

МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖ З СИСТЕМАМИ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Отримано 17 бер. 2025 р.; рекомендовано до публікації 27 черв. 2025 р.
Доступно онлайн 30 черв. 2025 р.

**Будько В. І.¹, Коротченко Д. Є.², Белік Мілан³,
Рубаненко О. О.⁴, Будько М. О.⁵**

Автор для кореспонденції: Будько Василь,
e-mail: solar_budko@ukr.net

Анотація. Більшість мереж є застарілими як фізично, так і щодо методів керування, якими вони оперують. Враховуючи значне збільшення кількості кінцевих користувачів, а також енергії, яку вони споживають, і їхній вплив на стійкість загальної мережі, стимулюється розвиток розподілених енергетичних ресурсів, а також інтеграція нових вузлів генерації що використовують енергію відновлюваних джерел. Проте встановлення таких вузлів змінює установлену систему розподілу потужностей та споживання, а отже, виникає потреба в динамічному керуванні навантаженням та генерацією. У цій статті аналізуються різні схеми роботи мікромереж, що є окремими невеликими вузлами загальної енергомережі, в які інтегровано станції, що використовують відновлювані джерела енергії, а також застосовувані методи впливу на підтримку якості електропостачання в мережі. Переваги та недоліки цих методів дозволяють на практиці приймати обґрунтовані рішення щодо підвищення ефективності передачі енергії в мікромережах з інтегрованими установками на основі ВДЕ і в такий спосіб сприяти використанню сонячної генерації для сталого виробництва енергії. Розглянуто проблематику того, що більшість фотоелектричних установок, які були введені в попередні роки, є мережозалежними, що унеможливує їх проактивний внесок у стабілізацію мережі в разі виникнення аварійного режиму. Як варіант проблема може бути вирішена за рахунок інверторних установок, які формують напругу, оскільки навіть у разі вимкнення мережі та переходу мікромережі в автономний режим вони можуть генерувати власну напругу і підтримувати електрозабезпечення усіх споживачів цієї підмережі. У роботі наведено результати аналізу наукових статей, присвячених керуванню мікромережами та генерувальними установками, а також запропоновано метод керування декількома мікромережами для підвищення ефективності роботи системи розподілу. Сформульовані ідеї потребують подальшого дослідження для пошуку ефективного методу керування декількома вузлами з різними генерувальними установками, для подальшої імплементації в реальні системи розподілу.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, фотоелектрична установка, акумулятор енергії, мікромережа, динамічне навантаження.

¹ д-р техн. наук, професор
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

² аспірант
<https://orcid.org/0009-0001-1318-6444>

³ PhD
<https://orcid.org/0000-0002-9907-5365>

⁴ д-р техн. наук, професор
<https://orcid.org/0000-0002-2660-182X>

⁵ Кандидат технічних наук, доцент
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

^{1, 2, 5} Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

^{1, 4, 5} Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна

^{3, 4} Університет західної Богемії, Плзень, Чеська Республіка

³ Чеська асоціація фотовольтаїки, Плзень, Чеська Республіка

⁴ Вінницький національний технічний університет, Вінниця, Україна

POSSIBILITIES OF INCREASING THE EFFICIENCY OF MICROGRIDS WITH SYSTEMS BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES

Received Mar. 17, 2025; accepted Jun. 27, 2025
Available online Jun. 30, 2025

**Budko V.¹, Korotchenko D.², Belik Milan³,
Rubanenko O.⁴, Budko M.⁵**

Author for correspondence: Budko Vasyli,
e-mail: solar_budko@ukr.net

¹ Dr. of Science (Tech.), professor
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

² Postgraduate student
<https://orcid.org/0009-0001-1318-6444>

Abstract. Most grids are outdated, both physically and in terms of the control methods they operate. Given the significant growth of end users, the amount of energy they consume, and their impact on the stability of the overall grid, the development of distributed energy resources and the integration of new generation units using renewable energy sources are being encouraged. However, the installation of such nodes introduces changes to the established system of capacity and consumption distribution, which necessitates dynamic load and generation control. This article analyzes various schemes of microgrids, which are separate small nodes of the general power grid in which renewable energy sources are integrated, as well as their methods of influence on maintaining the quality of power supply in the grid. The advantages and disadvantages of these methods allow us to make informed decisions in practice to improve the efficiency of energy transmission in microgrids with integrated renewable energy installations and thus promote the use of solar generation for sustainable energy production. The problem of the fact that most of the photovoltaic installations that were introduced in previous years are grid-dependent, which makes it impossible for them to proactively contribute to grid stabilization in case of emergency conditions. As a result, this can be solved by voltage-generating inverter installations, since even in the event of a grid outage and the microgrid going offline, they can generate their own voltage and maintain power supply to all consumers of this subgrid. This paper presents the results of an analysis of scientific articles on the management of microgrids and generating plants, and proposes a method for managing multiple microgrids to improve the efficiency of the distribution system. These ideas require further research to find an effective method for controlling multiple nodes with different generating units, for further implementation in real distribution systems.

Keywords: renewable energy sources, photovoltaic installation, energy storage, microgrid, dynamic load.

Вступ. Через збільшення кількості кінцевих споживачів і кількості приладів попит на електроенергію постійно зростає. Очікується, що глобальне споживання електроенергії зростатиме найшвидшими темпами протягом прогнозованого періоду 2025–2027 років [1] з огляду на розвиток промислового виробництва, зростаюче використання кондиціонерів, прискорення електрифікації та збільшення кількості центрів обробки даних по всьому світу. Глобальний попит на електроенергію зріс на 4,3 % у 2024 році та, за прогнозами, дедалі зростатиме щороку майже на 4 % до 2027 року. За прогнозами, протягом наступних трьох років світове споживання електроенергії зросте на 3500 ТВт год, що значно більше, ніж зростання на 2,5 % у 2023 році, коли значне зростання в Китаї, Індії та Південно-Східній Азії було пом'якшене падінням у країнах з розвинутою економікою.

Очікується, що, за існуючими прогнозами [1], зростання виробництва електричної енергії за рахунок фотоелектричних станцій дозволить покрити половину світового приросту попиту на електричну енергію до 2027 року. У 2024 році глобальне виробництво сонячної фотоелектричної енергії становило 2000 ТВт год, тобто 7 % світового виробництва електроенергії.

Перехід до чистої енергії є вирішальним кроком до зменшення викидів парникових газів, запобігання глобальному потеплінню та посилення боротьби зі зміною клімату [2]. Виробництво електроенергії на традиційних електростанціях, таких як нафтові, газові та

вугільні, стикається з серйозними екологічними проблемами через значні викиди вуглекислого газу [3]. Як наслідок, енергетичний перехід від традиційної до відновлюваної енергетики є критично важливим. Ведеться подальша робота над тим, як здійснити плавний перехід і запропонувати чисту доступну і надійну електроенергію з ресурсів розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел.

Перехід від викопного палива до альтернативних джерел енергії з низьким вмістом вуглецю, включно із сонячною та вітровою енергією для отримання «зеленої» електроенергії, а також біопаливом та воднем для отримання екологічно чистих видів палива, стає обов'язковим [4]. Розподілені енергетичні ресурси (ПЕР) стимулюються та підтримуються глобальним переходом до відновлюваної енергії, оскільки більшість ПЕР, особливо в автономних сценаріях використання, покладаються на системи, що працюють на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ). ПЕР може використовувати широкий спектр енергетичних ресурсів і технологій, як у мережевих, так і в автономних системах використання. Як наслідок, системи розподіленої генерації швидко розвиваються завдяки технологіям і політиці, що сприяє істотному зростанню встановленої потужності [5]. Крім того, перехід до систем що використовують відновлювані джерела енергії, є ефективною стратегією для боротьби зі зміною клімату, що дозволить забезпечити екологічне постачання енергії майбутнім поколінням для задоволення їхніх енергетичних потреб.

³ PhD
<https://orcid.org/0000-0002-9907-5365>

⁴ Dr. of Science (Tech.), professor
<https://orcid.org/0000-0002-2660-182X>

⁵ PhD, docent
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

^{1, 2, 5} National Technical University of Ukraine
«Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,
Kyiv, Ukraine

^{1, 4, 5} Institute of Renewable Energy NAS
Ukraine, Kyiv, Ukraine

^{3, 4} University of West Bohemia, Pilsen, Czech
Republic

³ Czech Photovoltaic Association, Pilsen, Czech
Republic

⁴ Vinnitsa National Technical University,
Vinnitsa, Ukraine

Отже, інфраструктура енергосистем повинна зазнати значних модифікацій і модернізацій, щоб ефективно врахувати ці зміни.

Встановлення сонячної фотоелектричної системи разом із системою зберігання (акумуляторами енергії) є ефективним рішенням, яке дає змогу користувачам зменшити свою залежність від мережі [6]. Споживачів, що використовують електричну енергію з мережі, необхідно враховувати при генерації та розподілі, тоді як споживачі з власною сонячною генерацією здатні забезпечити свої потреби самостійно. Зі зменшенням залежності від мережі зменшується плата за електроенергію.

Загалом проблеми, з якими стикаються під час переходу на відновлювані джерела енергії, можна здебільшого розділити на технічні та економічні. Технічні проблеми переважно пов'язані зі стохастичністю ВДЕ, надійністю мережі та обмеженням об'єму накопичення енергії. Тоді як економічні виклики полягають у доступності та привабливості фінансових і юридичних аспектів для потенційних інвесторів [7]. Стохастичність ВДЕ є однією зі значних перешкод для широкого впровадження ВДЕ. Така поведінка може порушити надійність мережі та спричиняє потребу в системах накопичення енергії (СНЕ). Ці системи допомагають збалансувати мережу, оскільки дозволяють зберігати електроенергію, коли вона доступна, і вивільняти її за наявності навантаження. Крім того, традиційна інфраструктура мережі стикається з серйозною проблемою, оскільки вона потребує не лише технологічної модернізації, а й модифікації, щоб бути придатною для більшого проникнення ВДЕ, інтегруючи передові системи управління та технології накопичення енергії для забезпечення стабільності та надійності [7]. З економічного погляду енергетичний перехід вимагає великих інвестицій, тобто великих початкових капіталовкладень, у передові технології та нову інфраструктуру.

Електромережі старіють як у країнах, що розвиваються, так і в розвинених країнах [8]. Наслідки старіння електромережі та її інфраструктури стають помітнішими, оскільки кількість відключень електроенергії зростає. Старе обладнання схильне до збоїв, а старі методи інженерного планування та експлуатації неефективні у вирішенні поточних завдань. Щоб краще справлятися з поточними викликами, потрібна зміна традиційних методів та підходів. Останнім часом концепції побудови системи були адаптовані для модернізації електричної мережі, яку можна розглядати як складну систему. Складна система є не централізованою, а розподіленою та самоорганізованою. У цій статті досліджуються різні моделі компонентів мікромережі як складної системи.

Мікромережа – це мала електрична мережа, яка містить кілька будинків, накопичувачів енергії та розподілених генераторів. Основною ідеєю мікромереж є можливість працювати та забезпечувати наявне навантаження, навіть якщо основна мережа не постачає

електроенергію. Тобто блок накопичення енергії та розподілена генерація постачатимуть електроенергію в цьому разі, і якщо є надлишок у виробництві електроенергії з відновлюваних джерел енергії, вона буде надходити до блоку накопичення енергії. Таким чином, електрична мережа стає децентралізованою з погляду контролю та виробництва і потребує створення нових моделей, що відображатимуть динамічну поведінку мікромережі.

Ізольовані сільські громади, які не працюють у мережі, стикаються із серйозними проблемами в доступі до надійної та сталої електроенергії. Доступні технології для розробки стійкої електричної генерації залишаються важливим фокусом при розбудові мережі. Сонячна енергетика, зокрема фотоелектричні системи, на сьогодні є одним із найперспективніших відновлюваних джерел енергії [8]. Ці системи стали дешевшими завдяки зниженню вартості фотоелектричних технологій та зростанню конкуренції серед виробників.

Для покращення виробництва та ефективного використання фотоелектричної енергії необхідно провести модернізацію підходів і технологічності з боку генерації та створювати сприятливі умови використання на боці споживання та системи збереження енергії [9]. Регульоване керування навантаженням та накопичення енергії на боці користувача матимуть позитивний вплив на ефективність споживання згенерованої енергії та стабільність роботи мережі.

Оскільки проникнення розподілених енергетичних ресурсів продовжує зростати [10], мікромережі стають дедалі важливішою частиною енергосистеми. Щоб упоратися з нестабільністю та стохастичністю відновлюваних джерел енергії, до мікромереж зазвичай долучають системи збереження енергії. Серед різних технологій у системах короткочасного зберігання енергії зазвичай використовують акумулятори та суперконденсатори з відносно високою питомою потужністю.

Використання акумуляторних систем накопичення енергії поряд з відновлюваними джерелами генерації відіграє вирішальну роль [11] у зберіганні надлишкової енергії, виробленої в пікові часи, для використання в періоди підвищеного попиту, в такий спосіб розширюючи коефіцієнт використання енергії, підвищуючи надійність та покращуючи керування невідповідністю генерації та споживання.

Крім того, для підвищення надійності та ефективності, мікромережі, які розташовані в безпосередній близькості одна від одної, можуть бути об'єднані в мульти-мікромережу.

Найпоширеніший метод [12] з'єднання таких мікромереж – через загальну шину в точці загального з'єднання. Ця модель підвищує гнучкість мікромереж, не вимагаючи значних технічних змін у загальній енергетичній системі. Хоча система керування енергоспоживанням мікромережі для оптимізації враховує точку загального з'єднання, фізичного обмеження на загальну потужність,

що передається, не існує, що може призвести до переваження локальних ділянок. Важливо визначити алгоритми та ліміти максимально дозволених потужностей у цих вузла, для уникнення аварійних ситуацій.

Автономні мікромережі стикаються з проблематикою виробництва електроенергії [13] з ВДЕ внаслідок мінливості умов навколишнього середовища, що призводить до непередбачуваності. Хоча системи накопичення енергії можуть пом'якшити ці коливання, вони не зовсім ефективні проти коливань напруги на шинах у мікромережі. Підвищення швидкості реакції контролерів та розширення робочого діапазону має суттєве значення для вирішення проблеми нестабільності виробництва енергії з ВДЕ.

Фотоелектричні системи добре можуть задовольнити попит, якщо відключення відбудеться вдень, проте в нічний час відсутність генерації вимагає використання СНЕ, щоб забезпечити необхідне навантаження. Тому складність роботи в автономному режимі полягає в підтримці постійного балансу потужності між виробленням енергії та споживанням навантаження, оскільки частота і напруга системи відхилятимуться від номінальних значень через невідповідність рівня споживання доступній потужності [14].

Деякі науковці [15] пропонують покращити стабільність генерації завдяки побудові гібридних сонячних електростанцій з інтегрованим дизельним генератором, що може бути ефективнішим рішенням для електропостачання в ізольованих громадах. Структура гібридних систем з СЕС та генератором може принести кілька переваг, як-от безперервне електропостачання, висока ефективність, низькі витрати на обслуговування та ефективне управління навантаженням. Однак існують деякі обмеження, зокрема складніша схема системи, висока вартість її встановлення та складність операційного управління системою.

Постановка завдання. Провести аналіз та порівняти принцип роботи мікромереж на основі відновлюваних джерел енергії й методи керування мікромережами та підтримки системи.

Виклад основного матеріалу. Стратегії енергетичного переходу передбачають створення та розвиток енергетичних систем, які орієнтуються на ширше використання відновлюваних джерел енергії з акцентом на застосування фотоелектричних технологій – через простішу інтеграцію та будівництво. Перехід енергетичної системи від класичного до нового стану характеризується значною відмінністю між централізованою та розподіленою генерацією, а також відмінностями між синхронними машинами та статичними перетворювачами, що своєю чергою ставить нові вимоги до способу надання послуг, необхідних для належної роботи системи, регулювання частоти та забезпечення стійкості системи. Технічні відмінності між мережами, до складу яких входять системи з сонячними інверторами, і традиційними мережами створюють нові виклики для операторів систем передачі [16]. Для управління сучасними мережами необхідні нові алгоритми та додаткові інвестиції.

Проте можливість використання різних методів керування для статичних перетворювачів (інверторів) забезпечує високий ступінь гнучкості систем на основі інверторів, що є важливим напрямом розвитку для майбутніх енергетичних систем. Сучасні інвертори поділяються на два типи: залежні від мережі, або мережозалежні (МЗ), і ті, що формують опорну напругу (ФН). На перші припадає переважна більшість інверторів, які зараз використовуються в системах на основі ВДЕ, тоді як другі швидко розвиваються і дедалі ширше використовуються під час будівництва нових генерувальних фотоелектростанцій. У табл. 1 наведено коротке порівняння між двома методами керування інвертором.

Таблиця 1. Порівняння різних методів керування інвертором

Table 1. Comparison of different inverter control methods

	Мережозалежні (МЗ)	Формувальники опорної напруги (ФН)
Переваги	Проста система керування Більша потужність	Створює власну напругу Може працювати автономно Може працювати в слабких мережах Забезпечує запуск системи з нуля та інерційність системи
Недоліки	Залежить від напруги в мережі Не може працювати автономно Нестабільна робота в слабких мережах Відсутня можливість запуску системи з нуля та відсутня інерційність	Нестабільність у мережах з підвищеною напругою Легко піддається перевантаженню Менша потужність

Ключовою відмінністю між цими двома типами інверторів є те, що використання МЗ передбачає, що мережа, до якої вони підключені, може забезпечувати стабільну напругу й частоту, тоді як інвертори ФН можуть забезпечувати й підтримувати стабільні параметри електроенергії навіть у слабких або ізольованих мережах.

Таким чином, виведення з експлуатації синхронного генератора має бути доповнено інтеграцією систем з інверторами типу ФН, здатних підтримувати відповідний рівень якості електроенергії. Характерною особливістю інверторів ФН є можливість різко додавати потужність, імітуючи інерцію класичного синхронного генератора.

Зважаючи на це одним із можливих методів керування інверторів ФН є керування віртуальною синхронною машиною (ВСМ), а інерція, яку вони забезпечують, відома як штучна інерція. Складність при роботі з ФН полягає в тому, що для ефективного регулювання потрібно, щоб фотоелектричні станції працювали нижче точки максимальної потужності (ТМП). Проте більшість станцій працює на ТМП, для забезпечення максимального виробітку енергії. Це становить загрозу неможливості виконання балансування за рахунок станцій на основі відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електростанцій, оскільки не буде вільних маневрених потужностей, що зі свого боку знижуватиме надійність системи.

Як метод підвищення стійкості системи можна адаптувати алгоритм роботи станцій в мікромережі до рівня нижчого за ТМП, для забезпечення маневреної складової, або встановити систему накопичення енергії для подальшої буферизації та балансування. Перший варіант є простішим, та менш витратним за першочерговими капіталовкладеннями, проте в процесі експлуатації сонячної електростанції може спричинитися до суттєвих втрат коштів внаслідок втраченої генерації. Натомість другий варіант – встановлення додаткової системи накопичення енергії – на перший погляд призведе до великих капіталовкладень, проте потрібно аналізувати економічну складову обох моделей, оскільки система накопичення енергії також може використовуватися на ринку допоміжних послуг, за рахунок чого може підвищувати свою інвестиційну привабливість, а також збільшувати маневрену потужність сонячної електростанції. Система накопичення може забезпечити дуже широкі можливості з регулювання, балансування та підтримки мережі, що можна довести чи спростувати внаслідок проведення нових досліджень у цьому напрямі.

Технологія інверторів ФН застосовується в енергетиці вже давно, проте поширена переважно в ізолюваних мікромережах, або віддалених районах, де часто відсутня централізована мережа електроживлення. У таких умовах традиційні інвертори МЗ не можуть забезпечити потрібної якості електроенергії та надійності системи в цілому. Як показали дослідження [17], станом на 2022 рік у США передбачається потенційне встановлення близько 660 ГВт-год акумуляторних систем накопичення енергії, проте більшість з них будуть встановлюватися у вузлах з мережевими інверторами, що створює ризик при встановленні мережозалежних СНЕ, оскільки це знижує стабільність та надійність системи.

Дослідниками висунутий ряд рекомендацій стосовно використання саме ФН установок СНЕ. Основними вимогами до функціоналу таких установок є:

- Підтримка напруги й частоти. Така установка повинна мати алгоритм для стабілізації напруги й частоти мережі, до якої вона підключена, в разі появи збурень.

- Стабільна фазна напруга. СНЕ має протистояти змінам величини напруги й фазового кута, забезпечуючи належні рівні вихідної активної та реактивної потужності в перехідний момент.
- Підтримка стійкості системи. СНЕ має допомогти зменшити чутливість зміни напруги для певної зміни струму в перехідний момент.

Дослідження науковців передбачає використання розробленого методу тестування нових систем СНЕ з можливістю формувати чітку і стабільну напругу й частоту в мікромережі, що дозволить спростити інтеграцію та вибір СНЕ для певного вузла мікромережі, проте цей метод не передбачає тестування фотоелектричних установок без наявних накопичувачів електричної енергії, до того ж такі також уже наявні в існуючій об'єднаній мережі України.

Для подальшого розвитку зазначеного підходу необхідно розробити модель, яка дозволить оцінити стабільність та якість роботи системи, що складається з декількох СНЕ та одного чи декількох різних типів інверторів, на основі трансформаторної чи безтрансформаторної топології. Також наявні дослідження передбачають тестування установок великої потужності, тоді як в Україні лише в 2024 році було встановлено понад 500 МВт різних ввезених ФН малої та середньої потужності, які теж мають брати участь в аналізі та потенційно завдяки цій розподіленій генерації можна суттєво підвищити стійкість загальної енергетичної мережі, оскільки між цими джерелами генерації та споживачами, або проблемними вузлами, імовірно буде менша відстань, а отже, і менші втрати та вища швидкість реакції, ніж відносно великої СНЕ, яка може бути на значній відстані від потрібного місця її використання.

Водночас частотну характеристику системи генерування можна розділити на інерційну, первинну та вторинну. Після значної втрати генерації внаслідок несправності лінії або генератора інерційна відповідь швидко забезпечує активну потужність для пом'якшення дефіциту. Зазвичай це відбувається протягом частки секунди. Первинна реакція, що регулюється кривими падіння регуляторів, забезпечує додаткову активну потужність за рахунок збільшення генерації.

Різні технології генерації демонструють різний час відгуку для початку реакції, переважно через затримки роботи механічних компонентів, зокрема клапанів. Вторинна відповідь, яку формує автоматичне керування генерацією, активується із затримкою в кілька хвилин. Після непередбаченої аварії великої генерувальної установки частота може швидко впасти нижче стандартної робочої частоти, якщо інерція та первинна реакція недостатні для зупинки зменшення частоти. Під час аварій та різкого зниження частоти передбачені режими та схеми, які мають запобігати подальшому зниженню частоти, наприклад різке скидання заздалегідь підключених навантажень, які мають розвантажити мережу.

Традиційно йде поетапне вимкнення споживачів різної пріоритетності. На початкових етапах вимикають включають менш пріоритетних споживачів, що обслуговують домогосподарства, та індивідуальних споживачів, тоді як критичні комерційні навантаження використовуються для подальших відключень, як пріоритетніші навантаження. Оскільки розподілена фотоелектрична генерація продовжує зростати, навантаження, доступні в домогосподарствах та у приватних споживачів, поступово зменшуються, що робить традиційні підходи мало-ефективними [18]. Крім того, різні споживачі мають різний рівень заміщення власного споживання за рахунок фотоелектричних установок, а їхні профілі навантаження коливаються залежно від погодних умов. Навіть більше, у найближчі десятиліття очікується значне зростання систем зберігання енергії для підтримки широко-масштабного впровадження змінної відновлюваної генерації. Майбутнє інерції системи та якості первинної реакції полягає у використанні СНЕ для забезпечення швидкої частотної характеристики та віртуальної інерції.

У дослідженні [18] визначається мінімальна номінальна потужність СНЕ в межах мікромережі для підтримки частоти в стандартному робочому діапазоні; аналізуються два найпоширеніші методи контролю для формування власної напруги. Для випадку, розглянутого в цьому дослідженні, використовувався алгоритм моделювання «сходження на вершину» в системі з трьома генерувальними установками (вугільна, газова та гідроелектрична). Було визначено, що мінімальна номінальна потужність зберігання енергії для керування віртуальним синхронним генератором становить 85 МВА, тоді як для керування падінням мінімальна потужність накопичувача становить 89 МВА.

Слід зазначити, що в цьому дослідженні не враховано роль малої розподіленої генерації та СНЕ меншої потужності, внаслідок чого недослідженим залишилось питання використання СНЕ малої та середньої потужності, від декількох десятків до сотень кіловат, а то й мегават. Як показує практика, в межах одного мікрорайону може бути декілька сотень установок потужністю від 10 до 50 кВт, часто того самого виробника, які, в теорії, можна було б об'єднати в єдину систему, завдяки центральному керуванню оператором системи розподілу, що дозволило б суттєво підвищити стійкість системи та її напруженість у межах окремих районів, або навіть населених пунктів.

Індивідуальна робота окремих мікромереж створює низку проблем пов'язаних з високими експлуатаційними витратами, нерівномірним споживанням енергії від установок на основі ВДЕ, коливанням пікових і мінімальних навантажень, значними коливаннями виробітку від установок на основі ВДЕ. Для вирішення данчих питань запропонована динамічна та проактивна реконфігурація систем мульти-мікромереж [19], яка здійснює агрегування та розподіл навантажень між мікромережами з метою їх вирівнювання, що дозволить в кінцевому підсумку підвищити коефіцієнт завантаження.

Останніми роками з'явився мульти-мікромережевий (ММ) підхід для підвищення операційної та економічної ефективності розподільчих мереж. Мікромережі працюватимуть ефективніше з менш частими перетоками енергії з основною мережею, якщо їх операції скоординовані. Участь мікромереж у допоміжній діяльності, як-от обмін надлишковою електроенергією з сусідніми ММ, також покращить стабільність системи розподілу. Однак для досягнення цих переваг необхідна розробка ефективної системи управління енергією (СУЕ) для всієї мульти-мережевої системи. Складність через взаємодію кількох мікромереж, а також невизначеність, спричинена природою розподілених енергетичних ресурсів на основі систем, що використовують відновлювану енергію, і коливання попиту, є найбільшими труднощами в розробці ефективних моделей і механізмів управління. Щоб керувати роботою системи на основі станцій, які використовують відновлювані джерела енергії, застосовується підхід моделі прогнозного керування [19]. Однак у цьому підході не було жодної стратегії управління невизначеністю. В інших спробах були використані стійкі стратегії для пристосування до змінного характеру виробництва енергії установками на основі відновлюваних джерел та мінливості навантаження. У цьому дослідженні було запропоновано розглянути центральний контролер, який відповідає за керування загальною системою з урахуванням функціональності окремих мікромереж та взаємодії підсистем. Попри те, що цей підхід оптимізації може створити оптимальне рішення, розрахунок може бути занадто ресурсозатратним, особливо коли кількість підсистем (наприклад, мікромереж) зростає. Як наслідок були створені децентралізовані та ієрархічні системи, де рішення приймаються на різних рівнях управління.

Після реконфігурації мікромережі (рис. 1) коефіцієнт навантаження зріс на 8–53 %, залежно від сценарію. Було зменшено пікові навантаження без порушення споживчих звичок, досягнуто ефективного перерозподілу енергії в межах різних мікромереж.

Домогосподарства були перерозподілені відповідно до генерації та споживання, що дозволило уникнути надмірних пікових навантажень. Використання центрально розташованої мікромережі виявилось найефективнішим. Загальні втрати в розподільчих лініях були зменшені за рахунок оптимального вибору топології мережі.

Попри суттєві переваги запропонованих моделей роботи і взаємодії мікромереж між собою, залишається потреба в розробленні методів оптимізації та вдосконалення існуючих мікромереж, оскільки реальна система розподілу не дозволить так легко перобити мікромережі місцевого та районного значення, що своєю чергою вимагатиме гнучкішого підходу до аналізу дрібніших ділянок мікромереж, для пошуку оптимальних взаємодій цих підсистем, який має впливати на підвищення ефективності передачі енергії в усій системі. Також

варто врахувати момент, що в існуючих мікромережах можуть бути інвертори з різною логікою керування зовнішнім сигналом, оскільки різні виробники обладнання мають різні протоколи передачі даних та відгук на

централізовану команду. Подальші дослідження можуть охоплювати взаємодію різних типів обладнання між собою в межах дрібніших мікромереж, взаємовплив ММ і пошук найкращих співвідношень та взаємодій.

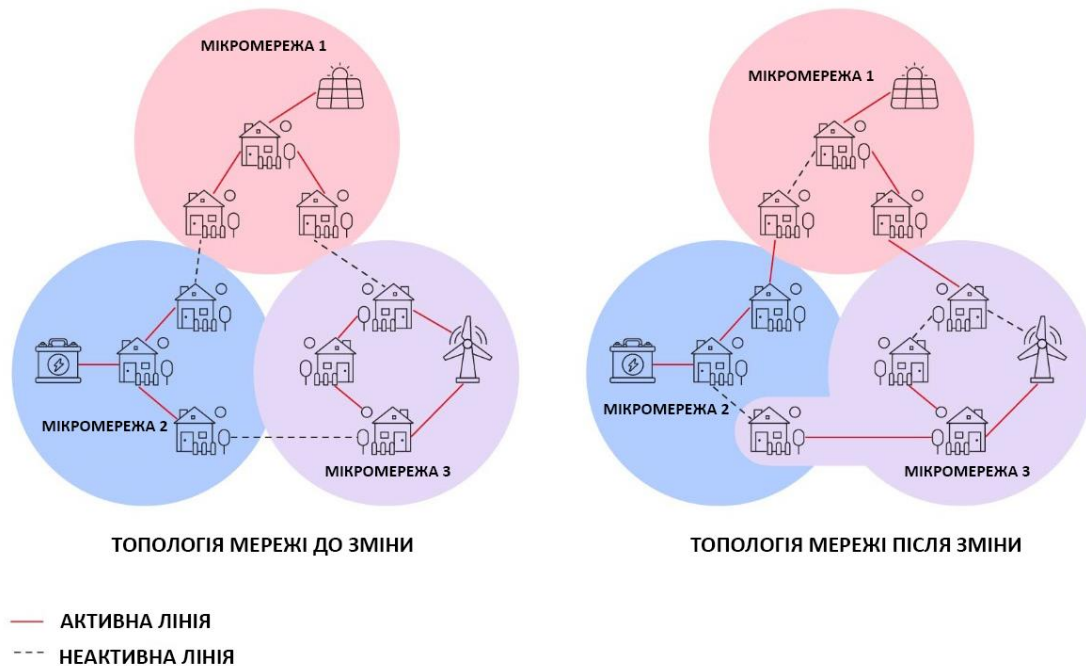


Рис. 1. Принцип динамічної зміни забезпечення споживачів у сусідніх мікромережах [19]

Fig. 1. The principle of dynamic change of consumer supply in nearby microgrids [19]

Інше дослідження [5] розглядає важливу проблематику рівня заряду акумуляторних батарей та його впливу на можливості коригування роботою системи. Сучасні мікромережі дедалі більше залежать від систем генерації на основі відновлюваних джерел енергії та систем накопичення енергії для підтримки стабільності частоти. Однак зміна рівня стану заряду акумулятора (SOC) може суттєво впливати на його здатність підтримувати параметри мережі, зокрема частоту. Зважаючи на це проведено дослідження з розробки адаптивного та координованого керування частотою, яке враховує нелінійну динаміку заряду батарей, що дозволяє зберігати стабільність частоти мікромережі навіть у разі непередбачуваних змін у генерації або навантаженні.

Запропоновано застосування техніки підтримки частоти за допомогою СНЕ, яка передбачає утримання SOC у допустимих межах (тобто від 20 до 80 %) під час участі в регулюванні частоти. Крім того, ця система забезпечує контрольоване відновлення SOC до попередньо визначеного еталонного рівня, тобто 50 %, після того, як падіння частоти припинене, з плавним відновленням потужності заряду, яке ефективно мінімізує ризик повторного падіння частоти. Відновлення рівня заряду допомагає гарантувати можливість СНЕ брати участь у регулюванні під час наступних подій, де буде потрібне регулювання частоти. Було забезпечене просте й надійне адаптивне та скоординоване керування, у якому алгоритм підтримки частоти залежить від доступної ємності акумулятора. Завдяки дослідженню було

отримано чотири робочі сценарії: багатоступеневе збудження системи; зміна навантаження в реальному часі та генерація системи з використанням ВДЕ з низькою інерцією системи; невизначена система з низькою інерцією системи; ступінчасте збудження з низькою інерційністю системи, — які були адаптовані для подальшої перевірки ефективності запропонованої системи керування. Цей підхід значно покращує стабільність мікромережі навіть за високої частки ВДЕ, забезпечуючи надійне управління частотою та ефективне використання батарей. Це робить його перспективним рішенням для автономних та ізольованих енергосистем.

Як подальше вдосконалення методики доцільно розглянути не лише рівень заряду системи накопичення енергії, а й топологію інверторів (трансформаторна чи безтрансформаторна) і тип акумуляторних комірок, що використовуються в цих системах, а також напруги цієї системи (високовольтна чи низьковольтна), оскільки це прямо впливає на можливості кожного окремого блоку загальної системи накопичення видавати потужність в одиницю часу. Слід зазначити, що ефективніші рішення на основі безтрансформаторної топології мають нижчу навантажувальну характеристику, а високовольтні акумулятори передбачають розряд маленькими струмами для уникнення виходу з ладу. Потенційним рішенням може бути вдосконалення алгоритму, який самостійно вибиратиме топологію системи залежно від рівня потрібної потужності й тривалості зростання потреби в коригуванні частоти.

Як зазначено в [20], у межах існуючих мікромереж та об'єднаних мульти-мікромереж можуть бути аварійні ситуації. Традиційні мікромережі зазвичай мають фіксовані межі, що обумовлюють їхню здатність реагувати на зміну навантаження, генерації та аварійні ситуації. Динамічні мікромережі, що дозволяють змінювати свою конфігурацію в режимі реального часу, є перспективним рішенням для підвищення гнучкості та стійкості енергосистем. Для вирішення питань стійкості динамічної мережі розроблено оптимальну стратегію керування динамічних мікромереж, яка враховує нестабільність навантажень та генерації через трифазний дисбаланс, роль інверторних джерел у підтримці стабільності напруги, ефективну оптимізацію керування перемикачами та джерелами енергії [20].

У мережевому режимі мікромережа обмінюється електроенергією з системою розподілу електроенергії та надає допоміжні послуги; в автономному режимі мікромережа пріоритетно постачає електроенергію критичним навантаженням, тоді як надлишок електроенергії використовується для живлення інших навантажень у зоні дії. Оскільки енергетичній безпеці надається дедалі більше значення, мікромережі можуть запропонувати електромережам значно вищу стійкість до екстремальних погодних явищ та аварійних ситуацій, ніж традиційні системи. Динамічна мікромережа – це новий тип мікромереж, де зона обслуговування є гнучкою за рахунок перемикачів дистанційно керованих контакторів, доступних у багатьох розподільчих мережах. Ця вдосконала концепція роботи забезпечує більшу гнучкість і ефективність використання енергії для місцевої мережі. У доступній літературі концепція мікромереж з динамічними межами переважно використовується в двох аспектах: відновлення функціонування системи після аварії та безперервна робота в автономному режимі.

Однак мікромережі з динамічними межами також стикаються з проблемами під час реального впровадження. Однією з таких проблем є незбалансованість розподільчих мереж. У практичній системі розподілу зазвичай є трифазні навантаження в поєднанні з однофазними житловими навантаженнями. У типових системах розподілу також широко використовуються трансформатори з розщепленими фазами. У результаті кожна ділянка навантаження в динамічній межі ММ не буде збалансована між трьома фазами. Враховуючи здатність розгалуженої системи передачі енергії подавати незбалансовану трифазну потужність, існуватиме додатковий набір обмежень, які потребують розгляду в проблемі управління енергією. Ці обмеження є вирішальними для стабільної роботи динамічних мікромереж, оскільки порушення незбалансованих вихідних обмежень системи розподілу призведе до запуску їхніх вбудованих функцій захисту та до неочікуваних відключень.

Використання гнучких меж дало змогу підтримувати більше навантаження та уникати аварійних відключень під час тестів. Оптимальне керування дозволяє зменшити знос системи накопичення на 15 %, запобігаючи її

швидкому розряду. З використанням динамічного керування перемикачами можна підтримувати роботу мікромережі навіть в разі аварійних ситуацій. Під час відключень від мережі динамічна мікромережа змогла забезпечити в 2,3 рази більше навантаження, ніж традиційна. Було покращено стабільність напруги – запропонована модель обмежує негативну послідовність напруги до 2 %, що гарантує стабільну роботу інверторів. Запропонована модель може бути застосована у розподілених енергосистемах з високою частотою ВДЕ.

У дослідженні не згадується, в який спосіб має відбуватися зміна конфігурації системи та зміна налаштувань загального керувального контролера, що обумовлює потребу в проведенні додаткових досліджень для розробки такої системи керування, яка могла б динамічно перемикається під різними мікромережами, об'єднуючи їх в одну мульти-мікромережу, що складатиметься з різного обладнання, яке має різний час реакції та зaledве буде синхронно відповідати на команди, що також може призвести до зменшення надійності системи.

Подальше вдосконалення запропонованих вищезгаданих методів має передбачати створення алгоритму роботи загального контролера, який аналізуватиме різні ділянки мережі, стан заряду систем накопичення енергії та рівень навантаження в різних вузлах наявної та сусідніх мікромереж, а також адаптивно перемикатиме лінії розподілу для досягнення ефективнішого використання накопиченої та згенерованої електричної енергії (рис. 2).

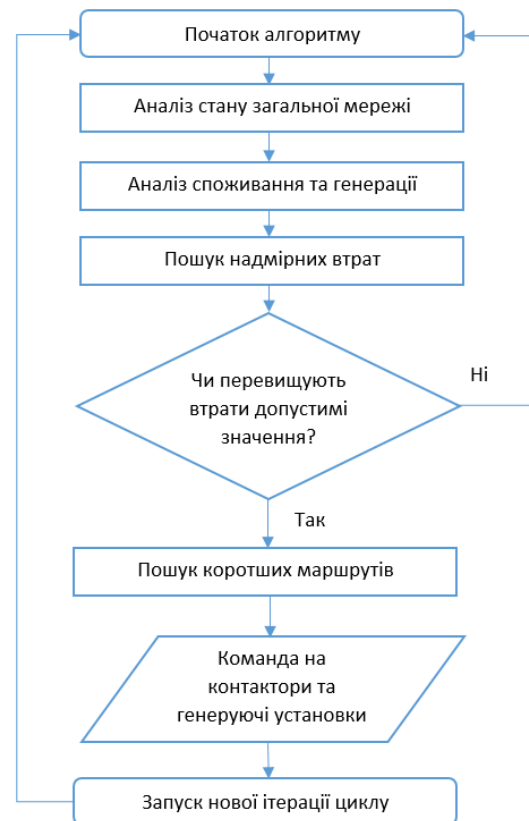


Рис. 2. Алгоритм керування мережею та її зміною
Fig. 2. Algorithm for managing the network and its changes

Висновки. Внаслідок проведеного аналізу та порівняння різних топологій використовуваного обладнання, а також різних методів взаємодії мікромереж та керування ними встановлено, що підвищення стійкості мережі можна досягнути кращою взаємодією мікромереж між собою, а також гнучкішим динамічним керуванням навантаженням та генерацією. Порівняльний аналіз показав, що кожен з цих методів має свої переваги та обмеження, які слід враховувати під час проектування нової або модернізації старої системи. У загальному підсумку, керування мікромережами вимагає комплексного підходу, який враховує специфічні умови експлуатації та цілі використання.

Як наслідок, імплементація такого алгоритму дозволить ефективніше керувати потоками енергії від різних установок, що використовують відновлювані джерела енергії, а також, продіагностувавши мікромережу, можна буде визначити ділянки й вузли, в яких найчастіше трапляються падіння якості енергії або відключення. Це дає підстави рекомендувати точкове додавання фотоелектричних систем для локальної підтримки цих вузлів на час відновлення мережі. Потенційно такі установки можуть навіть нівелювати можливість виникнення таких аварійних сценаріїв, оскільки будуть задовольняти споживання та підвищувати якість енергії на своїх вузлах, а отже, система буде стабільнішою й матиме менше відхилень від нормального стану.

Фінансування. Це дослідження виконано за підтримки проєктів 25-PKV-UM-001 та MSCA4Ukraine ID номер 1233365.

ПОСИЛАННЯ / REFERENCES

1. International Energy Agency. (2025). Electricity 2025: Analysis and forecast to 2027. <https://surl.lu/mhssmi>
2. International Renewable Energy Agency. (2023). World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway. IRENA, Abu Dhabi. <https://surl.li/zavnbq>
3. Hossain, J., & Mahmud, A. (Eds.). (2014). Renewable energy integration: Challenges and solutions. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-981-4585-27-9>
4. Michaelides, E. E. (2023). Decarbonization of the electricity generation sector and its effects on sustainability goals. *Sustainable Energy Research*, 10(1), 1–12. <https://surl.li/yecjex>
5. Faragalla, A., Abouzeid, S. I., Abdel-Rahim, O., Orabi, M., & Abdelhameed, E. H. (2025). Adaptive and coordinated load frequency control for isolated microgrids considering battery state of charge dynamics. *Journal of Energy Storage*, 112, 115467. <https://surl.lu/vfpqwh>
6. Abdelhameed, E. H., Abdelraheem, S., Mohamed, Y. S., Abouheaf, M., Marey, S. A., & Diab, A. A. Z. (2024). An enhanced energy management system for coordinated energy storage and exchange in grid-connected photovoltaic-based community microgrids. *Journal of Energy Storage*, 72, 113311. <https://surl.li/rpxuwb>
7. Saraji, M. K., & Streimikienė, D. (2023). Challenges to the low carbon energy transition: A systematic literature review and research agenda. *Energy Strategy Reviews*, 49, 101163. <https://surl.li/melhed>
8. Alzahrani, A., Ferdowsi, M., Shamsi, P., & Dagli, C. H. (2017). Modeling and simulation of microgrid. *Procedia Computer Science*, 114, 392–400. <https://surl.li/klxpuh>
9. Wang, W., Li, C., He, Y., Bai, H., Jia, K., & Kong, Z. (2024). Enhancement of household photovoltaic consumption potential in village microgrid considering electric vehicles scheduling and energy storage system configuration. *Energy*, 311, 133330. <https://surl.li/hxeumw>
10. Tang, Y., Wang, Z., & Li, X. (2024). Energy management of electric-hydrogen hybrid energy storage systems in photovoltaic microgrids. *International Journal of Hydrogen Energy*, 80, 1–15. <https://surl.li/empsll>
11. Feijoo, F., Kundu, A., Flores, F., & Matamala, Y. (2024). Photovoltaic sizing assessment for microgrid communities under load shifting constraints and endogenous electricity prices: A Stackelberg approach. *Energy*, 307, 132758. <https://surl.li/vnfdjw>
12. Khavari F., Hajipour E., Liu J. (2024) Congestion management in rooftop photovoltaic-based multi-microgrids via an energy storage charging market. <https://surl.li/yjzueo>
13. Li B., Huang T., Kong Z., Chen L., Yang J., Sun S. (2024) Discrete control for state of charge balance in DC microgrids considering the disturbance of photovoltaics <https://surl.li/ngzcco>
14. Molu, R. J. J., Naoussi, S. R. D., Wira, P., Mbasso, W. F., Kenfack, S. T., & Kamel, S. (2023). Optimization-based energy management system for grid-connected photovoltaic/battery microgrids under uncertainty. *Results in Engineering*, 17, 100369. <https://surl.li/ayrtic>
15. Coelho, E. de O. P., Aquila, G., Bonatto, B. D., Nakamura, W. T., Rotella Junior, P., & Rocha, L. C. S. (2023). Stochastic financial analysis of diesel generation extension vs investment in hybrid photovoltaic-diesel-battery in a microgrid in the Amazon indigenous community. **Energy for Sustainable Development**, 77, 101344. <https://surl.li/lzhtgs>
16. Tina, G. M., Maione, G., & Stefanelli, D. (2024). The impact of grid-forming vs. grid-following converters on frequency regulation: Comparing centralised or distributed photovoltaic generation. *Energies*, 17(23), 5827. <https://surl.li/whoxnb>
17. Thant, A., Ma, H., Isaacs, A., Unruh, L., Quint, R., Ramasubramanian, D., Matevosyan, J., & Hoke, A. CIGRÉ (2025). C4 - Grid forming functional specifications and verification tests for North American bulk power

- system connected battery energy storage systems. Retrieved from <https://surl.li/axdijs>
18. Manamperi, I., Ahmad, I., Habibi, D., & Aziz, A. (2024). Optimising grid-forming inverters to prevent under-frequency load shedding with minimal energy storage. *Journal of Energy Storage*, 98, 112842. <https://surl.li/hgtohp>
19. Ismail, N., Gheith, M., Eltawil, A. B., & Yahia, Z. (2023). A dynamic and proactive multi-microgrid network reconfiguration model for load factor improvement. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 34, 101028. <https://surl.li/wudvra>
20. Su, Y., Li, D., Wang, F., Olama, M., Ferrari, M., Ollis, B., & Liu, Y. (2024). Flexible dynamic boundary microgrid operation considering network and load unbalances. *Applied Energy*, 371, 123633. <https://surl.li/vozrxr>