

<https://doi.org/10.31891/2307-5732-2026-365-40>

УДК 621.311.1:621.311.243

БЕРЕГОВИЙ ДЕНИС

Національний технічний університет України
"Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"
<https://orcid.org/0009-0004-1651-1646>
e-mail: beregovijdenis610@gmail.com

ЕВОЛЮЦІЯ КОНЦЕПЦІЙ АКТИВНИХ ТА ГНУЧКИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ У КОНТЕКСТІ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Робота спрямована на аналіз механізмів інтеграції розосереджених джерел енергії, накопичувальних систем і транспортних батарей у структуру розподільчих енергетичних вузлів. Результати дослідження показують, що інтеграція розосереджених джерел генерації змінює топологію енергетичних потоків у розподільчих мережах.

Ключові слова: гнучкі розподільчі мережі, децентралізована генерація, активні електричні мережі, цифровізація енергосистем, локальні енергетичні ринки, системи накопичення енергії, оптимізація режимів роботи мереж.

BEREHOVYI DENYS

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic

EVOLUTION OF CONCEPTS OF ACTIVE AND FLEXIBLE DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS IN THE CONTEXT OF DECENTRALIZED GENERATION

The purpose of the study is to identify structural changes in the functioning of distribution electric networks under the influence of decentralized generation and digital control systems. The research focuses on analyzing mechanisms for integrating distributed energy sources, energy storage systems, and transport batteries into the structure of distribution energy nodes. Particular attention is given to the interaction of generation, consumption, and storage within local energy systems that form a new configuration of electricity flows. The research methodology is based on a comparative analysis of operational indicators of energy nodes with different types of distributed resources. The study applies a structural analysis approach to energy flows, mathematical models for active power balance, and methods for evaluating the efficiency of digital control systems. The research considers the generation parameters of photovoltaic and wind installations, the characteristics of battery storage systems, and the potential of bidirectional interaction between transport batteries and the grid. The analysis uses indicators of power balance, grid flexibility indices, and coefficients of local energy exchange. The results show that the integration of distributed generation sources changes the topology of energy flows in distribution networks. Generation shifts closer to consumption nodes, which reduces the load on transmission lines. At the same time, operational network management becomes more complex. The use of battery storage systems and transport batteries increases the ability of the network to compensate for fluctuations in electricity production. Digital control platforms process data from sensor infrastructure and generate algorithms for optimizing generation and storage operating modes. The application of power electronics technologies improves voltage stability and reduces energy losses in distribution lines. The practical significance of the results lies in developing approaches for modernizing distribution electric networks with a high share of distributed resources. The obtained results can be used by network operators to optimize power balancing regimes, plan the integration of storage systems, and implement digital management platforms. The proposed analytical approach contributes to improving the flexibility, stability, and reliability of distribution energy systems.

Keywords: flexible distribution networks, decentralized generation, active electric networks, digitalization of energy systems.

Стаття надійшла до редакції / Received 17.03.2026

Прийнята до друку / Accepted 11.04.2026

Опубліковано / Published 28.05.2026



This is an Open Access article distributed under the terms of the [Creative Commons CC-BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

© Береговий Денис

Постановка проблеми у загальному вигляді

та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

Енергетична інфраструктура швидко змінює структуру функціонування розподільчих мереж. Частка розосереджених джерел генерації стабільно зростає. Генерація переміщується до локальних вузлів споживання. У системі з'являються нові незалежні енергетичні елементи. Це сонячні електростанції, вітрові установки, накопичувачі та електромобілі створюють складну структуру потоків електроенергії. Кожен вузол формує власний режим виробництва та споживання. Через це розподільчі мережі переходять від пасивної моделі до активної архітектури. Зростає потреба у координації генерації, накопичення та навантаження. Виникає потреба у нових механізмах управління потоками потужності. Енергетичні платформи інтегрують цифрові системи контролю. Інтелектуальні сенсори реєструють параметри напруги, струму та частоти. Алгоритми аналізують ці дані у реальному часі. Розподільчий рівень енергосистеми перетворюється на центр оперативного балансування.

Інтеграція розосереджених ресурсів формує низку технічних викликів. Нерівномірність генерації викликає коливання навантаження мереж. Локальні вузли іноді генерують надлишкову електроенергію. У інші часові інтервали виникає дефіцит потужності. Така динаміка ускладнює стабілізацію напруги та частоти. Класичні схеми управління не забезпечують необхідної швидкості реагування. Відсутність ефективної координації між генераторами, накопичувачами та споживачами погіршує режими роботи мережі. Постає задача формування нових моделей функціонування розподільчих енергетичних систем. Дослідження механізмів інтеграції розосереджених ресурсів та цифрових платформ управління набуває практичного значення для розвитку гнучких електричних мереж.

Аналіз досліджень та публікацій

В роботі [1] наведені результати досліджень розвитку децентралізованих електроенергетичних систем у

структурі розумних мереж. Показано, що інтеграція локальної генерації змінює характер потоків електроенергії та підвищує складність диспетчерського керування. Водночас залишаються невирішені аспекти оптимальної координації розподільчих вузлів з різними типами генерації, що пояснюється технічними обмеженнями існуючих алгоритмів балансування. У дослідженні Кального С. В. [2] представлено оцінювання впливу розподіленої генерації на стійкість електроенергетичних систем. Показано підвищення стабільності енергопостачання за умов диверсифікації джерел генерації. Проте окремі питання залишаються недостатньо опрацьованими, зокрема оцінювання режимів роботи мереж із високою концентрацією локальних енергетичних вузлів. Подібна ситуація пояснюється складністю прогнозування навантаження та коливань генерації.

У роботі Оберемка Д. О. [3] наведені результати аналізу використання сонячних електростанцій і систем зберігання енергії для балансування потужності електричних мереж. Показано ефективність акумуляторних систем під час компенсації короточасних коливань генерації. Разом із тим зберігаються дискусійні питання щодо оптимальних параметрів інтеграції накопичувачів у мережеву інфраструктуру. Дослідження [4] містить результати аналізу гнучкого керування зарядкою електромобілів у структурі розподільчих енергетичних систем. Встановлено, що транспортні батареї можуть формувати додатковий резерв потужності. Проте низка проблем пов'язана з координацією великої кількості мобільних джерел енергії та обмеженнями мережевої інфраструктури. У роботі [5] наведені результати досліджень інтеграції розосереджених генераторів у мережі smart grid. Показано зміну структури розподільчих мереж під впливом локальної генерації. Разом з тим залишаються відкритими питання оптимального планування мережевої топології за умов зростання кількості генераторів.

Автор роботи С. [6] дослідив децентралізовані підходи до управління багатоагентними енергетичними системами. Представлено алгоритми координації енергетичних вузлів через транзактивні механізми обміну. Однак потребують подальшого аналізу методи масштабування таких систем для великих розподільчих мереж. У роботі [7] проаналізовано інтеграцію гнучких ресурсів у планування розвитку розподільчих мереж. Показано, що використання накопичувачів і керованого навантаження підвищує адаптивність енергосистем. Водночас залишаються невизначеними підходи до економічної оптимізації інвестицій у гнучкі ресурси. У дослідженні [8] наведено результати огляду моделей планування активних розподільчих мереж. Показано застосування алгоритмів оптимізації та штучного інтелекту для керування потоками енергії. Попри отримані результати, низка проблем залишається недостатньо висвітленою, зокрема комплексна інтеграція цифрових платформ управління з фізичною інфраструктурою мереж. Узагальнення наведених досліджень формує підстави для проведення окресленого дослідження.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є: виділення практичних моделей функціонування активних і гнучких розподільчих електричних мереж за умов зростання частки децентралізованої генерації.

Виклад основного матеріалу

Енергетичні системи Європи проходять швидку структурну перебудову. Централізована модель генерації втратила монополію на формування потоків електроенергії. Розподільчі мережі дедалі частіше отримують функції локального балансування. Децентралізовані джерела генерації змінюють конфігурацію мережевої топології. Генерація поступово переміщується ближче до вузлів споживання. Через це класична ієрархічна структура мережі трансформується. На території Європейського Союзу встановлено понад 250 ГВт сонячних електростанцій. Близько третини цих потужностей підключено до розподільчих мереж середньої напруги. У Німеччині понад 2 млн фотоелектричних установок працюють у режимі розосередженої генерації. Данія використовує вітрові електростанції з часткою понад 50 % у річному балансі електроенергії. Подібні зміни створюють нову структуру потоків енергії. Лінії розподільчих мереж дедалі частіше працюють у режимі зворотної передачі потужності.

Поширення сонячних станцій малої потужності формує тисячі локальних вузлів генерації. Кожен такий вузол генерує енергію у власному режимі. Нерівномірність виробництва створює часові коливання потужності. У денні години генерація фотоелектричних систем перевищує локальне споживання. Надлишкова енергія спрямовується у верхні рівні мережі. Після заходу сонця потік електроенергії змінює напрям. Вітрова генерація додає просторову асиметрію виробництва електроенергії. Потужні турбіни розташовуються у прибережних або гірських регіонах. Споживання концентрується у промислових агломераціях. Розподільчі мережі виконують функцію буфера між генерацією та попитом. Через це зростає навантаження на комутаційні вузли та трансформаторні підстанції.

Енергетичні компанії змінюють підхід до модернізації інфраструктури. Реконструкція мереж дедалі частіше включає цифрові елементи управління. Інтелектуальні лічильники формують детальну картину споживання. Системи дистанційного контролю фіксують параметри напруги та частоти. І тоді всі дані надходять до центрів диспетчерського керування. Оператори отримують змогу регулювати режими роботи локальних вузлів. Паралельно розвиваються активні розподільчі мережі. У таких мережах генерація, споживання та накопичення енергії взаємодіють. Кожен вузол здатний змінювати свій режим роботи. Домогосподарства із сонячними панелями продають надлишок електроенергії. Акумуляторні системи накопичують енергію у періоди надлишку. Пізніше ця енергія повертається у мережу під час пікових навантажень. Складність управління мережами зростає. Диспетчерські центри обробляють великі обсяги оперативної інформації. Традиційні алгоритми планування навантаження не забезпечують необхідної точності. Через це впроваджуються цифрові платформи прогнозування генерації. Дані метеорологічних моделей інтегруються з енергетичними балансами [4].

У США подібні процеси фіксуються у штатах Каліфорнія та Техас. Каліфорнійська енергосистема підключила понад 40 ГВт сонячних станцій. Близько половини цих потужностей розташовано у розподільчих мережах. Техас активно інтегрує вітрову генерацію у локальні мережі. Сумарна потужність таких станцій перевищує 35 ГВт. Мережеві оператори застосовують алгоритми прогнозування виробництва. Порівняльний аналіз енергетичних систем демонструє різні моделі трансформації мереж. Частина країн робить ставку на локальні мікромережі. Інші держави розвивають великі регіональні мережі з активним управлінням (табл. 1).

Таблиця 1

Зміни структури електроенергетичних систем під впливом децентралізованої генерації [9]

Регіон	Частка ВДЕ у генерації, %	Потужність PV, ГВт	Потужність вітру, ГВт	Частка генерації у розподільчих мережах, %	Кількість локальних установок, тис.
Німеччина	52	81	67	38	2100
Данія	64	9	21	34	190
Іспанія	47	30	30	29	480
Нідерланди	45	24	7	33	920
США (Каліфорнія)	49	40	8	36	1600
США (Техас)	38	18	35	22	420
Австралія	41	25	11	40	3000

Розподільчі мережі переходять до активного режиму роботи. Класичні системи створювалися для односпрямованого потоку енергії. Електроенергія рухалася від електростанції до споживача. Децентралізована генерація змінює цей принцип. Потік енергії формується одночасно з кількох вузлів. На території Франції впроваджено понад 35 тис. локальних мікромереж. Подібні системи об'єднують сонячні станції, акумулятори та споживачів. У години пікового навантаження мікромережі частково відокремлюються від магістральної системи. Локальне управління підтримує стабільність напруги. Британські енергетичні оператори застосовують цифрові системи управління розподільчими мережами. Платформа Active Network Management регулює потужність локальних генераторів. Алгоритм автоматично обмежує виробництво у разі перевантаження ліній. Це дозволяє зменшити інвестиції у нову інфраструктуру. Італія активно модернізує підстанції середньої напруги. Компанія Enel встановила понад 400 тис. інтелектуальних сенсорів. Пристрої передають параметри мережі кожні кілька секунд. Оператори отримують детальний профіль навантаження і зібрані дані використовуються для оптимізації режимів роботи трансформаторів [10].

Децентралізована генерація змінює економіку функціонування мереж. Частина споживачів перетворюється на виробників електроенергії. Домогосподарства продають надлишок енергії на локальних ринках. Формуються нові моделі енергетичної взаємодії. Енергетичні компанії адаптують тарифну політику. У деяких країнах впроваджено динамічні тарифи коли ціна електроенергії змінюється протягом доби, що надалі стимулює споживачів переносити навантаження на нічні години. У результаті зменшуються пікові перевантаження мереж. Розподільчі мережі отримують нові функції. Вони координують локальні генератори, акумулятори та споживачів. Через це змінюється структура диспетчерського управління. Оператори використовують алгоритми оптимізації потоків потужності (табл. 2).

Таблиця 2

Показники модернізації розподільчих мереж у країнах з високою часткою ВДЕ [9]

Країна	Кількість smart-лічильників, млн	Кількість сенсорів мережі, тис.	Частка активних підстанцій, %	Потужність накопичувачів, ГВт	Частка локальних мікромереж, %
Німеччина	21	420	37	8,2	12
Франція	36	350	31	5,1	9
Італія	44	410	39	4,8	7
Іспанія	29	260	28	3,6	6
Велика Британія	33	300	34	4,2	8
Австралія	14	180	26	3,9	11

Показники демонструють масштаб цифровізації енергетичної інфраструктури. Найбільшу кількість інтелектуальних лічильників встановлено в Італії. Німеччина має найвищу потужність акумуляторних систем. Австралія активно розвиває локальні мікромережі. Збільшення частки розосереджених джерел змінює структуру енергетичних потоків. Локальні вузли генерації формують нову конфігурацію навантаження мереж. Генерація розташовується ближче до точок споживання. Через це зменшується передача електроенергії магістральними лініями. Одночасно зростає складність управління розподільчим рівнем енергосистеми. Сонячні електростанції утворюють стабільний денний профіль виробництва. Потужність фотоелектричних модулів змінюється

відповідно до інтенсивності випромінювання. Протягом шести годин активної генерації формується максимум виробництва. Після цього виробництво швидко зменшується. Такі коливання викликають нерівномірність навантаження на трансформаторні вузли. Вітрові генератори створюють іншу структуру виробництва електроенергії. Швидкість повітряних потоків змінюється протягом доби. Через це генерація коливається у широкому діапазоні. При швидкості вітру 10 м/с турбіна досягає номінальної потужності. Зниження швидкості до 5 м/с зменшує виробництво майже удвічі. Системи накопичення енергії стабілізують такі коливання. Літій-іонні батареї накопичують електроенергію у періоди надлишку генерації і потім компенсують дефіцит у пікові години споживання. У розподільчих підстанціях встановлюють батареї ємністю від 2 до 15 МВт·год, тоді і тривалість розряду зазвичай становить дві години. Для оцінювання балансу потужності використовують енергетичну модель вузла мережі:

$$P_{bat}(t) = \sum_{i=1}^n P_{DER,i}(t) + P_{ESS}(t) + P_{V2G}(t) - P_{load}(t). \quad (1)$$

де $P_{bat}(t)$ – баланс активної потужності вузла у момент часу t , кВт;

$P_{DER,i}(t)$ – потужність i -го джерела генерації, кВт;

$P_{ESS}(t)$ – потужність систем накопичення, кВт;

$P_{V2G}(t)$ – потужність транспортних батарей у режимі $V2G$, кВт;

$P_{load}(t)$ – споживана потужність вузла, кВт.

Баланс потужності показує стан локального енергетичного вузла. Додатне значення означає надлишок генерації. Від'ємне значення відображає дефіцит електроенергії. Оператори мереж використовують цей показник для регулювання режимів роботи. Електромобілі формують новий тип гнучких енергетичних ресурсів. Транспортні батареї мають ємність від 40 до 90 кВт·год. У режимі двонаправленої зарядки вони взаємодіють з мережею. Коли автомобіль підключений до зарядної станції, акумулятор віддає частину енергії. Цей режим підтримує баланс потужності у мережі [11]. Для оцінювання потенціалу транспортних батарей застосовується коефіцієнт енергетичної віддачі:

$$K_{V2G} = \frac{E_{dis}}{E_{cap}} \quad (2)$$

де K_{V2G} – коефіцієнт використання батареї у режимі $V2G$;

E_{dis} – енергія, передана у мережу, кВт·год;

E_{cap} – повна ємність батареї, кВт·год.

Якщо коефіцієнт перевищує 0,25, транспортні батареї формують відчутний резерв потужності. За нижчих значень їхній вплив на баланс мережі зменшується. Одночасна робота різних джерел потребує координації. Системи керування розподільчими мережами обробляють дані сенсорів. Програмні алгоритми прогнозують зміни навантаження. Диспетчер отримує інформацію щодо напруги, струму та активної потужності. Після аналізу система коригує режим генерації або накопичення (рис. 1).

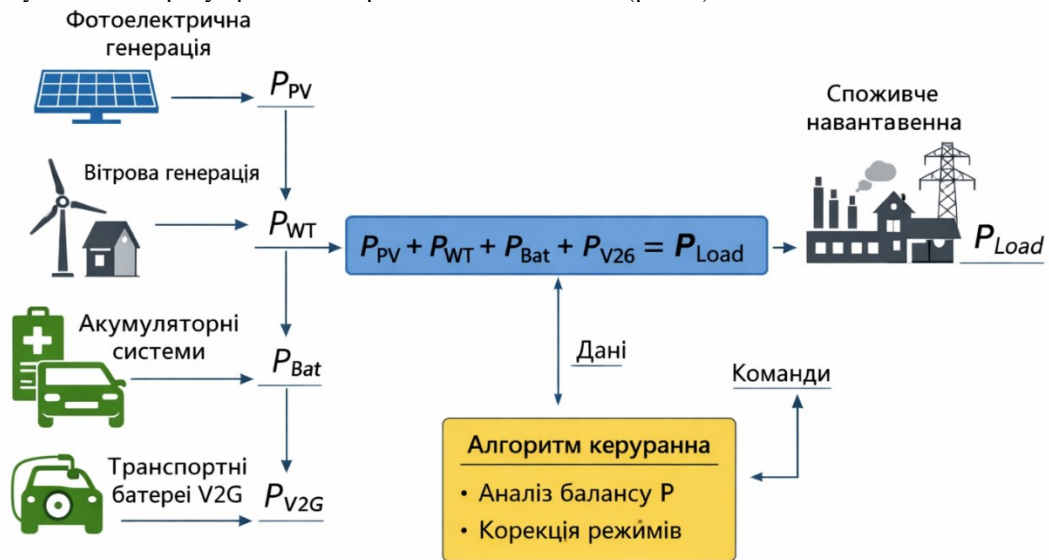


Рис. 1. Модель енергетичного балансу вузла розподільчої мережі з інтегрованими DER-ресурсами

SCADA-платформи виконують функцію оперативного контролю. Дані передаються з інтервалом кілька секунд. Це формує детальну картину стану мережі. Оператор отримує змогу регулювати потужність генераторів або батарей. Одночасно система реєструє параметри якості електроенергії. Силова електроніка підвищує гнучкість розподільчих мереж. Інвертори нового покоління змінюють коефіцієнт реактивної потужності. При перевантаженні ліній вони обмежують активну генерацію. Технології FACTS регулюють параметри струму у вузлах мережі. Пристрій SOP перерозподіляє потужність між фідерами [12]. Результати роботи цих технологій можна оцінити через індекс гнучкості мережі:

$$F_{grid} = \frac{P_{flex} + P_{stor} + P_{V2G}}{P_{peak}} \quad (3)$$

де F_{grid} – індекс гнучкості розподільчої мережі;

P_{flex} – керована потужність генерації, кВт;
 P_{stor} – потужність накопичувачів, кВт;
 P_{V2G} – потужність транспортних батарей, кВт;
 P_{peak} – максимальне навантаження вузла, кВт.

Коли індекс перевищує 0,35, мережа здатна компенсувати короточасні коливання генерації. Нижчі значення означають обмежений потенціал регулювання (табл. 3).

Таблиця 3

Баланс енергетичних потоків у вузлах мережі з інтегрованими DER

Вузол мережі	Потужність PV, кВт	Потужність вітру, кВт	Потужність батарей, кВт	Потужність V2G, кВт	Споживання, кВт
N1	420	300	250	180	860
N2	360	280	210	140	790
N3	510	340	300	220	920
N4	450	260	240	150	840
N5	390	320	260	170	810
N6	470	350	280	200	910
N7	430	290	230	160	860

Аналітичні показники демонструють структуру енергетичних потоків. Найбільше навантаження формується у вузлі N3. Там сумарна генерація перевищує 850 кВт. При цьому споживання становить 920 кВт. Батарейні системи компенсують частину дефіциту. Demand response змінює профіль навантаження мережі. Споживачі отримують сигнал щодо ціни електроенергії. У періоди високої вартості навантаження зменшується. Частина процесів переноситься на нічні години. Такі зміни знижують амплітуду пікових навантажень.

Мікромережі формують локальні енергетичні системи. Вони об'єднують генерацію, накопичення та споживання. У нормальному режимі мікромережа працює разом із центральною системою. При аварійних подіях вона переходить в автономний режим. Енергетичний баланс мікромережі описується наступною залежністю:

$$E_{micro} = \int_0^T (P_{gen}(t) + P_{stor}(t) - P_{load}(t)) dt. \tag{4}$$

де E_{micro} – сумарний енергетичний баланс мікромережі, кВт·год;

$P_{gen}(t)$ – потужність локальної генерації, кВт;

$P_{stor}(t)$ – потужність накопичувачів, кВт;

$P_{load}(t)$ – потужність навантаження, кВт;

T – інтервал аналізу, год.

Позитивне значення балансу означає надлишок енергії. У такому режимі мікромережа передає електроенергію у розподільчу систему. Від'ємне значення означає дефіцит (табл. 4).

Таблиця 4

Ефективність технологій керування розподільчими мережами

Технологія	Керована потужність, кВт	Зменшення втрат, %	Час реакції, с	Підвищення стабільності напруги, %	Рівень автоматизації
DMS	2500	6,8	5	12	високий
SCADA	2100	5,3	3	9	високий
Demand response	1800	4,7	120	7	середній
SOP	2400	6,1	2	14	високий
FACTS	2700	7,2	1	16	високий
Smart inverter	1900	4,2	0,5	11	високий
Microgrid control	2300	5,9	4	13	високий

Так найшвидшу реакцію забезпечують силові перетворювачі. Системи FACTS стабілізують напругу протягом однієї секунди. Платформи demand response працюють повільніше. Їхня реакція залежить від поведінки споживачів. Інтеграція розосереджених ресурсів змінює функціонування розподільчих мереж. Генерація, накопичення та споживання формують єдину систему управління потоками енергії. Оператори отримують нові інструменти балансування навантаження. Силова електроніка, цифрові платформи та транспортні батареї створюють гнучку структуру мережі.

Розподільчі мережі змінюють принципи операційного управління. Кількість локальних генераторів швидко зростає. Потоки електроенергії формуються на рівні фідерів. Диспетчерський центр отримує різноспрямовані сигнали навантаження. Нерівномірність виробництва електроенергії створює нові вимоги до координації вузлів мережі. У відповідь на ці зміни розвиваються нові моделі керування. Internet of Energy формує

цифрову інфраструктуру обміну енергетичними даними. Датчики вимірюють параметри напруги, частоти та струму. Інформаційні пакети передаються через мережеві шлюзи. Центральний сервер обробляє потоки даних у реальному часі. Паралельно формується транзактивна енергетика. Кожен вузол системи отримує функцію учасника енергетичного обміну. Генератори, накопичувачі та споживачі укладають цифрові угоди. Алгоритм ринку визначає баланс попиту та пропозиції. Передача електроенергії супроводжується обміном фінансових сигналів. Реєг-to-реєг механізм формує прямі енергетичні угоди між вузлами мережі. Кожна транзакція реєструється у розподіленій базі даних. Контролер мережі перевіряє технічні обмеження ліній. Потужність передається лише у межах допустимого струму [13]. Такий механізм скорочує навантаження на центральні вузли системи (рис. 2).

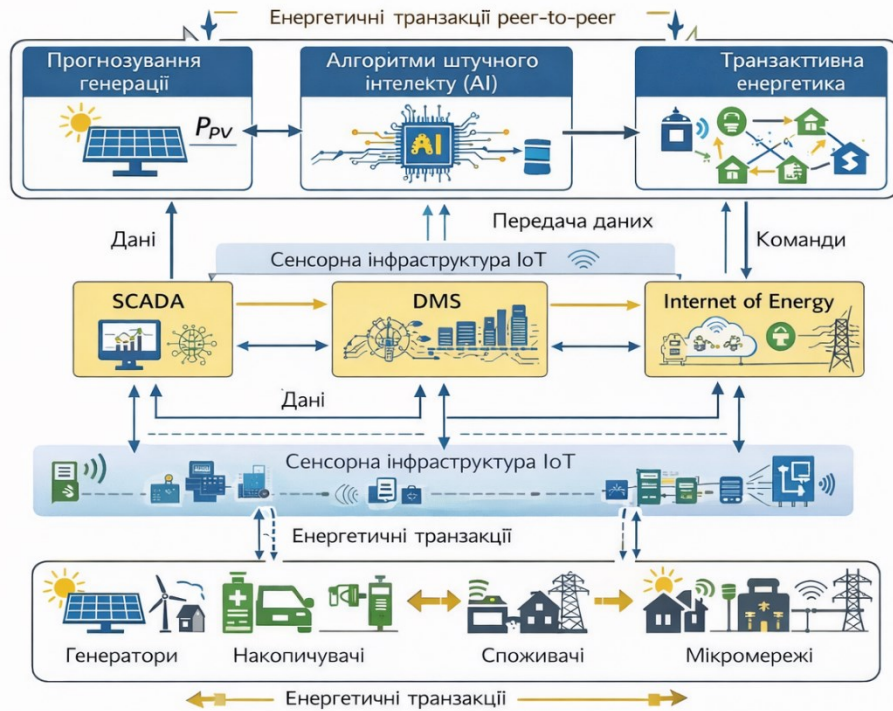


Рис. 2. Концептуальна модель цифрового управління гнучкими розподільчими мережами

Для оцінювання ефективності енергетичних транзакцій використовується індекс локального обміну:

$$I_{ex} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{trade,i}}{\sum_{i=1}^n P_{gen,i}} \quad (5)$$

де I_{ex} – індекс локального енергетичного обміну;

$P_{trade,i}$ – потужність енергетичної транзакції i -го вузла, кВт;

$P_{gen,i}$ – вироблена потужність вузла, кВт;

n – кількість активних вузлів мережі.

Зростання значення індексу означає інтенсивний локальний обмін електроенергією. Якщо показник перевищує 0,45, більша частина енергії циркулює всередині мережі. Енергетична система потребує координації операторів передачі та розподілу. Оператор передачі контролює магістральні потоки потужності. Оператор розподілу керує локальними вузлами генерації. Узгодження режимів роботи запобігає перевантаженню трансформаторів. Передача даних між операторами відбувається через цифрові шлюзи. Оператори використовують спільні алгоритми балансування. Система аналізує стан вузлів мережі кожні кілька секунд. Після аналізу обчислюється оптимальний режим передачі потужності. Вузлі генерації отримують сигнал корекції навантаження. Накопичувачі активуються у разі перевищення порогових значень. Для визначення оптимального режиму застосовується функція мінімізації втрат [14]:

$$L_{opt} = \min \sum_{k=1}^m R_k I_k^2 \quad (6)$$

де L_{opt} – оптимізовані втрати потужності мережі, кВт;

R_k – активний опір k -ї лінії, Ом;

I_k – струм у лінії, А;

m – кількість ліній мережі.

Зменшення струму у перевантажених ділянках скорочує втрати електроенергії. Алгоритм перерозподіляє потоки між фідерами. Генерація у вузлах змінює режим роботи. Накопичувачі компенсують дефіцит потужності (табл. 5).

Таблиця 5

Оцінка ефективності моделей локального енергетичного обміну

Тип мережевого вузла	Генерація, кВт	Потужність обміну, кВт	Навантаження, кВт	Індекс локального обміну
Генераторний вузол G1	520	240	310	0.46
Генераторний вузол G2	470	210	290	0.45
Акумуляторний вузол S1	360	180	270	0.50
Споживчий вузол C1	0	120	420	0.29
Гібридний вузол H1	410	205	330	0.50
Гібридний вузол H2	390	195	320	0.50

Аналітичні значення показують активність локального енергетичного обміну. Найвищі показники формують гібридні вузли, де генерація та накопичення працюють одночасно. Споживчий вузол має мінімальний індекс обміну. Цифровізація енергетичних систем створює нові можливості управління мережею. IoT-пристрої формують мережу сенсорів. Вимірювальні модулі встановлюються на трансформаторах та кабельних лініях. Дані передаються у центр обробки сигналів. Алгоритми штучного інтелекту прогнозують навантаження. Моделі машинного навчання аналізують часові ряди генерації. Прогноз формується на основі попередніх вимірювань [15]. Для оцінювання точності прогнозу застосовується функція помилки:

$$E_{pred} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_t^{real} - P_t^{pred})^2}. \quad (7)$$

де E_{pred} – середньоквадратична похибка прогнозу, кВт;

P_t^{real} – фактична потужність у момент часу t , кВт;

P_t^{pred} – прогнозована потужність, кВт;

T – кількість часових інтервалів.

Зменшення похибки прогнозу підвищує стабільність режимів роботи мережі. Алгоритм коригує навантаження генераторів заздалегідь. Система накопичення активується до початку пікового споживання. Розвиток гнучких мереж пов'язаний зі зростанням надійності енергосистем. Кожен вузол отримує резерв потужності [16]. При аварійному відключенні енергія надходить із сусідніх фідерів, що підвищує стійкість мережі (табл. 6).

Таблиця 6

Комплексна оцінка цифрових механізмів управління гнучкими мережами

Технологічна система	Потужність керування, кВт	Час реакції, с	Зниження втрат, %	Підвищення стабільності напруги, %	Точність прогнозу, %	Рівень автоматизації
IoE-платформа	2800	3	6,5	14	92	високий
Транзактивна платформа	2600	5	5,7	11	90	високий
P2P енергетичний модуль	2400	6	5,1	10	88	високий
AI прогнозування	2300	4	4,8	9	95	високий
IoT сенсорна система	2100	2	4,3	8	91	високий
DSO координаційний модуль	2700	3	6,2	13	93	високий
Автоматизований ринок енергії	2500	5	5,5	12	89	високий
Інтелектуальна система керування	2900	3	6,8	15	94	високий

Показники демонструють ефективність цифрових механізмів управління. Найвищу стабілізацію напруги забезпечує інтегрована система керування. Алгоритми штучного інтелекту формують найточніший прогноз генерації. Подальший розвиток гнучких мереж пов'язаний із розширенням цифрової інфраструктури. Кількість сенсорних вузлів зростає. Дані передаються через енергетичні комунікаційні платформи. Тоді вся мережа переходить до динамічного режиму балансування. Оператори отримують детальну інформацію щодо кожного енергетичного вузла.

Висновки з даного дослідження

і перспективи подальших розвідок у даному напрямі

Дослідження демонструє трансформацію функцій розподільчих мереж під впливом децентралізованої генерації та накопичувачів енергії. Локальні джерела виробництва формують багатонаправлені потоки потужності. Класична ієрархічна модель передачі енергії змінюється структурою взаємодіючих вузлів. Генерація, накопичення та навантаження формують інтегровану систему балансування. У вузлах мережі

виникають часові коливання потужності. Для стабілізації режимів застосовуються батарейні системи, керовані інвертори та алгоритми управління потоками енергії. Аналіз режимів показує, що поєднання локальної генерації та накопичення підвищує стабільність енергетичних вузлів і скорочує дефіцит потужності під час пікових навантажень. Встановлено, що цифрові технології управління значно змінюють структуру диспетчерського контролю розподільчих мереж. Сенсорні системи формують безперервний потік оперативних вимірювань напруги, струму та активної потужності. Платформи SCADA, DMS і алгоритми прогнозування обробляють ці дані у коротких часових інтервалах. Системи машинного навчання прогнозують генерацію та споживання. На основі цих прогнозів коригується режим роботи генераторів і накопичувачів. Аналітичні показники демонструють зменшення втрат електроенергії та підвищення стабільності напруги. Цифрова координація енергетичних вузлів формує нову модель функціонування гнучких розподільчих мереж.

Аналіз моделей енергетичної взаємодії показує формування нових механізмів обміну електроенергією між вузлами мережі. Транзактивні платформи та peer-to-peer механізми забезпечують локальний обіг енергії. Генератори, накопичувачі та споживачі виконують функції учасників енергетичних транзакцій. Електромобільні батареї створюють додатковий резерв регулювання навантаження. Показники локального енергетичного обміну демонструють високу активність гібридних вузлів, де поєднуються генерація та накопичення. Подібного роду структура скорочує навантаження на магістральні лінії передачі. У результаті підвищується стійкість розподільчої мережі та покращується баланс потужності в локальних енергетичних системах.

Література

1. Денисюк С. П. Децентралізовані електроенергетичні системи як складові реалізації концепції «розумні мережі» / С. П. Денисюк, Г. Белоха // Системні дослідження в енергетиці. – 2024. – № 4 (80). – С. 26–40. – DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.04.026>.
2. Кальний С. В. Розвиток розподіленої генерації як ключовий фактор стійкості енергосистеми України / С. В. Кальний, Т. С. Овчаренко // Ефективна економіка. – 2025. – № 5. – DOI: <https://doi.org/10.32702/2307-2105.2025.5.52>.
3. Оберемок Д. О. Застосування сонячних електростанцій та систем зберігання енергії для балансування потужності електричних мереж / Д. О. Оберемок, О. О. Мірошник, О. М. Мороз, В. Г. Камишлов, В. Г. Подобайло // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – 2025. – № 2 (11). – С. 73–77. – DOI: [https://doi.org/10.20998/EREE.2025.2\(11\).343626](https://doi.org/10.20998/EREE.2025.2(11).343626).
4. Brodnicke L. Transforming decentralized energy systems: Flexible EV charging and its impact across urbanization degrees / L. Brodnicke, F. Kachirayil, P. Gabrielli, G. Sansavini, R. McKenna // Applied Energy. – 2025. – Vol. 384. – Article 125303. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125303>.
5. Ech-Charqouy S. S. Integration of decentralized generations into the distribution network: Smart grid downstream of the meter / S. S. Ech-Charqouy, D. Saifaoui, O. Benzohra, A. Lebsir // International Journal of Smart Grid. – 2020. – Vol. 4. – No 1. – Available at : https://www.researchgate.net/publication/349737490_Integration_of_Decentralized_Generations_into_the_Distribution_Network- Smart_Grid_Downstream_of_the_Meter
6. Fattaheian-Dehkordi S. Decentralized management of unbalanced multi-agent distribution systems: A transactive approach leveraging ADMM framework / S. Fattaheian-Dehkordi, J. Aghaei, N. Amjady // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2025. – Vol. 19. – No 1. – Article e70009. – DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.70009>.
7. Hemm R. Integrating flexible resources into distribution network planning / R. Hemm, B. L. Herndler, S. Fanta, M. Călin, A. Marinakis // International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Flexibility Markets. – 2025. – Available at : <https://iea-iscgan.org/wp-content/uploads/2025/10/Integrating-Flexible-Resources-into-Distribution-Network-Planning.pdf>
8. Saldaña-González A. E. Review of active distribution network planning: Elements in optimization models and generative AI applications / A. E. Saldaña-González, M. Aragués-Peñalba, V. Gadelha, A. Sumper // Energies. – 2026. – Vol. 19. – No 1. – Article 116. – DOI: <https://doi.org/10.3390/en19010116>.
9. CIREN Working Group 2021-2. Network planning and system design with flexibility: Final report [Electronic resource]. – CIREN, 2024. – Available at : https://www.cired.net/wp-content/uploads/2024/12/compr_wg-2021-2_final-report-1.pdf
10. Kabeyi M. J. B. Decentralized and distributed power generation / M. J. B. Kabeyi, O. Olanrewaju // Proceedings of the 4th Asia Pacific International Conference on Industrial Engineering and Operations Management. – 2023. – DOI: <https://doi.org/10.46254/AP04.20230268>.
11. Makedon V. Economic efficiency and environmental benefits of the development of renewable energy sources / V. Makedon, L. Karpenko, S. Petko, S. Bondarenko, V. Ryzhova // International Journal of Energy, Environment, and Economics. – 2024. – Vol. 32. – No 2. – P. 239–257. – Available at : <https://novapublishers.com/shop/economic-efficiency-and-environmental-benefits-of-the-development-of-renewable-energy-sources/>.
12. Новітні енергетичні технології та їх вплив на функціонування систем енергопостачання : аналіт. доп. / О. М. Суходоля. – Київ : НІСД, 2022. – 36 с. – DOI: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.17>.

13. Mohammadi F. Impact assessment of optimally-allocated distributed generation units in active distribution networks on operational flexibility and stability / F. Mohammadi, S. Norouzi, M. Saif // Proceedings of the 57th North American Power Symposium (NAPS 2025). – 2025. – P. 1–5. – DOI: <https://doi.org/10.1109/NAPS66256.2025.11272415>.
14. Makedon V. The role of renewable energy in advancing SDG 7: Ensuring clean and affordable energy / V. Makedon, M. Politykin, S. Hromyak, I. Novosad, I. Doronina // Grassroots Journal of Natural Resources. – 2025. – Vol. 8. – No 2. – P. 485–505. – DOI: <https://doi.org/10.33002/nr2581.6853.080223>.
15. Oudalov A. Aggregation in active distribution networks // Distributed Energy Resources in Active Distribution Networks. – Cham : Springer, 2025. – DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-87693-7_12-1.
16. Національний план з енергетики та клімату України на період 2025–2030 років [Електронний ресурс] : проєкт. – Київ : Міністерство економіки України, 2024. – Режим доступу : <https://me.gov.ua/download/e79ecda3-f092-4d36-b600-21083ee61fa8/file.pdf>.

References

1. Denysiuk S. P. Detsentralizovani elektroenerhetychni systemy yak skladovi realizatsii kontseptsii «rozumni merezhi» / S. P. Denysiuk, H. Bielokha // Systemni doslidzhennia v enerhetytsi. – 2024. – № 4 (80). – S. 26–40. – DOI: <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.04.026>.
2. Kalnyi S. V. Rozvytok rozpodilenoї heneratsii yak kliuchovy faktor stikosti enerhosystemy Ukrainy / S. V. Kalnyi, T. S. Ovcharenko // Efektyvna ekonomika. – 2025. – № 5. – DOI: <https://doi.org/10.32702/2307-2105.2025.5.52>.
3. Oberemok D. O. Zastosuvannia soniachnykh elektrostantsii ta system zberihannia enerhii dlia balansuvannia potuzhnosti elektrychnykh merezh / D. O. Oberemok, O. O. Miroshnyk, O. M. Moroz, V. H. Kamyshlov, V. H. Podobailo // Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu «KhPI». Seriya: Enerhetyka: nadiinist ta enerhoefektyvnist. – 2025. – № 2 (11). – S. 73–77. – DOI: [https://doi.org/10.20998/EREE.2025.2\(11\).343626](https://doi.org/10.20998/EREE.2025.2(11).343626).
4. Brodnicke L. Transforming decentralized energy systems: Flexible EV charging and its impact across urbanization degrees / L. Brodnicke, F. Kachirayil, P. Gabrielli, G. Sansavini, R. McKenna // Applied Energy. – 2025. – Vol. 384. – Article 125303. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125303>.
5. Ech-Charqaouy S. S. Integration of decentralized generations into the distribution network: Smart grid downstream of the meter / S. S. Ech-Charqaouy, D. Saifaoui, O. Benzohra, A. Lebsir // International Journal of Smart Grid. – 2020. – Vol. 4. – No 1. – Available at : https://www.researchgate.net/publication/349737490_Integration_of_Decentralized_Generations_into_the_Distribution_Network-_Smart_Grid_Downstream_of_the_Meter
6. Fattaheian-Dehkordi S. Decentralized management of unbalanced multi-agent distribution systems: A transactive approach leveraging ADMM framework / S. Fattaheian-Dehkordi, J. Aghaei, N. Amjadi // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2025. – Vol. 19. – No 1. – Article e70009. – DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.70009>.
7. Hemm R. Integrating flexible resources into distribution network planning / R. Hemm, B. L. Herndler, S. Fanta, M. Călin, A. Marinakis // International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Flexibility Markets. – 2025. – Available at : <https://iea-isgan.org/wp-content/uploads/2025/10/Integrating-Flexible-Resources-into-Distribution-Network-Planning.pdf>
8. Saldaña-González A. E. Review of active distribution network planning: Elements in optimization models and generative AI applications / A. E. Saldaña-González, M. Aragües-Peñalba, V. Gadelha, A. Sumper // Energies. – 2026. – Vol. 19. – No 1. – Article 116. – DOI: <https://doi.org/10.3390/en19010116>.
9. CIRE Working Group 2021-2. Network planning and system design with flexibility: Final report [Electronic resource]. – CIRE, 2024. – Available at : https://www.cired.net/wp-content/uploads/2024/12/compr_wg-2021-2_final-report-1.pdf
10. Kabeyi M. J. B. Decentralized and distributed power generation / M. J. B. Kabeyi, O. Olanrewaju // Proceedings of the 4th Asia Pacific International Conference on Industrial Engineering and Operations Management. – 2023. – DOI: <https://doi.org/10.46254/AP04.20230268>.
11. Makedon V. Economic efficiency and environmental benefits of the development of renewable energy sources / V. Makedon, L. Karpenko, S. Petko, S. Bondarenko, V. Ryzhova // International Journal of Energy, Environment, and Economics. – 2024. – Vol. 32. – No 2. – P. 239–257. – Available at : <https://novapublishers.com/shop/economic-efficiency-and-environmental-benefits-of-the-development-of-renewable-energy-sources/>.
12. Sukhodolia O. M. Novitni enerhetychni tekhnologii ta yikh vplyv na funktsionuvannia system enerhopostachannia : analit. dop. / O. M. Sukhodolia. – Kyiv : NISD, 2022. – 36 s. – DOI: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.17>.
13. Mohammadi F. Impact assessment of optimally-allocated distributed generation units in active distribution networks on operational flexibility and stability / F. Mohammadi, S. Norouzi, M. Saif // Proceedings of the 57th North American Power Symposium (NAPS 2025). – 2025. – P. 1–5. – DOI: <https://doi.org/10.1109/NAPS66256.2025.11272415>.
14. Makedon V. The role of renewable energy in advancing SDG 7: Ensuring clean and affordable energy / V. Makedon, M. Politykin, S. Hromyak, I. Novosad, I. Doronina // Grassroots Journal of Natural Resources. – 2025. – Vol. 8. – No 2. – P. 485–505. – DOI: <https://doi.org/10.33002/nr2581.6853.080223>.
15. Oudalov A. Aggregation in active distribution networks // Distributed Energy Resources in Active Distribution Networks. – Cham : Springer, 2025. – DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-87693-7_12-1.
16. Natsionalnyi plan z enerhetyky ta klimatu Ukrainy na period 2025–2030 rokiv [Elektronnyi resurs] : proiekt. – Kyiv : Ministerstvo ekonomiky Ukrainy, 2024. – Rezhym dostupu : <https://me.gov.ua/download/e79ecda3-f092-4d36-b600-21083ee61fa8/file.pdf>.