraine: A System of Analytical, Digital, and Control Management*. Riga, Latvia: Baltija Publishing, 2025. P. 30–56. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-553-2-2>

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*. Kielce, Poland: State University of Jan Kochanowski; Riga, Latvia: Baltija Publishing, pp. 436–450

2. Gorbachuk V., Garvilenko S., Goltsukov G., Nikolenko D. (2020). Ekonomika Internet-zastosunkiv i tsyfrovoho kontentu [Economics of Internet-applications and digital content]. *The Role of Technology in the Socio-Economic Development of the Post-Quarantine World*. Katowice: Katowice School of Technology, p. 81–88.

3. 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, no. 21, pp. 116–122. Available at: [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) [in Ukrainian]

4. 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, no. 21, pp. 142–147. Available at: [http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco\(51\).pdf](http://liber.onu.edu.ua/pdf/vestniki/V-eco(51).pdf) [in Ukrainian]

5. Wei A., Dvorkin V., Member, Craig M.T. (2026). Economic valuation and optimal deployment of static synchronous series compensators for U.S. power system expansion. *arXiv*, May 1, 10 p. Available at: <https://arxiv.org/pdf/2605.00734>

6. *Overview of response to hurricane Sandy-nor'easter and recommendations for improvement*. (2013). Washington, DC: U.S. Department of Energy (DOE), February no. 26, 14 p.

7. Chandler D.L. (2017). MIT conference seeks solutions for reconstruction in devastated Caribbean. Two-day workshop featuring island leaders explores ways to rebuild better, more resilient infrastructure. *MIT News*, December 15. Available at: <https://news.mit.edu/2017/mit-conference-seeks-solutions-reconstruction-devastated-caribbean-1215>

8. Helistö N., Kiviluoma J., Holttinen H., Lara J.D., Hodge B.-M. (2019). Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review of modeling approaches. *Energy and Environment Journal*, no. 8 (5), e341. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.341>

9. Deng X., Lv T. (2020). Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models. *Journal of Cleaner Production*, no. 246, 118962. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118962>

10. Messner S., Strubegger M. (1995). User's guide for MESSAGE III. WP-95-69. Laxenburg, Austria: IIASA, 155 p.

11. Messner S., Golodnikov A., Gritsevskii A. (1996). A stochastic version of the dynamic linear programming model MESSAGE III. *Energy*, vol. 21 (9), pp. 775–784.

12. Grubler A., McDonald A., Nakicenovic N. (1998). *Global Energy Perspectives*. London, UK: IIASA; World Energy Council, 317 p.

13. Messner S., Strubegger M. (1986). First-order effects of a nuclear moratorium in Central Europe. WP-86-80. Laxenburg, Austria: IIASA, 17 p.

14. Mulvey J.M., Vanderbei R.J., Zenios S.A. (1995). Robust optimization of large-scale systems. *Operations Research*, vol. 43 (2), pp. 264–281.

15. Fodstad M., Crespo del Granado P., Hellemo L., Knudsen B.R., Piscicella P., Silvast A., Bordin C., Schmidt S., Straus J. (2022). Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 160 (C), 112246. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112246>

16. Brown T., Horsch J., Schlachtberger D. (2018). PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*, vol. 6 (1), p. 4. DOI: <https://doi.org/10.5334/jors.188>

17. Podolets R.Z., Diachuk O.A. (2011). *Stratehichne planuvannia u palyvno-enerhetychnomu kompleksi na bazi modeli «TIMES-Ukraina»* [Strategic planning in

the fuel and energy complex based on the «TIMES-Ukraine» model]. Kyiv: Instytut ekonomiky ta prohnozuvannia NAN Ukrainy, 150 p. [in Ukrainian]

18. Huppmann D., Gidden M., Fricko O., Kolp P., Orthofer C., Pimmer M., Kushin N., Vinca A., Mastrucci A., Riahi K., Krey V. (2019). The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. *Environmental Modelling & Software*, no. 112, pp. 143–156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.11.012>

19. Rybachok D.O., Kushnir O.S. (2026). *Kompiuterna prohrama “EnergyNetDA – systema merezhevoho analizu yevropeiskoho rynku elektroenerhii “na dobu napered” na osnovi potokovykh danykh ENTSO-E”* [Computer program “EnergyNetDA – a system for network analysis of the European electricity market “day-ahead” based on ENTSO-E streaming data”]. Svidotstvo pro reiestratsiiu avtorskoho prava na tvir № 145798 vid 20 kvitnia 2026 r. [Certificate of registration of copyright for the work No. 145798 dated April 20, 2026] Kyiv: Ukrainyskyi natsionalnyi ofis intelektualnoi vlasnosti ta innovatsii

20. Oikonomou K., Tarroja B., Kern J., Voisin N. (2022). Core process representation in power system operational models: Gaps, challenges, and opportunities for multisector dynamics research. *Energy*, vol. 238 (3), 122049. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122049>

21. Carpinano A., Nironi C., Ganci F. (2011). Technological risk: a criterion for the optimisation of future EU energy supply scenarios. *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 5 (1), pp. 81–100.

22. Haugen M., Blaisdell-Pijuan P.L., Botterud A., Levin T., Zhou Z., Belsnes M., Korpås M., Somani A. (2024). Power market models for the clean energy transition: State of the art and future research needs. *Applied Energy*, vol. 357 (2), 122495. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122495>

23. Pape C., Hagemann S., Weber C. (2016). Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market. *Energy Economics*, vol. 54 (C), pp. 376–387. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.12.013>

24. Jantunen M. (2023). *The effects of wind power forecast errors in intraday electricity markets in Finland. Comparison of day-ahead markets and forecast errors with intraday markets*. Master’s Thesis. Aalto, Finland: Aalto University, 64 p.

25. *Continuous Trading Matching Algorithm. Public Description*. (2022). SIDC (Single IntraDay Coupling) NEMOs (Nominated Electricity Market Operators); Deutsche Börse AG, 24 p.

26. Vogeler S. (2025). *Continuous Intraday Market Coupling Algorithm*. European Electricity Market Coupling. Future of Energy. Cham, Switzerland: Springer, pp. 139–151.

27. All-time high volumes: Growth in spot markets illustrate trust of trading participants. (2024). *EPEX SPOT*, January 23. <https://www.epexspot.com/en/news/all-time-high-volumes-growth-spot-markets-illustrate-trust-trading-participants>

28. Shinde P., Amelin M. (2019). A literature review of intraday electricity markets and prices. *2019 IEEE Milan PowerTech* (June 23–27, 2019, Milan, Italy). IEEE. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810752>
29. Hu X., Jaraitė J., Kažukauskas A. (2021). The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market. *Energy Economics*, vol. 96 (3), 105159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105159>
30. Johanndeiter S., Bertsch V. (2024). Bidding zero? An analysis of solar power plants' price bids in the electricity day-ahead market. *Applied Energy*, vol. 371 (C), 123672. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123672>
31. Overview of Frequency Control in the Nordic Power System. (2024). Brussels, Belgium: Nordic Analysis Group; ENTSO-E, May 7. 29 p.
32. Soini V. (2021). Wind power intermittency and the balancing power market: Evidence from Denmark. *Energy Economics*, vol. 100 (C), 105381. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105381>
33. *Balancing Market Outlook 2030*. (2024). A.Jäderström (ed.). Stockholm, Sweden: Svenska kraftnät (Sweden's transmission system operator (TSO)), December 19, 51 p.
34. Huang Y., Li J. (2022). Key challenges for grid-scale lithium-ion battery energy storage. *Advanced Energy Materials*, vol. 12 (48), 2202197, 8 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/aenm.202202197>
35. Elalfy D.A., Gouda E., Kotb M.F., Bureš V., Sedhom B.E. (2024). Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends. *Energy Strategy Reviews*, no. 54, 101482. 27 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101482>
36. Malbašić B., Pandžić H. (2022). Requirements, challenges and experiences of practical demand response in households. *2022 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)* (October 19–21, 2022, Osijek, Croatia). IEEE, pp. 81–86. DOI: <https://doi.org/10.1109/SST55530.2022.9954864>
37. Schill W.-P., Zerrahn A. (2018). Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 83 (C), 156–171. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>
38. Stampatori D., Rossetto N. (2024). From hesitation to participation: examining behavioural barriers to engage customers in flexibility markets. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, no. 11, pp. 127–135. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40518-024-00241-w>
39. Li P.-H., Keppo I., Xenitidou M., Kamargianni M. (2020). Investigating UK consumers' heterogeneous engagement in demand-side response. *Energy Efficiency*, no. 13, pp. 621–648. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12053-020-09847-7>
40. Kittel M., Schill W.-P. (2026). Multi-threshold time series analysis enables characterization of variable renewable energy droughts in Europe. *Communications Earth & Environment*, no. 7, 242, 17 p. DOI: <https://doi.org/10.1038/s43247-026-03251-2>

41. Zakeri B., Syri S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42 (C), pp. 569–596.
42. *The inside view: Hyperscale data centres. A collection of insights from those working in hyperscale data centres.* (2023). Glasgow, UK: Aggreko, November 16, 18 p.
43. *Costs of a Data Center.* (2024). Mexico City, Mexico: KIO Data Centers. Available at: <https://kiodatacenters.com/en/blog-data-center/costs-of-a-data-center>
44. Nøland J.K., Hjelmeland M., Korpås M. (2024). Will energy-hungry ai create a baseload power demand boom? *IEEE Access*, no. 12, 110353–110360.
45. Anderson O., Bragin M.A., Yu N. (2025). Optimizing deep decarbonization pathways in California with power system planning using surrogate level-based Lagrangian relaxation. *Applied Energy*, vol. 377 (2), 124348. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124348>
46. Kühnbach M., Stute J., Klingler A.-L. (2021). Impacts of avalanche effects of price-optimized electric vehicle charging – Does demand response make it worse? *Energy Strategy Reviews*, no. 34, 100608. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100608>
47. Kühnlenz F., Nardelli P.H.J., Karhinen S., Svento R. (2018). Implementing flexible demand: Real-time price vs. market integration. *Energy*, no. 149, pp. 550–565.
48. Trutnevyte E. (2014). The allure of energy visions: Are some visions better than others? *Energy Strategy Reviews*, no. 2, pp. 211–219.
49. Gorbachuk V.M., Kamuz A.O., Tovstenko L.M. (2026). Informatiini ta matematychni struktury enerhomerezh [Information and mathematics frameworks of power grids]. *Nauka i tekhnika sohodni – Science and Technology Today*, vol. 3 (57), pp. 2167–2186. DOI: [https://doi.org/10.52058/2786-6025-2026-3\(57\)-2167-2186](https://doi.org/10.52058/2786-6025-2026-3(57)-2167-2186)
50. Sårmark-Roth A., Hellesen C., Hagsten J. (2025). *Swedish power systems 2050. A studie by Quantified Carbon for Svenskt Näringsliv Power systems robust for 300 TWh.* London, UK: Quantified Carbon, March, 93 p.
51. Clack C., Choukulkar A., Coté B., Mckee S. (2021). *ERCOT winter storm Uri blackout analysis.* Boulder, CO: Vibrant Clean Energy, March 23, 26 p. DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.25990.65604>
52. *GB power system disruption on 9 August 2019. Energy Emergencies Executive Committee (E3C): Final report.* (2020). London, UK: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, January, 26 p.
53. MacIver C., Bell K., Nedd M. (2021). An analysis of the August 9th 2019 GB transmission system frequency incident. *Electric Power Systems Research*, vo. 199 (3), 107444. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107444>
54. *Storm Darragh.* https://en.wikipedia.org/wiki/Storm_Darragh
55. Newsom G., Crowfoot W., Blumenfeld J., Porter T. (2021). *California's wildfire and forest resilience action plan. A Comprehensive Strategy of the Governor's Forest Management Task Force.* Sacramento, CA: California Department of Water Resources, Public Affairs Office, January, 83 p.

56. *Hurricane Sandy response after action report*. (2013). Albany, NY: National Center for Security & Preparedness, July 1, 37 p.
57. Domínguez Cerdeña I., Almeida J.S., Kneer F. (2006). Quiet Sun magnetic fields from simultaneous inversions of visible and infrared spectropolarimetric observations. *Astrophysical Journal*, no. 646, 2, pp. 1421–1435. DOI: <https://doi.org/10.1086/505129>
58. Kittel M., Schill W.-P. (2024). Measuring the Dunkelflaute: How (not) to analyze variable renewable energy shortage. *Environmental Research: Energy*, vol. 1 (3), 035007. DOI: <https://doi.org/10.1088/2753-3751/ad6dfc>
59. Kittel M., Roth A., Schill W.-P. (2025). Coping with the Dunkelflaute: Power sector implications of variable renewable energy droughts in Europe. *ArXiv*, November 3, 21 p. Available at: <https://arxiv.org/pdf/2411.17683v5>
60. 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.
61. Gorbachuk V., Bepalov S. (2026). Regulations, international standards, indicators and digitalization of modern energy. *Transformation of the Economic System in the Context of Global and Regional Changes..* Riga, Latvia: Baltija Publishing, pp. 919–943. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-670-6-39>
62. Gorbachuk V., Dunaievskiy M., Lupey M. (2023). Innovative approaches to measuring system resilience. *Contemporary Technologies and Society: Innovations, Artificial Intelligence, and Challenges*. Katowice, Poland: Academy of Silesia, pp. 476–482.
63. Gorbachuk V., Bardadym T., Rybachok D. (2025). International practices and national transfer pricing in energy. *Transfer Pricing in Ukraine: A System of Analytical, Digital, and Control Management*. Riga, Latvia: Baltija Publishing, pp. 30–56. DOI: <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-553-2-2>