

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 620.93:662.769.2

DOI 10.20535/1813-5420.3.2025.339743

Д.О. Босий¹, д-р. техн. наук, професор, ORCID 0000-0003-1818-2490
О.В. Жевжик¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-8938-9301
Є.О. Наумов¹, студент, ORCID 0009-0001-8968-8942
А.В. Антонов¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-5701-6087
І.Ю. Потапчук¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-5985-1040
І.В. Кондратюк², аспірант, ORCID 0009-0004-2174-6298
¹Український державний університет науки і технологій
²Державний торговельно-економічний університет

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ НАКОПИЧУВАННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ВОДНЮ НА ОСНОВІ ЕЛЕКТРОЛІЗЕРА ТА ПАЛИВНОГО ЕЛЕМЕНТА

Метою статті є аналіз ефективності електролізу води як методу виробництва та накопичення водню, а також оцінка перспектив його використання у паливних елементах для зберігання та перетворення енергії.

Розглянуто три основні методи електролізу: лужний, мембранний (PEMEL) та високотемпературний (HTES). Дослідження підтверджують, що ефективність процесу значною мірою залежить від температури та електрохімічних параметрів, а оптимальний температурний діапазон для електролізу води становить 373–400 К. Особливу увагу приділено кінетичним факторам, таким як перенапруги на електродах, омичні втрати та утворення газових бульбашок, які можуть знижувати продуктивність електролізерів.

PEM-електроліз визначено як одну з перспективних технологій виробництва водню завдяки високій швидкості реакції та можливості інтеграції у компактні системи. Крім того, досліджено ефективність паливних елементів на основі протонообмінної мембрани (PEMFC), які можуть використовуватися у мобільних і стаціонарних енергетичних системах.

Висновки роботи підтверджують доцільність подальшого розвитку електролітичних технологій для виробництва водню, що відкриває можливості для їх впровадження у сфері відновлюваної енергетики та транспорту.

Ключові слова: електроліз води, водневі технології, PEM-електроліз, паливні елементи, накопичення енергії, енергетична ефективність.

Вступ. Водень відіграє ключову роль у сучасних стратегіях зберігання та використання енергії завдяки своїй високій енергетичній щільності. Проте його виробництво пов'язане зі значними енергетичними витратами, що визначаються законами термодинаміки. Саме тому ефективність технологій отримання водню, а також джерела енергії, що використовуються, є вирішальними факторами при порівнянні його з іншими методами накопичення енергії.

Наразі водень переважно отримують із викопних джерел, таких як природний газ, рідкі вуглеводні та вугілля, що значно обмежує його екологічну привабливість. Проте, використання відновлюваних джерел енергії в процесі електролізу води може зробити виробництво водню кліматично нейтральним. Незважаючи на значний потенціал, економічна життєздатність таких методів значною мірою залежить від витрат на енергію та розвитку технологій.

Електроліз води залишається одним із найперспективніших способів виробництва водню, особливо у поєднанні з відновлюваними джерелами енергії. Це технологія, відкрита понад 200 років тому, сьогодні є основою концепцій Power-to-Gas (PtG) та Power-to-Liquid (PtL), що дозволяють перетворювати електроенергію в хімічну енергію для подальшого зберігання та використання. Серед основних методів електролізу виділяють лужний електроліз (AEL), мембранний електроліз (PEMEL) та високотемпературний електроліз (HTES), кожен з яких має свої особливості та сфери застосування.

Актуальність застосування водневих паливних елементів викликає значний науковий інтерес до цієї теми. Варто підкреслити, що вона привертає увагу вчених з усього світу та з різних наукових дисциплін, таких як хімія, фізика, машинобудування, екологія, економіка, політика тощо. Серед українських науковців, які досліджують проблеми виробництва та використання водню як енергоносія, можна відзначити: Дубровського В.В., Гайдучього І.П., Гесця В.В., Войтко С.В., Шрайбера О.А., Кузнецова М.П., Колешню Я.О., Кудрю С.О., Солоніну Ю.М., Дорошенка Я. В. [1], Морозова Ю.П., Яртіся В.А., Трофименка О.О., Завалію І.Ю., Ташеєва Ю.В., Тесленка О.І. та інших [2]. Серед зарубіжних дослідників, які займаються водневими технологіями та можливостями переходу до водневої економіки, виділяються: Akinyele D. [3], Andre L. P. [4], Felseghi R.-A. [5], Andrews J. [6], Audus H., Afgan N., Bossel U., Brandon N., Fan L. [7], Kurban Z., Carvalho M., Chi J., Glenk G., Gross R., Kaarstad O., Kowal M., Matsuda H., Otto W., Patzelt A., Rifkin J., Nagami M., Theijssen J., Shabani B., Wanner M., Yu H. та інші [2]. Цей широкий науковий інтерес підкреслює різноманітність досліджуваної проблеми та наголошує на необхідності подальшого вивчення можливостей розвитку водневої економіки у сучасному світі.

Дослідження ефективності накопичення та використання водню на основі електролізера та паливного елемента є актуальним у контексті переходу до сталої енергетики. В цій роботі розглядається експериментальне дослідження даної технології, аналізуються її ефективність, переваги та обмеження, а також перспективи впровадження у різних галузях промисловості.

Метою статті є дослідження принципу роботи модулю водневих паливних елементів для генерації енергії та визначення його ефективності.

1. Огляд способів виробництва водню

Висока енергетична щільність водню є його найбільшою перевагою порівняно з іншими технологіями зберігання. Але цей високий рівень хімічної енергії також необхідний для виробництва водню з води або інших матеріалів і визначається законами термодинаміки. Як наслідок, джерело енергії, що використовується, та ефективність його виробництва є вирішальними технічними та енергетичними факторами при порівнянні водню з іншими технологіями.

Водень можна виробляти різними способами (рис. 1). Окрім електролізу води, який має особливе значення для зберігання енергії, стандартно застосовуються також термічні процеси. Як джерело енергії можна використовувати електричну, теплову та хімічну енергію, а також енергію електромагнітного випромінювання (світлову енергію фотонів). Хоча викопні джерела енергії домінують у виробництві водню, виключно використання відновлюваної енергії може зробити виробництво водню кліматично нейтральним.

У промислових масштабах водень зараз виробляють переважно за допомогою парових реформерів. У цьому процесі реформуються вуглеводні з високим вмістом водню, такі як метан або метанол. Інші процеси перетворення, такі як хлорно-лужний електроліз або газифікація вугілля, використовують викопну сировину.

У всьому світі виробляється близько 500 млрд м³ або близько 50 млн тон, що становить близько 2% світового споживання первинної енергії. У всьому світі водень виробляється майже виключно з викопних вуглеводнів:

- а) природного газу (48%);
- б) рідких вуглеводнів (30%);
- в) вугілля (18%);
- г) електроліз води (4%).

Споживання водню у світі важко оцінити кількісно. Це пов'язано з тим, що великі обсяги виробляються і споживаються на території хімічних парків і, як наслідок, не включаються до статистики. Водень часто безпосередньо повторно використовується як компонент синтез-газу. У всьому світі синтез-газ використовується для:

- а) 51% для виробництва аміаку;
- б) 35% на нафтопереробних заводах для процесів гідрогенізації;
- в) ~ 8% для виробництва метанолу.

Як і синтез-газ, сам водень також використовується переважно для цих трьох застосувань. У 2023 році водень використовувався для наступних застосувань:

- а) 45% для виробництва аміаку (добрива);
- б) 46% на нафтопереробних заводах для відновлення та гідрування довголанцюгових вуглеводнів з метою отримання бензину, дизельного палива або гасу (наприклад, для гідрокрекінгу та гідродесульфуризації);
- в) 4% для виробництва метанолу (наприклад, для використання в якості основного хімічного матеріалу);
- г) 2% у виробництві та обробці металів (наприклад, у металургії як захисний);
- д) 1% газ для зварювання та різання;

- е) 1% в електронній промисловості (наприклад, для виробництва напівпровідників);
- ж) 1% у харчовій промисловості (наприклад, для гідрогенізації рідких олій до твердих жирів, наприклад, рослинної олії до маргарину);
- з) 1% в інших процесах (наприклад, гідроформілювання, яке також називають оксо-синтезом, або як охолоджуючий агент для великих синхронних генераторів на звичайних електростанціях).

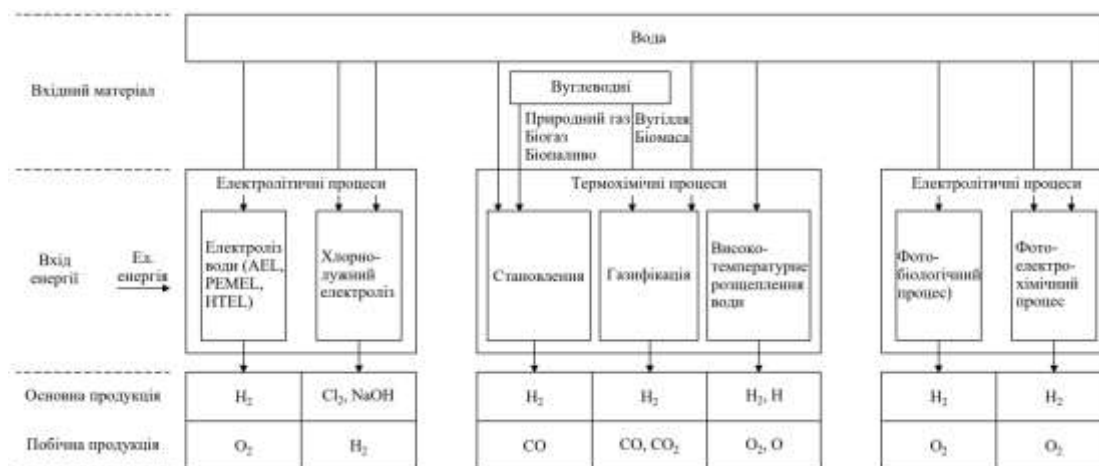


Рисунок 1 – Способи отримання водню

Традиційно водень виробляють переважно шляхом риформінгу природного газу. Це пов'язано з тим, що при собівартості 1 євро/кг цей процес має найнижчі виробничі витрати. Для порівняння, вартість водню з відновлюваних джерел енергії наразі коливається від 6 до 10 євро/кг. Як наслідок, зовнішні витрати, пов'язані з викопним CO₂, є ключовим фактором у визначенні економічної життєздатності відновлюваного водню.

2. Електролітичні технології у сфері зберігання енергії

Електролітичне розщеплення води, відкрите понад 200 років тому, в принципі, не є новою технологією. Але в контексті зберігання енергії з використанням PtG і PtL воно стало найважливішим ключовим компонентом хімічного зберігання енергії.

Відкриття вольтового стовпа в 1799 році, по суті, першого надійного, безперервного джерела електроенергії - призвело до перших експериментів з електролізом. Цей принцип був відкритий у 1800 році вченим Йоганном Вільгельмом Ріттером в Німеччині і в той же час Вільямом Ніколсоном, Ентоні Карлайлом і Вільямом Крукшенком в Англії.

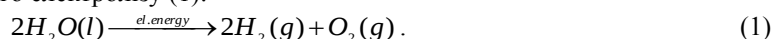
Ріттер продемонстрував, що гальванічний водень і кисень без запаху утворюються шляхом розкладання води. У своєму відгуку на статтю Ріттера видавець журналу і колишній вчитель Ріттера Йоганн Генріх Фойгт назвав газову суміш, отриману в результаті електролізу, «життєвим повітрям», або займистим повітрям, яке при запалюванні виділяло тепло, світло і воду. Фойгт висунув гіпотезу, що «зігріваючий і сяючий елемент сонячного світла» містився в газах або в силах, які вони передавали в оренту. Ця обґрунтована гіпотеза ґрунтувалася на спостереженні, що киснево-водневі реакції виділяють тепло і променеву енергію, подібно до Сонця. Крім того, Фойгт раніше визнав, що цей процес відіграє певну роль у фотосинтезі.

Таким чином, реверсування киснево-водневих реакцій шляхом електролізу води за допомогою сонячної енергії є процесом, що імітує природу.

Перші експерименти, проведені в 1800 році, призвели до відкриття трьох основних процесів електролізу води, які використовуються і сьогодні:

- а) лужний електроліз (AEL);
- б) мембранний електроліз або кислотний електроліз (протонообмінна мембрана) PEMEL; високотемпературний електроліз (електроліз твердих оксидів) HTES або SOEL.

Вуглецево-нейтральні методи отримання водню, як правило, базуються на водних електролізах. Нижче наведено повне рівняння водного електролізу (1):



Енергія, необхідна для розщеплення води, визначається рівнянням Гіббса-Гельмгольца (2):

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T \cdot \Delta S_R, \quad (2)$$

де ΔH_R – корисна ентальпія реакції, $\Delta H_R^0 = 285,83 \frac{kJ}{mole}$;

ΔG_R – вільна ентальпія реакції або потенціал Гіббса, $\Delta G_R^0 = 237,13 \frac{\text{кДж}}{\text{моль}}$;

T – температура в Кельвінах;

ΔS_R – зміна ентропії.

Нуль в індексі фізичної розмірності означає, що приймаються нормальні умови: температура $T = 298,15 \text{ К}$ (25°C) і тиск $p = 1,013 \text{ гПа}$ (1 бар).

Електроліти – це, як правило, водні розчини солей, кислот і вилугувачів. Напруга, необхідна для їх електролізу, визначається двома законами Фарадея:

а) кількість речовини, що осаджується з електроліту n , пропорційна заряду $Q = I \cdot t$, що протікає через провідник

$$n = k \cdot I \cdot t; \quad (3)$$

б) один і той самий заряд Q завжди призводить до однакової кількості матеріалу, осадженого на різних електродах

$$k = \frac{l}{z \cdot F}.$$

Отже, кількість матеріалу n дорівнює

$$n = \frac{I \cdot t}{z \cdot F}, \quad (4)$$

і заряд Q (5):

$$Q = n \cdot z \cdot F, \quad (5)$$

де k – електрохімічний еквівалент електроліту;

z – кількість електронів, що обмінюються (при розщепленні води $z = 2$);

F – постійна Фарадея, похідна від елементарного заряду та постійної Авогадро: $F = 26,8 \text{ А} \cdot \text{год}$;

I – сила струму в електроліті;

t – час протікання струму.

Електрична енергія, необхідна для розкладання

$$W_{el} = U \cdot Q = U \cdot I \cdot t. \quad (6)$$

Якщо електричну енергію W_{el} прирівняти до ентальпії реакції ΔG_R і розв'язати рівняння для напруги, коли закон Фарадея для $n = 1$ моль інтегрується в рівняння, то результатом буде теоретична мінімальна напруга розкладання, або оборотна напруга комірки

$$U_{rev} = \frac{\Delta G_R^0}{n \cdot z \cdot F} = \frac{237,2 \text{ кДж}}{1 \text{ моль} \cdot 2 \cdot 96,486 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{моль}} = 1,23 \text{ В}. \quad (7)$$

Оскільки через ентропію ΔS_R повна енергія, що використовується, є вищою, то напруга термонеїтрального розкладу є вищою

$$U_{th} = \frac{\Delta H_R^0}{z \cdot F} = \frac{285,9 \text{ кДж}}{1 \text{ моль} \cdot 2 \cdot 96,486 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{моль}} = 1,48 \text{ В}. \quad (8)$$

Ці цифри відображають термодинамічну ефективність, яка еквівалентна максимально досяжній ефективності електролізу води, коли вона знаходиться в рідкому стані.

В таблиці 1 представлені значення параметрів для розщеплення води у двофазній системі і в газозфазній реакції.

Таблиця 1. Параметри величин розщеплення води

	Двофазна система (вода в рідкому вигляді, 25°C , 1 бар)	Газофазна реакція (вода в газоподібному стані, 100°C , 1 бар)
Потенціал Гіббса ΔG , кДж/моль	237.13	228.57
Ентальпія зв'язку ΔH , кДж/моль	285.83	241.82
Термодинамічна ефективність, %	83.0	94.5
Оборотна напруга комірки, В	1.23	1.18
Напруга термонеїтрального розкладу, В	1.48	1.25
Температурна залежність оборотної напруги, мВ/К	-0.85	-0.23
Температурна залежність термонеїтральної напруги, мВ/К	0	0.046

На рис. 2 показано температурні залежності різних параметрів. Слід зазначити, що ентропія зростає разом з температурою, а ефективність падає разом з температурою. Як наслідок, ідеальна температура для електролізу води (пари) коливається від 373 до 400 К. На практиці, звичайно, технічно складно підтримувати ці ідеальні умови.

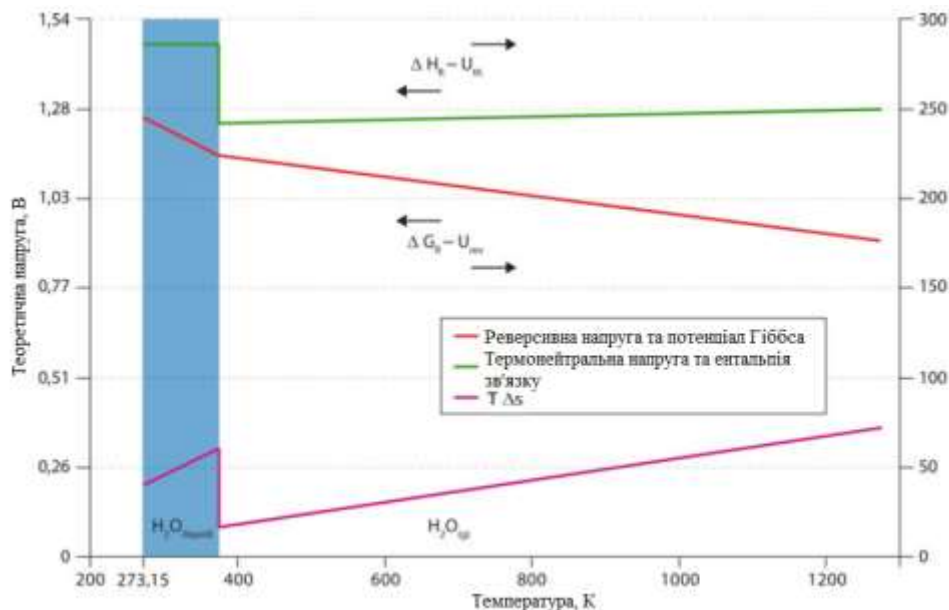


Рисунок 2 – Температурні залежності стандартних параметрів

3. Кінетичні ефекти та визначення спаду напруги в електролізних елементах

Як і у випадку з акумуляторами, кінетичні ефекти, що спричиняють падіння напруги в елементі, також відбуваються при електролізі. Подібно до тертя в інженерній механіці, часткові процеси, такі як дифузія, міграція або адсорбція носіїв заряду, спричиняють «втрати на тертя», які можна виявити за падінням напруги. На додаток до мінімальної напруги розкладання U_{rev} , ці «перенапруги» на катоді, аноді, і, можливо, на діафрагмі або мембрані, також необхідно враховувати при електролізі води. Коли носії заряду активуються, ці перенапруги з'являються як поляризаційні втрати на межі між електродами та електролітами. Вони залежать від матеріалу електродів і газів, що виділяються (рис. 3).

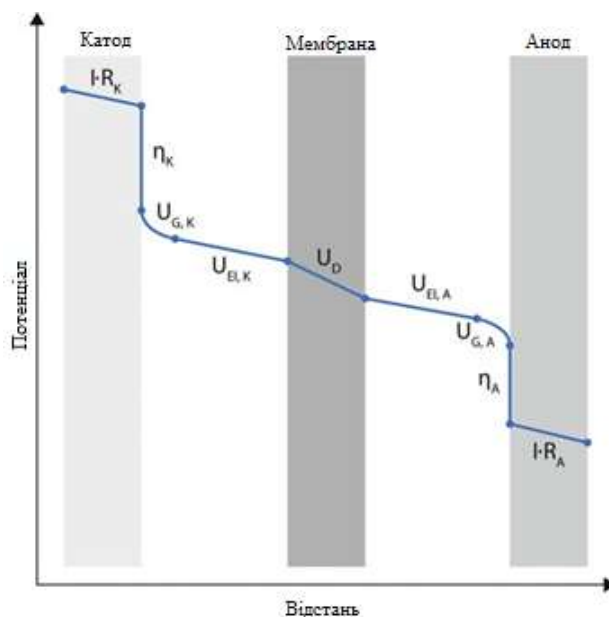


Рисунок 3 – Потенційна діаграма напруг в електролізері

Крім того, існують незворотні втрати, які залежать від густини струму, і, як у всіх електричних системах, омичні втрати, спричинені внутрішнім опором ланцюга. В результаті, в реальності фактична напруга на комірі U_{cell} коливається від 1,5 до 2,0 В і визначається за формулою

$$U_{cell} = U_{rev} + I \cdot (R_A + R_K) + U_{El.A} + U_{El.K} + U_{G.A} + U_{G.K} + U_D + |\eta_A| + |\eta_K|, \quad (9)$$

де $I \cdot (R_A + R_K)$ – омичний спад напруги на електродах – лінійно залежить від сили струму;

$U_{El.A}/U_{El.K}$ – омичний спад напруги в електроліті, лінійно залежний від сили струму;

η_A – перенапруга на аноді, логарифмічно залежна від сили струму;

η_K – перенапруга на катоді, логарифмічно залежна від сили струму;

$U_{G.A}/U_{G.K}$ – падіння напруги, спричинене утворенням газових бульбашок між електродами та діафрагмою – лінійно залежить від сили струму;

U_D – лінійно залежне від сили струму омичне падіння напруги на мембрані.

Омичні втрати на електродах можна мінімізувати, забезпечивши їх хороший контакт і зменшивши утворення оксидних шарів.

Падіння напруги в електроліті можна зменшити, максимально зменшивши відстань між електродами та збільшивши електролітичну провідність. Перенапруги на аноді та катоді можна зменшити за допомогою термічної активації, тобто підвищення температури електроліту, або каталітичної активації електродів.

Утворення газових бульбашок між електродами і діафрагмою призводить до утворення електролітно-газової суміші зі значно нижчою провідністю, ніж у чистого електроліту. Крім того, газові бульбашки на електродах зменшують площу активної поверхні. Щоб мінімізувати втрати газових бульбашок, слід використовувати газопроникні електроди, де це можливо. Це дозволяє газам продукту на зворотному боці електрода швидше відходити.

Омичні втрати U_D виникають тільки в комітках з діафрагмою або мембраною. Вони відіграють вирішальну роль, коли електроди розміщені безпосередньо на діафрагмі (мембрані).

У спрощеному вигляді загальну ефективність з урахуванням усіх питомих втрат можна сформулювати

$$\eta_{ges} = \frac{U_{rev}}{U_{cell}}. \quad (10)$$

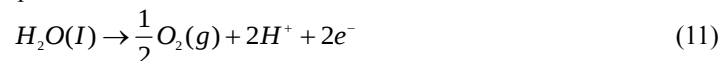
4. Особливості електролізу та виробництва електроенергії з використанням протонообмінної мембрани

Мембранний електроліз, або PEM-електроліз (PEM означає протонообмінна мембрана), був розроблений на основі технології паливних елементів і базується на зворотних процесах паливного елемента.

Електролізний елемент PEM (рис. 4) складається з протонообмінної мембрани (PEM), зазвичай з'єднаної з обох боків з електродами в мембранному електродному блоці (MEA). На електроди наноситься твердий полімерний електроліт (SPE), наприклад, натрій. Цей високопористий матеріал полегшує проходження струму від біполярних пластин до електрода. Він також забезпечує транспортування води до електрода і відведення газів продукту від електрода.

Залежно від конструкції штабеля, на біполярних пластинах вигравірувані канали, які підводять воду до електрода і відводять гази продукту. Крім того, ці канали забезпечують рівномірний розподіл густини струму в електроліті.

Вода подається на анод, де в анодній реакції (11) вона розщеплюється на атомарний кисень і два протони за допомогою прикладеної напруги розкладання води



Кисень з'єднується з молекулами O_2 , а потім вивільняється. Протони проходять через мембрану до катода, де в катодній реакції (12) вони реагують з двома електронами, утворюючи водень



Це означає, що у воду занурюється лише анодна частина напівелемента. Теоретично, катодний напівелемент містить виключно водень. На практиці вологість у цій півкомірці залишається високою.

Паливні елементи використовують зворотний електроліз. На рисунку 5 показана базова конструкція паливного елемента. Паливний елемент містить два пористих (газопроникних), каталітично активних електроди. Каталітичний означає, що характеристики матеріалу електродів зменшують енергію активації реакції. Чистий водень або продукти згоряння, що містять водень, протікають навколо анода, викликаючи вивільнення електронів (окислення). Окислювачем на катоді є чистий кисень O_2 або повітря (близько 21%

O₂ за об'ємом). Електроди розділені електролітом для контролю швидкості хімічної реакції. Електроліт є газопроникним та іонопровідним, щоб запобігти змішуванню двох газів. Це може призвести до киснево-водневої реакції та вибухового виділення енергії.

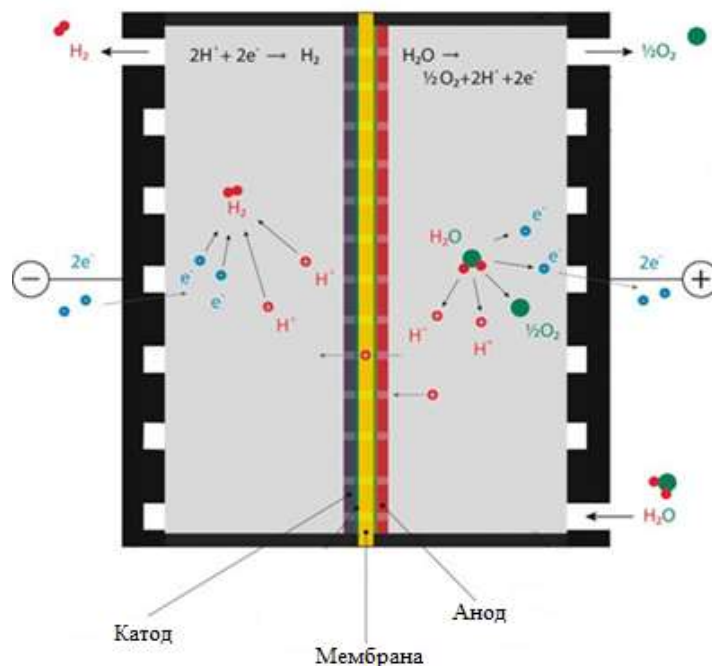


Рисунок 4 – Принцип дії мембранного електролізу

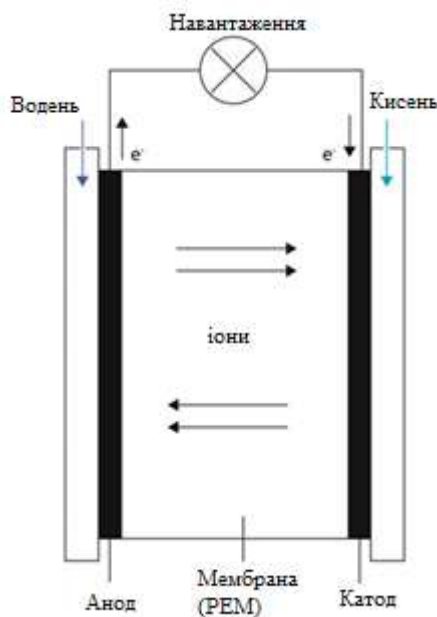


Рисунок 5 – Конструкція паливного елемента

Спочатку водень на аноді віддає свої електрони, іонізуючись в іони гідрокарбонату. Потім вивільнені електрони рухаються по електричному провіднику від анода до катода, де струм може бути використаний навантаженням. Досягнувши катода, електрони розщеплюють молекули кисню на іони O₂. Залежно від типу паливного елемента, іони O₂ потім або рухаються через електроліт до анода і реагують там з іонами гідрокарбонату з утворенням води (H₂O), або навпаки.

Окремі паливні елементи зустрічаються рідко. Зазвичай кілька елементів з'єднуються послідовно в стек, як у випадку з електролітними елементами. Окремі елементи зазвичай з'єднуються в біполярний стек. Це означає, що кожна стінка, яка розділяє елементи, функціонує з одного боку як катод, а з іншого - як анод.

Основними критеріями, які відрізняють різні типи паливних елементів, є електроліт, газ згоряння і робоча температура.

Найпоширенішими на сьогоднішній день є паливні елементи РЕМ, вони будуть розглянуті тут більш детально. Електроліт - це протонопровідна мембрана на основі полімеру. Електродами зазвичай є вуглецеві або металеві носії, покриті платиновим каталізатором. Перевагою таких паливних елементів є те, що в них можна подавати повітря замість кисню. Крім того, мембранні паливні елементи мають високу щільність енергії. Проблеми з цим видом палива включають короткий термін служби мембрани і пошук відповідного матеріалу для електродів.

У паливному елементі РЕМ відбуваються наступні реакції:

а) анод (окислення)



б) катод (відновлення)



в) завершення (окислювально-відновна реакція)



Перевага паливних елементів над киснево-водневою реакцією полягає в тому, що енергія безпосередньо перетворюється з енергії хімічних зв'язків в електричну без попереднього виробництва теплової енергії. В результаті елементи мають низький рівень шуму, низький рівень викидів і високу ефективність навіть при частковому навантаженні. Вони не залежать від ефективності перетворення енергії, що відповідає межі Карно, і не виробляють велику кількість відпрацьованого тепла, як при традиційному виробництві електроенергії. Перетворення обмежується лише зміною вільної ентальпії ΔG_R (або потенціалу Гіббса). Це означає, що теоретична максимальна енергія, яку можна перетворити, становить (15):

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T \cdot \Delta S, \quad (15)$$

де ентальпія утворення ΔH_R при 25 °C і 1 бар становить -285.83 кДж/моль, що еквівалентно GCV H_2 водню. Як наслідок (16):

$$\Delta G_R = -237.13 \frac{kJ}{mol}. \quad (16)$$

Оскільки фактично перетворена енергія є нижчою через зміну ентропії, досяжна напруга комірки становить U_{rev} на рівні 1.229 В. Це нижче теоретично досяжної максимальної напруги $U_{max} = 1.481$ В. Термодинамічна ефективність визначається співвідношенням між цими двома величинами (17):

$$\begin{aligned} U_{rev} &= -\frac{\Delta G_R}{z \cdot F}, \\ U_{max} &= -\frac{\Delta H_R}{z \cdot F}, \\ \eta_{rev} &= \frac{|\Delta G_R|}{|\Delta H_R|} = \frac{U_{rev}}{U_{max}} = 0.83 = 83\%, \end{aligned} \quad (17)$$

де z - кількість електронів на молекулу ($z(H_2) = 2$),

F - 96,485 А с/моль як стала Фарадея.

У таблиці 2 наведені технічні характеристики паливних елементів H_2/O_2 з рідким і газоподібним продуктом. Як і у випадку електролізу води, пара є значно ефективнішою за воду.

Характеристична крива густини струму-напруги для паливного елемента демонструє максимальну U_{max} та реверсивну U_{rev} напруги. У реальному паливному елементі виникають додаткові ефекти, які знижують напругу елемента або спричиняють втрати. Втрати напруги складаються з втрат спричинених проходженням електронів через межу між електродом та електролітом, омичного падіння напруги, спричиненого внутрішніми опорами електрода та провідника та дифузійних втрат.

5. Експериментальні дослідження принципу роботи паливного елемента та визначення його ефективності

На рис. 6 наведено схему експериментальної установки для виробництва водню. Вона складається з електролізера з ємностями для води, накопичувача для зберігання водню, мембранних клапанів і запірної арматури.

Для роботи установки використовується дистильована вода, живлення електролізера здійснюється постійним джерелом напруги 1,9 В, струмом 200 мА. Для зберігання водню було розроблено накопичувач,

заснований на принципі витіснення води в нижню ємність при надходженні водню у верхню ємність. Фіксація показників напруги і струму електролізера, здійснюється мультиметрами UT61+ підключеними до комп'ютера з програмним забезпеченням UNIT. Вигляд зібраної установки наведений на рис. 7. Після подачі живлення на електролізер, спостерігається активне виділення водню і кисню, водень при цьому надходить в накопичувач, а кисень вивільняється в навколишнє середовище.

Процес виробництва водню триває до тих пір поки вода в верхній ємності накопичувача не перетече в нижню ємність.

Таблиця 2. Технічні характеристики паливного елемента H_2/O_2 з рідким і газоподібним продуктом

	Двофазна система (вода в рідкому вигляді, 25°C, 1 бар)	Газофазна реакція (вода в газоподібному стані, 100 °C, 1 бар)
Зміна ентальпії/потенціалу Гіббса ΔG , кДж/моль	237,13	228,57
Ентальпія зв'язку ΔH , кДж/моль	285,83	241,82
Термодинамічна ефективність, %	83.0	94.5
Оборотна напруга комірки, В	1.23	1.18
Термонеутральна напруга комірки, В	1.48	1.25

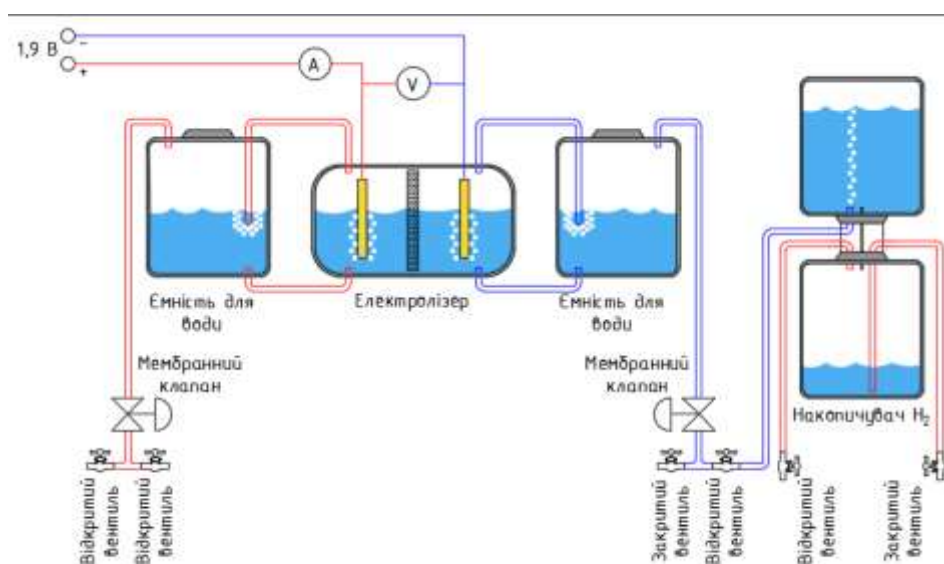


Рисунок 6 – Схема експериментальної установки для виробництва водню та електроенергії

Для оцінки ефективності установки, яка перетворює електричну енергію в водень через електроліз, а потім використовує отриманий водень для виробництва електричної енергії через паливний елемент, необхідно розглянути два основні етапи процесу:

- перетворення електричної енергії в водень (електроліз);
- перетворення водню в електричну енергію (паливний елемент).

Вихідні дані:

- час виробництва водню: 3 години;
- кількість виробленого водню: 300 мл (0,3 л);
- електрична енергія, витрачена на виробництво водню: 1,28 Вт·год;
- час роботи паливного елемента: 11 годин;
- електрична енергія, отримана від водню: 0,062 Вт·год.

Показники, що стосуються роботи електролізера і паливного елемента, фіксувалися за допомогою вимірювальних приладів. Це дозволило отримати точні дані для подальшого аналізу і розрахунку ефективності.

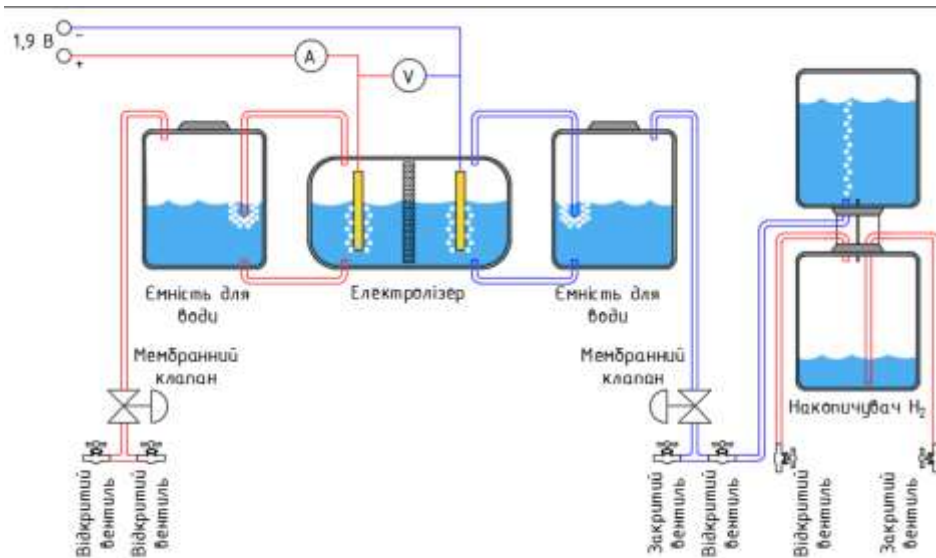


Рисунок 6 – Схема експериментальної установки для виробництва водню та електроенергії

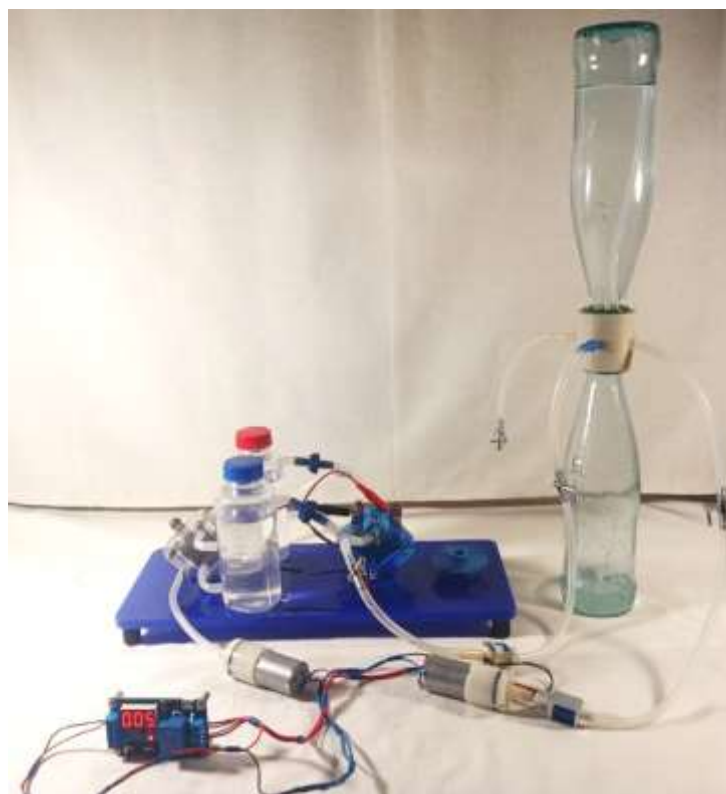


Рисунок 7 – Вигляд установки для виробництва водню та електроенергії

Етап 1. Перетворення електричної енергії в водень (електроліз)

Електролізером було спожито 1,28 Вт·год електричної енергії для виробництва 300 мл водню за 3 години. Вимірювальні прилади, дозволяли точно фіксувати всі параметри роботи електролізера, такі як споживана потужність, напруга та струм. Це дало змогу отримати точні дані, що дозволяють оцінити ефективність перетворення електричної енергії в водень.

Етап 2. Перетворення водню в електричну енергію (паливний елемент)

Після отримання водню, він використовувався в паливному елементі для виробництва електричної енергії. Протягом 11 годин було отримано 0,062 Вт·год електричної енергії. Операції з паливним елементом також фіксувалися вимірювальними приладами, підключеними до програмного забезпечення, що дозволяє відстежувати всі параметри роботи паливного елемента, такі як напруга, струм та вихідна потужність.

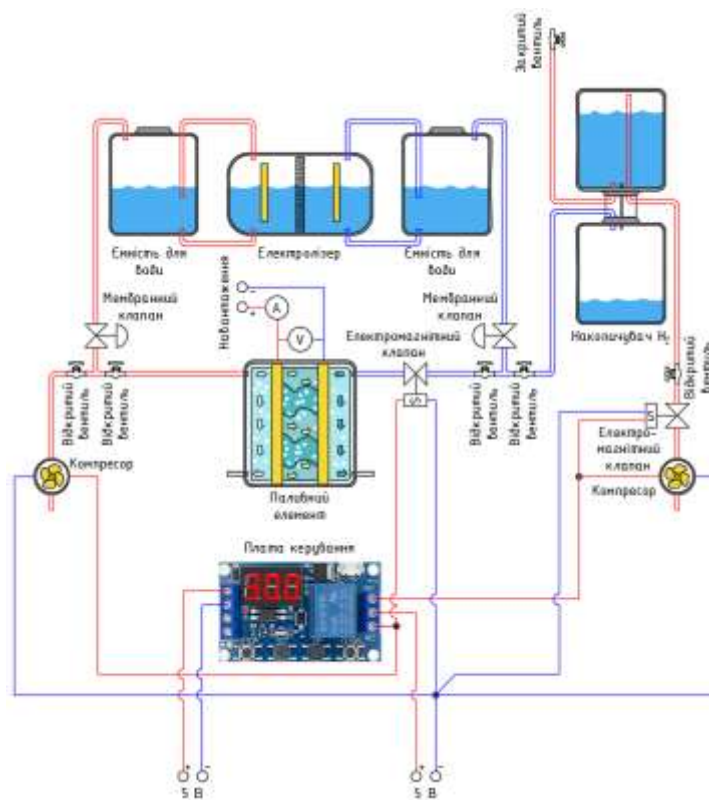


Рисунок 8 – Удосконалена схема експериментальної установки для виробництва водню та електроенергії

Для оцінки ефективності перетворення електричної енергії на водень, треба порівняти витрачену енергію на виробництво водню з енергією, яку можна отримати від водню. Однак, для цього потрібно враховувати теплоту згоряння водню, яка в даному випадку не була зазначена, тому ми використовуємо дані про спожиту енергію для загальної оцінки ефективності.

Витрачено на виробництво водню: 1,28 Вт·год

Вироблено водню: 300 мл (0,3 л)

Ефективність паливного елемента можна оцінити за формулою

$$\eta_{наэл.} = \frac{W_{sup.эл.оп.}}{W_{sum.эл.оп.}} \cdot 100\% = \frac{0,062 Bm \cdot 200d}{1,28 Bm \cdot 200d} \cdot 100\% = 4,84\%, \quad (18)$$

де $W_{\text{вир.ел.ен.}}$ - кількість електричної енергії, отриманої від водню;

$W_{\text{вир.ел.ен.}}$ - кількість електричної енергії, витраченої на виробництво водню.

Таким чином, ефективність паливного елемента склала 4,84%, що вказує на значні енергетичні втрати в процесі перетворення водню в електричну енергію.

Використана експериментальна установка наразі має багато напрямків підвищення ефективності її роботи, через її наявну недосконалість. Промислові водневі установки мають ефективність на рівні 50% в порівнянні з розглянутою установкою. На поточному етапі можна виділити наступні способи її удосконалення:

- а) покращення конструкції електролізерів і паливного елемента;
- б) застосування нових матеріалів електродів;
- в) впровадження системи очистки водню;
- г) повне використання водню у паливному елементі;
- д) удосконалення системи подачі водню.
- е) масштабування установки.

Висновки.

Аналіз сучасних тенденцій у водневій енергетиці демонструє значний інтерес до водню як екологічно чистого енергоносія, особливо у довгостроковій перспективі. Основні виклики, пов'язані з його широким впровадженням, включають високу енергоємність виробництва, залежність від викопного палива та значні інвестиційні витрати на інфраструктуру. Перспективним напрямком є електроліз води у поєднанні

з відновлюваними джерелами енергії, який забезпечує мінімальні викиди та сприяє декарбонізації промисловості. Попри значний прогрес у технологіях електролізу, їх економічна ефективність залишається головним бар'єром для масштабного впровадження. Для України розвиток водневої енергетики є перспективним напрямком, особливо у поєднанні з потужним потенціалом відновлюваної енергетики. Впровадження водневих технологій може сприяти зниженню викидів парникових газів, підвищенню енергетичної незалежності та залученню інвестицій у сучасну енергетичну інфраструктуру.

Експериментальне дослідження ефективності накопичення та використання водню на основі електролізера та паливного елемента підтвердило, що електролітичні технології є перспективним засобом зберігання та перетворення енергії.

Показано, що електроліз води залишається основним способом отримання водню, а сучасні методи електролізу — лужний, мембранний PEMEL та високотемпературний HTES — демонструють високу ефективність і можуть бути інтегровані в енергетичні системи.

Енергетична ефективність процесу значною мірою залежить від температури та електрохімічних параметрів. Дослідження підтверджують, що термодинамічна ефективність газозафазної реакції може досягати 94,5% при підвищених температурах, а оптимальний температурний діапазон для електролізу води становить 373–400 К.

Кінетичні ефекти та падіння напруги мають вирішальне значення для продуктивності електролізерів. Зокрема, перенапруги на електродах, омичні втрати та утворення газових бульбашок між електродами можуть суттєво знижувати ефективність процесу. Для мінімізації втрат доцільно використовувати газопроникні електроди та підвищувати температуру електроліту.

В роботі підкреслено перспективність мембранного електролізу (PEM) як технології виробництва водню. Завдяки протонообмінній мембрані він забезпечує високу швидкість реакції та може працювати у відносно компактних системах, що робить його придатним для широкого впровадження в енергетиці.

Паливні елементи на основі протонообмінної мембрани (PEMFC) демонструють ефективне перетворення водню в електроенергію. Це відкриває перспективи для їхнього застосування як у стаціонарних енергосистемах, так і в транспортному секторі.

Список використаної літератури

1. Перспективи та проблемні питання становлення і розвитку водневої енергетики в Україні / Я. В. Дорошенко, М. О. Карпаш, С. М. Стецюк [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2022. - № 1. - С. 7-33.
2. Миськів Г. В., Іваницький Р. Я. Зелений водень як основа для водневої економіки. Наукові інновації та передові технології. 2024. № 1(29), С. 508-519. [https://doi.org/10.52058/2786-5274-2024-1\(29\)-508-519](https://doi.org/10.52058/2786-5274-2024-1(29)-508-519)
3. Akinyele D., Olabode E., Amole A. Review of fuel Cell Technologies and Applications for Sustainable Microgrid Systems. *Inventions*. 2020. V. 5, No 42. PP35. DOI: <https://doi.org/10.3390/inventions5030042>
4. Andre L. P., James H. and Colin M. Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies. 2001. P. 171-181.
5. Hydrogen fuel cell technology for the sustainable future of stationary applications. *Energies* / Felseghi R.-A. et al. 2019. V. 12, No 23. PP. 4593. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12234593>
6. Andrews J. and Shabani B. Where Does Hydrogen Fit in a Sustainable Energy Economy? *Procedia Engineering*. 2012. V. 49. P. 15-25.
7. Fan L., Tu Z., Chan S.H. Recent Development of Hydrogen and Fuel Cell Technologies: A review. *Energy Reports*. 2021. V. 7. P. 8421 – 8446. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.003>
8. Sterner M., Stadler I. Handbook of Energy Storage. Springer-Verlag GmbH Germany, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55504-0>

D. Bosyi¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-1818-2490
O. Zhevzyk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-8938-9301
Ye. Naumov¹, student, ORCID 0009-0001-8968-8942
A. Antonov¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0001-5701-6087
I. Potapchuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-5985-1040
I. Kondratiuk², PhD student, ORCID 0009-0004-2174-6298
¹Ukrainian State University of Science and Technologies
²State University Of Trade And Economics

EXPERIMENTAL STUDY OF HYDROGEN STORAGE AND UTILIZATION EFFICIENCY BASED ON AN ELECTROLYZER AND FUEL CELL

The purpose of the article is to analyze the efficiency of water electrolysis as a method for hydrogen production and storage, as well as to assess the prospects of its use in fuel cells for energy storage and conversion.

Three main electrolysis methods are considered: alkaline, membrane (PEMEL), and high-temperature (HTES). The research confirms that the efficiency of the process largely depends on temperature and electrochemical parameters, with the optimal temperature range for water electrolysis being 373–400 K. Special attention is given to kinetic factors such as electrode overpotentials, ohmic losses, and the formation of gas bubbles, which can reduce the performance of electrolyzers.

PEM electrolysis is identified as one of the promising hydrogen production technologies due to its high reaction rate and the possibility of integration into compact systems. In addition, the efficiency of proton exchange membrane (PEMFC)-based fuel cells is explored, as they can be used in both mobile and stationary energy systems.

The conclusions of the work confirm the feasibility of further development of electrolytic technologies for hydrogen production, opening opportunities for their implementation in renewable energy and transportation sectors.

Keywords: *Water Electrolysis, Hydrogen Technologies, PEM Electrolysis, Fuel Cells, Energy Storage, Energy Efficiency.*

References

1. Перспективи та проблемні питання становлення і розвитку водневої енергетики в Україні / Я. В. Дорошенко, М. О. Карпаш, С. М. Стецюк [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2022. - № 1. - С. 7-33.
2. Миськів Г. В., Іваницький Р. Я. Зелений водень як основа для водневої економіки. Наукові інновації та передові технології. 2024. № 1(29), С. 508-519. [https://doi.org/10.52058/2786-5274-2024-1\(29\)-508-519](https://doi.org/10.52058/2786-5274-2024-1(29)-508-519)
3. Akinyele D., Olabode E., Amole A. Review of fuel Cell Technologies and Applications for Sustainable Microgrid Systems. *Inventions*. 2020. V. 5, No 42. PP35. DOI: <https://doi.org/10.3390/inventions5030042>
4. Andre L. P., James H. and Colin M. Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies. 2001. P. 171-181.
5. Hydrogen fuel cell technology for the sustainable future of stationary applications. *Energies* / Felseghi R.-A. et al. 2019. V. 12, No 23. PP. 4593. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12234593>
6. Andrews J. and Shabani B. Where Does Hydrogen Fit in a Sustainable Energy Economy? *Procedia Engineering*. 2012. V. 49. P. 15-25.
7. Fan L., Tu Z., Chan S.H. Recent Development of Hydrogen and Fuel Cell Technologies: A review. *Energy Reports*. 2021. V. 7. P. 8421 – 8446. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.003>
8. Sterner M., Stadler I. Handbook of Energy Storage. Springer-Verlag GmbH Germany, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-55504-0>

Надійшла: 04.04.2025
Received: 04.04.2025

ОЦІНКА ВПЛИВУ РІЗНИХ КОМПОНОВОК ПАЛИВНИХ ЗАВАНТАЖЕНЬ НА РАДІАЦІЙНЕ НАВАНТАЖЕННЯ ВНУТРІШНЬОКОРПУСНИХ ПРИСТРОЇВ РЕАКТОРА ВВЕР-1000

При експлуатації енергоблоків атомних електричних станцій в понадпроектний строк дуже важливо враховувати вплив експлуатаційних чинників, таких як нейтронне опромінення, підвищена температура та циклічне навантаження, на корпус реактора та внутрішньокорпусні пристрої, які призводять до змін властивостей металу. Також не варто забувати, що кожна зміна потужності реактора викликає значну зміну гамма-випромінювання, що, у свою чергу, сприяє циклічному навантаженню шахти внутрішньокорпусної та вигородки. Насамперед, це виражається у зниженні опору крихкому руйнуванню, що часто називають окрихчуванням, а також викликає збільшення радіаційного навантаження на корпус реактора та внутрішньокорпусні пристрої.

Впровадження паливних завантажень, які забезпечують мінімальний витік нейтронів з активної зони, є одним із ключових заходів для зменшення радіаційного впливу на розглянуті елементи внутрішньокорпусних пристроїв. Це досягається за рахунок розміщення вигорілого палива на периферії активної зони та свіжого палива в її центральній частині. Різна конфігурація паливних завантажень у ядерних реакторах має значний вплив на нерівномірність енерговиділень, що може призвести до додаткових ризиків для безпеки.

У даній статті були розглянуті різні варіанти конфігурації активної зони реактора при використанні тепловидільних збірок типу ТВЗА та ТВЗ-WR. Також виконано порівняння впливу використання цих збірок на радіаційне навантаження вигородки при розглянутих варіантах компоновки паливних завантажень. У результаті проведених розрахунків було отримано значення флюенсу швидких нейтронів в обраних розрахункових точках вигородки активної зони реактора ВВЕР-1000 та в центрі шахти внутрішньокорпусної. Крім того, було отримано розподіл енерговиділень вигородки в аксіальному шарі максимального навантаження.

Ключові слова: шахта внутрішньокорпусна, реактор ВВЕР-1000, вигородка, енерговиділення, паливні завантаження, ТВЗ-WR, ТВЗА.

Вступ

Атомні електричні станції (АЕС) відіграють ключову роль у забезпеченні енергетичної незалежності та стабільності сучасного суспільства. Однак, зростання тривалості експлуатації енергоблоків, зокрема реакторів ВВЕР-1000, ставить нові виклики в питаннях безпеки та контролю стану металу корпусу реактора та внутрішньокорпусних пристроїв, зокрема вигородки та шахти внутрішньокорпусної (ШВК). Одним із важливих аспектів, що потребує ретельного аналізу, є вплив різних компоновок паливних завантажень на радіаційне навантаження внутрішньокорпусних пристроїв (ВКП).

Розуміння механізмів, через які паливні завантаження впливають на радіаційне навантаження, є критично важливим для оцінки безпеки експлуатації АЕС. Зміни в конфігурації паливних завантажень суттєво впливають на рівень нейтронного опромінення та значення енерговиділень у вигородці. У цій статті буде проведено детальний аналіз впливу різних компоновок паливних завантажень на рівень радіаційного навантаження.

Аналіз літературних джерел

Дослідження впливу різних компоновок паливних завантажень на радіаційне навантаження в реакторах ВВЕР-1000 є важливим аспектом забезпечення безпеки ядерних установок. Згідно з даними Westinghouse [1], проектування паливних завантажень базується на адаптованих методах, таких як розрахунковий комплекс АРА-Н, що дозволяє моделювати різні конфігурації паливних завантажень. Це впливає на нейтронний потік та, відповідно, на радіаційне навантаження.

Мета роботи

Метою даного дослідження є створення компоновок паливних завантажень з найбільш оптимальним розміщенням палива, яке дозволить зменшити радіаційне навантаження на внутрішньокорпусні пристрої.

Обрані компоновки паливних завантажень

На рисунках 1, 2 та 3 зображено компонування паливних завантажень у 60°-му секторі симетрії активної зони реактора (АкЗ). Колір комірки відповідає року роботи тепловидільної збірки (ТВЗ) в активній зоні: синій - ТВЗ 1-го року експлуатації, блакитний - 2-го року, блідо-червоний - 3-го і червоний - ТВЗ 4-го року. Для коректної оцінки впливу використання різного палива (ТВЗА та ТВЗ-WR), вирішено розглянути паливні кампанії, що зображені на рис. 1 та 2, відповідно. А також для порівняння компоновок 4-ох та 2-ох ТВЗ 1-го року експлуатації у периферійному ряді (рис. 2 та рис. 3) з повним завантаженням паливом компанії Westinghouse.

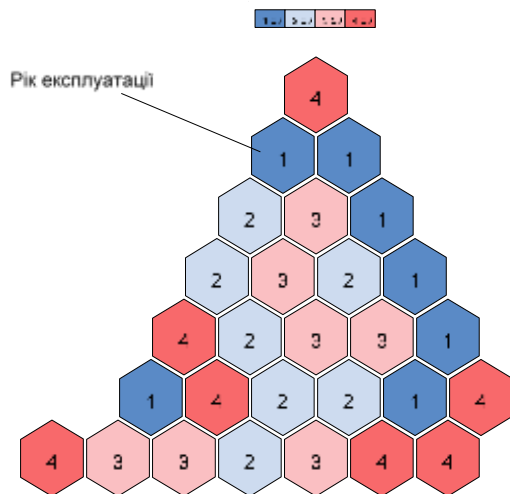


Рисунок 1 – Картограма паливного завантаження з використанням 4-ох свіжих касет в периферійному ряді (ТВЗА)

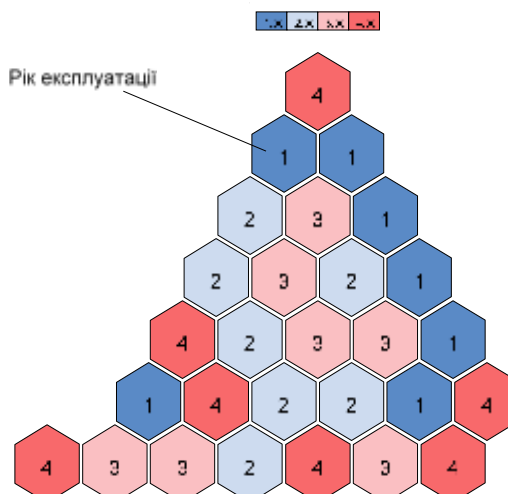


Рисунок 2 – Картограма паливного завантаження з використанням 4-ох свіжих касет в периферійному ряді (ТВЗ-WR)

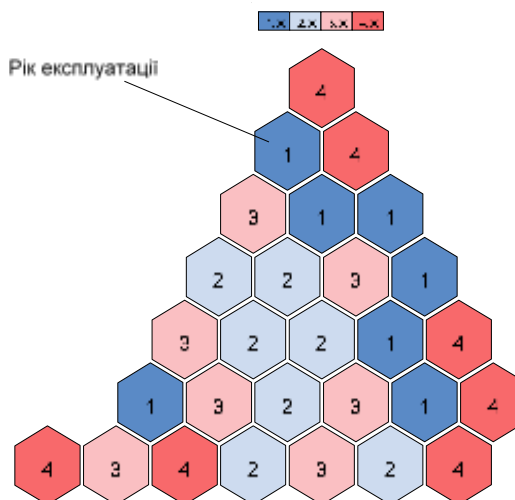


Рисунок 3 – Картограма паливного завантаження з використанням 2-ох свіжих касет в периферійному ряді (ТВЗ-WR)

Проаналізувавши картограми паливних завантажень, можна зробити припущення, що використання меншої кількості свіжих ТВЗ 1-го року експлуатації в крайньому ряді та заміни їх на вигорілі ТВЗ 4-го року експлуатації, як на рис. 2.6, призведе до зниження радіаційного навантаження на корпус реактора (КР) та елементи ВКП, головним чином, на вигорідку реакторної установки (РУ) ВВЕР-1000.

Порівняння результатів розрахунку флюенсу та енерговиділень

Наступні розрахунки підтвердили, що застосування згаданого вище компонування палива в АкЗ, з використанням більшої кількості вигорілого палива замість свіжого по периферії, призводить до зменшення впливу нейтронних потоків на елементи ВКП.

Розрахунки виконувались за допомогою розрахункового пакету DOORS [2], а також згідно методичних рекомендацій спеціалістів Брукхевенської національної лабораторії (BNL), Аптон, Нью-Йорк, США [3], [4]. На рисунку 4 зображено положення точок, за якими виконувалися розрахунки та розрахункові точки у ШВК. Результати розрахунків відображено в таблицях 1-3 та на рисунках 5-8.

Таблиця 1 – Порівняння результатів розрахунків азимутального розподілу флюенсу в шарі максимального радіаційного навантаження на внутрішній поверхні вигордки

Розрахункова точка (нумерація точок згідно рис. 4)	Флюенс $E \geq 0,5 \text{ MeV}$, н/см ²			$\delta = \frac{TB3-WR^{(рис.2/рис.3)}}{TB3A} - 1, [\%]$
	TB3A (рис.1)	TB3-WR (рис.2)	TB3-WR (рис.3)	
1	1,055E+21	1,146E+21	1,216E+21	8,7/15,3
2	1,176E+21	1,211E+21	1,334E+21	2,9/13,4
3	7,898E+20	7,489E+20	8,785E+20	5,2/11,2
4	5,363E+20	4,806E+20	5,804E+20	10,4/8,2
5	5,970E+20	5,036E+20	6,175E+20	15,6/3,4
6	5,526E+20	4,440E+20	5,586E+20	19,7/1,1
7	9,372E+20	7,138E+20	9,417E+20	23,8/0,5
8	1,645E+21	1,136E+21	1,662E+21	31,0/1,0
9	1,445E+21	9,299E+20	1,447E+21	35,6/0,1
11	1,059E+21	6,890E+20	1,045E+21	34,9/1,3
12	1,634E+21	1,116E+21	1,634E+21	31,7/0,0
13	2,385E+21	1,886E+21	2,390E+21	20,9/0,2
15	1,608E+21	1,493E+21	1,599E+21	7,2/0,6
16	1,338E+21	1,271E+21	1,331E+21	5,0/0,6
17	1,742E+21	1,698E+21	1,731E+21	2,5/0,6
18	2,476E+21	2,455E+21	2,472E+21	0,9/0,2
19	1,739E+21	1,698E+21	1,731E+21	2,3/0,4
20	1,335E+21	1,271E+21	1,331E+21	4,8/0,4
21	1,604E+21	1,494E+21	1,600E+21	6,9/0,3
23	2,378E+21	1,889E+21	2,393E+21	20,5/0,6
24	1,627E+21	1,117E+21	1,634E+21	31,4/0,5
25	1,054E+21	6,899E+20	1,046E+21	34,6/0,8
27	1,436E+21	9,308E+20	1,445E+21	35,2/0,6
28	1,636E+21	1,138E+21	1,662E+21	30,4/1,6
29	9,286E+20	7,108E+20	9,406E+20	23,4/1,3
30	5,454E+20	4,393E+20	5,571E+20	19,4/2,2
31	5,901E+20	5,004E+20	6,160E+20	15,2/4,4
32	5,320E+20	4,805E+20	5,768E+20	9,7/8,4
33	7,845E+20	7,498E+20	8,691E+20	4,4/10,8
34	1,156E+21	1,198E+21	1,302E+21	3,6/12,6
35	1,022E+21	1,118E+21	1,171E+21	9,4/14,5

У представлених результатах найбільше зниження рівня флюенсу спостерігається при використанні як компоновки, з використанням меншої кількості свіжих ТВЗ (1-го року експлуатації) у периферійному ряді (рис. 2 та рис. 3), так і повного завантаження паливом ТВЗ-WR. Це підтверджує припущення щодо зменшення радіаційного навантаження на КР та елементи ВКП при їх застосуванні.

Щодо енерговиділень у вигордці РУ ВВЕР-1000, на рисунку 9 зображено два розподіли для демонстрації характерних відмінностей застосування різної компоновки паливних завантажень при використанні палива ТВЗ-WR (розподіл енерговиділень при використанні палива ТВЗА буде подібним до ТВЗ-WR, де також застосовано 4 свіжі касети в периферійному ряді).

Результати демонструють відмінність розподілу енерговиділення в районі розрахункових точок 13 та 23 (нумерація точок згідно рис. 4 (а)), зокрема суттєве зменшення максимальних значень енерговиділення, за рахунок заміни двох з чотирьох касет свіжого палива по периферії на вигорілі ТВЗ 4-го року експлуатації.

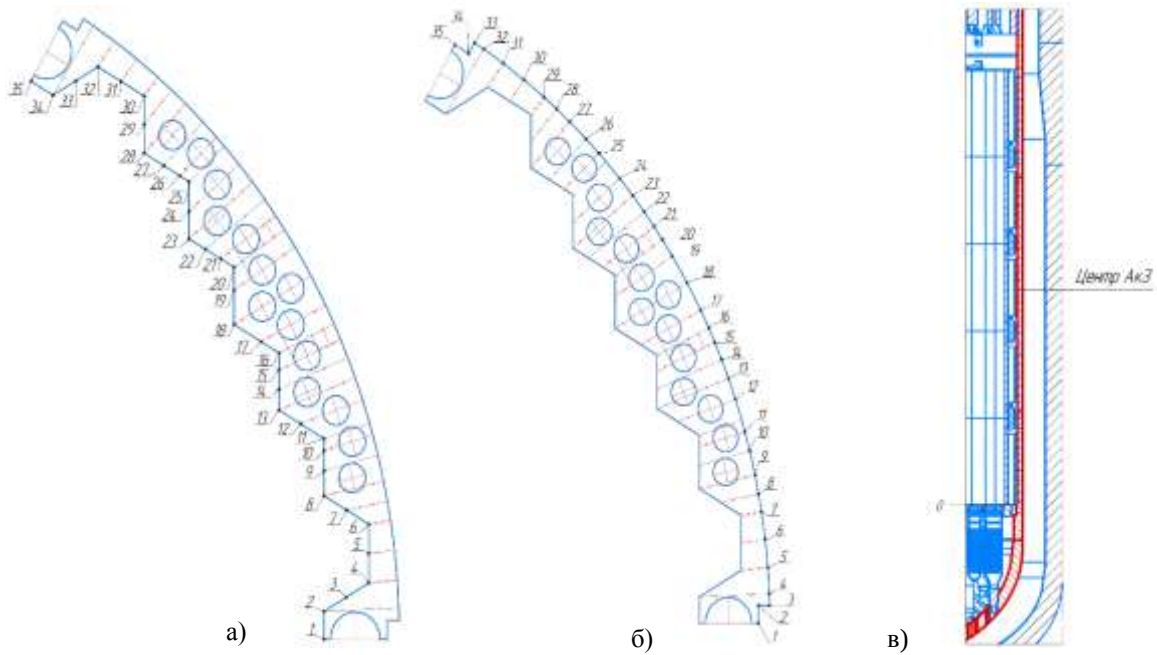


Рисунок 4 – Точки реєстрації відносних потоків нейтронів на внутрішній (а) та зовнішній (б) поверхнях вигордки, розрахункові точки в ШВК (в)

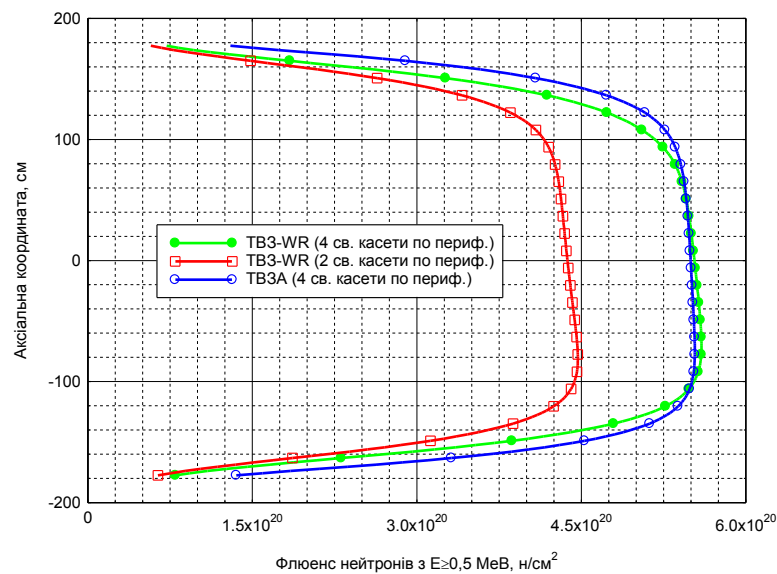


Рисунок 5 – Аксiальний розподіл флюенсу на внутрішній поверхні вигордки в напрямку точки б згідно з нумерацією рис. 4

Таблиця 2 – Порівняння результатів розрахунків азимутального розподілу флюенсу на внутрішній поверхні шахти внутрішньокорпусної на рівні середини активної зони

Розрахункова координата, градус	Флюенс E ≥ 0,5 MeV, н/см²			$\delta = \frac{ТВЗ-WR^{(рис.2/рис.3)}}{ТВЗА} - 1, [\%]$
	ТВЗА (рис.1)	ТВЗ-WR (рис.2)	ТВЗ-WR (рис.3)	
0	8,286E+19	7,831E+19	9,070E+19	5,5/9,5
8	1,872E+20	1,539E+20	1,923E+20	17,8/2,7
10	1,836E+20	1,446E+20	1,860E+20	21,2/1,3
20	1,277E+20	9,467E+19	1,253E+20	25,9/1,9
30	9,146E+19	8,640E+19	9,108E+19	5,5/0,4

Розрахункова координата, градус	Флюенс $E \geq 0,5$ MeB, н/см ²			$\delta = \frac{TB3-WR^{(рис.2/рис.3)}}{TB3A} - 1, [\%]$
	TB3A (рис.1)	TB3-WR (рис.2)	TB3-WR (рис.3)	
40	1,271E+20	9,473E+19	1,253E+20	25,5/1,4
50	1,816E+20	1,438E+20	1,855E+20	20,8/2,1
52	1,852E+20	1,530E+20	1,917E+20	17,4/3,5
60	8,181E+19	7,785E+19	8,940E+19	4,8/9,3

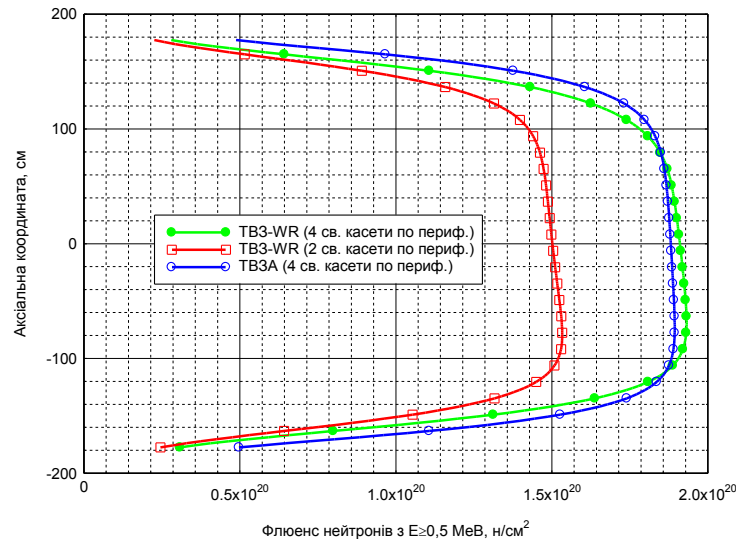


Рисунок 6 – Аксіальний розподіл флюенсу на зовнішній поверхні вигорідки в напрямку точки 6 згідно з нумерацією рис. 4

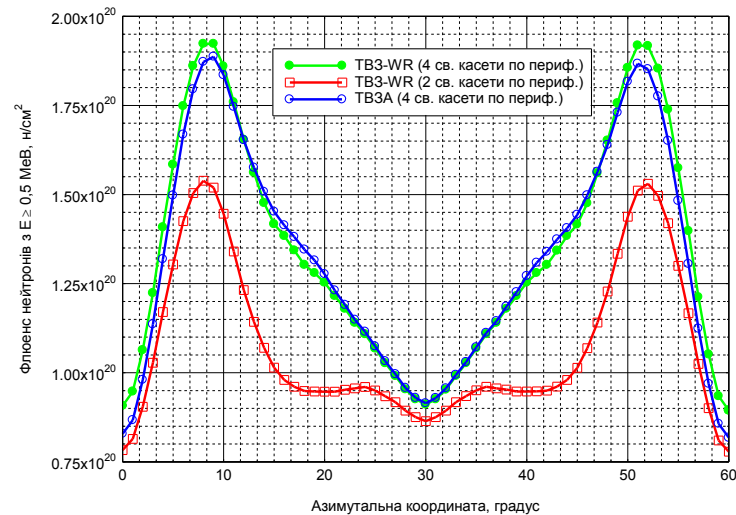


Рисунок 7 – Азимутальний розподіл флюенсу нейтронів на внутрішній поверхні шахти внутрішньокорпусної на рівні середини активної зони

Таблиця 3 – Порівняння результатів розрахунків азимутального розподілу флюенсу на зовнішній поверхні шахти внутрішньокорпусної на рівні середини активної зони

Розрахункова координата, градус	Флюенс $E \geq 0,5$ MeB, н/см ²			$\delta = \frac{TB3-WR^{(рис.2/рис.3)}}{TB3A} - 1, [\%]$
	TB3A (рис.1)	TB3-WR (рис.2)	TB3-WR (рис.3)	
0	3,778E+19	3,515E+19	4,110E+19	7,0/8,8
8	7,085E+19	5,815E+19	7,288E+19	17,9/2,9

Розрахункова координата, градус	Флюєнс $E \geq 0,5$ MeV, н/см ²			$\delta = \frac{TB3-WR^{(рис.2/рис.3)}}{TB3A} - 1, [\%]$
	TB3A (рис.1)	TB3-WR (рис.2)	TB3-WR (рис.3)	
10	7,054E+19	5,557E+19	7,159E+19	21,2/1,5
20	4,962E+19	3,706E+19	4,874E+19	25,3/1,8
30	3,692E+19	3,458E+19	3,677E+19	6,3/0,4
40	4,940E+19	3,708E+19	4,874E+19	24,9/1,3
50	6,985E+19	5,530E+19	7,142E+19	20,8/2,3
52	7,010E+19	5,785E+19	7,263E+19	17,5/3,6
60	3,733E+19	3,496E+19	4,058E+19	6,3/8,7

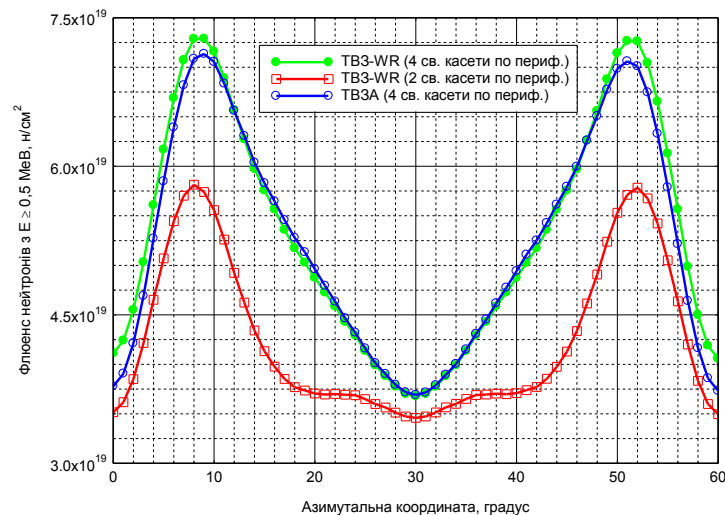
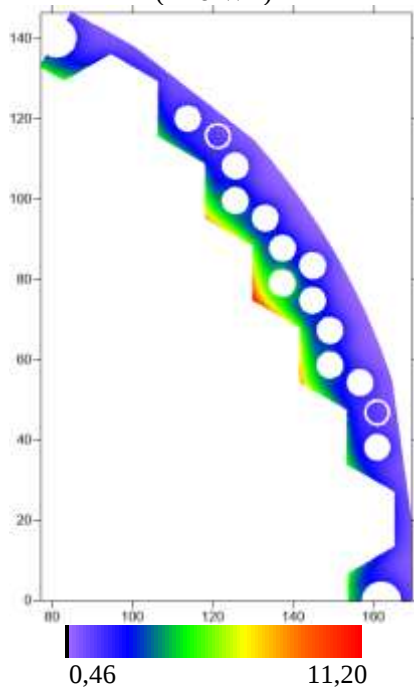


Рисунок 8 – Азимутальний розподіл флюєнсу нейтронів на зовнішній поверхні шахти внутрішньокорпусної на рівні середини активної зони

2 свіжі касети в периферійному ряді
(TB3-WR)



4 свіжі касети в периферійному ряді
(TB3-WR)

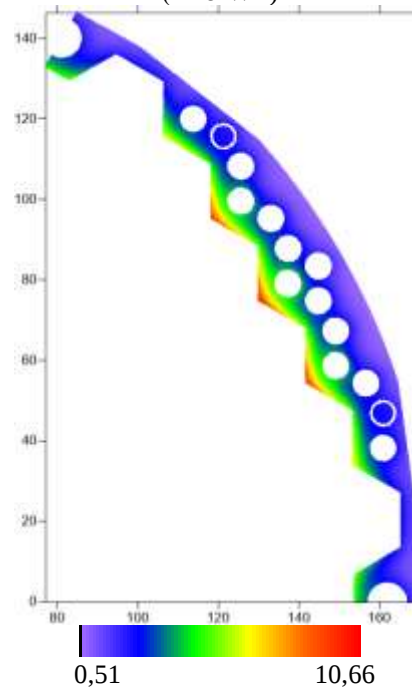


Рисунок 9 – Радіальний розподіл енерговиділення у вигородці на аксіальних рівнях максимального значення

Висновки

Порівняння компоновок з різною кількістю свіжого палива у периферійному ряді ТВЗ показало значний вплив цього фактору на радіаційне навантаження. Зменшення кількості ТВЗ 1-го року експлуатації в крайніх рядах призводить до суттєвого зниження радіаційного навантаження на елементи ВКП, зокрема на вигородку та ШВК.

Найбільше зниження рівня флюенсу спостерігається при використанні по периферії меншої кількості свіжих ТВЗ 1-го року експлуатації та повного завантаження паливом ТВЗ-WR. Розподіл енерговиділення демонструє відмінності між різними компоновками паливних завантажень. Заміна свіжих ТВЗ 1-го року експлуатації у периферійному ряді на вигорілі ТВЗ 4-го року експлуатації призводить до зниження максимальних значень енерговиділення.

V. Konshin¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-2591-3589

B. Hodunok¹, master student, ORCID 0009-0001-9413-8515

M. Ieremenko², Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-5411-7920

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

²State enterprise «State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation Safety»

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF DIFFERENT CORE LAYOUT ON THE RADIATION LOAD OF VVER-1000 REACTOR INTERNAL DEVICES

When operating the power units of nuclear power plants beyond their projected lifespan, it is crucial to consider the impact of various operational factors, such as neutron irradiation, elevated temperatures, and cyclic loading, on the reactor core and internal structures. These factors lead to significant changes in the properties of the metal used in these components. It is also important to note that each change in reactor power results in a considerable variation in gamma radiation, which, in turn, contributes to the cyclic loading of the core baffle and the reactor barrel. This effect is primarily manifested in the reduced resistance to brittle fracture, commonly referred to as embrittlement, and it also leads to an increase in radiation exposure for the reactor core and internal devices.

The implementation of core layouts that minimize neutron leakage from the active zone is one of the key measures to reduce the radiation impact on the discussed elements of internal structures. This is achieved by strategically placing spent fuel assemblies still in operation at the periphery of the active zone and fresh fuel in the central region. Different configurations of fuel loadings in nuclear reactors significantly influence the unevenness of energy release, which can introduce additional safety risks.

In this article, various configurations of the reactor's active zone have been examined using thermal power assemblies of the types TVSA and FA-WR. Additionally, a comparison was made regarding the influence of these assemblies on the radiation exposure of the shielding structures under the considered fuel loading configurations. As a result of the calculations performed, values for the fast neutron flux were obtained at selected calculation points within the active zone of the VVER-1000 reactor and at the center of the internal core shaft. Furthermore, the distribution of power outputs from the core baffle in the axial layer of maximum loading was also determined.

Key words: reactor barrel, reactor VVER-1000, internal devices, fluence, energy release, core baffle, FA-WR.

References

1. VVER Core Design and Safety Analyses | Westinghouse Nuclear. *Shaping Tomorrow's Energy* | Westinghouse Nuclear.
URL: <https://westinghousenuclear.com/data-sheet-library/vver-core-design-and-safety-analyses/>.
2. DOORS 3.2: One-, Two- and Three-Dimensional Discrete Ordinates Neutron/Photon Transport Code System. RSIC Code package CCC-650 URL: <https://rsicc.ornl.gov/codes/ccc/ccc6/ccc-650.html>.
3. John F. Carew, Arnold L. Aronson Method for Calculating Pressure Vessel Fluence. A Training Course for the Ukrainian State Scientific & Technical Center. Informal Technical Report. Vol 1. BNL, Upton, New York 11973-5000, 2001.
4. John F. Carew, Arnold L. Aronson Method for Calculating Pressure Vessel Fluence. A Training Course for the Ukrainian State Scientific & Technical Center. Informal Technical Report. Vol 2. BNL, Upton, New York 11973-5000, 2001.

Надійшла: 30.04.2025

Received: 30.04.2025

АНАЛІЗ НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ МЕХАНІЗМІВ РОЗВИТКУ КОГЕНЕРАЦІЙ В УКРАЇНІ

У статті проведено комплексний аналіз нормативно-правового регулювання розвитку когенерацій, як складової розподіленої генерації в Україні, включаючи основні законодавчі акти, постанови Кабінету Міністрів України та Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Особливу увагу приділено механізмам сертифікації когенераційних установок, процедури приєднання до електромереж та фінансовим стимулам, спрямованим на підтримку розвитку енергетичної галузі.

Розглянуто законодавчі зміни, інституційні рішення та ринкові механізми, що забезпечують розвиток розподіленої генерації як невід'ємної складової енергетичної трансформації України. Проведений порівняльний аналіз дозволяє виявити ключові особливості правового регулювання та можливі напрями удосконалення національного законодавства.

Крім того, у статті оцінено стратегічні перспективи розвитку систем розподіленої генерації включаючи прогнозовані зміни нормативного середовища, потенційний вплив державної політики та можливості розширення участі когенераційних установок у балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг.

Ключові слова: розподілена генерація, когенерація, нормативно-правове регулювання, енергоефективність, енергетична безпека, інтеграція з ЄС.

Вступ. Питання трансформації енергетичної системи України набуло особливої актуальності в умовах зовнішньої агресії, що суттєво порушила стабільність централізованої генерації та передачі електроенергії. В цих умовах особливого значення набувають механізми локального енергозабезпечення, в основі яких лежить принцип децентралізації. Розподілена генерація розглядається не лише як технічне рішення, а як стратегічна відповідь на виклики енергетичної безпеки, економічної самостійності регіонів та відповідності європейському курсу енергетичної політики.

Європейський Союз формує високі стандарти в частині розвитку відновлюваних джерел енергії та розподілених форм генерації. Зокрема, оновлена Директива (ЄС) 2023/2413 (RED III) встановлює обов'язкову цільову частку ВДЕ в кінцевому споживанні енергії на рівні 42,5% до 2030 року з індикативним підвищенням до 45%. Крім того, документ конкретизує процедури приєднання малих генеруючих об'єктів, підвищення гнучкості енергосистеми та створення механізмів участі споживачів у виробництві й накопиченні електроенергії. В той же час держава, маючи зобов'язання в межах Угоди про асоціацію та в рамках Європейського зеленого курсу, проводить активну гармонізацію свого законодавства з положеннями RED II/III. [1]

У цьому контексті розвиток когенераційних установок (КГУ) стає ключовим інструментом стабільного енергозабезпечення, ефективного використання палива, зниження втрат та реалізація гнучкості енергетичної системи. Розширення участі КГУ в балансуєчому ринку, запровадження механізмів підтримки через сертифікацію, спеціальні режими підключення та податкові стимули — усе це свідчить про формування нового підходу до децентралізації української енергетики. [2]

Метою дослідження є аналіз сучасного стану нормативно-правового регулювання розвитку розподіленої генерації за умов встановлення когенераційних установок з урахуванням європейських тенденцій і внутрішніх викликів. Особливий акцент зроблено на визначенні ключових законодавчих ініціатив, що забезпечують правове підґрунтя для впровадження когенераційних установок, а також на виявленні проблем імплементації чинних норм у практичній площині. У межах дослідження розглянуто механізми державного стимулювання когенерації в Україні, процедури сертифікації, участь об'єктів розподіленої генерації в ринкових моделях, включно з ринком допоміжних послуг, а також перспективи гармонізації законодавства України з вимогами Директиви RED III. Аналіз охоплює як національне законодавство, так і регуляторні документи центральних органів виконавчої влади, а також стратегічні плани з розвитку енергетики до 2035 року.

Матеріал і результати дослідження.

У 2023–2024 роках в Україні було реалізовано кілька знакових проєктів когенераційних установок, що демонструють потенціал технології в умовах нестабільного енергопостачання. Зокрема, компанія «Інжур Енерджі» реалізовує проєкт будівництва електростанції на базі КГУ загальною проєктною

потужністю 34 МВт, основні функції продемонстровано на рис.1. Об'єкт складається з двох черг: перша черга — 18 МВт, запуск якої заплановано на кінець 2025 року, друга черга — 16 МВт. Установки заплановано використовувати для покриття пікових навантажень, які братимуть участь у ринку допоміжних послуг, зокрема в аукціонах Укренерго з резервування частоти (aPВЧ). [3]



Рисунок 1 – Основні функції КГУ

Проект реалізований за змішаною моделлю фінансування, що включає банківський кредит, інвестиційні кошти та часткову компенсацію від міжнародної донорської організації.

Висока ефективність, відносно швидке розгортання та можливість гнучкої участі в ринку електроенергії засвідчили актуальність масштабування таких проєктів у регіонах. На даний час накопичено значний досвід використання мікротурбін та когенераційних установок у міському господарстві як джерела децентралізованого електро-та тепlopостачання і виробництва холоду. Це промислові підприємства, офісні, торгові та розважальні центри, басейни, лікарні, навчальні заклади, об'єкти ЖКГ, які потребують постійної подачі електроенергії, тепла і холоду. [4]

Розглядаючи перспективи розвитку розподіленої генерації, доцільно виділити два основні сценарії: базовий та прогресивний. Вони відображають можливі варіанти регуляторних змін, вплив фінансових механізмів підтримки та рівень технологічної інтеграції сектору у загальну енергосистему країни.

Базовий сценарій. У межах базового сценарію передбачається поступове розширення розподіленої генерації без суттєвих змін у регуляторному середовищі. Збереження поточних темпів реформування законодавчої бази та механізмів фінансового стимулювання може призвести до обмеженої інтеграції сектору, що супроводжуватиметься низкою регуляторних та економічних бар'єрів. Очікується, що частка розподіленої генерації у загальному обсязі виробництва електроенергії зросте до 15%, переважно у сфері когенераційних установок та малих ВДЕ-станцій. Нормативно-правове середовище буде адаптоване частково, залишаючи певні обмеження щодо процедур приєднання та тарифного регулювання.

Інвестиційна активність у межах цього сценарію залишатиметься стриманою, оскільки відсутність гарантованих механізмів компенсації витрат та стабільних стимулюючих тарифів стримуватиме капіталовкладення у сектор.

Прогресивний сценарій. Прогресивний сценарій передбачає реалізацію комплексних реформ у сфері нормативного регулювання та фінансової підтримки розподіленої генерації. За таких умов частка розподіленої генерації у виробництві електроенергії може досягти 30%, із суттєвою часткою розумних мікромереж, автономних когенераційних систем та інтеграції технологій зберігання енергії.

Запровадження нових регуляторних механізмів, зокрема повноцінного доступу розподіленої генерації до балансуєного ринку та ринку допоміжних послуг, сприятиме підвищенню її економічної привабливості. Фінансова підтримка отримає стабільну основу завдяки довгостроковим механізмам інвестиційного стимулювання, що включатимуть модернізовану систему «зелених» тарифів та модель державно-приватного партнерства у розвитку енергетичних кластерів.

Цифровізація сектору сприятиме ефективному управлінню розподіленими енергосистемами, підвищенню прогнозованості навантажень та інтеграції алгоритмів штучного інтелекту у моделювання попиту та балансування потужностей. Таким чином, за умов реалізації прогресивного сценарію розподілена генерація зможе повноцінно інтегруватися у гнучку та децентралізовану енергетичну модель країни, відповідно до сучасних вимог енергоринку ЄС.

Для наочного представлення змін у структурі генерації електроенергії в Україні у період 2023–2035 років наведено табличне порівняння основних параметрів розвитку сектору. У таблиці 1 наведено прогноз динаміки частки розподіленої генерації, механізми стимулювання, рівень інтеграції КГУ у балансуєний ринок та інституційні аспекти підтримки.

Таблиця 1. Порівняльний аналіз змін у структурі генерації (2023–2035)

Показник	2023 (поточний стан)	2024 (перехідний період)	2035 (базовий сценарій)	2035 (прогресивний сценарій)
Частка розподіленої генерації	~8%	~11%	~15%	~30%
Головні джерела КГУ	Газопоршнєві КГУ, біогазові установки	Розширення біометану та когенерацій	Біометан, мікромережі локального рівня	Smart Grid, високоефективні КГУ
Інтеграція в ринки допоміжних послуг	Обмежена участь у балансуєчому ринку	Перші повноцінні аукціони з резервування	Розширена інтеграція через стабільне тарифне регулювання	Повноцінний доступ до Demand Response
Державна політика стимулювання	Пільги на обладнання, обмежені субсидії	Запуск «зелених» облігацій та кредитних програм	Стимулюючі тарифи, аукціонне фінансування	«Зелені» облігації, державно-приватне партнерство
Цифровізація та автоматизація	Поодинокі проекти Smart Grid	Перша хвиля впровадження цифрових платформ сертифікації КГУ	Локальна автоматизація мікромереж	Глобальна інтеграція ІІІ для енергосистем
Інституційна підтримка	Фрагментована координація	Запуск єдиної системи реєстрації КГУ через Держенергоефективності	Єдиний регуляторний центр	Цифрова платформа для КГУ та Smart Grid
Участь у балансуєчому ринку	400 МВт	600 МВт	>800 МВт	>1500 МВт

Як видно з таблиці, у базовому сценарії розвиток розподіленої генерації відбувається поступово, без суттєвих змін у регуляторній політиці. Водночас у прогресивному сценарії спостерігається значне збільшення частки КГУ, активне використання Smart Grid та цифрових платформ для управління енергосистемами. Це підтверджує важливість впровадження нових механізмів підтримки та стимулювання ринку.

Аналіз нормативно-правового регулювання свідчить про розвиток розподіленої генерації в Україні та поступову адаптацію до принципів, закладених у європейському енергетичному праві. Зокрема, правова база охоплює як базові закони, що визначають загальні рамки функціонування енергетичного ринку, так і низку підзаконних актів, спрямованих на детальне регулювання впровадження та експлуатації когенераційних установок.

Законодавче забезпечення розподіленої генерації в Україні сформовано під впливом кількох ключових факторів: імплементації положень європейського енергетичного законодавства, практичної необхідності децентралізації енергетичних ресурсів у відповідь на виклики війни, а також актуалізації питань енергоефективності та технологічної гнучкості. Особливого значення набули нормативні акти, що регулюють використання когенераційних установок, які здатні ефективно забезпечити виробництво тепла та електроенергії з високими показниками PES (Primary Energy Savings). Серед основних нормативних документів слід виділити наступні:

-Закон України «Про ринок електричної енергії» — встановлює правову основу для функціонування конкурентного ринку електроенергії, передбачає можливість для незалежних виробників, у тому числі об'єктів розподіленої генерації, брати участь у різних сегментах ринку. Закон закріплює можливість укладання двосторонніх договорів (PPA), передбачає приєднання малих виробників до електричних мереж за прозорими умовами.

-Закон України «Про альтернативні джерела енергії» — створює умови для використання новітніх видів палива у розподіленій генерації (біогаз, біометан, синтетичний газ) та стимулює розвиток інфраструктури для накопичення енергії. Закон став основою для подальшої дерегуляції та стимулювання «зеленої» енергетики в Україні.

-Закон України №2509-IV (зі змінами Закону №2955-IX від 24.02.2023) — є ключовим інструментом підтримки високоефективних когенераційних установок. Він запроваджує критерій PES ($\geq 10\%$ для установок понад 1 МВт; $>0\%$ для малих/мікро установок) як умову для кваліфікації, визначає поняття високоефективної КГУ, порядок створення державного реєстру та взаємодії з операторами системи.

Державні цілі розвитку розподіленої генерації закладені в Національному плані дій з розвитку ВДЕ. Зокрема Національний план з розвитку відновлюваної енергетики є доповненням Національного плану з енергетики та клімату (НПЕК) та визначає траєкторії розвитку відновлюваної енергетики за секторами до 2030 року із заходами щодо їх реалізації з урахуванням політик та заходів, визначених НПЕК. План інтегрується з положеннями RED II/RED III. Також в Стратегія розвитку розподіленої генерації до 2035 року, де визначено концептуальний підхід до формування децентралізованої, стійкої та гнучкої енергосистеми. Вона включає інтеграцію Smart Grid, підтримку локальних енергетичних кластерів, розвиток мікромереж, створення умов для розвитку власного виробництва КГУ.

Також окремо необхідно приділити увагу до спрощення на законодавчому рівні процедури приєднання КГУ, про що свідчать відповідні закони та постанови:

-Закон України від 15.07.2021 № 1657-IX «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо спрощення процедури приєднання до електричних мереж» — включає положення щодо прискореного технічного приєднання для КГУ в умовах дії воєнного стану, а також пріоритетне надання технічних умов малим і середнім об'єктам генерації.

-В період військового стану діє окремий спецрежим прискореного тимчасового приєднання: Постанова НКРЕКП №352 та №832 — які врегульовують механізми тимчасового підключення в період надзвичайних умов, встановлюють спрощені умови для приєднання когенераційних установок, до газорозподільчих і електричних мереж, що мають критичну інфраструктурну важливість. [5-6]

-Постанова КМУ №1316 від 15 грудня 2023 р. — затверджує Порядок кваліфікації КГУ, регламентує строки подання документів, вимоги до технічної документації, критерії вискоефективності. Реалізується принцип «єдиного вікна» через Держенергоефективності.

Податкові пільги та митне звільнення — реалізуються через Закони України №3853-IX та №3854-IX, які передбачають зниження ПДВ на імпорт обладнання для КГУ. [7-8]

Поглиблений огляд механізмів ринку показав, що починаючи з 2024 року, оператори КГУ отримали змогу повноцінно брати участь у балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг завдяки впровадженню відповідних регламентів НКРЕКП. Участь здійснюється через аукціони Укренерго[9], де оператор системи визначає потребу в регулюючих потужностях.

Тому станом на березень 2024 року загальний обсяг контрактованих резервів за участю КГУ становив понад 400 МВт, що є істотним внеском у стабільність енергосистеми. При цьому доступ до ринку можливий лише після отримання сертифіката вискоефективної когенерації, що стимулює виробників дотримуватися стандартів ефективності ($PES \geq 10\%$).

Розвиток розподіленої генерації на основі КГУ в Україні не обмежується лише технічними чи правовими аспектами. Йдеться також про формування інституційного та економічного середовища, здатного забезпечити сталість трансформацій. Насамперед важливо створити дієві механізми довгострокового фінансування для впровадження КГУ, зокрема через механізм «зелених облігацій», програм пільгового кредитування, міжнародну донорську підтримку.

Також актуальною є імплементація положень щодо мікромереж, передбачених RED III, адже такі структури дозволяють громадам, бізнесам і критичній інфраструктурі самостійно забезпечувати себе енергією, підвищуючи надійність у кризових умовах. Реалізація цієї концепції пов'язана з виконанням низки завдань:

- Полегшити підключення та забезпечити умови роботи генераторів усіх потужностей і технологій.
- Надати споживачам можливість активно брати участь в оптимізації роботи системи.
- Забезпечити споживачів необхідною інформацією.
- Створити для споживачів можливості вибору варіантів рішень. [10].

Необхідно запровадити єдиний цифровий кабінет з можливістю подання заявки на сертифікацію, приєднання до мережі, участь в аукціонах або податкових програмах. Законодавче закріплення кластерного підходу, а також податкові стимули для локалізації виробництва КГУ стануть додатковими драйверами розвитку галузі. На рис.2 продемонстровано схему, шлях КГУ від проекту до ринку зважаючи на законодавчу базу.

У постанові Кабінету Міністрів №1316 від 15 грудня 2023 р. представлена «інструкція», яка описує яким чином реалізовано механізми кваліфікації когенераційних установок. Вона має три головні блоки: критерії ефективності, процедуру кваліфікації та функцію контролю з боку Держенергоефективності, що відображено на рисунку 3. [11]

Разом із прогресом постають і системні обмеження, без подолання яких ефект від реформ буде частковим. Цифровізація процедур кваліфікації та приєднання перебуває на початковому етапі. Незважаючи на затвердження спрощених алгоритмів, фактична реалізація в регіонах є неоднорідною. Заявники зіштовхуються з проблемами доступу до цифрових платформ, необхідністю повторного подання документів, відсутністю інтеграції баз даних НКРЕКП, Міненерго та Держенергоефективності.



Рисунок 2 – Шлях КГУ від проєкту до ринку

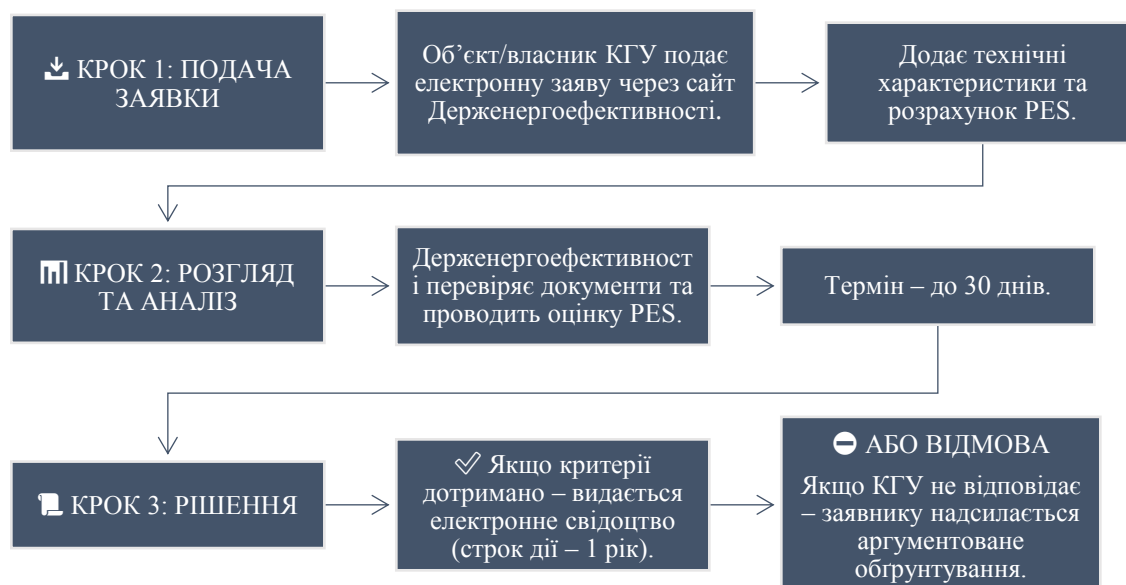


Рисунок 3 – Процедура кваліфікації КГУ

Також залишається обмеженням доступ КГУ до гнучких ринків енергії, зокрема ринку реакції попиту (Demand Response), що є нормою для країн ЄС. Відсутність відповідного правового поля, технічних протоколів та механізмів фінансового заохочення знижує здатність КГУ брати участь у системному балансуванні в повному обсязі.

Варто також зазначити інституційні бар'єри: відсутність єдиного координуючого центру або агенції, відповідальної за реалізацію політики підтримки розподіленої генерації. Наявна фрагментація повноважень між різними органами влади ускладнює доступ до комплексної підтримки.

Додатково слід вказати на дефіцит кваліфікованих кадрів в органах місцевої влади та енергетичних компаніях, що сповільнює обробку технічних умов, здійснення погоджень, перевірок та введення в експлуатацію. [12]

Загалом, наявні обмеження вимагають продовження реформ, спрямованих на стабілізацію ринку енергоресурсів, посилення цифрових рішень та міжвідомчої координації, а також розвитку нових ринкових механізмів участі розподіленої генерації у балансуванні енергетичної системи.

Усі ці елементи, за умови їхньої комплексної реалізації, створюють фундамент для стійкої, гнучкої та енергоефективної енергетики нового покоління в Україні (рис.4).

Попри позитивні зрушення у нормативному середовищі, впровадження розподіленої генерації в Україні супроводжується рядом суттєвих бар'єрів та обмежень, які стримують її масштабування.



Рисунок 4 - SWOT-аналіз нормативного середовища для КГУ в Україні

Висновки

Розвиток нормативно-правового регулювання розподіленої генерації в Україні є ключовим фактором трансформації енергетичного сектору в умовах його децентралізації, інтеграції до європейського ринку та підвищення енергетичної безпеки. Проведений аналіз свідчить про поступове вдосконалення законодавчої бази, що включає імплементацию положень RED III, спрощення процедур приєднання когенераційних установок та розширення їхньої участі у балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг.

Аналіз показує, що успішне впровадження розподіленої генерації неможливе без стабільної політики підтримки, прозорих механізмів фінансування та цифрової доступності регуляторних процедур. Впровадження єдиної платформи для сертифікації, приєднання та ринкової інтеграції КГУ може значно спростити процеси їхнього масштабування.

Нормативне середовище все ще має низку бар'єрів, які стримують повноцінний розвиток енергетичного сектору. Регуляторна нестабільність тарифів, недостатня цифровізація процесів сертифікації та обмежений доступ КГУ до механізмів Demand Response залишаються ключовими викликами, що потребують комплексних реформ.

Список використаної літератури

1. Директива (ЄС) 2023/2413 Європейського парламенту та Ради щодо сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел (RED III). — Офіційний журнал ЄС. — 2023.
2. Ходаківський В. О., Карпенко Д. С. Оцінювання рівня ефективності впровадження когенерації в умовах модернізації та резервування системи тепlopостачання // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. — 2025. — № 2. — С. 12–19 URL: <https://energy.kpi.ua/article/view/327134/319047> (дата звернення: 05.08.2025).
3. Inzhur Energy. URL: <https://www.inzhur.reit/funds/Energy> (дата звернення: 06.08.2025).
4. Халатов А. В., Фіалко Н. І. Газотурбінні та газопоршнєві електростанції для децентралізованої енергетики України // *Технології енергетики, енергетичні системи і комплекси*. — 2025. — № 1. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/882/791> (дата звернення: 06.08.2025).

5. Постанова НКРЕКП №352 від 26.03.2022 «Про затвердження Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану». URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-poryadku-timchasovogo-priyednannya-elektroinstallatovok-do-sistemi-rozpodilu-u-period-diyi-v-ukrayini-voyennogo-stanu> (дата звернення 07.06.2025).
6. Постанова НКРЕКП №832 від 30.04.2024 про внесення змін до постанови № 355 від 29 березня 2022 року «Про особливості надання послуг з приєднання до газорозподільних систем під час дії воєнного стану». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0832874-24#Text> (дата звернення 17.06.2025).
7. Закон України №3853-IX від 16.07.2024 «Про внесення змін до підрозділу 2 розділу XX “Перехідні положення” Податкового кодексу України щодо звільнення від оподаткування податком на додану вартість операцій з ввезення товарів для потреб виробництва та/або ремонту машин механізованого розмінування». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/3853-20> (дата звернення 12.07.2025).
8. Закон України №3854-IX від 16.07.2024 «Про внесення змін до Митного кодексу України щодо звільнення від оподаткування ввізним митом товарів для потреб виробництва та/або ремонту машин механізованого розмінування, товарів, які сприяють відновленню енергетичної інфраструктури України, та щодо окремих особливостей митного оформлення товарів, призначених для потреб безпеки і оборони». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/3854-20> (дата звернення 12.07.2025).
9. ExPro Energy. Аналітичний огляд ринку допоміжних послуг в Україні, 2024. URL: <https://expro.com.ua> (дата звернення: 26.07.2025).
10. Кириленко О. В. Заходи та засоби перетворення енергетики України на інтелектуальну екологічно безпечну систему: доповідь на науковій сесії Загальних зборів НАН України 17 лютого 2022 року // Вісник НАН України. – 2022. – № 3. – С. 18–23. URL: <https://www.visnyk-nanu.org.ua/ojs/index.php/v/article/view/2022-3-6/465> (дата звернення: 06.08.2025).
11. Постанова Кабінету Міністрів України №1316 від 15.12.2023 «Про затвердження Порядку проведення кваліфікації когенераційних установок». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1316-2023-%D0%BF#Text> (дата звернення 07.06.2025).
12. Степаненко В. А., Замулко А. І. Механізми державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики // Енергетика: економіка, техніка, екологія. – 2023. – № 3. URL: <https://energy.kpi.ua/article/view/289709/284017> (дата звернення: 10.08.2025).

V. Tsiukh¹, Ph.D. student, ORCID 0009-0001-2312-7026

Y. Veremiichuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-0258-0478

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF REGULATORY AND LEGAL MECHANISMS FOR THE DEVELOPMENT OF COGENERATION IN UKRAINE

The article presents a comprehensive analysis of the regulatory framework governing the development of cogeneration as a component of distributed generation in Ukraine, including the principal legislative acts as well as resolutions of the Cabinet of Ministers of Ukraine and the National Energy and Utilities Regulatory Commission (NEURC). Particular attention is paid to mechanisms for certifying cogeneration units, procedures for connection to electric grids, and financial incentives aimed at supporting the development of the energy sector.

The study examines legislative amendments, institutional decisions, and market mechanisms that underpin the growth of distributed generation as an integral element of Ukraine's energy transition. The comparative analysis identifies key features of legal regulation and potential avenues for improving national legislation.

In addition, the article assesses the strategic prospects for the development of distributed generation systems, including anticipated changes in the regulatory environment, the potential impact of public policy, and opportunities to expand the participation of cogeneration units in the balancing market and the ancillary services market.

Keywords: distributed generation, cogeneration, regulatory framework, energy efficiency, energy security, EU integration.

References

1. European Parliament and Council. (2023). Directive (EU) 2023/2413 on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED III). Official Journal of the EU. (Ukr).
2. V. O. Khodakivskyi and D. S. Karpenko, "Assessment of cogeneration efficiency under modernization and backup conditions of heat supply systems," *Energetyka: Ekonomika, Tekhnolohii, Ekolohiia*, No. 2, pp. 12–19. URL: <https://energy.kpi.ua/article/view/327134/319047> (Accessed: 05 August 2025). (Ukr).
3. Inzhur Energy. Official website. URL: <https://www.inzhur.reit/funds/Energy> (Accessed: 06 August 2025). (Ukr).
4. Khalatov, A.V., & Fialko, N.I. (2025). Gas turbine and gas piston power plants for decentralized energy in Ukraine. *Energy Technologies, Systems and Complexes*, No. 1. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/882/791> (Accessed: 06 August 2025). (Ukr).
5. NEURC Resolution No. 352 of 26.03.2022 "On approval of the Procedure for temporary connection of electrical installations to the distribution system during the period of martial law in Ukraine." URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-poryadku-timchasovogo-priyemnannya-elektroustanovok-do-sistemi-rozpodilu-u-period-diyi-v-ukrayini-voyennogo-stanu> (Accessed: 07 June 2025). (Ukr).
6. NEURC Resolution No. 832 of 30.04.2024 on amendments to Resolution No. 355 of 29 March 2022 "On the specifics of providing connection services to gas distribution systems during the period of martial law." URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0832874-24#Text> (Accessed: 07 June 2025). (Ukr).
7. Law of Ukraine No. 3853-IX of 16.07.2024 "On Amendments to Subsection 2 of Section XX 'Transitional Provisions' of the Tax Code of Ukraine regarding exemption from value-added tax (VAT) for operations involving the import of goods for the manufacture and/or repair of mechanized demining machines." URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/3853-20> (Accessed: 12 July 2025). (Ukr).
8. Law of Ukraine No. 3854-IX of 16.07.2024 "On Amendments to the Customs Code of Ukraine regarding exemption from import duty on goods for the manufacture and/or repair of mechanized demining machines, goods that support the restoration of Ukraine's energy infrastructure, and certain specifics of customs clearance of goods intended for security and defense needs." URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/3854-20> (Accessed: 12 July 2025). (Ukr).
9. ExPro Energy. (2024). Analytical Review of the Ancillary Services Market in Ukraine. URL: <https://expro.com.ua> (Accessed: 26 July 2025). (Ukr).
10. Kyrylenko, O.V. (2022). Measures and Tools for the Transformation of Ukraine's Energy Sector into an Intelligent and Environmentally Safe System. *Visnyk of the NAS of Ukraine*, No. 3, pp. 18–23. URL: <https://www.visnyk-nanu.org.ua/ojs/index.php/v/article/view/2022-3-6/465> (Accessed: 06 August 2025). (Ukr).
11. Cabinet of Ministers of Ukraine. (2023). Resolution No. 1316 dated 15.12.2023 "On approval of the Procedure for qualification of a cogeneration unit". URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1316-2023-п#Text> (Accessed: 07 June 2025). (Ukr).
12. Stepanenko, V.A., & Zamulko, A.I. (2023). Mechanisms of State Stimulation of Renewable Energy Development. *Energetyka: Ekonomika, Tekhnolohii, Ekolohiia* No. 3. URL: <https://energy.kpi.ua/article/view/289709/284017> (Accessed: 10 August 2025). (Ukr).

Надійшла: 13.09.2025

Received: 13.09.2025

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ.

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

UDC 621.3:620.9

DOI 10.20535/1813-5420.3.2025.339751

A. Bosak¹, PhD, ORCID 0000-0002-4667-9720

G. Kostenko¹, ORCID 0000-0002-8839-7633

A. Zaporozhets¹, Dr. Sc. (Eng), Sen.Researcher, ORCID 0000-0002-0704-4116

¹General Energy Institute of NAS of Ukraine

ELECTRIC VEHICLE BATTERY TYPE SUITABILITY IN V2L APPLICATIONS TO ENHANCE GRID LOAD FLEXIBILITY: A COMPARATIVE STUDY

Purpose of the research: This study examines the potential of Vehicle-to-Load (V2L) technology as a practical tool for enhancing grid load flexibility through decentralized energy support. Special emphasis is placed on the influence of battery characteristics on V2L effectiveness.

Methodology: A comprehensive technical and comparative analysis is conducted, focusing on key battery-related parameters that affect V2L performance. These include usable capacity, inverter constraints, thermal regulation, and degradation behavior. The study evaluates three dominant battery chemistries—lithium iron phosphate (LFP), nickel manganese cobalt (NMC), and lithium titanate (LTO)—and three major cell formats (prismatic, pouch, cylindrical) to assess their suitability for real-world V2L use cases.

Results: LFP batteries demonstrate the best overall trade-off between safety, durability, and cost-efficiency under partial load conditions typical for V2L. Inverter limitations and thermal management are shown to significantly affect performance and longevity. Among cell formats, pouch cells are more vulnerable to thermal stress, while prismatic cells perform more consistently under moderate cycling regimes.

Conclusions: V2L technology offers a viable and increasingly accessible pathway to improve household-level energy autonomy and reduce strain on centralized grids during peak periods. The growing availability of commercial EVs equipped with LFP batteries strengthens the case for integrating V2L into smart grid strategies aimed at increasing load flexibility and resilience.

Keywords: electric vehicles; Vehicle-to-Load (V2L); lithium-ion batteries; peak load shaving; battery performance; energy resilience

1. Introduction

The global shift towards energy system decentralization and accelerated transition to renewable energy sources have driven significant changes in electricity generation, distribution, and consumption, shaping new paradigms for sustainable development and energy security [1-2]. In Ukraine, these priorities are reflected in national strategies that emphasize the integration of renewables and distributed energy resources while ensuring system flexibility and reliability [2]. A substantial body of research has explored the trends and prospects of electric vehicle (EV) deployment, their integration into power systems, and the potential of EVs as flexible resources for load management and frequency regulation [3-8]. Studies have also examined the impact of EV charging on power quality and grid stability [9-13], as well as the role of microgrids and distributed generation in enhancing energy system resilience [6-7, 14]. While these contributions have expanded the understanding of EV-grid interactions and the broader potential of electrified transport for energy systems, the specific application of Vehicle-to-Load (V2L) technology remains underexplored, particularly in the context of its role in peak load management and grid load reduction.

Among emerging solutions, V2L technology has attracted significant attention as a practical and user-controlled option for decentralized energy support. V2L enables EVs to act as mobile power sources, supplying electricity directly to external devices, buildings, or homes without the need for grid interconnection [15]. Unlike Vehicle-to-Grid (V2G) solutions, which involve bidirectional energy flow between EVs and the grid infrastructure, V2L does not require regulatory approval or smart grid integration and is already implemented in a number of commercial EV models. This makes V2L particularly relevant for immediate deployment in countries with limited regulatory support for V2G, such as Ukraine.

V2L applications are especially promising for **peak load shaving, backup power supply, and integration with domestic renewable energy systems**. When used strategically, EVs can discharge stored energy to cover

residential electricity needs during high-demand hours, reducing stress on the grid, lowering energy costs, and supporting energy resilience [16]. However, repeated V2L operation may lead to battery degradation, making the choice of battery chemistry and thermal management critical for long-term sustainability.

The purpose of this study is to compare different EV battery chemistries in the context of their suitability for V2L use, considering factors such as safety, cycle life, thermal stability, and power output. A particular emphasis is placed on the practical aspects of currently available EV models, technical constraints, and future development trends.

2. Material and Methods

Approaches and Use Cases of V2L Technology

V2L technology enables electric vehicles to function as decentralized power sources capable of delivering electricity to residential, commercial, or off-grid loads. This capability supports the broader goals of grid flexibility, energy cost reduction, and user-driven energy resilience. Several primary application scenarios have emerged for V2L technology:

One of the most prominent applications of V2L is peak load shaving, which involves reducing electricity drawn from the grid during times of highest demand. By powering essential loads such as lighting, refrigeration, and air conditioning during evening peaks, EVs equipped with V2L reduce the strain on grid infrastructure and help avoid the dispatch of costly peaker plants. This decentralized demand management approach can lower system-wide costs and carbon emissions while enhancing local energy reliability. Fig. 1 illustrates the use of V2L as backup source for essential load during peak demand hours [17].

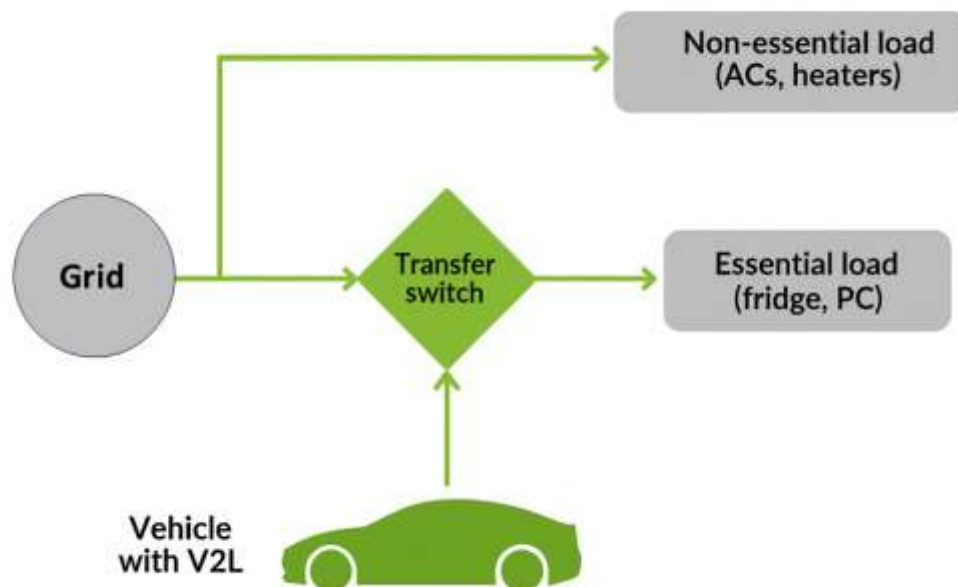


Figure 1 - *Vehicle-to-Load as backup source for essential load during peak hours*

The intermittent nature of solar and wind energy requires flexible storage and discharge solutions. EVs with V2L capability can store excess renewable energy generated during daylight hours and supply it in the evening when solar production drops [18-19]. This supports higher penetration of renewable energy in local energy systems and reduces dependency on fossil-based evening generation.

Real-World Deployments

Several successful pilot projects demonstrate the value of V2L and related bidirectional technologies in real-world conditions.

City of Boulder (USA): The Vehicle-to-Building (V2B) pilot used a Nissan LEAF to supply backup energy to a municipal recreation center during peak grid demand periods, showcasing V2L potential for public infrastructure [20].

PG&E (California): Bidirectional charging pilots explored Vehicle-to-Everything (V2X) use cases including V2H, V2B, and V2G. Financial incentives encouraged EV owners to participate in backup and grid-support programs, with promising results in both energy resilience and user satisfaction [21].

These projects reveal a growing role for V2L/V2X systems within broader grid modernization efforts.

Battery Considerations for V2L

The choice of battery chemistry directly influences the practicality and efficiency of V2L. Among available technologies, Lithium-Ion (Li-ion or LIB) and Lithium Iron Phosphate (LFP or LiFePO₄) batteries are the most commonly deployed in V2L-capable vehicles. Tab. 1 summarizes their key characteristics [22-24].

Table 1 - Comparative Analysis of Leading Battery Chemistries for V2L Applications

Feature	Li-ion (NMC/NCA)	Lithium Iron Phosphate (LFP)
Safety	Higher risk of thermal runaway; requires complex BTMS	Inherently stable chemistry; very low risk of thermal runaway.
Average Cycle Life	1,000 - 2,000 cycles (to 80% SoH)	3,000 - 7,000+ cycles (to 80% SoH)
Specific Energy	High (150-265 Wh/kg)	Moderate (90-160 Wh/kg)
Thermal Stability	Narrower operating range (e.g., 0°C to 45°C)	Wider operating range (e.g., -20°C to 60°C)
Nominal Cell Voltage	Higher (3.6-3.7V)	Lower (3.2V)
V2L Use Case Profile	Best for high-power, occasional V2L use where vehicle range is prioritized.	Ideal for high-frequency, long-duration V2L use where safety and longevity are paramount.

In addition, *Fig. 2* illustrates how LIBs outperform lead-acid batteries in every key dimension: system weight, energy density, operating temperature, and cycle life-confirming their suitability for V2L use.

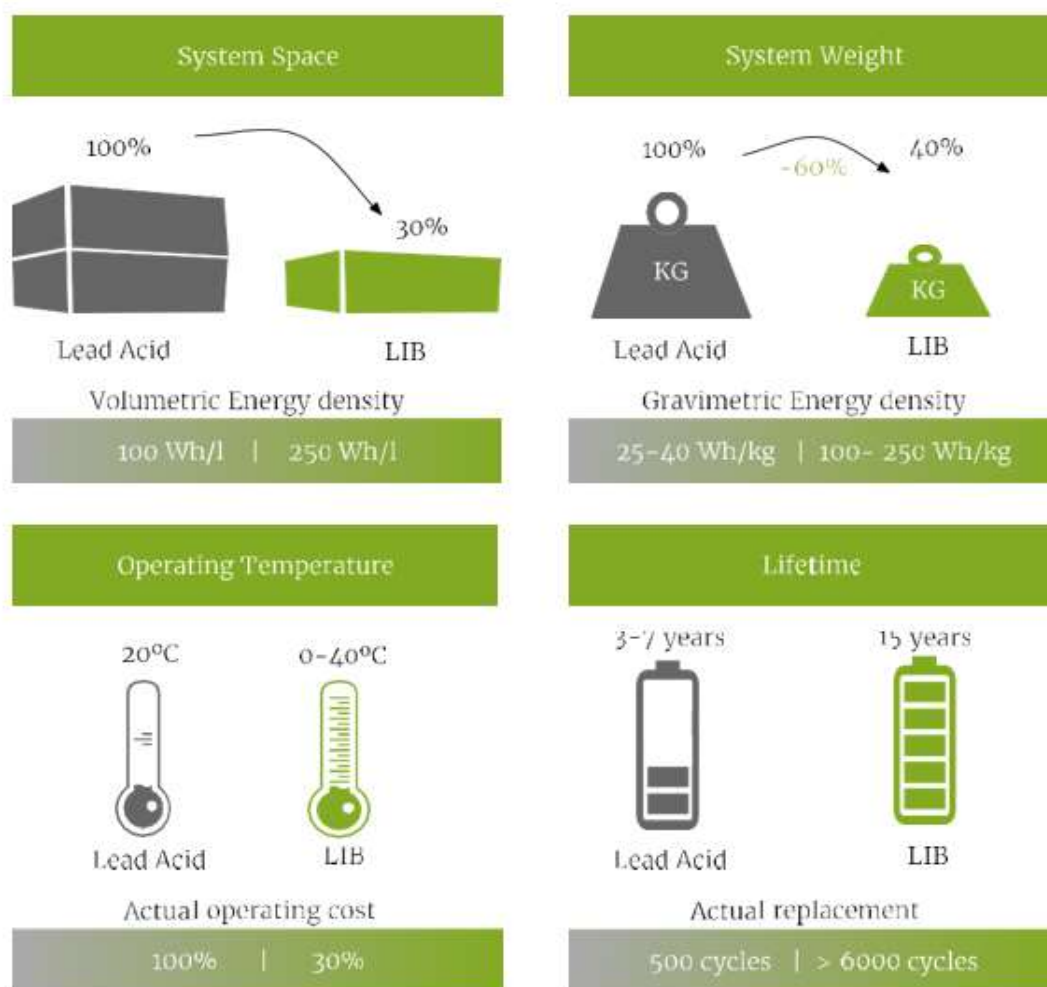


Figure 2 - Comparison of lithium-ion and lead-acid batteries on key operational parameters [25]

Power Output and System Integration

The practical application of V2L also depends on the onboard inverter's power capacity. While high-end EVs like the Ford F-150 Lightning offer up to 9.6 kW of V2L output -enough to power an entire home -most mid-range vehicles deliver 2.2-3.6 kW [26-31]. Tab. 2 presents a comparative overview of selected commercially available EV models equipped with V2L functionality highlighting the two dominant battery chemistries used in EVs equipped with V2L: Nickel Manganese Cobalt (NMC) lithium-ion batteries and Lithium Iron Phosphate (LFP, or LiFePO_4). While NMC batteries generally provide higher energy density, LFP batteries offer greater thermal stability and longer cycle life, making them more suitable for frequent and prolonged V2L applications.

Table 2 - Technical Specifications of V2L-Capable EVs

№	Vehicle	V2L Power	AC Voltage	Battery Type
1	Hyundai Ioniq 5	3.6 kW	230-240 V	NMC
2	Kia EV6	3.6 kW	230-240 V	NMC
3	Kia EV9	3.6 kW	230-240 V	NMC
4	BYD Atto 3	2.2-3.0 kW	~220-240 V	LFP
5	BYD Seal	2.4 kW	~220-240 V	LFP
6	BYD Dolphin	~2.2 kW	~220-240 V	LFP
7	Ford F-150 Lightning	9.6 kW	240 V	NMC/NCA
8	MG ZS EV	2.2 kW	230-240 V	NMC
9	MG 4 (2023)	2.2 kW	230-240 V	LFP
10	Nissan Leaf	3.6 kW	230-240 V	NMC

As shown, most V2L-capable vehicles currently offer power outputs in the range of 2.2 to 3.6 kW, which is sufficient to supply essential household loads or support temporary off-grid operation. An exception is the Ford F-150 Lightning, which delivers up to 9.6 kW, enabling full-home backup for several days under certain conditions. Given the increasing diversity of EV models and battery architectures, the effectiveness of V2L depends not only on chemistry, but also on battery capacity, power electronics, discharge efficiency, and thermal control. These factors are explored in the following section.

Battery Chemistries and Cell Architectures: Implications for V2L Use

The effectiveness and safety of V2L operation depend not only on the power electronics and inverter design but also fundamentally on the characteristics of the battery itself. Different battery chemistries and cell formats used in EVs exhibit significant variation in terms of energy density, thermal performance, longevity, and mechanical integrity. These properties, in turn, determine how well a given battery system performs under the operational conditions specific to V2L use, like frequent discharges, moderate loads, thermal cycling, and stationary energy supply.

Among currently deployed technologies, Li-ion batteries remain the dominant choice in most EV platforms. This popularity stems from their favorable balance between energy density, efficiency, relatively low self-discharge rate, and scalability. Li-ion batteries can store a significant amount of energy per unit weight and volume, making them ideal for mobility. These same characteristics are beneficial for V2L applications, especially when the battery is expected to deliver several kilowatt-hours of power to external devices or households. Moreover, the ability of Li-ion batteries to withstand hundreds to thousands of charge-discharge cycles ensures reliability in repeated V2L use.

Within the broad category of Li-ion batteries, LFP has gained increasing attention, especially in Chinese-manufactured EVs [32]. Although its energy density is lower than that of Nickel-based variants (such as NMC and NCA), LFP offers unparalleled safety, high thermal tolerance, and long operational life. These qualities make it well-suited for V2L scenarios where batteries may be discharging for extended periods and subjected to variable temperatures. The stable crystal structure of LFP minimizes the risk of thermal runaway as critical safety consideration in backup power or off-grid energy contexts. That means the EV equipped with a LFP battery is likely to deliver more stable and consistent V2L performance over time, with lower degradation rates compared to its NMC/NCA counterparts.

By contrast, Nickel-Metal Hydride (NiMH) batteries (once widely used in early hybrid electric vehicles) are now largely obsolete in fully electric platforms [33-34]. Although NiMH batteries are known for their robustness and tolerance to abuse, they exhibit significantly lower energy density and higher self-discharge than Li-ion batteries. As a result, their applicability to V2L is limited: while they can technically support small-scale discharges, their weight, volume, and limited usable capacity make them impractical for extended or high-power applications.

Looking forward, Solid-State Batteries and Lithium-Sulfur (Li-S) chemistries represent promising innovations in the EV landscape [35]. Solid-state batteries, which replace liquid electrolytes with solid materials, offer the potential for dramatically improved energy density, safety, and fast-charging capabilities. If successfully commercialized, they could transform the capabilities of V2L systems by providing compact, high-capacity storage with reduced fire risk. Similarly, lithium-sulfur batteries, by employing abundant and inexpensive sulfur as the cathode, promise both cost reduction and high specific energy. However, both technologies remain in development stages, and their real-world performance, especially under repetitive V2L cycling, has yet to be validated.

In addition to chemistry, the physical structure or "cell format" of the battery—namely cylindrical, prismatic, and pouch cells—plays an important role in how effectively the battery can support V2L. These formats, as presented in Fig. 3, differ not only in packaging and energy density but also in heat dissipation, structural stability, and integration into vehicle platforms [36-37]. Each format presents trade-offs in terms of energy density, thermal characteristics, packaging, and mechanical robustness.

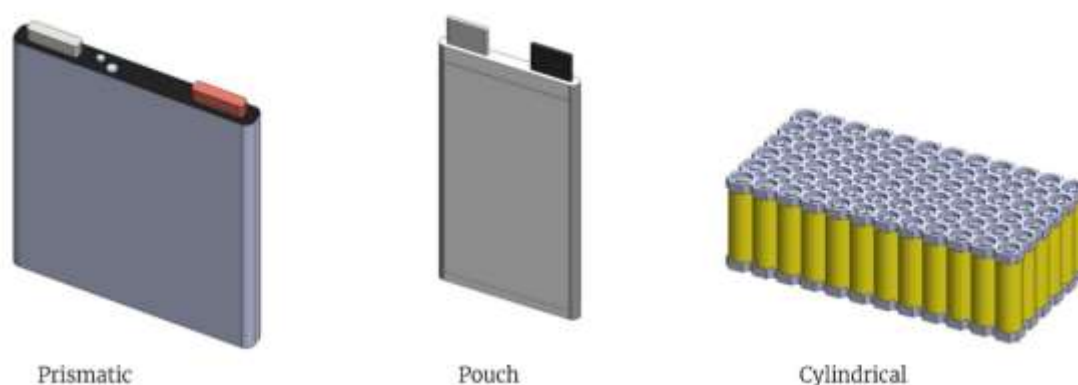


Figure 3 - Common EV battery cell formats: prismatic, pouch, and cylindrical

Cylindrical cells, known for their standardized design and long manufacturing history, offer excellent mechanical strength and are relatively easy to cool. Their rigid metal casing protects against deformation and improves thermal conductivity, which can be beneficial during prolonged discharges as in V2L operation. However, the use of individual cylindrical units introduces gaps in packaging, slightly lowering volumetric energy density and increasing the overall weight of the battery pack.

Prismatic cells, commonly found in EVs from manufacturers such as BMW and Volkswagen, offer efficient use of space and higher capacity per unit volume. Their flat and compact structure allows for more flexible pack design. However, their rectangular casing can make them more vulnerable to swelling or uneven thermal expansion, requiring precise thermal management systems-particularly during high-current V2L discharges.

Pouch cells, characterized by their lightweight and flexible laminate packaging, provide the highest packing efficiency and design versatility. This format enables automakers to tailor battery modules to constrained vehicle architectures. Nevertheless, pouch cells are mechanically delicate and prone to swelling under stress, which can compromise performance and safety in applications like V2L that involve sustained energy delivery. Without proper structural support and cooling, pouch cells are more susceptible to degradation or failure over time.

Taken together, these considerations suggest that the most suitable battery configuration for V2L functionality combines a thermally stable chemistry, such as LFP, with a robust and well-managed cell format, like prismatic or cylindrical cells. As V2L adoption expands, vehicle designers and battery engineers must jointly optimize chemistry and packaging to meet both driving and energy export needs, ensuring performance, safety, and longevity.

To summarize the strengths and limitations of different batteries for V2L, Tab. 3 summarizes six representative combinations of battery chemistries and cell formats. The comparison is based on five technical criteria relevant to V2L performance: energy density, cycle life, thermal stability, mechanical strength, and overall suitability for V2L operation. This classification highlights how the integration of chemical and structural properties defines a battery system's capability to safely and efficiently deliver power to external loads over repeated cycles.

Table 3 - Comparative assessment of battery chemistries and cell formats for V2L applications

Battery Type & Cell Format	Energy Density	Cycle Life	Thermal Stability	Mechanical Strength	V2L Suitability
LFP - Prismatic	Medium	High	High	Moderate	Excellent
LFP - Pouch	Medium	High	High	Low	Good
NMC - Cylindrical	High	Medium	Medium	High	Good
NMC - Pouch	High	Medium	Medium	Low	Moderate
LTO - Cylindrical	Low	Very High	Very High	High	Niche
NiMH - Prismatic	Low	Medium	High	Moderate	Limited

This comparative matrix highlights how the interplay between battery chemistry and cell architecture directly impacts the technical suitability of EV batteries for V2L use. In particular, chemistries with high thermal stability and long cycle life, such as LFP; and mechanically stable format, such as prismatic or cylindrical cells-offer the most reliable performance under repeated discharge cycles. As V2L deployment scales, optimal combinations of these factors will be key to ensuring safe, efficient, and long-lasting energy delivery from electric vehicles to external loads.

Battery Criteria for Effective V2L Performance

While battery chemistry and cell format are key structural determinants of a vehicle's energy storage capabilities, the actual effectiveness of V2L functionality is shaped by a broader set of technical parameters. These include usable energy capacity, inverter performance, thermal control, degradation behavior, and overall system efficiency. In real-world applications, where loads fluctuate, ambient temperatures vary, and energy must be delivered continuously – these factors collectively determine the reliability, safety, and duration of V2L power supply.

Usable Capacity and State-of-Charge Buffers

Electric vehicle batteries are typically rated by their total nominal capacity, expressed in kilowatt-hours (kWh). However, the actual portion of this capacity available for use in V2L scenarios—referred to as usable capacity—is often significantly lower. Manufacturers routinely implement state-of-charge (SoC) buffers at the upper and lower ends of the charge range to reduce battery wear and prevent thermal or chemical instability. For example, a vehicle displaying 100% SoC may be utilizing only 90-95% of the battery's true charge range. Conversely, discharging to 0% rarely means that the battery is fully depleted.

This practice enhances battery longevity but introduces practical constraints for V2L users. The usable energy available for external loads may be noticeably less than anticipated, particularly in systems with conservative battery management strategies [38]. Users planning V2L for critical backup or extended off-grid use must account for these buffers in estimating how long their EV can power external devices.

Power Output Limitations

Another decisive factor in V2L performance is the maximum continuous power output, which determines which devices or systems can be powered and for how long [39]. This output is not solely a function of battery size, but is also influenced by the onboard inverter's capacity (responsible for DC-to-AC conversion), thermal constraints that limit sustained current, and the battery's internal electrical properties, such as resistance and discharge rate.

Higher-end EVs like the Ford F-150 Lightning are designed to serve as mobile backup generators, offering up to 9.6 kW of V2L output, sufficient to power an entire household during outages. In contrast, mid-market vehicles such as the Hyundai Ioniq 5 or Kia EV6 provide around 3.6 kW, which is adequate for running essential household loads like refrigerators, lighting, laptops, and small appliances. These values define the practical scope of V2L: from basic emergency backup to partial home support or remote worksite operation. It is important to note that peak power may differ from sustained power, and actual performance can degrade under prolonged load or high ambient temperature, especially without adequate cooling.

Round-Trip Efficiency

Efficiency is a critical but often overlooked aspect of V2L operation. The process of supplying AC power to external devices involves multiple energy conversion steps, primarily drawing DC power from the battery, converting it to AC via the onboard inverter and delivering it through external connectors and wiring. While modern inverters can achieve theoretical efficiencies of up to 95%, real-world conditions introduce losses. Factors such as partial load operation, heat buildup, poor power factor, and low inverter quality can reduce round-trip efficiency to 79-88%, or even lower in unfavorable scenarios [21].

These efficiency losses must be factored into both design expectations and user behavior. For instance, a user expecting to draw 10 kWh from a vehicle may receive only 8-8.5 kWh at the output. This discrepancy can affect backup duration calculations and should be made transparent in product documentation.

Thermal Management and Operational Stability

Thermal stability is particularly critical for sustained V2L discharges. Delivering several kilowatts of power over an extended period generates heat in the battery cells, inverter circuits, and cabling infrastructure. Without active cooling, this heat can accumulate, leading to performance throttling or even automatic shutdown to prevent damage [38-39]. Vehicles equipped with advanced thermal management systems—such as liquid cooling loops and thermal throttling logic—can maintain stable output for longer durations. In this context, LFP batteries demonstrate significant advantages due to their broader thermal operating range and lower sensitivity to overheating, allowing more stable energy delivery in hot climates or during summer outages.

However, thermal behavior is also linked to cell format. Cylindrical cells typically dissipate heat more effectively than pouch cells, while prismatic cells require more uniform cooling systems to avoid hot spots. Therefore, the combination of chemistry, format, and thermal architecture must be holistically considered in evaluating V2L stability.

Battery Degradation Under V2L Load

Like all electrochemical systems, EV batteries degrade over time. V2L operation contributes to this degradation, primarily by increasing the number of partial or full cycles, extending discharge durations, and potentially deepening depth-of-discharge (DoD) profiles [40-41]. While occasional V2L use—such as for emergency backup—has minimal impact, frequent or daily V2L discharging can accelerate capacity fade and resistance growth, especially in systems with aggressive power profiles or poor cooling.

Mitigation strategies include maintaining depth of discharge within a moderate range (e.g., 20-60%) operating within a mid-range SoC window (40-80%), avoiding full charge or deep depletion and limiting discharge current to moderate levels (typically between C/10 and C/5), depending on battery specification as well. Following such practices helps to preserve battery health over the long term, ensuring that V2L remains a sustainable functionality rather than a source of premature degradation. For users integrating V2L into their daily routines—such as those using EVs to support solar self-consumption or off-grid work—these considerations are particularly critical.

The suitability of an electric vehicle for V2L applications is not solely determined by its nominal battery type or capacity. Several technical parameters influence the actual performance and reliability of V2L operation in real-world conditions.

Comparative Suitability of Lithium-Based Chemistries for V2L

Beyond thermal management and power delivery, the long-term viability of V2L applications also depends on the underlying battery chemistry. Fig. 4 presents a radar chart comparison of six major lithium-based chemistries used in EVs, assessed across six key technical criteria: energy density, specific power, safety, performance, lifespan, and cost [42].

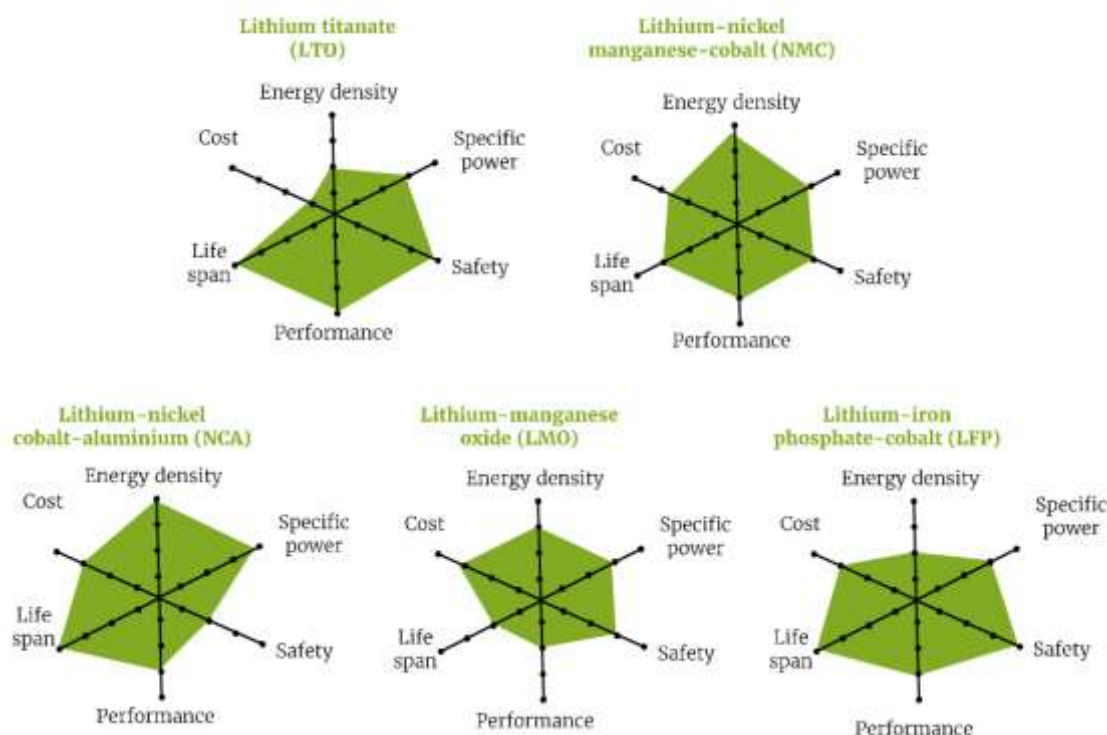


Figure 4 - Radar comparison of major lithium-based battery chemistries for EV applications based on key performance criteria

From a V2L perspective, the most relevant characteristics are safety, thermal stability, cycle life, and cost-efficiency under partial loads. The following observations emerge from the comparison above. Among the lithium-based battery chemistries evaluated, LFP emerges as the most balanced and well-suited option for V2L applications. This chemistry is distinguished by its high safety profile, stemming from intrinsic thermal stability and the use of a non-flammable electrolyte. LFP batteries also offer remarkable cycle life, often exceeding 3,000 to 5,000 cycles under moderate depth-of-discharge conditions, which makes them highly favorable for long-term and recurring V2L usage. While their energy density is comparatively moderate, this limitation is generally less critical in stationary or home-support V2L contexts, where safety, longevity, and consistency are more important than compactness.

In contrast, NMC and NCA chemistries provide higher energy density and specific power, which benefits dynamic driving performance. However, these advantages are offset by shorter cycle life and greater thermal sensitivity. Under repeated V2L usage—especially in warm climates or during sustained discharges—these batteries are more prone to accelerated degradation, which may compromise their long-term reliability in grid-supporting roles. LTO represents a unique case, offering exceptional resistance to wear and outstanding charging stability. Its ability to withstand extremely high cycle counts without significant capacity loss makes it theoretically ideal for intensive V2L use. Nonetheless, LTO's low energy density and high production cost have so far limited its deployment in mainstream passenger EVs, particularly those targeting V2L functionality.

Other chemistries, such as LMO and LCO, are rarely implemented in V2L-equipped EVs. Their application is constrained by safety concerns, thermal limitations, or rapid aging characteristics, making them less viable for systems that require repeated and stable auxiliary power delivery. In conclusion, LFP batteries currently offer the most favorable profile for V2L applications, especially for households or microgrid-level systems that rely on reliable, repeatable discharge cycles. The increasing availability of LFP-based models (e.g., BYD Seal, Dolphin, Atto 3) further supports their growing role in the decentralized energy landscape.

3. Results and Discussions

The long-term effectiveness of V2L systems is inextricably linked to the fundamental characteristics of the battery technologies upon which they rely. While thermal management and inverter architecture define short-term performance, the sustainability, safety, and economic feasibility of V2L over the battery's life cycle are determined primarily by its electrochemical composition. Among commercially available options, LFP batteries present the most favorable combination of properties for V2L operation. Their intrinsic thermal stability, coupled with a non-flammable electrolyte, ensures high safety margins under extended discharge conditions. Furthermore, LFP batteries demonstrate exceptional resistance to degradation, often supporting several thousand cycles with minimal capacity loss-particularly when operated within moderate DOD ranges. This resilience makes them especially suitable for applications where the battery is expected to discharge regularly, such as daily home backup or integration with rooftop solar systems. While their energy density is lower than that of other lithium-based chemistries, this trade-off is less relevant in V2L contexts, where weight and volume constraints are secondary to reliability and longevity.

Batteries based on NMC and NCA chemistries deliver higher specific energy and power output, which benefits vehicle propulsion but introduces compromises for stationary or repeated auxiliary discharging. These chemistries are more sensitive to elevated temperatures and repeated cycling, and their thermal stability is comparatively lower. In real-world V2L usage-particularly in warmer climates or during long-duration discharges-this may lead to accelerated aging and reduced effective lifespan. Nevertheless, the widespread deployment of NMC/NCA chemistries in modern EVs means that many V2L-enabled vehicles rely on these systems, necessitating careful management of their operational parameters.

More specialized chemistries, such as LTO, offer exceptional cycle life and ultra-fast charging characteristics. However, their significantly lower energy density and high production cost have limited their adoption in mainstream passenger EVs. From a V2L perspective, LTO batteries hold promise for niche use cases that require frequent, shallow discharges with minimal degradation-but they are unlikely to play a central role in large-scale deployment. Meanwhile, chemistries such as lithium manganese oxide (LMO) and lithium cobalt oxide (LCO) are generally considered suboptimal for V2L. Their limited thermal margins, susceptibility to aging, and declining presence in modern EV platforms reduce their relevance in current and future system designs.

Together, these observations indicate a clear trend. LFP batteries are emerging as the optimal platform for V2L functionality, especially in household and microgrid-scale use cases. Their growing presence in EV models such as the BYD Seal, Dolphin, and Atto 3 reinforces this direction, demonstrating how battery chemistry decisions are beginning to align not only with vehicle performance but also with broader energy resilience strategies. As regulatory frameworks and energy infrastructure continue to evolve [43-46], the compatibility of EV batteries with distributed energy use-including V2L-may become a critical differentiator in technology and market adoption.

4. Conclusions

This study examined the technical viability and comparative performance of various EV battery chemistries in the context of V2L applications aimed at reducing grid load and enhancing decentralized energy resilience. The analysis confirms that battery characteristics such as thermal stability, cycle life, discharge behavior, and energy conversion efficiency play a critical role in the sustainability and safety of V2L operation. While all lithium-based chemistries present distinct strengths and limitations, not all are equally suitable for repeated auxiliary discharging under real-world conditions.

Among currently available options, LFP batteries offer the most favorable profile for frequent and extended V2L use. Their high thermal tolerance, non-flammable composition, and extended cycle life ensure stable performance and minimal degradation under moderate discharge depths. These properties are particularly advantageous for residential users seeking reliable backup power or to offset peak-hour consumption. Although LFP batteries provide slightly lower energy density compared to NMC or NCA variants, this trade-off is negligible in stationary or semi-stationary V2L applications where safety and longevity are paramount.

It is found that battery format (cell architecture) significantly influences heat dissipation and mechanical integrity, further affecting V2L performance. Prismatic and cylindrical formats show better structural resilience and thermal control compared to pouch cells, making them more appropriate for applications involving sustained energy delivery. In tandem with chemistry, these factors must be jointly considered in the selection and deployment of V2L-capable EVs, particularly as the number of commercial models supporting V2L functionality continues to grow.

By enabling EVs to temporarily power homes or critical loads, V2L technology contributes to peak shaving, enhances household energy autonomy, and supports grid flexibility-especially in regions where regulatory or technical barriers hinder full V2G integration. As battery technologies continue to evolve, and as energy systems decentralize further, V2L is poised to play an increasingly important role in the distributed energy ecosystem.

Funding: This work was carried out within the framework of the scientific works "Improvement of the hierarchical system of mathematical and software and information tools for researching the development directions of integrated energy systems in the context of the transition to a low-carbon economy" (0122U000236) and "Developing the structure and ensuring the functioning of self-sufficient distributed generation" (0125U001572).

References

1. IEA: Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (Last accessed: 04.06.2025)
2. On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period until 2050: Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated April 21, 2023 No. 373-r. Retrieved December 10, 2024, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Textoku> [<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Textoku>] [in Ukrainian] (Last accessed: 04.06.2025)
3. Babak, V., & Kulyk, M. (2023). Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 4, 72–80. <https://doi.org/10.15407/teched2023.04.072>
4. Kostenko, G. (2022). Overview of european trends in electric vehicle implementation and the influence on the power system. *System Research in Energy*, (1 (70)), 62-71. <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.01.062>
5. Ivanenko, N. (2022). Overview of trends and prospects of electric transport development in the eu and assessment of economic / «climate» efficiency of electromob operation. *System Research in Energy*, (2(71)), 13-21. <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.02.013>
6. Holovko, O., Kovtun, S., & Myhailov, V. (2025). Analysis Of The Efficiency Of Polygeneration In A Private Household Microgrid. *System Research in Energy*, (2 (82)), 4-12. <https://doi.org/10.15407/srenergy2025.02.004>
7. Kaplun, V., Zablotskyi, M., Trokhanyak, V., Shvoro, S., Radko, I., Stanytsina, V., Nechaeva, T., Teslenko, O., Makarevych, S., Sorokin, D., Kovalchuk, S., Horskyy, V., & Yakymenko, I. (2024). Formation of Technological Structures of Energy-Independent Communities [Monograph]. In V.V. Kaplun (Ed.). National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, General Energy Institute of NAS of Ukraine. Odesa: Publishing House "Helvetica" (312 p.) [in Ukrainian].
8. Hotra, O., Kulyk, M., Babak, V., Kovtun, S., Zgurovets, O., Mroczka, J., & Kisała, P. (2024). Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies*, 17(1), 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>
9. G. P. Kostenko, O. V. Zgurovets, and M. M. Tovstenko, "SWOT analysis of electric transport and V2G implementation for power system sustainable development in the terms of Ukraine," IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci., vol. 1254, no. 1, p. 012030, Oct. 2023, doi: 10.1088/1755-1315/1254/1/012030.
10. A. Bosak, A. Bosak, L. Kulakovskiy and T. Oboronov, "Impact of EV Chargers on Total Harmonic Distortion in the Distribution System Network," 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2019, pp. 329-333, doi: 10.1109/ESS.2019.8764244.
11. Plugging into potential: unleashing the untapped flexibility of EVs. Euelectric, 2025. URL: <https://evision.eurelectric.org/wp-content/uploads/2025/03/EY-Eurelectric-Plugging-into-potential-unleashing-the-untapped-flexibility-of-EVs.pdf> (Last accessed: 04.06.2025)
12. Nour, M., Chaves-Ávila, J. P., Magdy, G., & Sánchez-Mirallés, Á. (2020). Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems. *Energies*, 13(18), 4675. <https://doi.org/10.3390/en13184675>
13. K. M. Tan, V. K. Ramachandramurthy, J. Y. Yong, Integration of Electric Vehicles in Smart Grid: A Review on Vehicle to Grid Technologies and Optimization Techniques, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 53, pp. 720-732. doi:10.1016/j.ser.2015.09.012.
14. Zaporozhets, A., Kostenko, G., & Zgurovets, O. (2023). Preconditions and Main Features of Electric Vehicles Application for Frequency Regulation in the Power System. 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems (ITTAP 2023). *CEUR Workshop Proceedings*, 3628, 43-54. Retrieved December 18, 2024, from <https://ceur-ws.org/Vol-3628/paper4.pdf>; Available at SSRN: URL: <https://ssrn.com/abstract=4709501> (Last accessed: 24.05.2025)
15. M. S. Hashim, J. Y. Yong, V. K. Ramachandramurthy, K. M. Tan, M. Mansor, and M. Tariq, "Priority-based vehicle-to-grid scheduling for minimization of power grid load variance," *Journal of Energy Storage*, vol. 39, p. 102607, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102607.

16. Bridie Schmidt, "V2G, V2H and V2L: How electric cars can power the grid, buildings and devices", [Online]. Available: <https://www.mynrma.com.au/electric-vehicles/basics/what-is-v2l-v2h-v2g> (Last accessed: 14.06.2025)
17. J. Meiers and G. Frey, "A Case Study of the Use of Smart EV Charging for Peak Shaving in Local Area Grids," *Energies*, vol. 17, no. 1, p. 47, Dec. 2023, doi: 10.3390/en17010047.
18. Kostenko, G., & Zaporozhets, A. (2023). Enhancing of the Power System Resilience Through the Application of Micro Power Systems (microgrid) with Renewable Distributed Generation. *System Research in Energy*, (3 (74), 25-38. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.025>.
19. G. Kostenko, "Accounting calendar and cyclic ageing factors in diagnostic and prognostic models of second-life EV batteries application in energy storage systems," *Sist. dosl. energ.*, vol. 2024, no. 3, pp. 21-34, Jul. 2024, doi: 10.15407/srenergy2024.03.021.
20. North Boulder Recreation Center, "Vehicle-to-Building EV Pilot," 2022, [Online]. Available: <https://bouldercolorado.gov/projects/vehicle-building-ev-pilot> (Last accessed: 24.05.2025)
21. B. Blair, D. Moran, and G. Fitzgerald, "Case Study: Pacific Gas & Electric-V2X Pilots," *The State of Bidirectional Charging in 2023*, 2024. [Online]. Url: https://s3.us-east-1.amazonaws.com/fonteva-customer-media/00Do000000Yi66EAC/BLTOoFyw_SEPA_Case_Study_PGE_State_of_Bidirectional_Charging_pdf (Last accessed: 24.05.2025)
22. Jason Svarc, "Bidirectional EV charging explained - V2G, V2H & V2L," 2023. (Last accessed: 24.05.2025)
23. W. Chen, J. Liang, Z. Yang, and G. Li, "A Review of Lithium-Ion Battery for Electric Vehicle Applications and Beyond," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 4363-4368, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.783.
24. T. Yuksel, S. Litster, V. Viswanathan, and J. J. Michalek, "Plug-in hybrid electric vehicle LiFePO4 battery life implications of thermal management, driving conditions, and regional climate," *Journal of Power Sources*, vol. 338, pp. 49-64, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.10.104.
25. Sarker, M.T.; Haram, M.H.S.M.; Shern, S.J.; Ramasamy, G.; Al Farid, F. Second-Life Electric Vehicle Batteries for Home Photovoltaic Systems: Transforming Energy Storage and Sustainability. *Energies* 2024, 17, 2345. <https://doi.org/10.3390/en17102345>
26. Joel Manansala, "How to Use the V2L Feature of the Hyundai Ioniq 5 with the Lectron V2L Adapter," 2023, [Online]. Available: <https://ev-lectron.com/blogs/blog/how-to-use-the-v2l-feature-of-the-hyundai-ioniq-5-with-the-lectron-v2l-adapter> (Last accessed: 14.05.2025)
27. Erick Ayapana, "How We Used Our Kia EV6 To Power a House During an Outage," 2023, [Online]. Available: <https://www.motortrend.com/reviews/2022-kia-ev6-wind-awd-yearlong-review-update-1-bidirectional-home-charger/> (Last accessed: 14.06.2025)
28. Cristian Agatie, "Ford F-150 Lightning Flexes Its V2L Muscles, Will Change How Homes Are Built," 2022, [Online]. Available: <https://www.autoevolution.com/news/ford-f-150-lightning-flexes-its-v2l-muscles-will-change-how-homes-are-built-186432.html> (Last accessed: 24.05.2025)
29. HYUNDAI, "Vehicle to Load Adaptor. Guidance", [Online]. Available: <https://www.hyundai.co.nz/v2l> (Last accessed: 24.05.2025)
30. E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos, and J. K. Kaldellis, "Real-world study for the optimal charging of electric vehicles," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 418-426, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egypr.2019.12.008.
31. Jason Svarc, "Vehicle-to-load Explained - V2L for off-grid or backup power," 2023, [Online]. Available: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/vehicle-to-load-v2l-explained> (Last accessed: 24.03.2025)
32. M. Fetcenko, J. Koch, and M. Zelinsky, "Nickel-metal hydride and nickel-zinc batteries for hybrid electric vehicles and battery electric vehicles," in *Advances in Battery Technologies for Electric Vehicles*, Elsevier, 2015, pp. 103-126. doi: 10.1016/B978-1-78242-377-5.00006-6.
33. Willie D. Jones, "For EVs, Semi-Solid-State Batteries Offer a Step Forward," 2024, [Online]. Available: <https://spectrum.ieee.org/semi-solid-state-battery> (Last accessed: 20.05.2025)
34. Keyence, "Comparison of Different Types of Electric Vehicle Battery Cells," Keyence, Accessed: Sep. 08, 2024. [Online]. Available: <https://www.keyence.eu/products/marker/laser-marker/resources/laser-marking-resources/comparison-of-different-types-of-electric-vehicle-battery-cells.jsp> (Last accessed: 24.05.2025)
35. G. Benveniste, A. Sánchez, H. Rallo, C. Corchero, and B. Amante, "Comparative life cycle assessment of Li-Sulphur and Li-ion batteries for electric vehicles," *Resources, Conservation & Recycling Advances*, vol. 15, p. 200086, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.rcradv.2022.200086.
36. Muniandi, B., Wan, S., & El-Yabroudi, M. (2024). Bi-Directional Charging with V2L Integration for Optimal Energy Management in Electric Vehicles. *Electronics*, 13(21), 4221. <https://doi.org/10.3390/electronics13214221>
37. Inemesit Ukanah, "Vehicle-to-Grid (V2G): Turn Your Electric Car into a Power Plant," Jun. 2024, [Online]. Available: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/vehicle-to-grid> (Last accessed: 24.05.2025)

38.W. Schram, N. Brinkel, G. Smink, T. Van Wijk, and W. Van Sark, "Empirical Evaluation of V2G Round-trip Efficiency," in 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Istanbul, Turkey: IEEE, Sep. 2020, pp. 1-6. doi: 10.1109/SEST48500.2020.9203459.

39.Y. Ortiz, P. Arévalo, D. Peña, and F. Jurado, "Recent Advances in Thermal Management Strategies for Lithium-Ion Batteries: A Comprehensive Review," Batteries, vol. 10, no. 3, p. 83, Mar. 2024, doi: 10.3390/batteries10030083.

40.S. Tian, G. Razeghi, S. Samuelsen, Assessment of vehicle-to-load in support of home appliances, Journal of Energy Storage, Vol. 104, Part A, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114406>.

41.Kumar, P., Channi, H.K. (2024). Modelling and Simulation of Electric Vehicle-to-Load (V2L) Configuration Using MATLAB. In: Talpa Sai, P.H.V.S., Potnuru, S., Avcar, M., Ranjan Kar, V. (eds) Intelligent Manufacturing and Energy Sustainability. ICIMES 2023. Smart Innovation, Systems and Technologies, vol 372. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-99-6774-2_36.

42.A comparative guide - lithium battery vs other batteries URL: <https://www.takomabattery.com/a-comparative-guide-lithium-battery-vs-other-batteries> (Last accessed: 24.03.2025)

43.Kostenko, G., & Zaporozhets, A. (2024). World Experience Of Legislative Regulation For Lithium-Ion Electric Vehicle Batteries Considering Their Second-Life Application In Power Sector. System Research in Energy, (2 (77)), 97-114. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.02.097>

44.Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskyi S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. Tekhnichna elektrodynamika. 2021. No 5 Pp. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.

45.Ashish Ranjan Hota, Mahesh Juvvanapudi, Prabodh Bajpai, Issues and solution approaches in PHEV integration to smart grid, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 30, p. 217-229, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.008>.

46.S. Lozanova How Vehicle-to-Load (V2L) Can Revolutionize Energy Use, Greenlancer, Dec 4, 2024. URL: <https://www.greenlancer.com/post/vehicle-to-load-v2l> (Last accessed: 10.06.2025)

А.В. Босак¹, д-р філософії, ORCID 0000-0002-4667-9720

Г.П. Костенко, ORCID 0000-0002-8839-7633

А.О. Запорожець¹, д-р техн. наук, ст. досл., ORCID 0000-0002-0704-4116

¹Інститут загальної енергетики НАН України

ПОРІВНЯЛЬНА ОЦІНКА ТИПІВ БАТАРЕЙ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ ДЛЯ ЗАСТОСУВАННЯ В ТЕХНОЛОГІЇ V2L З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ ГНУЧКОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Мета дослідження: Проаналізувати придатність технології Vehicle-to-Load (V2L) як інструменту підвищення гнучкості навантаження електромережі за рахунок децентралізованої підтримки енергопостачання, з урахуванням акумуляторних характеристик.

Методика реалізації: Проведено порівняльний аналіз технічних параметрів, що впливають на ефективність V2L: корисна ємність, обмеження інвертора, тепловий режим та чутливість до деградації. Оцінено три хімічні типи батарей (LFP, NMC, LTO) і три формати комірок (призматичні, пакетні, циліндричні) для реальних сценаріїв застосування.

Результати дослідження: Батареї типу LFP виявили найкращий баланс між безпекою, довговічністю та економічною доцільністю для режимів часткового навантаження. Формат пакетних комірок виявився більш вразливим до теплових коливань, у той час як призматичні проявили стабільнішу роботу.

Висновки: V2L є перспективним рішенням для підвищення енергетичної автономії домогосподарств і зниження навантаження на мережу в пікові години. Поширення EV з LFP-батареями створює умови для ефективної інтеграції V2L у стратегії «розумних» мереж.

Ключові слова: електромобілі; Vehicle-to-Load (V2L); літій-іонні батареї; зменшення пікового навантаження; ефективність батарей; енергетична стійкість.

Надійшла: 23.07.2025

Received: 23.07.2025

ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ НА РІВНІ НАПРУГИ 20 КВ

Вступ. Розвиток енергетичного сектору та впровадження відновлювальних джерел енергії зумовлюють необхідність модернізації розподільних мереж. Одним із перспективних рішень є переведення мереж з 10(6) кВ на 20 кВ, що дозволяє підвищити ефективність електропостачання та зменшити втрати потужності.

Постановка проблеми. Існуючі електричні мережі 10(6) кВ не забезпечують належної надійності та енергоефективності через значні втрати потужності та обмеження автоматизації, що спричинені відсутністю сучасних систем дистанційного моніторингу, недостатньою гнучкістю систем керування мережею та низьким рівнем інтеграції розумних технологій. Особливо це відчутно в умовах зростаючого навантаження та активного збільшення потужності джерел відновлювальної енергії.

Мета. Дослідження ефективності електропостачання споживачів при переведенні мережі з 10 кВ на 20 кВ зі застосуванням різних схем розподілу навантаження.

Методика. Моделювання режимів роботи розподільної мережі проводиться в програмному середовищі Power Factory. Виконано аналіз трьох варіантів електропостачання району: традиційного (на напрузі 10 кВ), переведеного на напругу 20 кВ без змін у конфігурації та з глибоким вводом потужності з групуванням споживачів.

Результат. В результаті моделювання режимів роботи розподільної мережі в програмному середовищі Power Factory доведено, що переведення мережі на 20 кВ зменшує втрати активної потужності на 22%. Найбільш ефективним виявився варіант з глибоким вводом потужності та групуванням споживачів за допомогою більшої кількості трансформаторів меншої потужності.

Наукова новизна. Запропоновано та досліджено підхід до реконфігурації мережі 0,4 кВ при переведенні основної мережі на 20 кВ з урахуванням різних схем організації електропостачання. Запропоновано методику реконфігурації мережі 0,4 кВ на основі принципу глибокого вводу потужності ті розподілу споживачів на групи з живленням від трансформаторів меншої потужності.

Практична значимість. Впровадження запропонованої методики підвищує надійність та економічність електропостачання, сприяє інтеграції відновлювальних джерел енергії та модернізації енергосистеми України згідно до європейських стандартів.

Ключові слова: розподільні мережі, модернізація, втрати потужності, напруга 20 кВ, енергоефективність, реконфігурація мереж, надійність електропостачання.

Вступ

Переведення розподільних електричних мереж з напруги 10 кВ на 20 кВ викликано сучасними потребами енергетичного сектору, які зростають через активний розвиток промисловості, запровадження джерел відновлюваної генерації, урбанізацію та нарощування темпів використання електротранспорту. Існуючі мережі середньої напруги класу 10(6) кВ у багатьох регіонах вже не здатні повною мірою забезпечити надійне та економічне електропостачання, через значні втрати активної потужності, низький рівень захисту та автоматизації [1]. Важливим фактором, що погіршує ситуацію, є впровадження джерел відновлюваної енергії (ВДЕ) та активного споживача, функціонування яких призводять до зміни перетоків потужності в без того перевантажених мережах 10(6) кВ. В мережах при цьому відбуваються додаткові перевантаження, підвищення втрат потужності і підвищення часу довгострокових перерв в електропостачанні. Застосування мереж 20 кВ показало свою ефективність та вигідність в багатьох дослідженнях, зокрема під час моделювання та аналізу режимів роботи мереж із розподіленою генерецією [2, 3]. Мережі класу напруги 20 кВ широко використовуються в розподільних мережах у більшості європейських країн, таких як Італія, Німеччина, Польща, Болгарія, Австрія [4]. Актуальним питанням в енергосистемі України є не просто переведення мереж на клас напруги 20 кВ, а і принципова зміна режиму роботи нейтралі мережі та зміна структури організації електропостачання з безпосереднім підведенням мереж 20 кВ до невеликих груп споживачів із скороченням мереж класу 0,4 кВ.

Модернізація мереж до рівня напруги 20 кВ забезпечує значне підвищення енергоефективності завдяки зменшенню втрат у лініях електропередавання. Це дозволяє транспортувати більший обсяг електроенергії без необхідності прокладати нові лінії або збільшувати перетин існуючих проводів. До того ж, таке оновлення сприяє оптимальному розподілу електроенергії в мережі та знижує витрати на експлуатацію, що є важливим у контексті обмежених фінансових ресурсів. Перехід на мережі 20 кВ

потребує комплексної ролі конфігурації мережі, що включає оптимізацію топології мережі, оновлення обладнання та впровадження сучасних технологій керування [5].

Технічний стан електричних мереж на пряму пов'язаний із значеннями втрат активної потужності при розподілі електроенергії, а також із якістю та надійністю електропостачання споживачів. Незважаючи на активні військові дії, за 2023 рік індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі SAIDI в Україні в цілому знизився на 11,1 % порівняно із попереднім роком. За інформацією Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, такі зміни індексу пов'язані із виконанням інвестиційних програм направлених на покращення надійності електропостачання та з необхідністю досягнення довгострокових параметрів регулювання [6].

Порівнюючи значення індексу середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) за 2023 та 2019 рік знову яскраво виражена частка форс-мажорних обставин у 2023 році, що основною мірою спричинена веденням бойових дій на території України та графіками аварійних або планових відключень електроенергії. При цьому необхідно враховувати, що середня частота довгих перерв електропостачання зросла також і внаслідок провини операторів систем розподілу майже в 2 рази – з 3,14 до 5,64 [6]. Загалом, показники SAIDI та SAIFI мають високі значення, що свідчить про тривалу відсутність електропостачання у споживачів внаслідок застарілих електричних мереж операторів систем розподілу [7],[8]. Як наслідок, актуальною стає проблема модернізації розподільних мереж, а в певних випадках і проведення їх реконфігурації з переведенням на вищий клас напруги для збільшення пропускної здатності та підвищення якості та надійності електропостачання за рахунок принципово нового підходу до автоматизації мереж.

На теперішній час зміни у структурі споживання електроенергії, зростання попиту та впровадження відновлюваних джерел енергії вимагають створення нової концепції розвитку розподільних мереж і одним з важливих моментів в цьому плані є переведення мереж 10(6) кВ на клас напруги 20 кВ. Впровадження мереж класу напруги 20 кВ дає можливість подвоїти обсяг переданої потужності порівняно з мережами 10 кВ при використанні однакового перерізу провідників [9]. Переведення існуючих розподільних мереж на вищий клас підвищить ефективність передачі енергії на великі відстані з суттєвим зниженням втрат потужності, що є важливим для інтеграції відновлюваних джерел, які зазвичай розташовані далеко від центрів споживання. Це особливо актуально для України, враховуючи значну віддаленість окремих населених пунктів від основних джерел живлення [10], [11], [12] [13].

За модернізації енерговузлів розподільних мереж 10(6) кВ просто переведення на 20 кВ однозначно є позитивним, але не вирішує всіх проблем розподільних мереж. Важливим в плані автоматизації мережі є зміна режиму нейтралі з використанням резистивного її заземлення [14, 15]. Але не менш важливим моментом є структурна реконфігурація мережі [16, 17]. Необхідно не просто замінити в уже існуючих пунктах високовольтні трансформатори з вторинною обмоткою 10 кВ на трансформатори з вторинною обмоткою 20 кВ, а виконати передавання потужності до споживачів на рівні напруги 20 кВ. При цьому у споживача чи групи споживачів 0,4 кВ необхідно встановити спрощені конструкції трансформаторів 20/0,4 кВ з відповідною потужністю.

Мета роботи

Основною метою роботи є порівняльний аналіз ефективності електропостачання енерговузла розподільної електричної мережі напругою 10/0,4 кВ, напругою 20/0,4 кВ та з безпосереднім підведенням електроенергії до споживачів на рівні 20 кВ з розподілом споживачів на групи по напрузі 0,4 кВ.

Економічна ефективність функціонування розподільних мереж є вагомим аргументом на користь впровадження мереж 20 кВ. Зменшення втрат на лініях дозволяє компенсувати різницю у вартості обладнання для підстанцій 10/0,4 і 20/0,4 кВ, що робить цей перехід фінансово вигідним. Застосування трансформаторних пунктів 20 кВ призводить до зниження навантаження на старі мережі та одночасно створює резерви потужності для підвищення надійності енергопостачання, особливо актуально в періоди максимальних навантажень або під час несприятливих погодних умов. Підвищена надійність електропостачання споживачів на рівні напруги 20 кВ є важливим фактором для стабільного функціонування розподільних мереж.

Матеріал і результати досліджень

Дослідження ефективності електропостачання виконано на прикладі реального енерговузла розподільної мережі напругою 10 кВ (рис.1). Електрична мережа має кабельне та повітряне виконання. Для кабельних ліній використовується кабель типу АСБЛУ-10-3х120 із мідними жилами, армованими сталеву стрічкою, що забезпечує механічну міцність. Кабель використовується для ділянок з підвищеною вібраційною або хімічною дією, відповідно до схеми, між опорами №1 та №2 (довжина 130 м) і між опорою №4/7 та ТП 943 (100 м). Для повітряних ліній використано провід АС-35/6,2, з відповідною провідністю та корозійною стійкістю. Розрахунок усталеного режиму мережі 10 кВ та 20 кВ виконано для зимового максимуму споживання в програмному середовищі Power Factory. Серед необхідних технічних заходів, які виконуються для виконання реконструкції з переведення заданої мережі на вищий клас напруги, проведена заміна трансформаторів та кабельних ліній електропередавання.

Замість кабелю АСБЛУ-10-3х120 було використано силовий кабель типу АПвЕгаПу-20 1х240/70.

Збільшення перерізу призвело до зменшення активного опору, а однофазне виконання поліпшило термічні умови роботи в порівнянні з трифазним виконанням. Виконано повну заміну трансформаторного обладнання на всіх трансформаторних підстанціях (ТП) з класу напруги 10/0,4 кВ на клас напруги 20/0,4 кВ. Окрім цього, виконана заміна ізоляторів на опорах, обладнання підстанції 110/35/10, з переведенням її в 110/35/20.

Аналіз електропостачання споживачів енерговузла виконано в трьох варіантах:

- Перший варіант – електропостачання на рівні напруги 10 кВ з трансформаторами в пунктах 10/0,4 кВ (пункти 313, 943, 401, 261, 262, 263, 389, 482);
- Другий варіант – електропостачання на рівні напруги 20 кВ з трансформаторами в пунктах 20/0,4 кВ (пункти 313, 943, 401, 261, 262, 263, 389, 482);
- Третій варіант – безпосереднє електропостачання (глибокий ввід) на рівні напруги 20 кВ з груповими трансформаторами малої потужності 20/0,4 кВ (3, 4 та 5 груп), з переведенням мережі 0,4 кВ на 20 кВ.

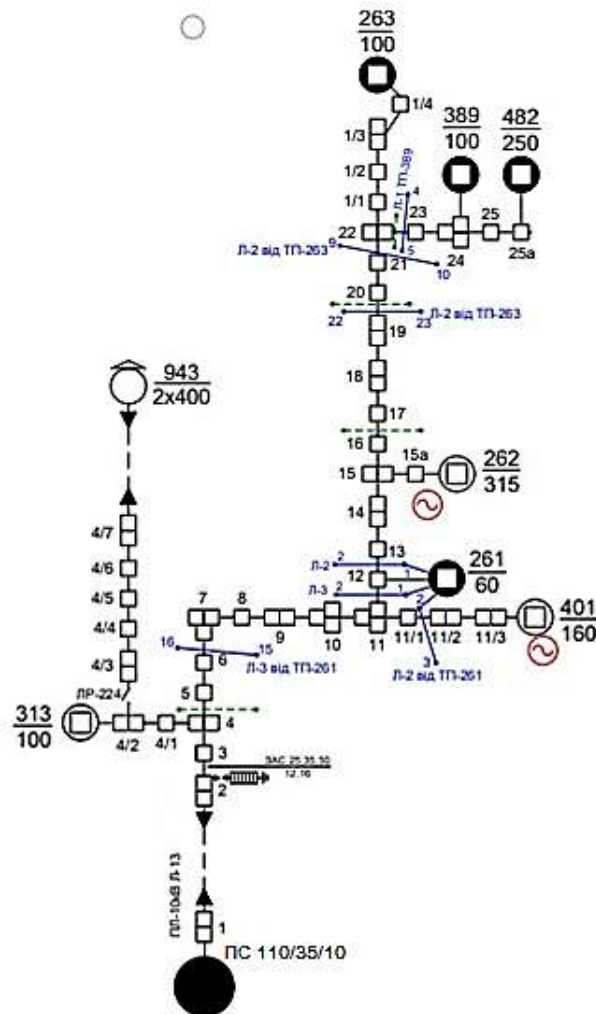


Рисунок 1 – Поопорна схема енерговузла

У табл. 1 наведено результати розрахунку струмового навантаження ділянок на напрузі 10 кВ (варіант 1) та 20 кВ (варіант 2), котрі мають найбільші зміни в значеннях. Навантаження на стороні 0,4 кВ у всіх трансформаторних підстанціях виконано еквівалентним способом, а в ТП 482 побудована розгалужена електрична мережа 0,4 кВ. Дана мережі 0,4 кВ містить два фідери, що виконані проводом типу СПП-4 4х95. Перший фідер (ПЛ 0,4 кВ ТП 482 - Сп1) живить дев'ять споживачів сумарним навантаженням 90 кВт, довжина лінії 580 метри. Другий фідер живить вісім споживачів сумарним навантаженням 80 кВт, довжина лінії складає 480 метри.

Необхідно відмітити суттєве зниження струмового навантаження елементів мережі по варіанту 2, зі зниженням усіх пунктів рівнів напруги, які, знаходяться в межах допустимих значень згідно ДСТУ EN 50160:2014 [18]. За першого варіанту електропостачання втрати потужності в мережі складають 81,981 кВт, з них: на лініях електропередавання 20,472 кВт; в трансформаторах 61,5 кВт. Одним із вагомих результатів модернізації стало зниження струмів у ділянках мережі приблизно вдвічі після підвищення

напруги з 10 кВ до 20 кВ (табл.1). Це сприяло значному зниженню втрат потужності – на 11,2% до рівня 72,7 кВт, при чому в лініях електропередавання втрати знизись на 37,3 %.

За третім варіантом електропостачання, з метою зменшення втрат потужності та підвищення енергоефективності мережі виконано реконфігурацію схеми підключення споживачів з реалізацією глибокого вводу потужності на напрузі 20 кВ та розподілом споживачів на групи з вилученням зі схеми по другому варіанту трансформатора ТМГ-250 20/0,4 (ТП-482) і переведенням двох ліній, що відходили від комірок напругою 0,4 кВ трансформаторної підстанції ТП-482 на напругу 20 кВ.

Таблиця 1 – Порівняльний струмовий розподіл ділянками електричної мережі за варіантом №1 та варіантом №2

Ділянка	Напруга мережі 10 кВ		Напруга мережі 20 кВ		Різниця завантаження ділянок 20 кВ, %
	Завантаження, %	Струм, А	Завантаження, %	Струм, А	
ПС - 1	58,997	97,345	29,093	48,004	-29,9
КЛ 1 - 2	44,68	97,345	12,9	48,004	-31,8
ПЛ 11 - 12	25,83	42,619	12,78	21,088	-13,05
ПЛ 12 - 15	23,993	39,587	11,871	19,583	-12,12
ПЛ 2 - 4	59,032	97,401	29,163	48,116	-29,87
ПЛ 24 - ТП 389	3,227	5,324	1,589	2,621	-15,44
ПЛ 4 - 4/2	2,99	4,934	1,48	2,442	-12,92
ПЛ 4/2 - ТП 313	2,99	4,934	1,48	2,442	-13,74
ПЛ 4/3 - 4/7	25,509	42,09	12,586	20,767	-12,93
ПЛ 4/7 - ТП 943	19,328	42,09	5,591	20,767	-22,76

В третьому варіанті проведено дослідження трьох модифікованих схем електропостачання на напрузі 20 кВ. Основна ідея полягала у розділенні загального навантаження на дві, три та п'ять груп споживачі 0,4 кВ з живленням їх трансформаторами спрощених конструкцій меншої потужності. Відповідно досліджено три варіанти організації живлення:

схема 1: застосування двох трансформаторів ТТР-200 /20/0,4; ТР-1 забезпечує живлення споживачі 1-9, ТР-2 – споживачі 10-17;

схема 2: три трансформатори ТМГ-100/20/0,4; ТР-1 – забезпечує живлення споживачі споживачі 1-6, ТР-2 – споживачі 7-12, ТР-3 – споживачі 13-17;

схема 3 – п'ять трансформаторів ТМГ-63/20/0,4, ТР-1 забезпечує живлення споживачі споживачі 1-3, ТР-2 – споживачі 4-6, ТР-3 – Споживачі 7-10, ТР-4 – споживачі 11-13, ТР-5 – споживачі 14-17.

В табл. 2 представлено параметри модифікованих схем електропостачання на напрузі 20 кВ по третьому варіанту організації живлення споживачів. На рис. 2 наведено порівняльні діаграми сумарних втрат активної потужності в елементах мережі з електропостачанням по варіанту 3 за трьома модифікованими схемами глибокого вводу відносно варіанту 2 електропостачання на напрузі 20 кВ з одним потужним трансформатором ТМГ-250 20/0,4.

Таблиця 2 – Параметри модифікованих схем електропостачання по третьому варіанту

Параметри	Схема 1	Схема 2	Схема 3
Кількість та тип трансформаторів	2хТТР-200 /20/0,4	3хТМГ-100/20/0,4	5хТМГ-63/20/0,4
Загальні втрати потужності, кВт	72,95	67,21	63,79
Втрати в лініях, кВт	12,78	7,22	4,35
Втрати в тр-рах, кВт	60,16	59,98	59,4

З розглянутих трьох схем електропостачання мережі з глибоким вводом за варіантом 3 на напрузі 20 кВ найбільш оптимальною є третя схема електропостачання, з переведенням на 20 кВ двох ліній електропостачання напругою 0,4 кВ від трансформаторної підстанції ТП-482 при формуванні споживачів у п'ять груп з живленням від трансформаторів потужністю 63 кВА напругою 20/0,4 кВ.

На рис.3 представлено зміну втрат активної потужності в енерговузлі при зміні рівня напруги з 10 кВ та 20 кВ.

Втрати активної потужності в енерговузлі при переведенні розподільної мережі з напруги 10 кВ на 20 кВ (схема 3 глибокого вводу за варіантом 3) знижуються на 22 % з 81,981 кВт до 63,79 кВт (рис.3).

Висновки

Переведення мережі на напругу 20 кВ відповідає європейським стандартам і є важливим кроком до інтеграції української енергосистеми в європейський енергопростір. Це сприяє зміцненню енергетичної незалежності країни та її адаптації до сучасних викликів. Рівень напруги 20 кВ полегшує інтеграцію відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові електростанції, що відповідає світовим тенденціям декарбонізації. Переведення розподільних мереж 10(6) кВ на напругу 20 кВ дозволить суттєво

зменшити втрати активної потужності та підвищити ефективність функціонування електричних мереж.

Безпосереднє переведення існуючої розподільної мережі 10 кВ на напругу 20 кВ призводить до зменшення втрат активної потужності, особливо в лініях електропередавання, але така модернізація не є оптимальною. Переведення мережі 10 кВ на напругу 20 кВ повинно супроводжуватися реконфігурацією мережі 0,4 кВ на основі переведення основних її фідерів на напругу 20 кВ з формуванням груп споживачів 0,4 кВ, живлення яких повинно виконуватися трансформаторами малої потужності зі спрощеними конструкціями. За такої модернізації додатково буде отримано зниження втрат потужності в лініях електропередавання і зниження втрат потужності в трансформаторах. Суттєве зниження втрат потужності в трансформаторах може бути досягнуто використанням трансформаторів потужністю менше 63 кВА, зокрема, потужністю 10 кВА, 25 кВА.



Рисунок 2 – Втрати потужності в мережі напругою 20 кВ по варіанту 3 за трьома схемами електропостачання глибокого вводу в порівнянні з електропостачання по варіанту 2 без реконструкції мережі 0,4 кВ

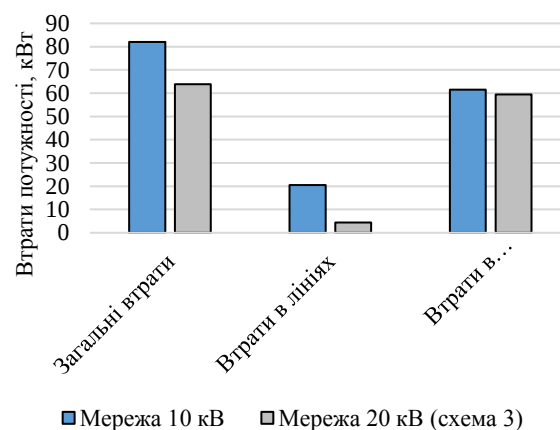


Рисунок 3 – Порівняльні діаграми втрат потужності в елементах мережі на напрузі 10 та 20 кВ

Розглянуті варіанти переведення мережі з рівня напруги 10 кВ на напругу 20 кВ та об'єднання споживачів в групи з глибоким вводом потужності на напрузі 20 кВ з рівномірним розподілом навантаження і живленням споживачів від трансформаторів 20/0,4 кВ меншої потужності, показали свою економічну доцільність, зокрема, зменшення загальних втрат потужності на 22 %.

Переведення мережі на вищий рівень напруги повинно не лише забезпечувати поточні потреби в передачі та розподілі електроенергії, але й враховувати перспективи розвитку енергетичної інфраструктури. Наприклад, модернізація має передбачати можливість подальшого підвищення рівня напруги або інтеграцію сучасних технологій, таких як системи накопичення енергії, «розумні» мережі чи зарядні станції для електромобілів.

Список використаної літератури

1. Іськова М.С. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами накопичення енергії / *Renewable Energy* / М.С. Іськова, А.Р. Буряк, В.В. Кирик // *Vidnovluyana Energetyka*. – 2023. – № 2 (73). – стор. 18-23. doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
2. Hasibuan, A. Simulation and Analysis of Distributed Generation Installation on a 20 kV Distribution System Using ETAP 19.0 / Arnawan Hasibuan., Firwan Dani, Asran, I Made Ari Nrartha // *Bulletin of Computer Science and Electrical Engineering*.- 2022. – no 3(1). – pp. 18–29. doi <https://doi.org/10.25008/bcsee.v3i1.1151>
3. Degarege A. Distribution network reliability enhancement and power loss reduction by optimal network reconfiguration / Degarege Anteneh, Baseem Khan, Om Prakash Mahela, Hassan Haes Alhelou, Josep M. Guerrero // *Computers & Electrical Engineering*. – 2021. – no 96. doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2021.107518>

O. Bohomolova¹, Cand.Sc. (Eng.), ORCID 0000-0001-5249-4565

EFFICIENCY OF POWER SUPPLY TO CONSUMERS AT THE 20 KV VOLTAGE LEVEL

Results. As a result of modeling the distribution network operating modes in the Power Factory software environment, it was proven that transferring the network to 20 kV reduces active power losses by 22%. The most effective option was the option with deep power injection and consumer grouping using a larger number of transformers of lower power.

Conclusions. An approach to reconfiguring a 0.4 kV network when transferring the main network to 20 kV, taking into account different power supply organization schemes, is proposed and investigated. A method for reconfiguring a 0.4 kV network is proposed based on the principle of deep power injection and consumer grouping into groups powered by transformers of lower power.

Practical significance. The implementation of the proposed methodology increases the reliability and efficiency of electricity supply, promotes the integration of renewable energy sources and the modernization of the Ukrainian power system in accordance with European standards.

Key words: distribution networks, modernization, power losses, voltage 20 kV, energy efficiency, network reconfiguration, reliability of power supply

References

1. Iskova M.S. 20 kV NOMINAL VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS WITH ENERGY STORAGE SOURCES /nRenewable Energy/ M. S. Iskova, A. R. Buriak, V. V. Kyryk // *Vidnovlyuvana Energetyka*. – 2023. – no 2 (73). – pp. 18-23. doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
2. Hasibuan, A. Simulation and Analysis of Distributed Generation Installation on a 20 kV Distribution System Using ETAP 19.0 / Arnawan Hasibuan., Firwan Dani, Asran, I Made Ari Nnatha // *Bulletin of Computer Science and Electrical Engineering*. – 2022. – no 3(1). – pp. 18–29. doi <https://doi.org/10.25008/bcsee.v3i1.1151>
3. Degarege A. Distribution network reliability enhancement and power loss reduction by optimal network reconfiguration / Degarege Anteneh, Baseem Khan, Om Prakash Mahela, Hassan Haes Alhelou, Josep M. Guerrero// *Computers & Electrical Engineering*. – 2021. – no 96. doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2021.107518>
4. Iskova M.S IMPLEMENTATION OF 20 kV VOLTAGE NETWORK IN UKRAINE / M. S. Iskova, A. R. Buriak, V. V. Kyryk. // *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*. – 2022. – no 4. – pp. 87-93. doi: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273412>
5. Mahdavi M. An Efficient Stochastic Reconfiguration Model for Distribution Systems With Uncertain Loads / M. Mahdavi, HH Alhelou and MR Hesamzadeh // *IEEE Access*. – 2022. - vol. 10. – pp. 10640-10652, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3144665>
6. Report on the quality of service provision in the areas of electricity supply and centralized water supply and wastewater disposal for 2023 [Electronic resource] – Access mode: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Monitoring/Zvit_yakist_posluh/Zvit_yakist_posluh_2023.pdf – URL.
7. Burbelo M. Yo. Matrix Method for Determination of Indicators of On-Activity of Branched Distribution Electrical Networks/ M. Yo. Burbelo, Yu. V. Loboda, R. O. Slobodian, A. R. Slobodian// *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. – 2023. - № 3. – pp. 17–23. doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-17-23>
8. Burbelo M. Yo. Choosing the Optimum Configuration of Electric Distribution Grids / М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян // *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. – 2023. - № 6. - pp. 23–29. doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2023-171-6-23-29>
9. V. V. Kyryk, B. V. Tsiganenko and A. S. Yandulsky, Distribution electrical networks with a voltage of 20 kV and the efficiency of their work, National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, Ukraine.- 2018. -233c
10. Tsiganenko B. V.. Features of the functioning of medium voltage distribution networks and their conversion to a voltage of 20 kV / V. V. Kyryk, B. V. Tsiganenko // *Hydropower of Ukraine*.– 2016.– no 3-4.– pp.7-13.
11. COBY MEB EE 40.1-00100227-01:2016 «Technical policy in the field of construction and operation of distribution electricity networks – Part 2»
12. Oliynyk Yu. Analysis of the transition of electrical networks to a voltage of 20 kV / Yu.S. Oliynyk Yu.S.; P.V. Vasiuchenko // In: The 3 rd International scientific and practical conference “Topical aspects of modern scientific research”(November 23-25, 2023) CPN Publishing Group/ - Tokyo, Japan.- 2023 -725 p.
13. N. Filimonenko and K. Filimonenko Recommendations Concerning the Renovation Ukraine Electric Power Structure / 2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES), Kremenchuk, Ukraine. - 2023, pp. 1-5. doi: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402453>
14. Lopukhova, Tatiana, et al. Integrated presentation of existing approaches to Limit Overvoltages in 6-35 kV Networks // 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). IEEE. – 2022. doi: <https://doi.org/10.1109/REEPE53907.2022.9731463>
15. Mayorov, A. V. Analysis of the Reliability of Circuitries for A 20 kV Electrical Network / A.V. Mayorov, , M. Yu Lvov, A. A. Chelaznov// *Power Technology and Engineering*. – 2023. – no 56. – pp. 771-778. doi: <https://doi.org/10.1007/s10749-023-01586-w>
16. Mahdavi M. An Efficient Mathematical Model for Distribution System Reconfiguration Using AMPL /. M. Mahdavi, H. H. Alhelou, N. D. Hatziargyriou, A. Al-Hinai // *IEEE Access*. – 2021. – vol. 9. – pp. 79961-79993. doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3083688>.
17. Çakmak H.K. An Optimization-based Approach for Automated Generation of Residential Low-Voltage Grid Models Using Open Data and Open Source Software / H. K. Çakmak, L. Janecke, M. Weber, V. Hagenmeyer// *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia. – 2022. - pp. 1-6. doi: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960483>.
18. ДСТУ EN: 50160:2014 Characteristics of power supply voltage in general purpose electrical networks. Kyiv, 2014. 21p.

Надійшла: 05.05.2025

Received: 05.05.2025

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE FUNCTIONING OF LINE CURRENT PROTECTION

Enhancing the operational reliability of distribution electrical networks (DENs) necessitates the implementation of intelligent systems that enable the real-time optimization of network operating modes, improve the reliability of power supply, and effectively integrate renewable energy sources.

Distributed generation (DG) plays an increasingly crucial role in modern power systems. However, its integration into distribution networks can significantly affect the operation of existing protection systems. To evaluate this impact, it is essential to conduct calculations, justifications, and simulations of relay protection (RP) operation in networks with DG. Low- and medium-voltage DENs are critically important for ensuring the reliable and high-quality power supply to end consumers. Their effective functioning directly influences the overall reliability and quality of electricity in the integrated power system of Ukraine.

This article investigates the impact of distributed generation on the functioning of the line relay protection of DENs. For the research, a typical fragment of an electrical network with distributed generation is utilized, based on which short-circuit current calculations were performed, and the minimum value of the short-circuit infeed current from the power system was substantiated. It was established that the additional generation source affects the proportion of the power system current in the total short-circuit current, and there is an interrelation between the location of DG in the electrical network and the sensitivity of the line current protection.

Keywords: current relay protection, distribution networks, distributed generation.

Introduction

The current state of the energy sector poses significant risks to the country's energy security, as the majority of thermal and nuclear power units are nearing the end of their operational lifespan, and dependence on fossil fuels remains critically high. Thermal power plants, used for system balancing, are operating at the limit of their reserves, leading to equipment wear and increased accident rates. According to international obligations, a significant portion of thermal power capacity needs to be modernized or decommissioned by 2033, which complicates the situation.

Furthermore, Ukraine's power grids require updating and modernization [1]. As of 2021, over 837.1 thousand km of power transmission lines were in operation, a significant portion of which requires modernization. In particular, 64.45% of overhead power lines with a voltage of 220-330 kV have been in operation for 40 years or more, and 4.95% of lines with a voltage of 220-750 kV require complete replacement or reconstruction due to their emergency condition. DENs also require major repairs. Moreover, 61% of the main equipment of electrical substations has exceeded its service life.

In the context of the aforementioned challenges, the development of distributed generation based on renewable energy sources (RES) is an important factor for ensuring the energy security and sustainable development of the country. Distributed generation not only increases the resilience of the power system, making it less vulnerable to centralized attacks, especially in wartime conditions, but also reduces dependence on fossil fuels, lowering the need for imports and protecting against price fluctuations in global markets. In addition, it enhances the reliability of power supply, providing local consumers even in the event of accidents on main power transmission lines, facilitates the integration of RES into the power system, and modernizes DENs, increasing their operational efficiency and reliability [1].

At the same time, for the successful development of distributed generation, it is necessary to create favorable conditions for investment in RES, ensure the development of maneuvering capacities and energy storage systems, modernize distribution networks, and implement intelligent control systems, promoting the transition to "green" technologies. The development of distributed generation is crucial for Ukraine as it allows for ensuring energy security, reducing import dependence, and increasing the reliability of power supply.

However, the integration of distributed generation into DENs leads to changes in the parameters of the power system, the magnitude and direction of the fault current may change when RES are connected to the electrical network [2]. This, in turn, affects the operating algorithm of relay protection and requires new approaches to its implementation.

Changes in the composition of generating capacities and their operating mode necessitate a continuous update of short-circuit current calculations and the corresponding adjustment of relay protection tripping parameters based on the determination of the current contribution of each generation source during fault conditions. Modern systems utilize databases or event logs to identify the current state and apply pre-developed

response measures [3]. However, considering the current trend of continuous commissioning (decommissioning) of new RES capacities and loads in distribution networks, this approach becomes less effective. Furthermore, power plants based on RES have non-linear characteristics and variable parameters. To guarantee the reliable operation of the power system, it is necessary to continuously monitor all elements of the protection system and promptly make changes to their settings adaptively to the operating conditions.

Aim and objectives of the study

The aim of this study is to investigate the impact of distributed generation on the functioning of relay protection. In accordance with this aim, the study examines the influence on the sensitivity of relay protection depending on the connection point of DG to the electrical network.

Materials and research results

Changes in short-circuit currents caused by the connection of additional power plants are a key factor that must be considered in the design and operation of relay protection systems [4, 5]. Traditionally, stepped current protection schemes are used as primary and backup protection in distribution electrical networks. To investigate the impact of connecting an additional generation source on the magnitude of short-circuit currents at various points in the network, which is necessary to consider when setting the parameters of backup relay protection, a fragment of an electrical network shown in Fig. 1 was selected.

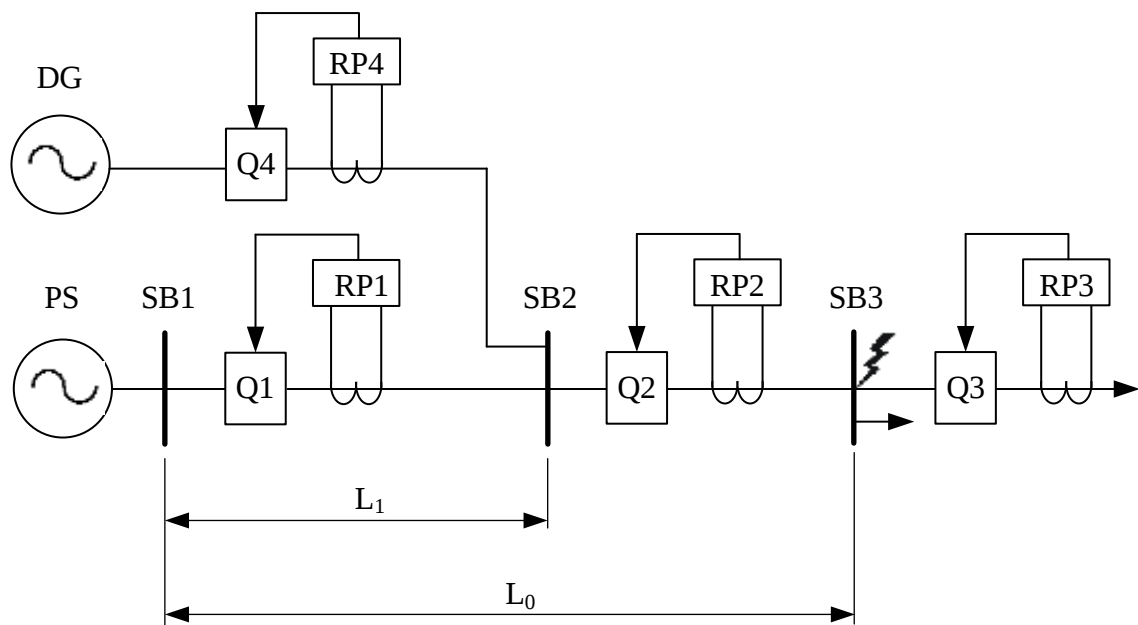


Figure 1 – Investigated fragment of DEN

To analyze the influence of the DG connection point on the magnitude of the short-circuit current, the connection from the supplying substation SB1 to the final substation SB3 (base line) was chosen, where DG is connected at a distance L_1 , and a three-phase short circuit, as the most severe type of fault, is simulated at the buses of substation SB3.

We assume:

$$L = \frac{L_1}{L_0}, \quad (1)$$

where L is the relative parameter of the DG distance from the supplying substation SB1; L_0 is the length of the base line from substation SB1 to SB3; L_1 is the distance from substation SB1 to the DG connection point.

The equivalent single-phase substitution circuit for short-circuit current calculations is shown in Fig. 2.

In the circuit (Fig. 2), the following are denoted: U_{PS} and U_{DG} – the EMF of the power system source and the distributed generation, respectively; Z_{PS} and Z_{DG} – the internal impedances of the power system and DG, respectively; Z_L – the total impedance of the supply line.

Assuming that $U_{EQ} = U_{DG} = U_{PS}$, the substitution circuit can be transformed to the form shown in Fig. 3.

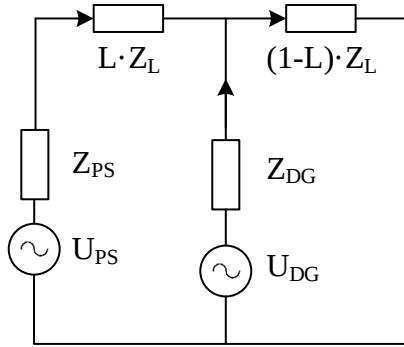


Figure 2 – Calculated single-phase equivalent circuit of DEN fragment

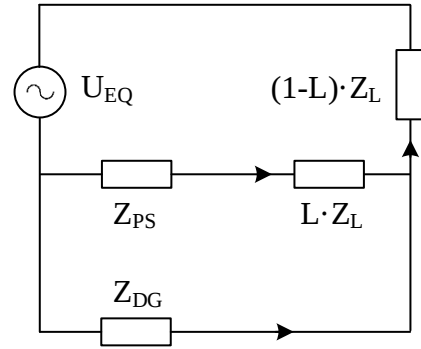


Figure 3 – Simplified single-phase equivalent circuit of DEN fragment

According to the circuit (Fig. 3), the equivalent impedance of the DEN can be determined as:

$$Z_{EQ} = \frac{(Z_{PS} + L \cdot Z_L) \cdot Z_{DG}}{Z_{PS} + L \cdot Z_L + Z_{DG}} + (1-L) \cdot Z_L, \quad (2)$$

The obtained total equivalent impedance is used to calculate the three-phase short-circuit current:

$$I_K = \frac{U_{EQ} \cdot (Z_{PS} + L \cdot Z_L + Z_{DG})}{\sqrt{3} \cdot ((Z_L \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_L) + L \cdot Z_L (Z_L - Z_{PS}) - L^2 \cdot Z_L^2)} \quad (3)$$

The magnitude of the current from substation SB1 to substation SB2 will be determined as:

$$I_{K1} = \frac{Z_{DG}}{Z_{PS} + L \cdot Z_L + Z_{DG}} \cdot I_K \quad (4)$$

or

$$I_{K1} = \frac{U_{EQ} \cdot Z_{DG}}{\sqrt{3} \cdot ((Z_L \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_L) + L \cdot Z_L (Z_L - Z_{PS}) - L^2 \cdot Z_L^2)} \quad (5)$$

The second stage of the two-stage current protection (maximum current protection) of substation SB1, which backs up the possible failure of the protection of substation SB2 in the event of a short circuit on the buses of substation SB3, must respond to the current I_{K1} . The maximum current protection of substation SB1 does not operate if its tripping setting exceeds the magnitude of the power system's current contribution to the short-circuit current. That is, when the sensitivity coefficient of the current protection critically decreases.

Distributed generation has the maximum impact on the three-phase short-circuit current when the power system's current contribution is minimal. Therefore, to find the minimum value of the function given by equation (6), it is necessary to calculate its derivative with respect to the relative parameter L :

$$\frac{dI_{K1}}{dL} = -U_{EQ} \cdot Z_{DG} \frac{3 \cdot (Z_L (Z_L - Z_{PS}) - 2 \cdot L \cdot Z_L^2)}{2 \cdot (3 \cdot (L \cdot Z_L \cdot (Z_L - Z_{PS}) - L^2 \cdot Z_L^2 + Z_L \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_L))^{3/2}} \quad (6)$$

The short-circuit current from the power system will be minimal if the derivative (7) is equal to zero:

$$-U_{EQ} \cdot Z_{DG} \frac{3 \cdot (Z_L (Z_L - Z_{PS}) - 2 \cdot L \cdot Z_L^2)}{2 \cdot (3 \cdot (L \cdot Z_L \cdot (Z_L - Z_{PS}) - L^2 \cdot Z_L^2 + Z_L \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_{DG} + Z_{PS} \cdot Z_L))^{3/2}} = 0 \quad (7)$$

Since U_{EQ} and Z_{DG} are not equal to zero, the equality will be satisfied if the numerator of the fraction is equal to zero:

$$3 \cdot (Z_L (Z_L - Z_{PS}) - 2 \cdot L \cdot Z_L^2) = 0 \quad (8)$$

Solving the obtained equation (8) with respect to L :

$$L = \frac{Z_L - Z_{PS}}{2 \cdot Z_L} \quad (9)$$

In practice, usually, the impedance of the power system Z_{PS} is significantly lower than the impedance of the base line Z_L . If we neglect the power system impedance and assume $Z_{PS} \approx 0$, then the relative parameter L will be equal to 0.5. That is, the greatest impact of DG on the power system's current contribution will occur if the DG connection point is located in the middle of the supply line. In this case, in the event of a fault at the end of the base line, the short-circuit current infeed from the power system will be minimal.

As an example, calculations are provided for a 10 kV base line, type AS-50, with a length of $L_0 = 10$ km ($Z_L = 7.2$ Ohm), $Z_{DG} = 1.5$ Ohm, $Z_{PS} = 0.211$ Ohm. The results of the short-circuit current calculations from the power system depending on the DG connection point are presented in Table 1.

Table 1 – Short-circuit current calculation

L, p.u.	I_{K1} , A
0	686
0,1	506
0,3	376
0,5	349
0,8	440
1	780

The graphical interpretation of the current calculation is shown in Fig. 4.

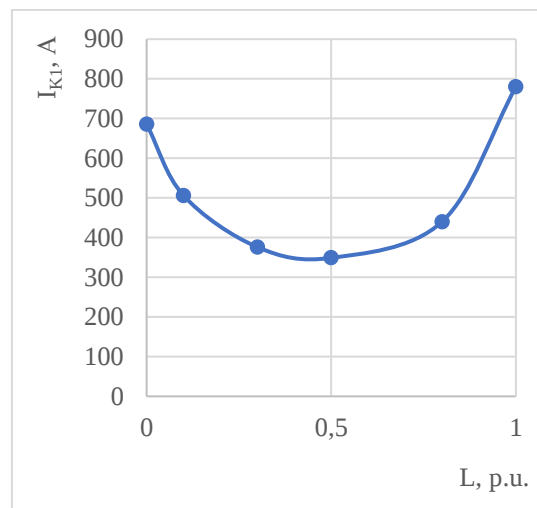


Figure 4 – Graph of the dependence of short-circuit current on the DG connection point

The conducted analysis shows that the greatest reduction in the sensitivity of the backup current protection occurs in cases where the DG connection point is located in the middle of the main power supply line to the load, regardless of the total capacity of the distributed generation source.

The total short-circuit current, calculated using equation (3), has a non-linear characteristic, consequently, the current from the power system is also non-linear. If the total impedance of the section between substations SB1 and SB2 is greater than Z_{DG} , then the magnitude of the short-circuit current in this branch will decrease due to changes in current distribution in the branches. Equation (5) determines the power system's current contribution to the fault current at substation SB2, to which the distributed generation source is connected.

Furthermore, the preliminary analysis showed that the power system's current contribution to the total short-circuit current depends on the total impedance of the line from substation SB1 to substation SB3, the local short-circuit capacity, the relative capacity of the DG, its location and connection method, which may be the subject of further research.

Conclusions

The results of the conducted research indicate the possibility of the backup protection of SB1 failing to operate due to a critical reduction in its sensitivity, which is caused by a decrease in the power system's current contribution to the total short-circuit current under the influence of DG. The tripping settings of the relay protection may be incorrect according to the new network structure.

For further analysis of the impact of distributed electricity generation on the functioning of current protection, it is advisable to investigate the impact under different DEN topologies and various parameters of the power system and DG (type, capacity, connection method, etc.), which will allow for increasing the efficiency of the relay protection of DENs with DG.

References

1. Kyryk V., Tsyganenko B., Yandulskiy O. Distribution electrical networks with a voltage of 20 kV and the efficiency of their operation. – K.: NTUU "KPI", 2018. – 233 p.
2. Razavi S., Rahimi E., Javadi M. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105, no.7(37). P. 157-167. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.050>
3. Baren M., El-Markabi I. Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004. Vol. 2. P. 715-719. URL: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397672>
4. Lopes J., Hatziaargyriou N., Mutale J. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*. 2007. Vol. 77, no. 9, P. 1189-1203. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>
5. Manditereza P., Bansal R., Renewable distributed generation: The hidden challenges – A review from the protection perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 58, no.6 (119). P. 1457-1465. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.276>.

О.С. Яндульський¹, д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-0362-7947

Ю.В. Хлистов¹, аспірант, ORCID 0009-0006-2694-1783

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ВПЛИВ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА ФУНКЦІОНУВАННЯ СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ ЛІНІЇ

Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж (РЕМ) передбачає впровадження інтелектуальних систем, які дозволяють оптимізувати режими роботи мережі в реальному часі, підвищити надійність електропостачання та ефективно інтегрувати відновлювані джерела енергії.

Розосереджена генерація (РГ) відіграє все більш важливу роль у сучасних електроенергетичних системах. Проте, її інтеграція в розподільні мережі може суттєво вплинути на роботу існуючих систем захисту. Для оцінки цього впливу, необхідно провести розрахунки, обґрунтування та моделювання роботи релейного захисту в мережах з РГ. РЕМ низької та середньої напруги є критично важливими для забезпечення надійного та якісного електропостачання кінцевих споживачів. Їх ефективне функціонування безпосередньо впливає на загальну надійність та якість електроенергії в об'єднаній енергосистемі України.

У статті досліджується вплив розосередженої генерації на функціонування релейного захисту лінії РЕМ. Для досліджень використовується типовий фрагмент електромережі з розподіленою генерацією, на основі якого було проведено розрахунки струмів короткого замикання та обґрунтовано мінімальне значення струму підживлення короткого замикання від енергосистеми. Встановлено, що додаткове джерело генерації впливає на частку струму енергосистеми в загальному струмі короткого замикання та існує взаємозв'язок між місцем розташування РГ в електромережі та чутливістю струмового захисту лінії.

Ключові слова: струмовий релейний захист, розподільні мережі, розосереджена генерація.

Надійшла: 09.05.2025

Received: 09.05.2025

А.Ф. Жаркін¹, д-р. техн. наук, акад. НАН України, ORCID 0000-0001-5996-0901В.А. Попов², д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0003-3484-4597О.С. Ярмолюк², канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-8571-2573С.О. Палачов¹, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-4502-1724В.О. Наталіч², аспірант, ORCID 0000-0003-0242-626X¹Інститут електродинаміки національної академії наук України²Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ДИНАМІЧНЕ КЕРУВАННЯ ТОПОЛОГІЄЮ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ІЗ ЗАЛУЧЕННЯМ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

Активне впровадження відновлюваних джерел енергії у вигляді розподільної генерації суттєво змінює як структуру, так і умови роботи існуючих систем розподілу електричної енергії. Зокрема, непередбачувані зміни режимів не дають можливості переконливо визначити фіксовані місця розмикання контурів, які будуть оптимальними впродовж тривалого періоду часу, що вважалося загальноприйнятою практикою у традиційних системах розподілу електричної енергії. У зв'язку з цим, у роботі розглядається можливість й обґрунтовується стратегія використання дистанційно керованих комутаційних апаратів, як засобу динамічного керування топологією розподільних мереж, що дає змогу зменшити втрати електричної енергії за умов використання локальних джерел енергії з мінливою вихідною потужністю. Однак, складністю для ефективного використання дистанційно керованих комутаційних апаратів є їх обмежений комутаційний ресурс, що, з економічної точки зору, дає можливість здійснювати відповідні перемикання у мережі обмежену кількість разів, відповідно, лише за довготривалих змін режиму. У той же час, за умов використання відновлюваних джерел енергії більш характерними є часті та короточасні зміни режиму. У якості можливого шляху вирішення цього протиріччя, у роботі розглядається питання одночасного, з впровадженням дистанційно керованих комутаційних апаратів, використання установок зберігання енергії з метою певної корекції режимів мережі за умов їх короткотривалого збурення, що дає змогу, таким чином, підтримати оптимальність певних місць розмикання розподільних ліній. Аналізуються технічні умови, які визначають можливість використання у зазначених випадках установок зберігання енергії, та розраховуються необхідні параметри режимів їх роботи у різноманітних ситуаціях. Продемонстровано, що одночасне узгоджене використання установок зберігання енергії та дистанційно керованих комутаційних апаратів дає змогу підвищити ефективність запропонованих рішень щодо динамічного керування режимами розподільних мереж за рахунок покращення його гнучкості та забезпечення більш раціонального використання комутаційного ресурсу вимикачів.

Ключові слова: розподільні мережі, установки зберігання енергії, дистанційно керовані комутаційні апарати, втрати енергії, відновлювані джерела енергії.

Вступ. Поширення впровадження та використання потенціалу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) сьогодні є одним із стратегічних напрямів розвитку сучасної електроенергетики. Зазначені джерела включають, насамперед, сонячні панелі та вітрові генератори, які у багатьох випадках приєднуються до електричних мереж як на рівні систем розподілу, так і безпосередньо з боку споживачів. У той же час, системи розподілу проектувалися й експлуатувалися не передбачаючи можливості появи в їх структурі додаткових джерел енергії, які, у загальному випадку, здатні не тільки забезпечити частину навантаження споживачів окремих вузлів, але і генерують електричну енергію у розподільні мережі.

При цьому, у численних публікаціях, наприклад [1–3], звертається увага на те, що у процесі поширення використання зазначених локальних джерел енергії як у вигляді окремих генеруючих пристроїв, так і у формі, так званих мікромереж, виникають проблеми з підтримкою не лише оптимальних, а навіть і припустимих режимів роботи розподільних мереж за рядом показників, зокрема, таких як надійність, відхилення напруги, втрати енергії, забезпечення коректної роботи існуючих засобів релейного захисту й автоматики. Більш того, зазначені обставини розглядаються у якості серйозної перешкоди у подальшому поширенні впровадження локальних джерел генерації, у першу чергу не контрольованих, заснованих на використанні відновлюваних ресурсів [4].

Значною мірою це пов'язано з мінливим характером роботи таких джерел, що ускладнює керування режимами розподільних мереж на базі існуючих технічних засобів і методів їх використання, які не дають можливості з необхідною швидкістю адекватно реагувати на зміни режиму.

Кардинальним виходом із цієї ситуації вважається побудова активних гнучких систем розподілу електричної енергії [5] з масштабним залученням широкого спектру сучасних засобів автоматизації та

керування, у тому числі на базі пристроїв силової електроніки, та глобальної їх інформатизації, що зрештою дасть можливість керувати режимами мереж у реальному часі. Звісно, що реалізація зазначених перетворень буде потребувати часу та значних матеріальних витрат.

У роботі [6] було запропоновано підхід, який не вимагає занадто великих інвестицій, але дає змогу частково вирішити або, принаймні, пом'якшити перераховані вище проблеми, пов'язані з впровадженням розподільної генерації, шляхом реалізації динамічного керування топологією (а, відповідно, і режимами) розподільних мереж за рахунок застосування дистанційно керованих комутаційних апаратів (ДККА). Використання такого комутаційного обладнання дає змогу відносно оперативно реагувати на зміни навантаження вузлів розподільної лінії та потужності, яка надходить від інтегрованих до неї локальних джерел генерації.

Головне обмеження, пов'язано з реалізацією цієї пропозиції, полягає у наступному. По-перше, у контурі розподільної лінії може бути встановлена лише обмежена кількість ДККА, що впливає з суто економічних міркувань. По-друге, у процесі використання зазначених комутаційних апаратів необхідно враховувати їх обмежений комутаційний ресурс, що не дає змоги їх використання з будь-якою інтенсивністю для підтримки найбільш ефективного режиму за умов нестабільного характеру роботи ВДЕ. Якщо зміна режиму носить короткочасний характер, то використання ДККА, скоріш за все, буде недоцільним у зв'язку з тим, що негативний ефект від прискореного використання їх комутаційного ресурсу може переважати позитивний ефект, пов'язаний із додатковим зменшенням втрат електричної енергії.

Мета досліджень. Підвищення ефективності використання ДККА з метою оптимізації розподілу потужності в контурі розподільної лінії можливо за рахунок одночасного узгодженого використання установок зберігання енергії (УЗЕ), для яких режими споживання електричної енергії з мережі або її генерації в мережу визначаються виходячи з позицій підтримки оптимального режиму для певного варіанту розмикання контуру за умов короткочасної зміни вихідної потужності інтегрованих ВДЕ.

Питання обґрунтування місць розташування й умов роботи ДККА було розглянуто в [7], де вони вирішувалися на підставі, так званого, сценарного методу. При цьому при формуванні сценаріїв до уваги бралися такі характеристики як типові графіки навантаження вузлів мережі та вихідної потужності відповідних ВДЕ за окремими сезонам року та кількість діб з певними метеорологічними умовами (які впливають на вихідну потужність відновлюваних джерел) у межах кожного сезону. На підставі цих даних шляхом моделювання й оптимізації режимів визначалися найкращі місця розмикання контуру, що, по суті, відповідає бажаним місцям розташування ДККА. Отримані результати ранжувалися виходячи з тривалості часу, коли певний варіант розмикання контуру (використання певного ДККА) був оптимальним, а також із урахуванням відповідного цьому періоду часу загального навантаження контуру, що опосередковано свідчило щодо можливого ефекту, пов'язаного з потенційним додатковим зменшенням втрат електричної енергії за умов прийняття такого рішення.

Запропоновані в [8] індикативні показники дають можливість оцінити доцільність зміни місця розмикання контуру розподільної лінії відповідно до поточного режиму без необхідності його детального розрахунку. Припустимо, що на схемі, яку наведено на рис. 1, ДККА В₁, В₂ та В₃ встановлено відповідно на ділянках із опором R₃, R₅ та R₆. Вважаємо, що контур розімкнено на ділянці з опором R₃ (ДККА В₁).

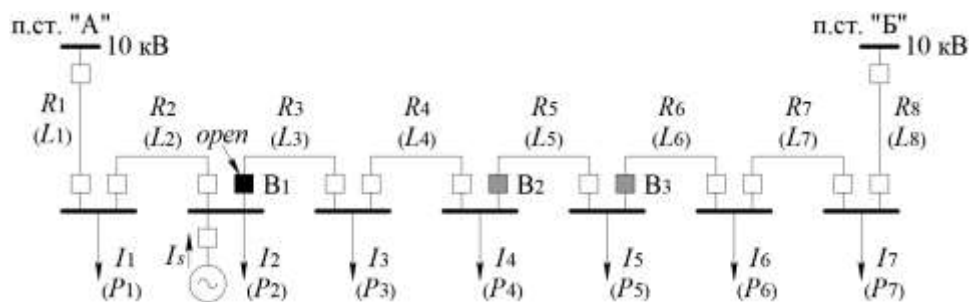


Рисунок 1 – Контур розподільної лінії з розташованими ДККА

У певний момент часу з'ясовується, що згідно поточного режиму з'являється доцільність зміни місця розмикання контуру з ділянки з опором R₃ (ДККА В₁) на ділянку з опором R₅ (ДККА В₂) з метою формування струморозподілу, за якого зменшуються втрати електричної енергії, що визначається наступною умовою

$$M_{I,R} - M_{I,L} + M_s > \frac{I_{I, ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (1)$$

$$\text{де } M_{I,L} = M_1 + M_2 = I_1 R_1 + I_2 (R_1 + R_2), \quad M_{I,R} = M_3 + M_4 + M_5 + M_6 + M_7 = I_3 (R_4 + R_5 + R_6 + R_7 \oplus$$

$$\oplus R_8) + I_4(R_5 + R_6 + R_7 + R_8) + I_5(R_6 + R_7 + R_8) + I_6(R_7 + R_8) + I_7 R_8, \quad M_s = I_s(R_1 + R_2), \quad I_{1, ch} = I_3 + I_4.$$

У наступний період часу, наприклад, за рахунок збільшення генерації з боку локального джерела енергії, приєднаного до вузла 2, або зменшення навантаження у лівій частині контуру, може виникнути доцільність подальшого зміщення місця розмикання контуру праворуч (на ділянку з опором R_6 (ДККА В₃)). Таке рішення є аргументованим, якщо виконується умова

$$M_{II, R} - M_{II, L} + M_s > \frac{I_{II, ch} R_{\Sigma}}{2},$$

$$\text{де } M_{II, L} = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 = I_1 R_1 + I_2(R_1 + R_2) + I_3(R_1 + R_2 + R_3) + I_4(R_1 + R_2 + R_3 + R_4),$$

$$M_{II, R} = M_5 + M_6 + M_7 = I_5(R_6 + R_7 + R_8) + I_6(R_7 + R_8) + I_7 R_8, \quad M_s = I_s(R_1 + R_2), \quad I_{II, ch} = I_5.$$

Аналогічно визначаються всі умови, які свідчать щодо доцільності зміни місця розмикання контуру у будь-якому напрямі за рахунок використання існуючих ДККА. Таким чином, якщо у процесі прогнозування режиму з'ясовується, що він відповідає умовам доцільності зміни місця розмикання та має достатньо тривалий характер, то приймається рішення щодо зміни стану відповідних ДККА.

У той же час, у багатьох випадках після отримання інформації, яка свідчить щодо доцільності зміни місця розмикання контуру розподільної лінії, у процесі подальшого прогнозування (сканування) режиму виявляється, що виконання відповідної умови, наприклад (1), носить нестабільний характер, тобто, вона задовольняється на певному інтервалі часу (наприклад, продовж $t_1, \dots, t_4$ на рис. 2), потім короткочасно перестає виконуватися (зокрема, на інтервалі $t_4, \dots, t_6$ на рис. 2), далі знову починає виконуватися (інтервал часу $t_6, \dots, t_8$ на рис. 2) і так далі.

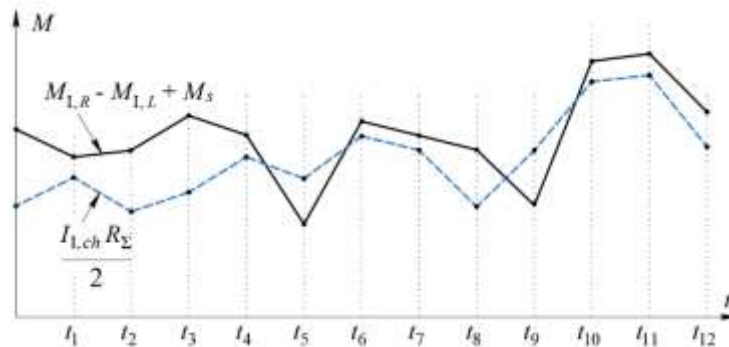


Рисунок 2 – Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників)

При цьому, у наведених ситуаціях із точки зору ефективності використання комутаційного ресурсу ДККА рішення щодо зміни місця розмикання контуру не приймається.

Використання УЗЕ з метою підвищення ефективності динамічного керування режимами з залученням ДККА. У зазначених вище випадках режим роботи лінії може бути примусово скориговано, зокрема, за рахунок відповідного застосування УЗЕ. При цьому в періоди часу, коли умова, що свідчить про доцільність зміни місця розмикання контуру, не виконується (інтервали часу $t_4, \dots, t_6, t_8, \dots, t_{10}$ на рис. 2), є можливість шляхом певних цілеспрямованих дій внести необхідні зміни у потікорозподіл лінії, таким чином, щоб домогтися виконання умови, що буде підтверджувати доцільність збереження нового місця розмикання контуру (рис. 3 – за умов розташування УЗЕ у правій частині контуру).

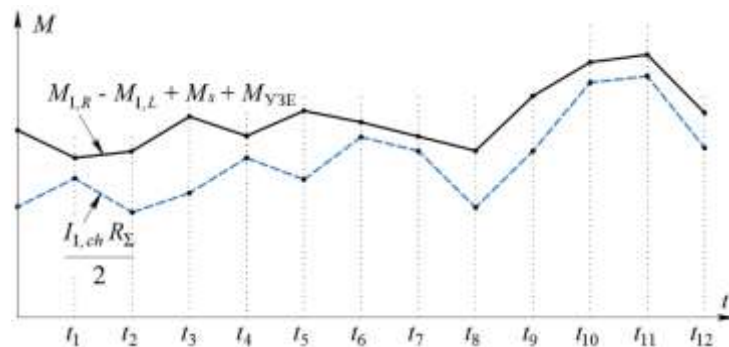


Рисунок 3 – Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників) за умов використанням УЗЕ

Аналіз (1) свідчить, що для виконання зазначеної умови на інтервалах часу $t_4, \dots, t_6$ та $t_8, \dots, t_{10}$ необхідно або належним чином збільшити складову $M_{I,R}$ або зменшити складову $M_{I,L}$. Це може бути досягнуто або шляхом додаткового завантаження правої частини контуру, або розвантаження його лівої частини. Вибір такого рішення залежить від місця розташування УЗЕ. Зрозуміло, що, коли УЗЕ приєднано до вузла мережі у лівій частині контуру, то для досягнення зазначеної мети вона повинна працювати у режимі розрядки. Відповідно, якщо УЗЕ знаходиться у правій частині контуру, то вона має працювати у режимі зарядки.

Визначимо параметри роботи УЗЕ, які необхідні для вирішення наведеного завдання. Для цієї мети розглянемо варіант зміни місця розмикання контуру з ділянки з опором R_3 (ДККА В₁) на ділянку з опором R_5 (ДККА В₂) (рис. 1). При цьому в залежності від точки підключення УЗЕ (ліва або права частини контуру розподільної лінії) відповідні умови будуть мати наступний вигляд

$$(M_{I,R} + M_{УЗЕ}) - M_{I,L} + M_s > \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2}, \quad (2)$$

або

$$M_{I,R} - (M_{I,L} + M_{УЗЕ}) + M_s > \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2}. \quad (3)$$

Тоді режим роботи УЗЕ визначаються на підставі виконання наступної умови

$$|M_{УЗЕ}| > M_{I,L} + \frac{I_{I,ch} R_\Sigma}{2} - M_{I,R} - M_s. \quad (4)$$

У виразах (2)–(4) усі складові визначаються згідно (1). З цього випливає, що необхідна струмова ін'єкція з боку УЗЕ для кожного періоду часу t ($I_{УЗЕ,t}$) розраховується виходячи з умови

$$M_{УЗЕ,t} = I_{УЗЕ,t} R_{УЗЕ}, \quad (5)$$

де $R_{УЗЕ}$ – сумарний опір ділянок лінії від центру живлення до вузла, де встановлена УЗЕ.

Безумовно, що використання УЗЕ у процесі динамічного керування режимом розподільної мережі згідно наведених вище міркувань можливе лише за умов дотримання технічних обмежень. Якщо мова йде відносно акумуляторних батарей, то, у першу чергу, це стосується таких параметрів, як потужність і ємність батарей та поточний рівень її заряду (SoC).

При цьому можливо запропонувати наступні правила використання батарей:

- якщо SoC = 20 % ... 40 %, то батарея має працювати у режимі зарядження;
- якщо SoC = 60 % ... 80 %, то батарея має працювати у режимі розрядження;
- якщо SoC = 40 % ... 60 %, то батарея може працювати як в одному, так і в іншому режимах.

Тому, коли вирішується питання щодо використання батарей для цілеспрямованого впливу на режим розподільної лінії, можлива стратегія поведінки залежить від поточного значення SoC батарей, що дає можливість визначити, у якому режимі вона потенційно може використовуватися: зарядження, розрядження або у будь-якому.

Стратегії використання УЗЕ за умов динамічного керування режимами. У цьому сенсі можна розглянути дві принципові ситуації. У першому випадку збурення, які порушують умови доцільності зміни місця розмикання контуру розподільної лінії, носять короткотривалий характер (рис. 4).

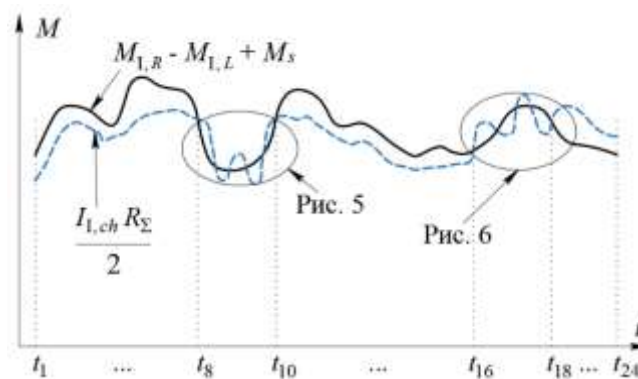


Рисунок 4 – Короткотривалі збурення режиму

Якщо за таких умов приймається рішення щодо використання УЗЕ для коригування режиму, скажемо, на інтервалі часу $t_8 \dots t_{10}$, то параметри, наприклад акумуляторної батареї, визначаються згідно (5) й послідовно розраховується обсяг енергії, яка має бути спожита або видана в мережу, за умови, що показник SoC не виходить за свої рекомендовані межі, а значення її потужності та ємності не перевищують припустимих рівнів (рис. 5)

$$SoC_{\min} < SoC_t < SoC_{\max}, \quad P_{УЗЕ,t} \leq P_{УЗЕ,\max}, \quad A_{УЗЕ} = \sum_t P_{УЗЕ,t}, \quad t \in T_{УЗЕ}, \quad A_{УЗЕ} \leq A_{УЗЕ,\text{ном}}, \quad (6)$$

де $T_{УЗЕ}$ – передбачуваний час використання УЗЕ.

Якщо у процесі прогнозування добового графіку зміни індикативних показників виявляється декілька короткотривалих періодів (рис. 4) з нестабільним виконанням умови, наприклад (1), то у разі можливості дотримання обмежень (6) з'являється варіант використання УЗЕ на кожному з зазначених періодів часу у протилежних режимах (рис. 5) та (рис. 6), тобто спочатку в режимі розрядження, а потім у режимі зарядження. Це дасть можливість на кінець доби забезпечити значення показника SoC максимально близьким до його початкового рівня.

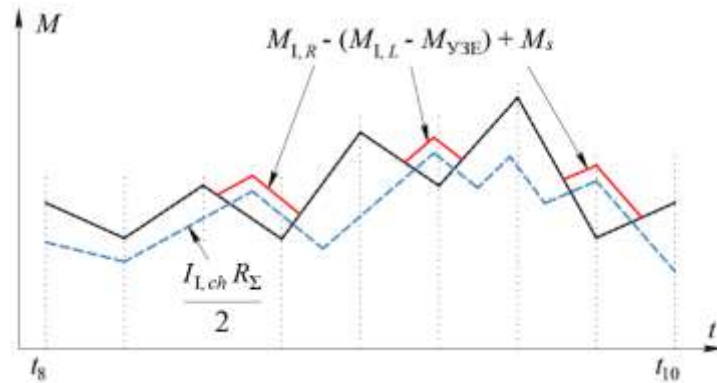


Рисунок 5 – Короткотривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим розрядження батареї)

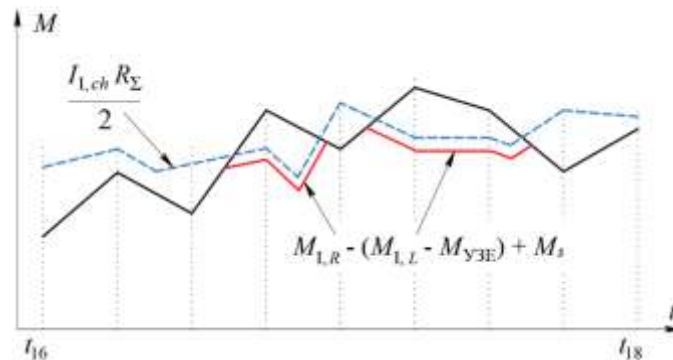


Рисунок 6 – Короткотривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим зарядження батареї)

Одночасно з цим можливі випадки, коли виконання умови (1) носить мінливий характер на достатньо тривалих інтервалах часу (рис. 7) та поточне значення параметру SoC батареї дає змогу її використання як в режимі зарядження, так і зарядження.

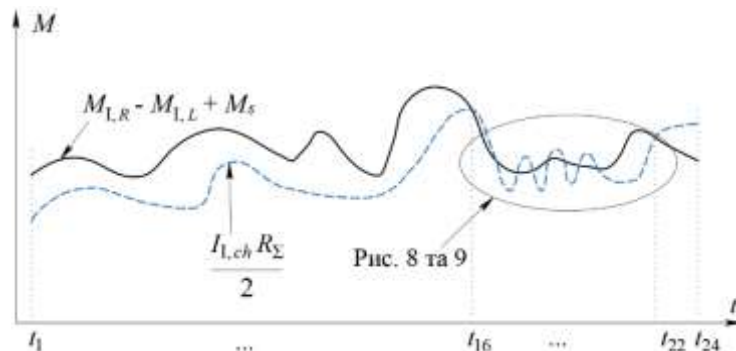


Рисунок 7 – Довготривала мінливість режиму роботи контуру розподільної лінії

Тоді виникає питання, яке з рішень буде більш обґрунтованим: зберегти існуюче місце розмикання контуру (рис. 8) або одразу орієнтуватися на альтернативний варіант його розмикання (рис. 9). У таких

випадках рівень надійності електропостачання може бути додатковим фактором для остаточного визначення кращого рішення.

У загальному випадку для кількісної оцінки рівня надійності розподільної лінії [9] використовують показник очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії, який залежить від значень питомої пошкоджуваності ліній (ω_0), довжини окремих ділянок ліній ($L_i, i = 1, \dots, N$), середнього навантаження вузлів ($P_j, j = 1, \dots, M$) та часу відновлення електропостачання (τ_{ij}), який, у свою чергу, визначається типом, кількістю та розташуванням комутаційно-захисних апаратів.

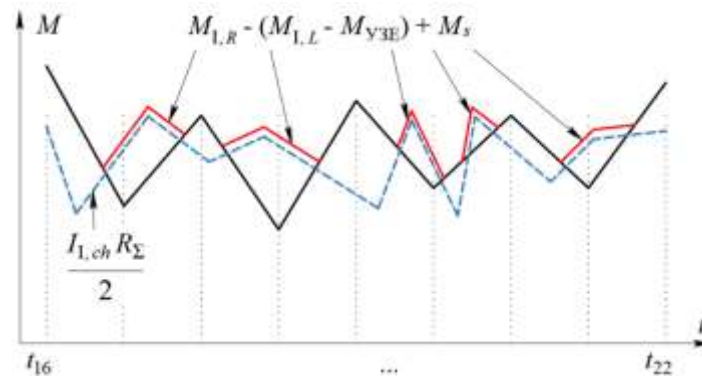


Рисунок 8 – Довготривале використання УЗЕ для підтримки поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим заряджання батареї)

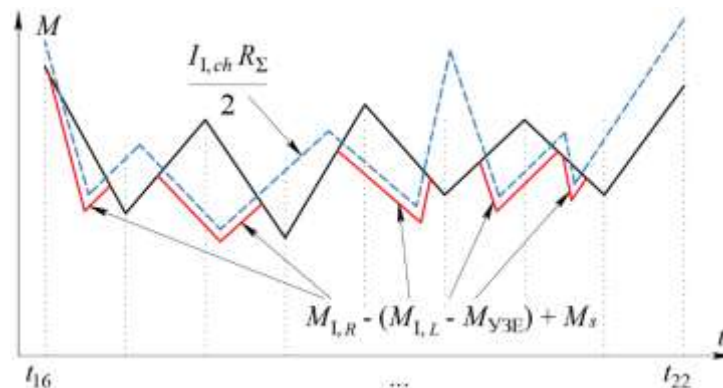


Рисунок 9 – Довготривале використання УЗЕ для зміни поточного місця розмикання контуру розподільної лінії (режим розряджання батареї)

Будемо вважати, що у разі виникнення пошкодження у лінії, локальне джерело енергії здатне підтримати навантаження лише вузла до якого воно підключено. Тоді, з урахування наведених на рис. 1 існуючих у лінії комутаційних апаратів, час відновлення електропостачання для решти вузлів навантаження може бути пов'язаний, або з локалізацією місця пошкодження ($\tau_{\text{лок}}$), або з їх переключенням на живлення від альтернативного джерела ($\tau_{\text{пер}}$), зокрема, на підстанцію «Б» (рис. 1).

Повертаючись до схеми розподільної лінії наведеної на рис. 1, розраховуємо очікуване значення недовідпущеної електроенергії у разі її розмикання за допомогою ДККА встановлених відповідно на ділянках L_3 (ДККА B_1) та L_5 (ДККА B_2).

При цьому маємо наступні результати у разі розмикання контуру за допомогою ДККА (B_1):

$$EENS = \omega_0 \left[\sum_{i=1}^3 P_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \in i}}^2 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \notin i}}^2 L_j \tau_{\text{лок}} \right) + \sum_{i=3}^7 P_i \left(\sum_{\substack{j=3 \\ j \in i}}^8 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=3 \\ j \notin i}}^8 L_j \tau_{\text{лок}} \right) \right], \quad (7)$$

та у разі розмикання контуру за допомогою ДККА (B_2):

$$EENS = \omega_0 \left[\sum_{i=1}^4 P_i \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \in i}}^4 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \notin i}}^4 L_j \tau_{\text{лок}} \right) + \sum_{i=5}^7 P_i \left(\sum_{\substack{j=6 \\ j \in i}}^8 L_j \tau_{\text{пер}} + \sum_{\substack{j=6 \\ j \notin i}}^8 L_j \tau_{\text{лок}} \right) \right]. \quad (8)$$

У наведених виразах позначення $j \in i$ означає, що при підсумовуванні розглядаються лише ті ділянки лінії j , які знаходяться на шляху живлення вузла i . Відповідно, $j \notin i$ означає, що при підсумовуванні розглядаються лише ті ділянки лінії j , які не знаходяться на шляху живлення вузла i .

У підсумку варіант рішення, якому відповідає менше значення очікуваної величини недовідпущеної енергії, буде розглядатися у якості бажаного.

Додатково необхідно зазначити, що у виразах (7) та (8) передбачається, що після спрацювання (відключення) ДККА відповідна ділянка лінії відключається лише з одного боку, тобто залишається під напругою. Тому можливе пошкодження на ній буде призводити до відключення відповідної частини лінії та, таким чином, впливати на очікувану величину недовідпущеної електроенергії.

Висновки.

Поява ВДЕ з мінливою та важко передбаченою вихідною потужністю у розподільних мережах знижує ефективність впровадження такої широко поширеної й ефективної задачі як вибір оптимальних місць їх розмикання, що пов'язано з нестабільним характером режимів, які при цьому виникають.

Впровадження ДККА дає можливість більш оперативно змінювати топологію відповідних контурів мережі згідно до її поточних режимів. У той же час, певним гальмом для вирішення зазначеної задачі є обмежений комутаційний ресурс традиційних комутаційних апаратів (вимикачів навантаження).

У роботі демонструється, яким чином цей недолік може бути подолано за рахунок одночасного узгодженого використання ДККА й УЗЕ. Розроблено алгоритм, який дає змогу визначити режим роботи УЗЕ у відповідності з існуючими та прогнозними значеннями навантажень і вихідної потужності локальних джерел енергії. Продемонстровано за яких умов прийняття найбільш обґрунтованих рішень потребує залучення додаткових критеріїв.

Запропоновані рішення можливо розглядати як перший крок до створення гнучких розподільних мереж та у якості однієї з функцій багатоцільового використання УЗЕ в сучасних системах розподілу електричної енергії за умов появи в їх структурі та поширення використання локальних ВДЕ.

A. Zharkin¹, Dr. Sc. (Eng.), Ac. of NAS of Ukraine, ORCID 0000-0001-5996-0901

V. Popov², Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-3484-4597

O. Yarmoliuk², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-8571-2573

S. Palachov¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-4502-1724

V. Natalych², Ph. D. student, ORCID 0000-0003-0242-626X

¹*Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine*

²*National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»*

DYNAMIC CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORK TOPOLOGY WITH THE USE OF ENERGY STORAGE FACILITIES

The widespread use of renewable energy sources in the form of distributed generation significantly changes both the structure and operating modes of existing electrical distribution systems. In particular, unpredictable changes in modes do not allow to determine fixed open points of circuit that will be optimal over a long period of time, as is the case in traditional electrical distribution networks. In this regard, the article considers the possibility and justifies the strategy of using remotely controlled switching devices as a means of dynamic control of the topology of distribution networks, which allows to reduce electrical energy losses under the conditions of using local energy sources with variable output power. However, the difficulty for the effective use of remotely controlled switching devices is their limited switching resource, which, from an economic point of view, allows to carry out limited number of the corresponding switching operations in the network, mainly under conditions of long-term mode changes. At the same time, in the presence of renewable energy sources, frequent and short-term modes changes are more typical. As a possible way to resolve this contradiction, the paper considers the possibility of using energy storage units for the purpose of goal-oriented correction of network modes under their short-term disturbances, which makes it possible to maintain the optimality of the selected open points in corresponding branches of distribution lines. The technical conditions that determine the possibility of using energy storage units are analyzed, and the necessary parameters of their operating modes in various situations are calculated. It is demonstrated that the simultaneous coordinated use of energy storage units and remotely controlled switching devices allows to increase the efficiency of the proposed solutions for dynamic control of distribution network modes by improving its flexibility and ensuring more rational use of the switching resource of switches.

Keywords: distribution networks, energy storage units, remotely controlled switching devices, energy losses, renewable energy sources.

References

1. B. Yang et al., “A Critical Review of Active Distribution Network Reconfiguration: Concepts, Development, and Perspectives,” *Energy Engineering*, vol. 121, no. 12, pp. 3487–3546, Nov. 2024. doi: <https://doi.org/10.32604/ee.2024.054662>
2. M. Al-Muhaini, and G.T. Heydt, “Evaluating future power distribution system reliability including distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 4, pp. 2264–2272, Sep. 2013. doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2253808>
3. V. Saxena et al., “Navigating the complexities of distributed generation: Integration, challenges, and solutions,” *Energy Reports*, vol. 12, pp. 3302–3322, Dec. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.09.017>
4. B.L.M. Santos, L.S. Barros, F.A. Moreira, and D. Barbosa, “Hosting capacity maximization of distributed energy resources through simultaneous optimized volt–var curve and network reconfiguration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 234, no. 110743, Sep. 2024. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110743>
5. K.H. Sirviö, H. Laaksonen, K. Kauhaniemi, and N. Hatziaargyriou, “Evolution of the Electricity Distribution Networks – Active Management Architecture Schemes and Microgrid Control Functionalities,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 2793, Mar. 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/app11062793>
6. V. Popov, V. Tkachenko, O. Yarmoliuk, and D. Yatsenko, “Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation,” *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022, vol. 220, pp. 319–346. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
7. A.F. Zharkin, V.A. Novskyi, V.A. Popov, O.S. Yarmoliuk, A.N. Havkar, “Ohliad tekhnologii keruvannia rezhymamy elektrychnykh merezh napruhoiu 6...20 kV z rozoseredzhenymy dzherelamy enerhii [Review of technologies for controlling the modes of operation of 6...20 kV electrical networks with distributed energy sources],” (in Ukrainian), *Elektronne modelivannia*, vol. 43, no. 1, pp. 46–66, Jan. 2021. doi: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>
8. D.V. Yachenko, V.A. Popov, A.I. Zamulko, O.S. Yarmoliuk, and O.V. Adanikov, “Zastosuvannia indykatyvnoho pokaznyka pry dynamichnomu keruvanni topolohiieiu rozpodilnoi merezhi z lokalnymy dzherelamy enerhii z metoiu minimizatsii vtrat enerhii [Application of indicative quality indicator in dynamic management of the topology of a distribution network with local energy sources with the purpose of minimizing energy losses],” (in Ukrainian), *Visnyk Khmelnytskoho natsionalnoho universytetu. Tekhnichni nauky*, no. 6, pp. 274–281, Dec. 2022. doi: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281>
9. A. Zharkin, V. Novskyi, V. Popov, and S. Palachov “Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation,” *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022, vol. 388, pp. 23–45. doi: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

Надійшла: 14.07.2025

Received: 14.05.2025

ІМОВІРНІСНЕ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОМИСЛОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ: LIGHTGBM ТА TFT З УРАХУВАННЯМ РИНКОВИХ ОБМЕЖЕНЬ

В роботі представлено орієнтований на графік роботи обладнання підхід до середньострокового прогнозування промислового навантаження, який передбачає декомпозицію споживання на детермінований базовий профіль, сформований із графіків роботи обладнання, та стохастичного залишку, що моделюється за допомогою LightGBM і Temporal Fusion Transformer (TFT). Режимні зсуви визначаються за допомогою сегментації PELT, тоді як багатогоризонтні квантильні прогнози забезпечуються неперетинними та узгодженими між часовими рівнями завдяки методам MinT/THieF. Ринкові обмеження інтегруються через вибір релевантних горизонтів прогнозування, що відповідають правилам закриття «воріт» для двосторонніх договорів і ринку «на добу наперед», а також через застосування вартісно-зваженої *pinball*-втрати, яка відображає асиметричні витрати небалансів у критичні години. На відкладеній тестовій вибірці TFT перевершує LGBM за точністю точкових прогнозів. Використання конформної квантильної регресії (CQR) для LGBM і γ -звуження для TFT покращує емпіричне покриття до номінального рівня та зменшує ширину інтервалів. Запропонований підхід є безпосередньо придатним для планування закупівель відповідно до правил українського ринку електроенергії та узгоджується з «*decision-centric*» оцінюванням економічної вартості прогнозів.

Ключові слова: прогнозування електричного навантаження, промислове підприємство, квантильні прогнози, темпоральне узгодження, ринкові фактори електроенергетики.

Вступ

Прогнозування навантаження та попиту на електричну енергію промислового підприємства є важливим інструментом для експлуатації та планування його діяльності. Особливо враховуючи, що підприємство, як непобутовий споживач, згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» є повноцінним учасником ринку електричної енергії. Такий споживач має право купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку [1]. Це відкриває для промислового підприємства, як нові можливості, так і відповідальність за власні небаланси електричної енергії, що фактично стимулює таких споживачів покращувати точність власного прогнозування і забезпечувати мінімальну можливу його помилку, з метою зменшення витрат на власне споживання з врахуванням ринкових умов. Промисловий споживач має потенціал для активної участі у впровадженні сучасних ринкових механізмів, таких як гнучке споживання, розподілена генерація, а також оптимізація процесів імпорту та експорту електроенергії.

Електричне навантаження промислового підприємства формується під впливом множини взаємопов'язаних чинників: клімату та погоди, календарно-сезонних шаблонів, макроекономічної активності/обсягів виробництва, а також цінкових сигналів на сегментах ринку електричної енергії. Систематичні огляди прогнозування навантаження послідовно підкреслюють роль цих факторів прогнозування та їхню значущість на різних горизонтах прогнозу, зокрема для промислових споживачів [2, 3].

Перспективи розвитку нових приладів обліку, що можуть передавати дані в режимі реального часу, створюють як нові можливості (детальніша ідентифікація режимів), так і нові виклики для моделей (виражена нелінійність, характеризується стохастичністю) [4, 5].

На практиці прогнозування традиційно розрізняють завдання за горизонтом: від дуже короткого/короткого (хвилини-дні) через середньострокове (тижні-місяці) до довгострокового (роки) [6]. Водночас для задачі формування оптимальної структури закупівлі електроенергії за двосторонніми договорами ключовим є інтервал, у межах якого промислові споживачі приймають рішення щодо фіксації базового навантаження: практично доцільним є діапазон від 3 місяців до 2 тижнів до початку постачання. Саме цей проміжок забезпечує достатню стабільність виробничих планів і водночас дозволяє використовувати актуалізовані зовнішні чинники (календарно-сезонні шаблони, погодне нормування, очікування щодо ринкових цін), знижуючи ризик не узгодити план випуску продукції та контрактованими обсягами.

Для промислового споживача довгострокова задача задоволення попиту може бути поділена на: задоволення потреби базового навантаження та реалізація залишкових відхилень. Укладання двосторонніх

договорів дає можливість завчасно зафіксувати гарантовані обсяги споживання електричної енергії, що забезпечує покриття базового навантаження підприємства та знижує залежність від цінових коливань на короткострокових сегментах ринку. У свою чергу залишкові відхилення оптимально коригувати на «ринку на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуєчному сегментах ринку електричної енергії. У даному дослідженні увага зосереджена на методах прогнозування електричного навантаження, які є доцільними для задоволення попиту підприємства на ринку двосторонніх договорів, а також на розробленні методики подальшого уточнення структури закупівлі електроенергії через ринок «на добу наперед» та внутрішньодобовий ринок без порушення виробничого графіка.

У роботі аналізуються моделі середньострокового (від кількох тижнів до кількох місяців) і довгострокового (від кількох місяців до років) прогнозування електроспоживання на рівні промислового підприємства із залученням історичних даних, метеорологічних чинників та виробничих графіків роботи обладнання.

Метою дослідження є розробка та оцінка орієнтований на графік роботи обладнання підходу середньострокового прогнозування навантаження промислового підприємства, що поєднує детерміновану базу від графіка роботи обладнання, режимну сегментацію, ймовірнісне моделювання залишку і темпоральне узгодження з ринково-орієнтованою функцією втрат, релевантною до «закриття воріт» та вартості небалансів.

Визначення горизонту прогнозування

Аналіз поточної структури ринку електричної енергії України дає змогу виокремити його основні сегменти та ідентифікувати специфічні обмеження щодо участі суб'єкта на кожному з них. Ключовим елементом функціонування є часові рамки торгівлі, які визначають доступність укладання угод. Ці часові обмеження відображено на відповідній часовій шкалі (рис. 1), що ілюструє моменти відкриття та закриття «воріт» на різних сегментах ринку. Такий підхід дозволяє систематизувати особливості роботи двосторонніх договорів, ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, а також врахувати регуляторні вимоги та технічні умови, що накладаються на учасників ринку в кожному часовому проміжку.



Рисунок 1 – Сегменти ринку електричної енергії України (відкриття та закриття «воріт» на відповідних сегментах ринку електричної енергії) [1, 7, 8, 9]

Ключову роль у забезпеченні стабільності постачання для промислових споживачів відіграє сегмент двосторонніх договорів. Саме через нього формується базове навантаження, що дозволяє мінімізувати ризики волатильності короткострокових сегментів та забезпечувати прогнозованість виробничих процесів. Важливо підкреслити, що укладання двосторонніх договорів здійснюється заздалегідь, нерідко на горизонтах від кількох тижнів до одного року і більше, а також супроводжується регламентованими часовими обмеженнями – зокрема закриттям «воріт» о 10:00 за один день до доби постачання [7]. Це зумовлює необхідність наявності достовірного прогнозу споживання з достатнім випередженням.

Для ефективної участі у сегменті двосторонніх договорів потрібне поєднання декількох підходів: довгострокового та середньострокового прогнозування – з метою формування загального профілю навантаження та визначення обсягів, які будуть зафіксовані в договорах заздалегідь, а також короткострокового прогнозування, що дозволяє уточнювати споживання напередодні постачання та узгоджувати його з виробничим графіком. Таким чином, завдання прогнозування у контексті двосторонніх договорів набуває комплексного характеру, поєднуючи стратегічне та оперативне планування.

Аналіз актуальних досліджень

Прогнозування на основі комплексних та численних показників раннього попередження

Автори [10] пропонують середньо- та довгостроковий метод прогнозування навантаження, що об'єднує кілька «ранніх індикаторів», переводячи їх у спільну дискретну шкалу й інтегруючи за принципом мінімальних інформаційних втрат (MIB). Результатом є ймовірнісне передбачення інтервалів зміни сезонної компоненти попиту, з подальшим переходом до точкового прогнозу (середина інтервалу).

На першому етапі працюють з попередньою сезонною корекцією (X-12-ARIMA), далі із циклічним приростом зміни несезонної компоненти. Наступним кроком виконується вибір індикаторів із фізичним/економічним сенсом, дискретизація індикаторів і цільової змінної та оцінка їхніх розподілів. Індикатори об'єднуються за принципом MIB. І в кінці повернення від зміни сезонної компоненти до реального попиту.

Перевагами такого підходу можна зазначити єдину шкалу для різномірних індикаторів, стійкість до шуму (через дискретизацію) та краща поведінка в «точках зламу» (коли структура попиту змінюється). Але наявні недоліки, а саме використання місячних рядів, що у контексті ринку електричної енергії не є доцільним, адже ціни змінюються погодинно. Також потрібен осмислений вибір індикаторів. Дискретизація спрощує (може втрачатися нюанс неперервних зв'язків).

Детерміновано-агреговані моделі на основі графіка роботи обладнання

Характеризуються побудовою планового профілю навантаження як суми одиничних графіків роботи технологічних агрегатів і/або цехів з урахуванням їхніх режимів, пускових струмів та процесів розігріву, обмежень на зміну станів (гістерезису) та календаря виробництва. Такий підхід природно спирається на відомі наперед регламенти функціонування й добре масштабується на складні виробничі системи [11, 12].

Практично це формує «базову траєкторію», яка надалі коригується статистичною чи ML-моделлю для врахування залишкових ефектів (похибки плану, впливу погоди на непроцесних споживачів, мікроподій). Такий двошаровий підхід є ключовим для досягнення високої точності на середніх горизонтах прогнозу, коли розклад операцій уже набуває достатньої стабільності.

Регресійні моделі із зовнішніми регресорами

Регресія з ARIMA-похибкою (ARIMAX). Такий підхід дає змогу включати відомі наперед коваріати (наприклад, календарні фактори, інформацію про зміни або планові операції) та одночасно моделювати автокореляційну структуру ряду через ARIMA-компоненту похибки. Метод доцільний для середньострокових горизонтів прогнозування за наявності стабільних зовнішніх предикторів [13].

Динамічна гармонічна регресія (DHR). Сезонні коливання у цьому підході описуються за допомогою системи гармонічних (Фур'є) термів, тоді як короткострокова залежність моделюється ARMA-похибкою. Така специфікація ефективна у випадках, коли в часових рядах поєднується кілька циклів (наприклад, добові, тижневі або змінні) [13].

TBATS. Це універсальна модельна рамка, яка поєднує трансформацію Бокса-Кокса, ARMA-похибку, компоненту тренду та тригонометричне подання сезонності, що дозволяє адекватно відтворювати складні сезонні структури й багаточастотні дані [15].

Ключовими перевагами наведених підходів є прозорість, інтерпретованість та відносна простота інтеграції відомих у майбутньому змінних, таких як службові індикатори робочих змін, простоїв або інших виробничих регламентів.

Гладкі адитивні моделі (GAM/SCAM) із фізично орієнтованими обмеженнями

Гладкі адитивні моделі добре описують нелінійні залежності попиту від температури, календарних факторів та їхніх взаємодій із режимом роботи. Для відображення циклічних закономірностей застосовуються циклічні сплайни, наприклад, для змін «година-тиждень» чи «місяць-рік». У випадках, коли потрібні фізично обґрунтовані обмеження, доцільно використовувати SCAM. Такий підхід дозволяє накладати апіорні умови, зокрема монотонне зростання реакції навантаження або U-подібну залежність від температури [15, 16].

Основними сильними сторонами цих підходів є інтерпретованість отриманих ефектів, можливість фізично коректного екстраполювання на помірних горизонтах прогнозування за умови стабільної структури предикторів та гнучкість у моделюванні нелінійних та циклічних зв'язків.

Ансамблі дерев рішень для точкових і квантильних прогнозів (GBM/XGBoost/LightGBM/CatBoost; QRF)

Градiєнтне підсилення дерев (GBM). Цей підхід є стандартом для роботи з табличними даними, що містять велику кількість ознак (лагові змінні, ковні статистики, календарні та режимні індикатори). Реалізації, зокрема XGBoost, LightGBM і CatBoost, демонструють високу точність, забезпечують механізми регуляризації та, у випадку LightGBM, підтримують накладання монотонних обмежень. Це особливо важливо при моделюванні температурних ефектів, де очікується фізично обґрунтована монотонність реакції навантаження [17, 18, 19].

Для побудови інтервальних прогнозів застосовуються: квантильне навчання бустингових моделей із використанням функції втрат pinball-loss, що дозволяє безпосередньо оцінювати τ -квантілі розподілу умовного попиту; Quantile Regression Forests (QRF) як непараметрична альтернатива, яка формує емпіричний розподіл на основі ансамблю дерев і дозволяє отримувати будь-які квантілі постфактум [20]. У практичних застосуваннях необхідно забезпечувати узгодженість квантильних прогнозів, а також перевіряти покриття прогнозних інтервалів на валідаційних вибірках для досягнення цільового рівня довіри.

Нейромережеві архітектури для багатогоризонтного прогнозування.

LSTM/GRU та Temporal Convolutional Networks (TCN). Рекурентні мережі типу LSTM та GRU, а також каузальні згорткові мережі TCN, здатні відображати довгострокові залежності у багатовимірних часових рядах і добре інтегруються з відомими наперед коваріатами [21].

N-BEATS та N-HiTS. Архітектури на основі багатословових перцептронів, які показали високу точність на міжнародних змаганнях із прогнозування та продемонстрували здатність до узагальнення. Вони однаково ефективні як для одиничних, так і для групових часових рядів [22, 23].

Temporal Fusion Transformer (TFT). Спеціалізована трансформерна архітектура для багатогоризонтного прогнозування, яка здійснює розподіл ознак на статичні, відомі у майбутньому та спостережувані. Завдяки інтерпретованим механізмам уваги TFT особливо доречний для випадків, коли графік роботи відомий наперед і може бути поданий як known-future inputs [24].

PatchTST та інші трансформери для довгих послідовностей. Сучасні архітектури, що базуються на патч-поданні, демонструють високу ефективність у роботі з довгими часовими рядами (годинні або півгодинні дані) та уникають «вибуху» обчислювальних витрат пам'яті, властивого класичним трансформерам [25].

Режимно-орієнтований шар: виявлення та моделювання точок зламів

На середньострокових горизонтах прогнозування часто спостерігаються зміни виробничих режимів, пов'язані з перезапуском технологічних ліній, проведенням ремонтів або сезонними переходами. Для підвищення стабільності моделей доцільно застосовувати такі підходи.

Один з таких є алгоритм PELT, що має лінійну складність і дозволяє сегментувати часовий ряд та закодувати режими за допомогою one-hot представлення [26, 27]. Також за допомогою методу BOCPD (Bayesian Online Change Point Detection), який забезпечує оперативне оновлення прогнозів у режимі реального часу [28].

Альтернативним підходом є використання регресійних моделей зі «switch»-режимами або прихованих марковських моделей (Hidden Markov Models, HMM), які дозволяють моделювати зміни станів на основі календарних та режимних індикаторів.

Ієрархічне та темпоральне узгодження прогнозів

Для забезпечення когерентності прогнозів як між часовими рівнями (година-доба-тиждень-місяць), так і між виробничими підсистемами (лінія-цех-завод), доцільно застосовувати методи *forecast reconciliation*. Найбільш поширеними підходами є MinT (minimum-trace reconciliation) та темпоральні ієрархії (THieF). Їхнє використання підвищує точність оцінок на всіх рівнях агрегації та забезпечує узгодженість планування [29, 30, 32].

Постановка задачі

Нехай задано часовий ряд активної потужності (або, еквівалентно, ряду споживання електроенергії, перерахованого у потужність) з годинною дискретністю y_t для $t = 1, \dots, T$. Відомі в майбутньому коваріати x_t , а саме детермінований графік роботи обладнання s_t , календарні коваріати c_t , погода (температура, CDD/HDD тощо) w_t , лагові та ковзані значення l_t :

$$x_t = (s_t, c_t, w_t, l_t) \quad (1)$$

Пропонується декомпозиція навантаження у вигляді:

$$y_t = b_t + r_t, \quad b_t := \sum_{k=1}^K s_{k,t} P_k \quad (2)$$

де b_t – детермінований базовий профіль, отриманий із графіка роботи обладнання (індикатори $s_{k,y} \in \{0,1\}$ та його номінальна потужність P_k), а r_t – стохастичний залишок, який відображає відхилення від планового профілю. Така декомпозиція є природною для промислових споживачів, де значна частка споживання визначається виробничими режимами [32].

Задача дослідження – оцінити багатогоризонтні квантильні прогнози $\hat{y}_{T+h}^{(q)}$, для $h = 1:H, q \in \{0.1, 0.5, 0.9\}$, із забезпеченням когерентності між годинними, добовими та тижневими рівнями агрегації.

Режимно-орієнтовне виявлення зламів у залишках

На першому кроці оцінюємо залишок $r_t = y_t - b_t$ та виконуємо **сегментацію** на однорідні режими методом PELT (Pruned Exact Linear Time) з квадратичною вартістю [26]:

$$\min_{\tau_1:M} \sum_{m=0}^M C(\tau_m + 1: \tau_{m+1}) + \beta M, \quad C(\cdot) = \sum (r_t - \bar{r})^2, \quad (3)$$

Де τ_m – межі сегментів, β – штраф. Реалізаційно використовуємо алгоритми бібліотеки *ruptures* [27].

Стохастична модель залишку

Для кожного $q \in \{0.1, 0.5, 0.9\}$ навчаємо апроксиматор $f_q: \mathbf{x}_t \rightarrow \hat{y}_t^{(q)}$. Навчальна ціль – вартісно-зважена “pinball”-втрата [33]:

$$\mathcal{L}_q = \sum_{t=1}^T \omega_t p_q(r_t - f_q(\mathbf{x}_t)), \quad p_q(u) = u(q - 1\{u < 0\}) \quad (4)$$

де ваги ω_t відображають економіку небалансів (наприклад, підсилення робочих годин та «закриття воріт»), як вартісний пріоритет у функції втрат, коли помилка прогнозу найбільш дорога з точки зору контрактів/небалансів:

$$\omega_t = 1 + \alpha_1 1\{t \in peak\} + \alpha_2 1\{t = h^*\} \quad (5)$$

Як базову реалізацію беремо LightGBM з GPU-прискоренням [18]. Фізичні shape-обмеження (монотонний вплив CDD/HDD) задаємо через монотонні обмеження ознак у медіанній моделі $f_{0.5}$ з L2-втратою:

$$\min_f \sum_t \omega_t (r_t - f(\mathbf{x}_t))^2 \quad \frac{\partial f}{\partial CDD} \geq 0, \frac{\partial f}{\partial HDD} \geq 0 \quad (6)$$

Таке рішення узгоджується з ідеологією SCAM (Shape-Constrained Additive Models) [15], а також із підтримкою монотонних обмежень у дерев’яних ансамблях (зокрема, у LightGBM для регресійних задач). Водночас у LightGBM монотонні обмеження несумісні з квантильною ціллю. Тому на практиці застосовується гібридний підхід: медіану $\hat{r}^{(0.5)}$ оцінюють за допомогою L2-моделі з монотонними обмеженнями, тоді як крайні квантілі $q = (0.1, 0.9)$, прогнозують квантильними моделями без обмежень, додаючи прогноз медіани $\hat{r}^{(0.5)}$ як додаткову ознаку. Такий підхід забезпечує емпіричну стабілізацію крайових квантилів і зменшує ризик їхнього перетину.

Альтернативою або компонентом ансамблю виступає Temporal Fusion Transformer (TFT) - спеціалізована трансформерна архітектура для інтервальних багатогоризонтних прогнозів, яка використовує відомі наперед коваріати та поєднує механізми уваги керування потоками [24]. Для кожного рівня квантілі q навчається модель g_q , що мінімізує відповідну квантильну функцію втрат $\mathcal{L}_q$ на залишках:

$$\hat{r}_t^{(q)} = g_q(\{\mathbf{x}_{t-L:t}\}, \{\mathbf{x}_{t+1:t+H}^{\text{відомі}}\}) \quad (7)$$

TFT є придатним для моделювання складних нелінійних взаємодій типу «режим $\times$ погода $\times$ календар» і природно узгоджується з постановкою «*known-in-advance*» у задачах промислового планування, коли графік роботи обладнання є детермінованим і відомий заздалегідь [24].

Рекурсивне багатогоризонтне прогнозування та узгодженість квантилів.

Нехай $t = T + k, k = 1: H$. На кроці k будемо $\mathbf{x}_{T+k}$, який включає відомі календарні та планові фактори, а також оновлені лагові й ковзні статистики, побудовані на основі вже прогнозованої медіани. Далі прогноз для квантілі. Далі прогноз для квантілі q визначається як:

$$\hat{y}_{T+k}^{(q)} = b_{T+k} + \hat{r}_{T+k}^{(q)}, \quad \hat{r}_{T+k}^{(q)} \in \{f_q(\mathbf{x}_{T+k}), g_q(\cdot)\} \quad (8)$$

Для забезпечення неперетину квантильних прогнозів застосовується впорядкування $\{\hat{y}^{(0.1)} \leq \hat{y}^{(0.5)} \leq \hat{y}^{(0.9)}\}$, що відповідає підходам квантильної реконструкції [34].

Узгодження між часовими рівнями

Позначимо $\mathbf{y}^{\text{баз}} \in \mathbb{R}^n$ вектор базових прогнозів усіх рівнів часової ієрархії (година/доба/тиждень). Тоді узгоджений прогноз у методі MinT визначається як

$$\tilde{\mathbf{y}} = (S^T W^{-1} S)^{-1} S^T W^{-1} \mathbf{y}^{\text{баз}} \quad (9)$$

де S – матриця агрегації, яка відображає зв’язок між базовими та агрегованими рівнями; W – (структурно) узагальнена коваріація похибок (*wls_struct*). Такий підхід гарантує **когерентність прогнозів** між рівнями ієрархії та зменшує середньоквадратичну похибку узгоджених оцінок [29]. Побудову темпоральних ієрархій і практичні аспекти застосування описано в [31].

Остаточні квантильні прогнози набувають вигляду:

$$\hat{y}_{T+1:T+H}^{(q)} = \mathcal{R}(b_{T+1:T+H} + \hat{r}_{T+1:T+H}^{(q)}), \quad q \in \{0.1, 0.5, 0.9\} \quad (10)$$

де $\mathcal{R}(\cdot)$ - оператор узгодження $\tilde{\mathbf{y}}$ на рівні $q = 0.5$ за схемою MinT, а також процедура впорядкування (non-crossing) для множини квантилів (0.1, 0.5, 0.9).

Обґрунтування вибору моделей. Запропонована архітектура спирається на поєднання сучасних методів прогнозування, кожен з яких має власні сильні сторони. По-перше, використання орієнтованого на графік роботи обладнання підходу декомпозиції дозволяє відокремити детерміновану компоненту (виробничий план, номінали обладнання) від стохастичної частини, що знижує дисперсію залишків і підвищує здатність моделі узагальнювати між різними режимами [32]. По-друге, сегментація за допомогою алгоритму PELT забезпечує асимптотично лінійну обчислювальну складність та стійкість до довгих часових рядів, а бібліотека *ruptures* пропонує перевірену реалізацію цього підходу [26, 27]. По-третє, ансамблеві моделі градієнтного бустингу, зокрема LightGBM, дозволяють інтегрувати фізично обґрунтовані залежності, наприклад вплив температури [18]. Додатково застосовується Temporal Fusion Transformer (TFT), спеціалізований для багато-горизонтних задач із відомими наперед коваріатами, здатний відображати довготривалі залежності та взаємодії між режимними факторами завдяки механізмам уваги, що забезпечує конкурентну точність та інтерпретованість результатів [24]. Використання вартісно-звážеної функції втрат «pinball» дозволяє узгодити процес навчання із метриками, які враховують небаланси та договірні зобов'язання [33]. Крім того, застосування методів узгодження прогнозів, зокрема MinT та темпоральних ієрархій (THieF), гарантує когерентність між годинними, добовими та тижневими рішеннями й зменшує помилки на агрегованих рівнях [29, 31]. Нарешті, використання процедури *non-crossing* забезпечує достовірність інтервальних прогнозів [34].

Метрики та валідація

Оцінювання здійснювалося на відкладеному тестовому інтервалі з протоколом «розширюваного вікна» та окремою калібрувальною вибіркою. Точкову якість вимірювали за MAE, RMSE, sMAPE; інтервальну за Pinball-втратою для $\tau \in \{0.1, 0.5, 0.9\}$, покриттям ICP_{80} , шириною AIW_{80} і критерієм $Winkler_{80}$. Відомі у майбутньому ознаки (графік/календар/номінали) включалися без витоку; лагові та ковзні статистики обчислювалися лише з минулих значень.

Точкові метрики:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} |y_t - \hat{y}_t|, \quad RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} (y_t - \hat{y}_t)^2}, \quad sMAPE = \frac{2}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} \frac{|y_t - \hat{y}_t|}{|y_t| + |\hat{y}_t| + \varepsilon} \quad (11)$$

Pinball-втрата для $\tau \in (0,1)$:

$$Pinball_{\tau} = \frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} \rho_{\tau}(t_t - \hat{y}_t^{(\tau)}), \quad \rho_{\tau}(u) = \begin{cases} \tau u, & u \geq 0 \\ (\tau - 1)u, & u < 0 \end{cases} \quad (12)$$

Покриття інтервалу (ICP) для рівня $1 - \alpha = 0.8$ та середня ширина інтервалу (AIW):

$$ICP_{80} = \frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} 1\{L_t \leq y_t \leq U_t\} \quad (13)$$

$$AIW_{80} = \frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} (U_t - L_t) \quad (14)$$

Winkler-бал (інтервальний критерій) для рівня $1 - \alpha$:

$$Winkler_{1-\alpha} = \frac{1}{N} \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[(U_t - L_t) + \frac{2}{\alpha} (L_t - y_t) 1\{y_t < L_t\} + \frac{2}{\alpha} (y_t - U_t) 1\{y_t > U_t\} \right] \quad (15)$$

Результати експерименту

Дослідження виконано на погодинному графіку навантаження існуючого промислового підприємства хімічної промисловості з відомими наперед коваріатами (виробничий розклад/номінали, календар, погода). Модельний підхід є орієнтованим на виробничий графік: споживання декомпонується на детерміновану базу b_t , розраховану з графіка роботи обладнання, та стохастичний залишок r_t , для якого навчаються точкові моделі та моделі квантильного прогнозування (LightGBM і TFT) з подальшим темпоральним узгодженням MinT. Опис підходу і мотивацію використання MinT/THieF у контексті планування промислового навантаження наведено вище.

Точкові метрики на тесті (Табл. 1) свідчать про суттєву перевагу TFT над LGBM: MAE зменшено на 52.1 %, RMSE на 40.9 %, sMAPE на 52.9 %. Отже, поєднання орієнтованої на виробничий графік бази з багатогоризонтною неймережею краще відтворює нелінійні взаємодії «графік роботи обладнання-календар-погода» та довгі часові залежності, які важко повністю закодувати в ансамблях із фіксованими лагами/ковзними ознаками.

За ймовірнісними метриками (Табл. 2) до калібрування спостерігаємо діаметрально протилежні зсуви. LGBM має різке недопокриття 80 %-інтервалів ($ICP_{80} \approx 0.045$) та надто вузькі інтервали ($AIW_{80} \approx 240$), що підтверджують діаграми (Рис. 2): «тонкі» інтервали системно промахуються під час

пиків/запусків. Натомість TFT дає помірне недопокриття ($ICP_{80} \approx 0.731$) із відносно широкими інтервалами ($AIW_{80} \approx 3964$), тобто поводить себе обережніше, але ще не номінально калібровано. Після калібрування (CQR – для LGBM, γ -звуження – для TFT) покриття для обох моделей у наведеному прикладі стало наближено $ICP_{80} \approx 0.8$. Отже, наявне достатнє покриття фактичного графіка та помірні інтервали.

Таблиця 1 – Точкові метрики прогнозу навантаження

	MAE	RMSE	sMAPE
LGBM	1950.93	2241.72	0.04
TFT	933.904	1323.92	0.019
$\Delta\%$	-52.13	-40.941	-52.922

Таблиця 2 – Ймовірнісні метрики прогнозу навантаження до та після калібрування

	$Pinball_{10}$		$Pinball_{50}$		$Pinball_{90}$		$Winkler_{80}$		ICP_{80}		AIW_{80}	
	до	після	до	після	до	після	до	після	до	після	до	після
LGBM	842.752	329.795	566.289	566.289	231.204	245.542	10739.6	5753.36	0.045	0.746	240.059	3234.37
TFT	353.286	330.864	609.722	609.722	332.758	260.652	6860.44	5915.16	0.731	0.746	3963.57	3351.08

Вхідний набір містить виміри споживання лише для найпотужніших споживачів і не охоплює дрібні/допоміжні навантаження (вентилятори, приводи, HVAC тощо), які сумарно створюють істотний фон. Через це «детермінована база» b_t є заниженою, а її відсутній компонент фактично переноситься у залишок r_t . Неповна специфікація бази підвищує дисперсію r_t і спотворює інтервальні оцінки: дерева, треновані на «вужчому» наборі предикторів, схильні до недопокриття (як у LGBM-до), тоді як TFT частково компенсує латентні ефекти за рахунок уваги/керування потоками, але потребує окремого калібрування ширини. Це узгоджується з графіками (Рис. 2) та числовими показниками (Табл. 2). Практичний висновок: щоб підвищити як точність, так і каліброваність інтервалів, варто донаситити b_t (включити більше обладнання/операційні режими) або додати проксі-ознаки для «неінструментованих» споживачів; альтернативно застосувати ієрархічну/латентну регуляризацию залишку.

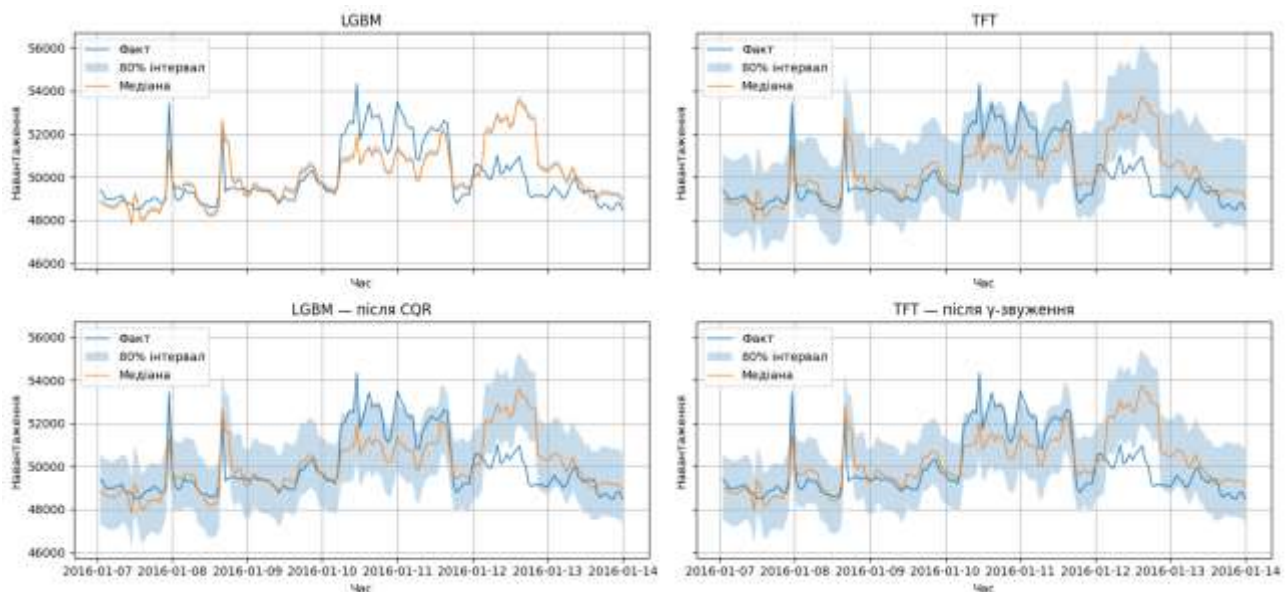


Рисунок 2 – Діаграми прогнозів навантаження до та після калібрування

З огляду на $Pinball$ -втрати, після калібрування спостерігаються очікувані зрушення на краях розподілу, а саме для LGBM $Pinball$ -втрата для квантилю 0.1 знижується з 842.8 до 329.8, а $Pinball$ -втрата для квантилю 0.9 з 231.2 до 245.5 (перерозподіл маси знизу/зверху, консистентний із розширенням інтервалів). У свою чергу для TFT $Pinball$ -втрата для квантилю 0.9 зменшується з 332.8 до 260.7 при майже сталому $Pinball$ -втрата для квантилю 0.5 (609.7), що типово для γ -звуження, а саме звуження інтервалів із помірним впливом на медіану. Сукупно це підтверджує коректність обраної процедури калібрування та напрям подальшої оптимізації.

Висновки.

У роботі запропоновано орієнтовану на графік роботи обладнання архітектуру середньострокового прогнозування навантаження промислового підприємства, яка поєднує детерміновану базу від графіка обладнання з режимною сегментацією PELT, стохастичним моделюванням залишку і темпоральним узгодженням MinT/THieF. Ринковий чинник інтегровано на рівні вибору горизонту та оперативного календаря прогнозу узгоджено з регламентом торгівлі та «закриттям воріт» та на рівні навчання ведеться за вартісно-зваженою функцією втрат, яка відображає асиметрію бізнес-ризиків небалансів у пікові та «критичні» години. До калібрування спостерігались крайові зсуви покриття, які усунено методами CQR та γ -звуження, що дало наближене до номіналу покриття 80 % і суттєве зменшення ширини інтервалів. Подальші дослідження буде зосереджено на «*decision-centric*» оцінюванні економічної вартості прогнозів: моделюванні процесів закупівлі (РДД, РДН/ВДР та врахування небалансів) під різними моделями та схемами калібрування, а також на аналізі чутливості до тарифів небалансів та різницею між ціною продажу та купівлі на різних сегментах. Додаткову увагу варто приділити розширенню набору відомих наперед коваріатів і забезпеченню крос-секційної когерентності.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII : станом на 09.04.2025 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 10.08.2025).
2. Comprehensive review of load forecasting with emphasis on intelligent computing approaches / H. Wang та ін. *Energy Reports*. 2022. Т. 8. С. 13189–13198. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.016> (дата звернення: 10.08.2025).
3. Pinheiro M. G., Madeira S. C., Francisco A. P. Short-term electricity load forecasting—A systematic approach from system level to secondary substations. *Applied Energy*. 2023. Т. 332. С. 120493. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120493> (дата звернення: 10.08.2025).
4. Forecasting Uncertainty in Electricity Smart Meter Data by Boosting Additive Quantile Regression / S. Ben Taieb та ін. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. Т. 7, № 5. С. 2448–2455. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2527820> (дата звернення: 10.08.2025).
5. A review of distribution network applications based on smart meter data analytics / C. L. Athanasiadis та ін. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. Т. 191. С. 114151. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114151> (дата звернення: 10.08.2025).
6. Electricity load forecasting: a systematic review / I. K. Nti та ін. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*. 2020. Т. 7, № 1. URL: <https://doi.org/10.1186/s43067-020-00021-8> (дата звернення: 10.08.2025).
7. Про затвердження Правил ринку: Постанова від 14.03.2018 № 307 : станом на 30.07.2025 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text> (дата звернення: 10.08.2025).
8. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова від 14.03.2018 № 308 : станом на 23.02.2024 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18#Text> (дата звернення: 10.08.2025).
9. Про затвердження Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів: Постанова від 03.04.2020 № 763 : станом на 01.02.2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0763874-20#Text> (дата звернення: 10.08.2025).
10. Medium and Long-term Load Intelligent Forecasting Method Based on the Comprehensive and Multiple Early Warning Indicators / Y. Wang та ін. *Journal of Physics: Conference Series*. 2020. Т. 1449. С. 012124. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1449/1/012124> (дата звернення: 10.08.2025).
11. Energy Load Profile Analysis on Machine Level / H. Teiwes та ін. *Procedia CIRP*. 2018. Т. 69. С. 271–276. URL: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2017.11.073> (дата звернення: 10.08.2025).
12. Alkadi N. E., Starke M. R., Ma O. Assessment of Industrial Load for Demand Response across Western Interconnect. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2013. URL: <https://doi.org/10.2172/1111445> (дата звернення: 10.08.2025).
13. Forecast reconciliation: A geometric view with new insights on bias correction / A. Panagiotelis та ін. *International Journal of Forecasting*. 2021. Т. 37, № 1. С. 343–359. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2020.06.004> (дата звернення: 10.08.2025).
14. De Livera A. M., Hyndman R. J., Snyder R. D. Forecasting Time Series With Complex Seasonal Patterns Using Exponential Smoothing. *Journal of the American Statistical Association*. 2011. Т. 106, № 496. С. 1513–1527. URL: <https://doi.org/10.1198/jasa.2011.tm09771> (дата звернення: 10.08.2025).
15. Pya N., Wood S. N. Shape constrained additive models. *Statistics and Computing*. 2014. Т. 25, № 3. С. 543–559. URL: <https://doi.org/10.1007/s11222-013-9448-7> (дата звернення: 10.08.2025).
16. Zimmermann M., Ziel F. Efficient mid-term forecasting of hourly electricity load using generalized additive models. *Applied Energy*. 2025. Т. 388. С. 125444. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125444> (дата звернення: 10.08.2025).
17. Chen T., Guestrin C. XGBoost. *KDD '16: The 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, м. San Francisco California USA. New York, NY, USA, 2016. URL: <https://doi.org/10.1145/2939672.2939785> (дата звернення: 10.08.2025).

18. G. Ke et al. LightGBM: A Highly Efficient Gradient Boosting Decision Tree, NeurIPS, 2017
19. L. Prokhorenkova, G. Gusev, A. Vorobev, A. V. Dorogush, i A. Gulin, «CatBoost: unbiased boosting with categorical features», 2017, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.1706.09516.
20. Meinshausen, N. Quantile Regression Forests. *Journal of Machine Learning Research* 7 (2006) 983–999.
21. S. Bai, J. Z. Kolter, i V. Koltun, «An Empirical Evaluation of Generic Convolutional and Recurrent Networks for Sequence Modeling», 2018, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.1803.01271.
22. B. N. Oreshkin, D. Carpo, N. Chapados, i Y. Bengio, «N-BEATS: Neural basis expansion analysis for interpretable time series forecasting», 2019, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.1905.10437.
23. C. Challu, K. G. Olivares, B. N. Oreshkin, F. Garza, M. Mergenthaler-Canseco, i A. Dubrawski, «N-HiTS: Neural Hierarchical Interpolation for Time Series Forecasting», 2022, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.2201.12886.
24. B. Lim, S. O. Arik, N. Loeff, i T. Pfister, «Temporal Fusion Transformers for Interpretable Multi-horizon Time Series Forecasting», 2019, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.1912.09363.
25. Y. Nie, N. H. Nguyen, P. Sinthong, i J. Kalagnanam, «A Time Series is Worth 64 Words: Long-term Forecasting with Transformers», 2022, arXiv. doi: 10.48550/ARXIV.2211.14730.
26. R. Killick, P. Fearnhead, i I. A. Eckley, «Optimal detection of changepoints with a linear computational cost», arXiv, 2011, doi: 10.48550/ARXIV.1101.1438.
27. C. Truong, L. Oudre, N. Vayatis. “ruptures: change point detection in Python”, JMLR, 2020.
28. Adams & MacKay, 2007
29. S. Wickramasuriya, G. Athanasopoulos, R. Hyndman. “Optimal forecast reconciliation for hierarchical and grouped time series through trace minimization (MinT)”, JASA, 2019.
30. Wickramasuriya S. L., Athanasopoulos G., Hyndman R. J. Optimal Forecast Reconciliation for Hierarchical and Grouped Time Series Through Trace Minimization. *Journal of the American Statistical Association*. 2018. T. 114, № 526. C. 804–819. URL: <https://doi.org/10.1080/01621459.2018.1448825> (дата звернення: 10.08.2025).
31. Forecasting with temporal hierarchies / G. Athanasopoulos та ін. *European Journal of Operational Research*. 2017. T. 262, № 1. C. 60–74. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.02.046> (дата звернення: 10.08.2025).
32. Hong T., Fan S. Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*. 2016. T. 32, № 3. C. 914–938. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011> (дата звернення: 10.08.2025).
33. Koenker R., Bassett G. Regression Quantiles. *Econometrica*. 1978. T. 46, № 1. C. 33. URL: <https://doi.org/10.2307/1913643>.
34. Quantile and Probability Curves Without Crossing. *Econometrica*. 2010. T. 78, № 3. C. 1093–1125. URL: <https://doi.org/10.3982/ecta7880> (дата звернення: 10.08.2025).

V. Kalinchyk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4028-0185

O. Kopchykov¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0001-7885-4055

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

PROBABILISTIC FORECASTING OF INDUSTRIAL LOAD: LIGHTGBM AND TFT WITH MARKET CONSTRAINTS

In this work, we present an equipment-schedule-oriented approach to medium-term industrial load forecasting that decomposes consumption into a deterministic baseline profile constructed from equipment operating schedules and a stochastic residual modeled using LightGBM (LGBM) and the Temporal Fusion Transformer (TFT). Regime shifts are detected via PELT (Pruned Exact Linear Time) change-point segmentation, while multi-horizon quantile forecasts are enforced to be non-crossing and coherent across temporal aggregation levels through MinT/THieF reconciliation. Market constraints are integrated by selecting forecasting horizons aligned with the gate-closure rules for bilateral contracts and the day-ahead market, and by employing a cost-weighted pinball loss that reflects asymmetric imbalance costs during critical hours. On a hold-out test set, TFT outperforms LGBM in point-forecast accuracy. Applying Conformal Quantile Regression (CQR) to LGBM and γ -shrinkage (gamma-shrinkage) to TFT improves empirical coverage to the nominal level and reduces interval widths. The proposed approach is directly applicable to procurement planning under the rules of the Ukrainian electricity market and is consistent with decision-centric evaluation of the economic value of forecasts.

Keywords: electric load forecasting, industrial enterprise, quantile forecasting, temporal reconciliation, electricity market factors.

Надійшла: 02.09.2025

Received: 02.09.2025