

ВИКОРИСТАННЯ ГІБРИДНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ В МІКРОМЕРЕЖІ: ОГЛЯД

Отримано 01 лист. 2022; рекомендовано до публікації 27 груд. 2022
Доступно онлайн 30 груд. 2022

О. В. Остапчук¹, І. В. Шевченко²

Автор для кореспонденції: Ірина Гунько,
e-mail: iryna_hunko@ukr.net

¹д-р техн. наук, проф., каф. відновлюваних джерел енергії Факультету електроенергетехніки та автоматики.
<https://orcid.org/0000-0003-3397-2423>

²аспірант.
<https://orcid.org/0000-0003-2340-1504>

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

¹ Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ.

Традиційно для покриття попиту на електроенергію основним джерелом енергії у світі є викопне паливо. Однак глобальні економічні кризи, тенденція до зростання цін на паливо, підвищення рівня забруднення планети поставили під сумнів майбутню життєздатність звичайних джерел енергії. Останніми роками технології відновлюваної енергетики залучають більше глобальної уваги через їх позитивний вплив на вирішення екологічних проблем і здатність задовольняти зростаючий попит на енергію. Крім того, низькі витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, а також монтажні роботи сприяють посиленню ступеня інтеграції відновлюваних джерел енергії до енергосистеми. Серед різноманітних доступних технологій відновлюваної енергії фотоелектричні модулі й вітрові турбіни у формі розподіленої генерації можуть бути частиною великої енергосистеми, малої розподільчої мережі та мікромереж різноманітної конфігурації. Об'єктом дослідження є засади формування гібридної мікромережі на основі відновлюваних джерел енергії. Методи дослідження – аналіз та синтез існуючої ситуації у сфері управління енергоспоживанням з використанням комплексних систем забезпечення електричною енергією. Метою роботи є розгляд різноманітних конфігурацій гібридних систем для підвищення ефективної роботи мікромереж за відповідними показниками надійності електропостачання, економічності використання та управління споживанням. Результатом виконаної роботи є визначення основних складових структури мікромережі та оцінка їх впливу на роботу системи за визначеними критеріями.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, мікромережа, гібридна система, управління попитом система накопичення.

USE OF HYBRID SYSTEMS BASED ON RENEWABLE SOURCES IN MICROGRID: AN OVERVIEW

Received 01 Nov. 2022; accepted 27 Dec. 2022.
Available online 30 Dec. 2022

O. Ostapchuk¹, I. Shevchenko²

Author for correspondence: Iryna Hunko,
e-mail: iryna_hunko@ukr.net

¹ DScTech, Prof of the Department of Renewable Energy Sources.
<https://orcid.org/0000-0003-3397-2423>

² PhD student.
<https://orcid.org/0000-0003-2340-1504>

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

¹ Institute of Renewable Energy NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine.

Traditionally, fossil fuels have been the main source of energy in the world to meet the demand for electricity. However, the crisis among traditional energy sources, the trend of increasing fuel prices and the emission of harmful gases from the burning of fossil fuels have called into question the future viability of conventional energy sources. In recent

years, renewable energy technologies have attracted more global attention due to their positive impact on solving environmental problems and their ability to meet the growing demand for energy. In addition, low costs for operation and maintenance, as well as installation work, contribute to increasing the degree of integration of renewable energy sources into the power system. Among the various renewable energy technologies available, photovoltaic modules and wind turbines in the form of distributed generation can be part of a large power system, a small distribution network, and microgrids of various configurations. The object of research is the principles of forming a hybrid microgrid based on renewable energy sources. Research methods - analysis and synthesis of the existing situation in the field of energy consumption management using complex systems of providing electrical energy. The purpose of the work is to consider various configurations of hybrid systems to increase the effective operation of microgrids according to the relevant indicators of power supply reliability, economic use and consumption management. The result of the performed work is the determination of the main components of the microgrid structure and the assessment of their impact on the system according to the specified criteria.

Keywords: renewable energy sources, microgrid, hybrid system, demand management

Перелік використаних скорочень та позначень

МЕА – Міжнародне енергетичне агентство

В – енергія вітру

EIA – Управління енергетичної інформації

CHE – система накопичення енергії

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

СТЕ – система перетворення енергії

PV – сонячна енергія

СК – суперконденсатор

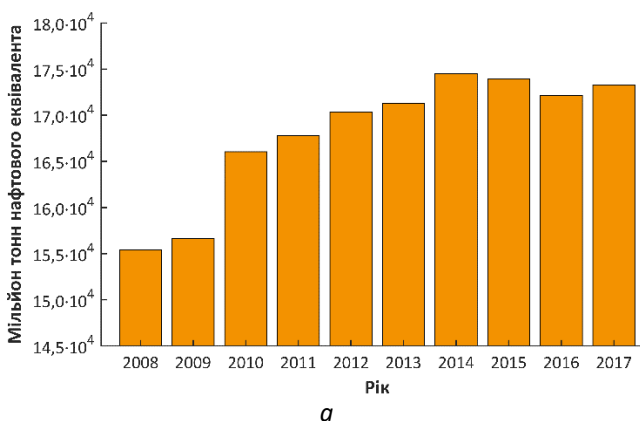
тне – тонна нафтового еквівалента

Вступ. Розвиток у XX ст. «технічної цивілізації» супроводжується стрімким збільшенням енергоспоживання. Так, за оцінкою Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), кінцеве споживання енергії у світі впродовж останніх 30 років зросло більше ніж на 62 % (з 6120,931 млн тне у 1988 р. до 9937,702 млн тне у 2018 р.). Приріст населення Землі (2 % на рік, за даними Організації Об'єднаних Націй) і темпи економічного розвитку в XXI ст. зумовлять збільшення обсягів світового виробництва продукції у 3–5 разів до 2050 р. і в 10–15 разів – до 2100 р., але в такому разі енергозабезпечення має збільшитися у 3–5 разів [1, 2].

Відповідно до отриманих даних досить важливою є проблема ресурсозабезпеченості енергетичного господарства. Сумарні запаси паливних ресурсів на сьогодні досить великі, до того ж щороку відкривають нові поклади викопного палива. На рис. 1 наведена статистика запасів викопних вуглеводневих палив (вугілля, нафти і газу) за оцінками Управління енергетичної інформації (EIA). За оцінками експертів British Petroleum, розвіданих світових запасів вугілля вистачить на 133 роки при нинішніх темпах видобутку (на 2017 р.), нафти – на 47 років, газу – на 52 роки.

Також світ стикнувся з проблемою зміни клімату, що спостерігається з середини XX ст. і є наслідком людської

діяльності. У 2015 р. 195 країн світу, в тому числі Україна, прийняли рішення про ухвалення кліматичної Паризької угоди, яка спрямована на зміцнення глобального реагування на загрози змін клімату в контексті сталого розвитку та зусиль з викорінення бідності, зокрема й шляхом стримування зростання глобальної середньої температури значно нижче 2 °C від доіндустріального рівня і докладання зусиль з метою обмеження зростання температури до 1,5 °C. Однак уже в 2015–2016 рр. середня глобальна температура перевищила показник 1850 р. більш ніж на 1 °C [3], що потребує негайних дій для ефективного й належного реагування на проблему глобальних викидів парникових газів, як це передбачає Паризька угода.



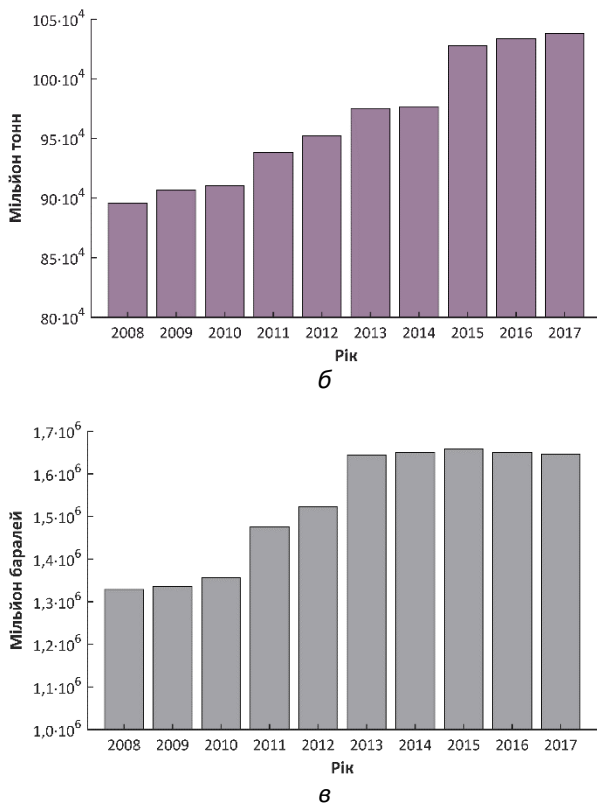


Рис. 1. Світові запаси: а – газу, б – вугілля, в – нафти

Fig. 1. World reserves: a – gas, б – coal, в – oil

Дійсно, останніми роками окремі види відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) демонструють вражаючу динаміку розвитку. Наприклад, світовий ринок вітроенергетики розширився майже на 19 % у 2019 р. та показав приріст потужності вітрових електростанцій (ВЕС) на рівні 60 ГВт. Серед них 54 ГВт наземних станцій та 6 ГВт офшорних вітроагрегатів. Це було друге найбільше щорічне збільшення потужності в історії (у 2015 р. було встановлено 63,8 ГВт). Загальна потужність збільшилася майже на 10 % і досягла відмітки 650 ГВт (621 ГВт на суші) (загальний характер змін за останні 10 років наведено на рис. 2 [4]).

Значний рівень зростання обумовлений збільшенням потужності у США, Китаї та Європі, проте вже більше 34 країн світу досягли рівня встановленої потужності вітроустановок понад 1 ГВт, а загальна кількість країн, що мають відчутний відсоток ВЕС у своїй енергосистемі, перевищила 100 ГВт. Серед них країни Африки, Латинської Америки та Південно-Східної Азії. Щорічне зниження цін на кіловат встановленої потужності ВЕС зробило їх ще більш конкурентоздатними у порівнянні з електростанціями, що працюють на традиційному викопному паливі.

У 2019 р. енергії вітру вироблено достатньо, щоб забезпечити приблизно 15 % річного споживання електроенергії ЄС. Беззаперечним лідером є Данія, яка за рахунок використання енергії вітру задовольнила приблизно

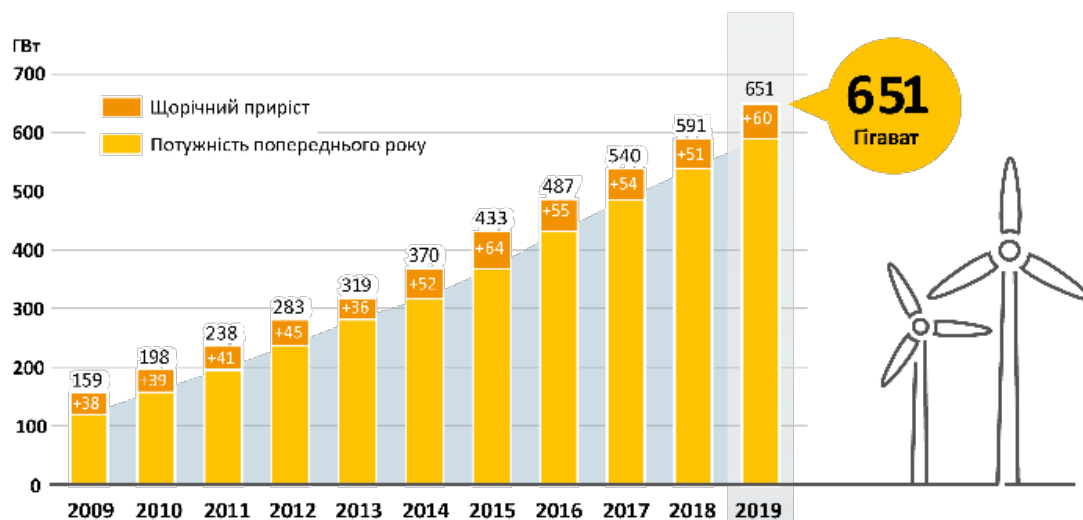


Рис. 2. Встановлена потужність вітроенергетики та щорічні прирости, 2009–2019 рр.

Fig. 2. Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2009–2019

Враховуючи ситуацію, що склалася, найбільш реальним та комплексним шляхом вирішення зазначених проблем і адаптації до змін клімату, які вже відбуваються, є здійснення повного «енергетичного переходу» від викопних видів енергетичних ресурсів до відновлюваних. При цьому пріоритетною стратегією енергетичного переходу має бути енергоефективність і енергозбереження.

но 47 % усіх потреб в електроенергії. Серед інших країн, що перетнули відмітку 20 %, можна відзначити Ірландію (32 %), Португалію (26,4 %), Німеччину (21,8 %) та Іспанію (20,9 %). Уругвай (29,5 %), Нікарагуа (17,4 %) і Коста-Ріка (15,8 %) також досягли високої частки виробництва енергії вітру в 2019 р., і в ряді країн ця частка була високою на державному рівні. Загалом потужності

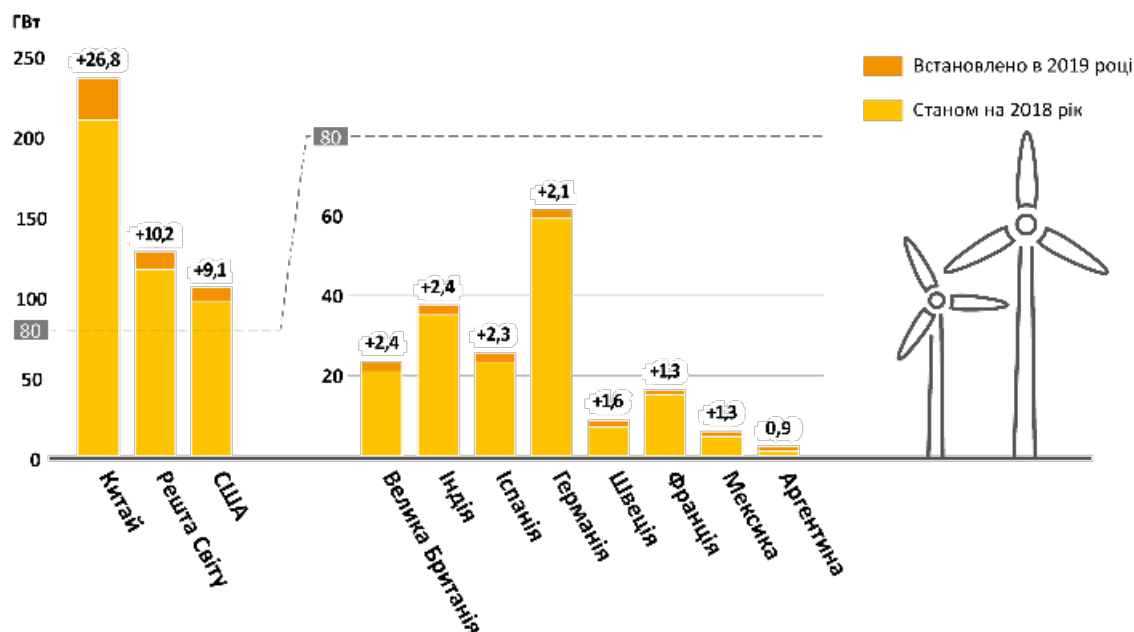


Рис. 3. Встановлена потужність вітроенергетики та приріст, десятка країн-лідерів, 2019 р.

Fig. 3. Wind Power Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2019

вітроенергетики, що працює в усьому світі, було достатньо, щоб забезпечити 5,9 % загальних світових потреб в електроенергії.

11-й рік поспіль найбільшим регіональним ринком була Азія, на частку якої припадало більше 50 % (порівняно з 52 % у 2018 р.) встановленої потужності, а до кінця 2019 р. загальна потужність перевищила 292 ГВт. На країни Європи припадало 24 %, Північної Америки – 16 %, Латинської Америки і Карибського ба-сейну – 6 %. Китай зберіг своє лідерство по нових потужностях (наземні станції та офшорні вітроагрегати), і за ним ідуть Сполучені Штати, Велика Британія та Індія (обидві встановили майже однакову потужність) та Іспанія. Загалом ці п'ять країн встановили 70 %

потужності ВЕС. Інші країни, що входять у десятку лідерів із загального збільшення потужності – Німеччина, Швеція, Франція, Мексика і Аргентина (рис. 3) [4].

У сегменті офшорної вітроенергетики п'ять країн в Європі і три в Азії встановили рекордні 6,1 ГВт у 2019 р. (на 35,5 % більше, ніж у 2018 р.), збільшивши сукупну глобальну потужність до 29 ГВт. Сумарна потужність офшорної вітроенергетики склала менше 5 % загальної глобальної потужності вітроенергетики в кінці року, але сумарні інвестиції становили 10 % всіх новостворених потужностей (у порівнянні з 5 % у 2015 р.). В Європі було встановлено 59 % нових потужностей, а в Азії – 41 % (рис. 4) [4].

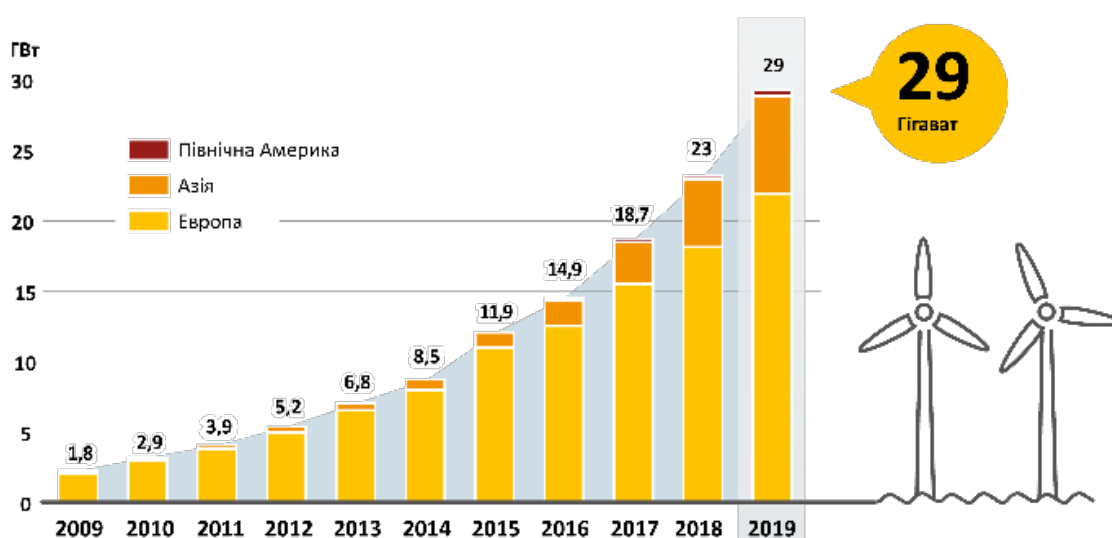


Рис. 4. Встановлена потужність офшорної вітроенергетики, 2009–2019 рр.

Fig. 4. Wind Power Offshore Global Capacity, 2009–2019

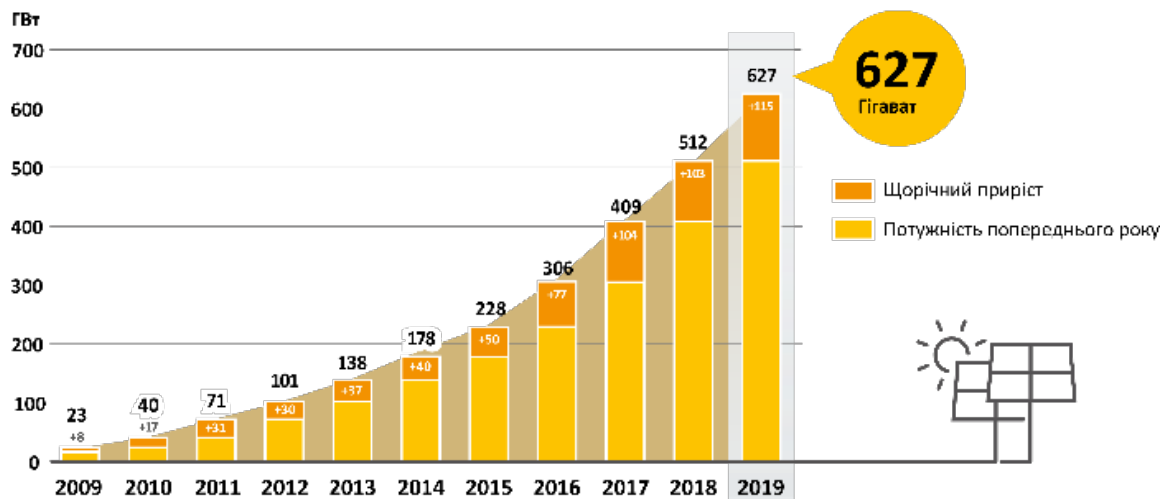


Рис. 5. Встановлена потужність фотоелектричних станцій та приріст, 2009–2019 рр.

Fig. 5. Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2009–2019

Непогані темпи розвитку демонструє галузь сонячної енергетики. У 2019 р. світовий ринок сонячних фотоелектричних батарей збільшився, за оцінками, на 12 % і склав близько 115 ГВт. Десятиліття закінчилося високим попитом в Європі, Сполучених Штатах і на ринках, що розвиваються по всьому світу, що з надлишком компенсувало істотне зниження в Китаї. Не включаючи Китай, світовий ринок сонячних фотоелектричних батарей зріс приблизно на 44 % у 2019 р. Загальна потужність за 10 років збільшилась з 23 до 627 ГВт (рис. 5) [4].

Попит на сонячні фотоелектричні батареї зростає, оскільки вони стають найбільш конкурентоздатним

варіантом для виробництва електроенергії в дедалі більшій кількості місць (житловій й комерційній будівлі) і все частіше для проєктів комунального масштабу – навіть без урахування зовнішніх витрат на викопне паливо. У 2019 р., за оцінками, 18 країн установили щонайменше 1 ГВт нових потужностей порівняно з 11 країнами в 2018 р., і всі континенти зробили значний внесок у глобальне зростання. До кінця 2019 р. щонайменше 39 країн мали сукупну потужність 1 ГВт або більше, порівняно з 31 країною роком раніше.

У низці країн сонячні фотоелектричні батареї вже відіграють значну роль у виробництві електроенергії. До

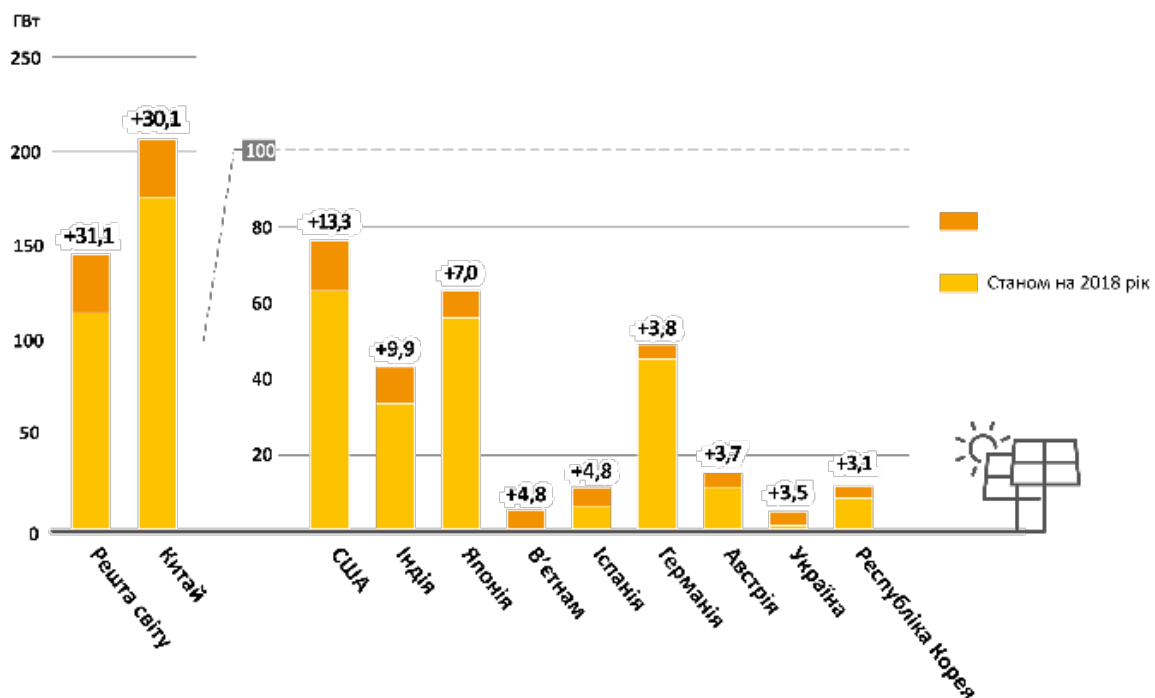


Рис. 6. Встановлена потужність фотоелектричних станцій та приріст, десятка країн-лідерів, 2019 р.

Fig. 6. Solar PV Capacity and Additions, Top 10 Countries for Capacity Added, 2019

кінця 2019 р. 22 країни мали достатні виробничі потужності, щоб задовольнити принаймні 3 % свого попиту на електроенергію за допомогою сонячних фотоелектричних батарей, а 12 країн мали достатні потужності принаймні на 5 %. Протягом усього року сонячні фотоелектричні батареї склали близько 10,7 % загального обсягу виробництва в Гондурасі і значну частку серед інших джерел також в Італії (8,6 %), Греції (8,3 %), Німеччині (8,2 %), Чилі (8,1 %), Австралії (7,8 %) і Японії (7,4 %). До кінця року в усьому світі було введено в експлуатацію достатньо потужностей, щоб виробити близько 2,8 % світового виробництва електроенергії.

Сьомий рік поспіль Азія посідає перше місце за кількістю нових встановлених сонячних фотоелектричних батарей, незважаючи на зниження на трьох провідних ринках регіону (Китай, Індія та Японія). В Європі цей показник – 17 %, в Америці – 15 %. Китай продовжував домінувати на світовому ринку (і у виробництві сонячних фотоелектричних батарей), на частку якого припадає близько 26 % приросту потужностей у цьому році. На п'ять найбільших національних ринків – Китай, Сполучені Штати, Індія, Японія та В'єтнам – припадає близько 56 % встановлених потужностей, що на три чверті менше, ніж у 2018 р., оскільки глобальний ринок стає менш концентрованим; наступними п'ятьма ринками були Іспанія, Німеччина, Австралія, Україна і Республіка Корея. За підсумками року провідними країнами за сукупною сонячною фотоелектричною потужністю залишилися Китай, США, Японія, Німеччина та Індія, а лідерами за

потужністю на одного жителя були Німеччина, Австралія і Японія (рис. 6) [4].

Відзначена динаміка розвитку вітрової та сонячної енергетики вимагає пошуку ефективних напрямів її використання. Одним із таких шляхів є застосування структури розподіленої генерації, на основі мікромережі, яка забезпечує комплексний підхід та ефективне використання енергії. Зазначена структура може бути додатково облаштована системою зберігання і перебуває в експлуатації з урахуванням режиму роботи, навантаження та економічних показників впливу на виробництво електричної енергії. Для підвищення ефективності функціонування означених систем, необхідно здійснити всебічний аналіз складників, що входять до її структури.

Постановка завдання. Метою дослідження є аналіз існуючих структур мікромереж, їх конфігурації та забезпечення інтеграції в енергосистему з відповідними показником надійності та економічної ефективності.

Методи дослідження – аналіз та синтез існуючої ситуації у сфері управління енергоспоживанням з використанням комплексних систем забезпечення електричною енергією.

Виклад основного матеріалу. Визначення мікромереж наведено в [5] і сформульоване як «мережі низької та/або середньої напруги, що мають у своєму складі джерела розподіленої генерації і здатні працювати як в ізольованому режимі, так і паралельно з об'єднаною

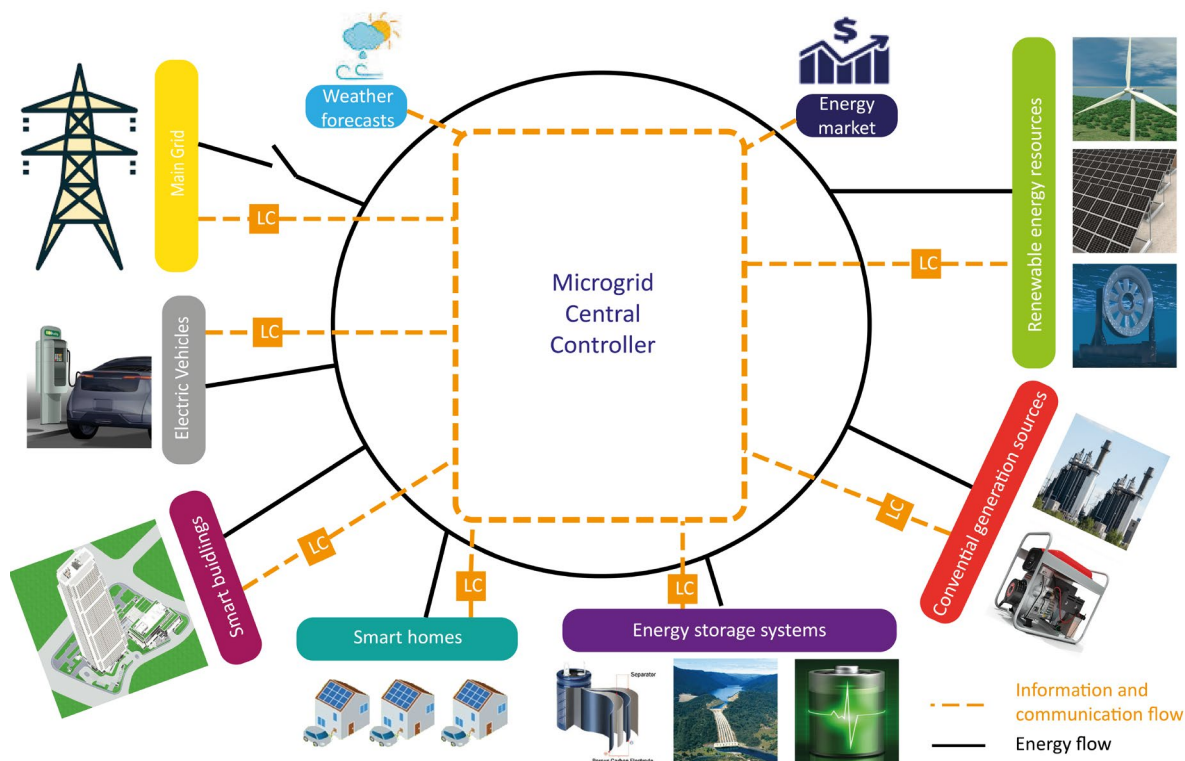


Рис. 7. Загальна структура мікромереж [9]

Fig. 7. General structure of microgrids

Таблиця 1. Різні комбінації гібридних систем, які використовуються в мікромережах

Table 1. Different combinations of hybrid systems used in microgrids

Джерело	PV	Вітер	Паливний елемент	Біомаса	Гідро	Когенерація
[12] – [15]	✓	✓				
[16]	✓				✓	
[17]	✓	✓				✓
[18] – [20]	✓		✓			
[21]		✓	✓			
[22] – [24]	✓	✓	✓			
[25]	✓	✓				✓
[26]	✓			✓	✓	
[27]	✓	✓		✓		
[28]	✓	✓	✓			✓
[29] – [32]	✓	✓	✓			
[33]	✓	✓				✓
[34]		✓		✓		
[35]	✓	✓			✓	

електроенергетичною системою». Базуючись на стандарті IEEE 1547.4, острівна система з розподіленою генерацією (розглядається як мікромережа) відповідає чотирьом умовам: (I) містить відновлюване джерело енергії та навантаження, (II) має можливість від'єднання (паралельно працює) від системи електропостачання, (III) мі-

традиційні джерела та системи накопичення енергії [8, 9]. При паралельній роботі з основною мережею мікромережа віддає надлишок своєї енергії, для збільшення власного доходу, але вона продовжує працювати у разі збою основної мережі для забезпечення стабільності

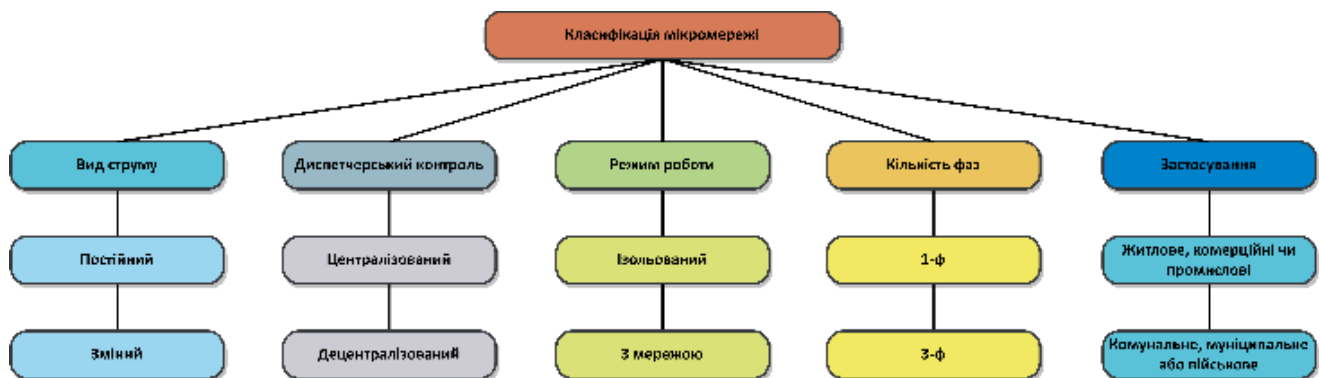


Рис. 8. Класифікація мікромереж

Fig. 8. Microgrids classification

стить локальну електроенергетичну систему та (IV) спеціально спроектована [6]. Отже, мікромережа може працювати у зв'язаних між собою режимах: з основною мережею в точці загального підключення або в острівному (автономному) режимі, коли вона від'єднана від основної мережі [7].

Приклад мікромережі показано на рис. 7. Вона об'єднує різноманітні компоненти, включаючи споживачів електроенергії (навантаження), перетворювачі електроенергії і розподілені енергетичні ресурси, такі як ВДЕ,

системи й організації живлення критичних навантажень. Мікромережа забезпечує безперервне електропостачання критичних навантажень в ізолюваному режимі з ефективним керуванням ВДЕ, відключенням навантаження та реагуванням на попит.

Центральний контролер і локальні контролери в її структурі використовуються для диспетчерської роботи системи мікромережі [10]. Таким чином, ефективне управління ВДЕ в мікромережі приводить до покращення продуктивності системи [11]. Різні комбінації гібридних

систем, які використовуються в мікромережах, представлені в табл. 1.

Технологія зв'язку має бути вибрана на основі застосування мікромережі, щоб мати рентабельну надійну взаємодію між її компонентами.

Мікромережі можна класифікувати за типом живлення, режимом роботи та керування (рис. 8), використовуючи їх для різних цілей, якими є: (а) віддалені, ізольовані та невідключені до розподільчої мережі об'єкти, якими можуть бути віддалені населені пункти, поселення, що розташовані в гірській місцевості, та військові містечка; (б) підключені до системи конфігурації, зокрема критично важливі інфраструктури, комерційні центри та промислові підприємства. Здебільшого мікромережі можуть належати комунальному підприємству, споживачеві чи незалежному виробнику електроенергії.

Основною перевагою мікромереж в електроенергетиці, безумовно, є їх можливість від'єднатися від основної мережі через збої, блекаути або з економічних причин [36]. Відповідно, це визначення приводить до поділу мікромереж на два основних типи з погляду режиму роботи: на з'єднані з мережею та острівні.

Для збільшення перспектив інтеграції ВДЕ до електричної мережі та мінімізації їх негативного впливу переважно використовується виробництво електроенергії на місцевому рівні в розподільчих електричних мережах або в автономному режимі у складі енергоострова. Зазвичай комплексність використання ВДЕ забезпечується використанням кількох форм відновлюваної енергії для виробництва електроенергії. Загальна структура комплексної системи може складатися з будь-якої комбінації ВДЕ залежно від наявності ресурсів в окремій області, потреби в навантаженні й усіх пов'язаних з цим витрат, включаючи витрати на установку, експлуатацію і технічне обслуговування. Серед доступних комбінацій гібридних систем є комбінація сонячної енергії (PV) та енергії вітру (В) перевагами якої є стрімкий розвиток компонентів у всьому світі, економічність та доступність.

Типова гібридна вітро-сонячна мікросистема може складатися з PV-В, PV-В-Дизель, PV-В-Система накопичення енергії (СНЕ) та комбінація, PV-В-Дизель-СНЕ з системою перетворення енергії (СТЕ) та без неї, як показано на рис. 9 та 10. Однак структура або компоненти і схеми з'єднань можуть відрізнятися при реальній установці залежно від номінальної потужності, матеріалів та інших технічних обмежень.

Використання комбінації сонячної енергії та енергії вітру може зменшити дискретний характер цих джерел і тим самим підвищити надійність гібридної системи. При роботі мікросистеми, підключеної до розподільчої електричної мережі, комбінація PV-В може бути корисна для підтримки системи шляхом забезпечення її чистою енергією. В автономній мікросистемі тільки комбінація PV-В не може гарантувати безперервне енергопостачання протягом 24 год. PV-В могли б зменшити коливання напруги, але, будучи нерегульованими джерелами енергії, PV-В не може брати участь в первинному регулюванні напруги і частоти без додаткових джерел. Оборотний резерв необхідний для забезпечення стійкої роботи системи електропостачання, а також для запобігання блекаутам при найгірших погодних умовах.

З урахуванням вимог щодо надійності гібридної мікромережі, на основі PV-В, дизель та система накопичення енергії можуть бути життєздатним варіантом для забезпечення якості та надійності мікромережі. Оскільки система накопичення енергії є передбачуваною та надійною з погляду диспетчеризації, система накопичення енергії швидкого реагування забезпечує можливість створення надійної автономної гібридної системи живлення. Поєднання ВДЕ та системи накопичення енергії є доцільним у сенсі вартості та вигоди, а також для забезпечення енергопостачання споживачів. Система накопичення енергії може гарантувати, що споживачі не будуть відключені, особливо в пікові навантаження, за

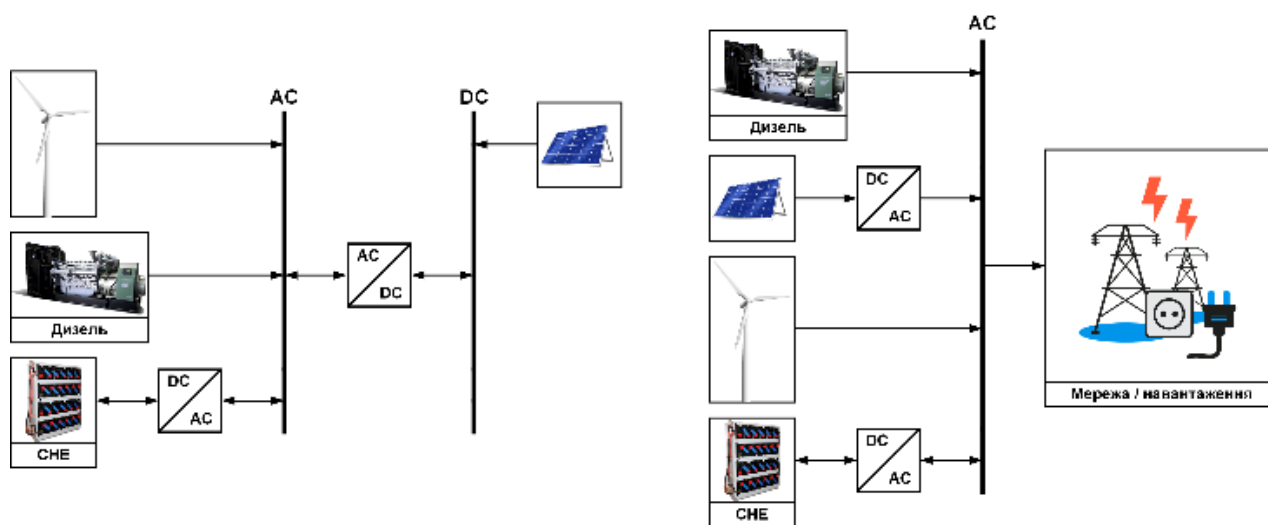


Рис. 9. Потенційні типові гібридні структури-1
Fig. 9. Potential typical hybrid structures-1

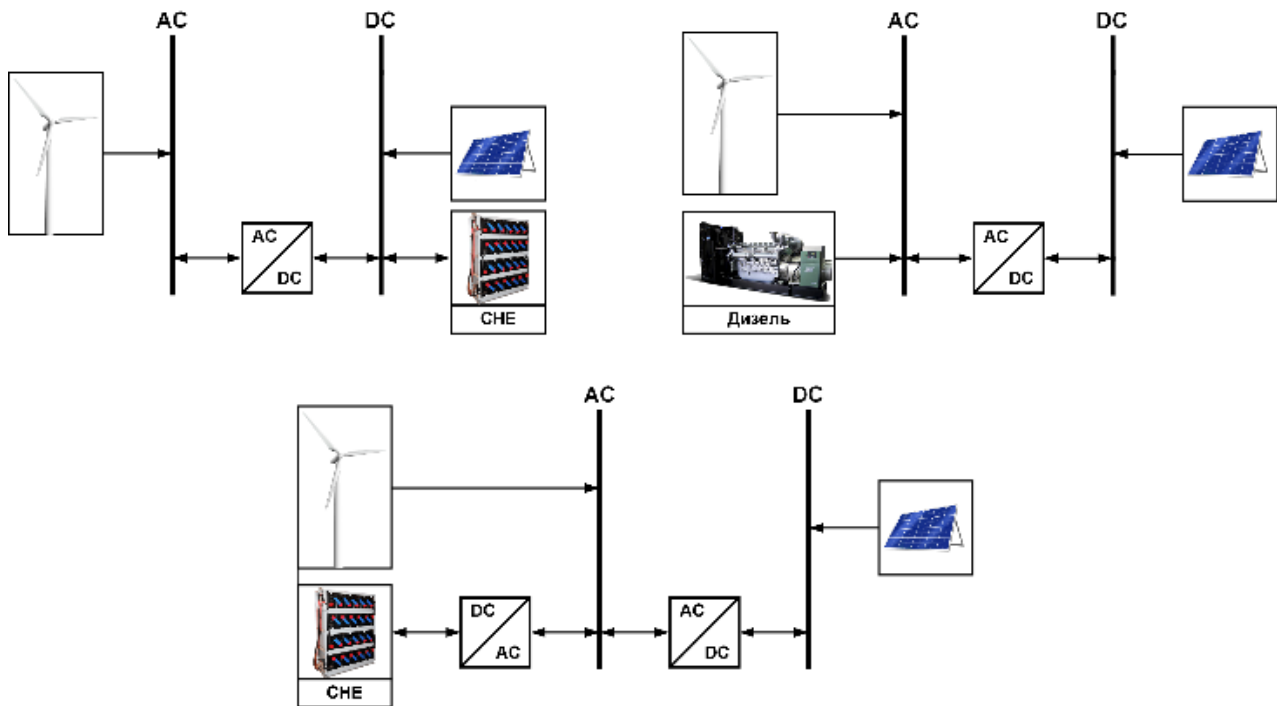


Рис. 10. Потенційні типові гібридні структури-2

Fig. 10. Potential typical hybrid structures-2

рахунок накопичення надлишкової енергії. Система накопичення енергії може бути побудована на основі акумуляторів [36, 37] або будь-яких інших систем, і в основному це залежить від вартості зберігання та інших попередніх обмежень. Поряд із системою накопичення енергії в деяких системах застосовується звичайне дизельне паливо [38] або перспективне біодизельне паливо [39–42], щоб гарантувати, що потреба в електроенергії може бути задоволена, якщо ємності системи накопичення недостатні для задоволення навантаження. Однак збільшення потужності джерел енергії може гарантувати вищу надійність системи, але спричинить додаткові витрати для системи. Тому співвідношення витрат і вигоди завжди має вирішальне значення при розробці гібридної системи.

Система накопичення енергії в мікромережі. Дискретний характер ВДЕ може привести до надлиш-ку/дефіциту енергії протягом короткого проміжку часу в секундному або хвилинному масштабі, а в деяких випадках і годинному. В цьому разі вартість одиниці енергії може бути низькою протягом періоду надлишку, але в ситуації дефіциту має бути відключене навантаження для підтримки надійності системи. Системи накопичення енергії дозволяють вирішити це питання, оскільки можуть споживати надлишкову енергію, як двигун і віддавати її у разі дефіциту – як генератор. Таким чином, при виборі системи відповідної потужності, буде забезпечено баланс виробництва електроенергії та споживання, що підвищує ефективність використання енергії, надійність та якість системи електропостачання [40, 41]. Система накопичення енергії може підтримувати вищий рівень розповсюдження ВДЕ. В острівному режимі система

накопичення енергії підтримує зберігання енергії для подальшого використання під час профіциту та відповідає за підтримання надійності системи електропостачання. Однак якщо до ізолюваної гібридної системи підключено дизельний генератор, система накопичення енергії може використовуватися тільки для підтримки якості електроенергії у період від декількох секунд до декількох хвилин, згладжуючи підтримку для відповідності балансу генерації/навантаження.

Система накопичення енергії може бути з'єднана шиною змінного або постійного струму гібридної системи, залежно від переваг проєктованої системи та інших технічних обмежень. Крім того, системи накопичення енергії можуть мати агреговану, розподілену або напіврозподілену конфігурацію, як показано на рис. 11. Однак такі конфігурації залежать від типу системи накопичення енергії, який використовується в цій гібридній системі.

Система накопичення енергії на основі акумуляторних батарей давно і широко використовується в усіх рівнях енергосистеми для різних цілей. Недавня тенденція в технології інтелектуальних мереж розглядала систему накопичення енергії на основі акумуляторних батарей як основу інтелектуальної мережі. Тенденція до зниження цін на акумулятори, експлуатаційна гнучкість, вища щільність енергії тощо сприяла ширшому використанню систем накопичення енергії на основі акумуляторних батарей в енергосистемі. У концепції мікромережі система накопичення енергії на основі акумуляторних батарей використовується для підтримки системи разом з дизельною системою або бере на себе

відповідальність за збереження надійності та якості гібридної системи [38].

Гідроакмулювання широко використовується в експлуатації мікромережі як система накопичення енергії.

та вивільняє накопичену енергію в години пік для покриття навантаження. У [46] досліджувалися загальні перспективи системи акумулювання енергії стисненим повітрям у вітро-дизельній гібридній системі та можливос-

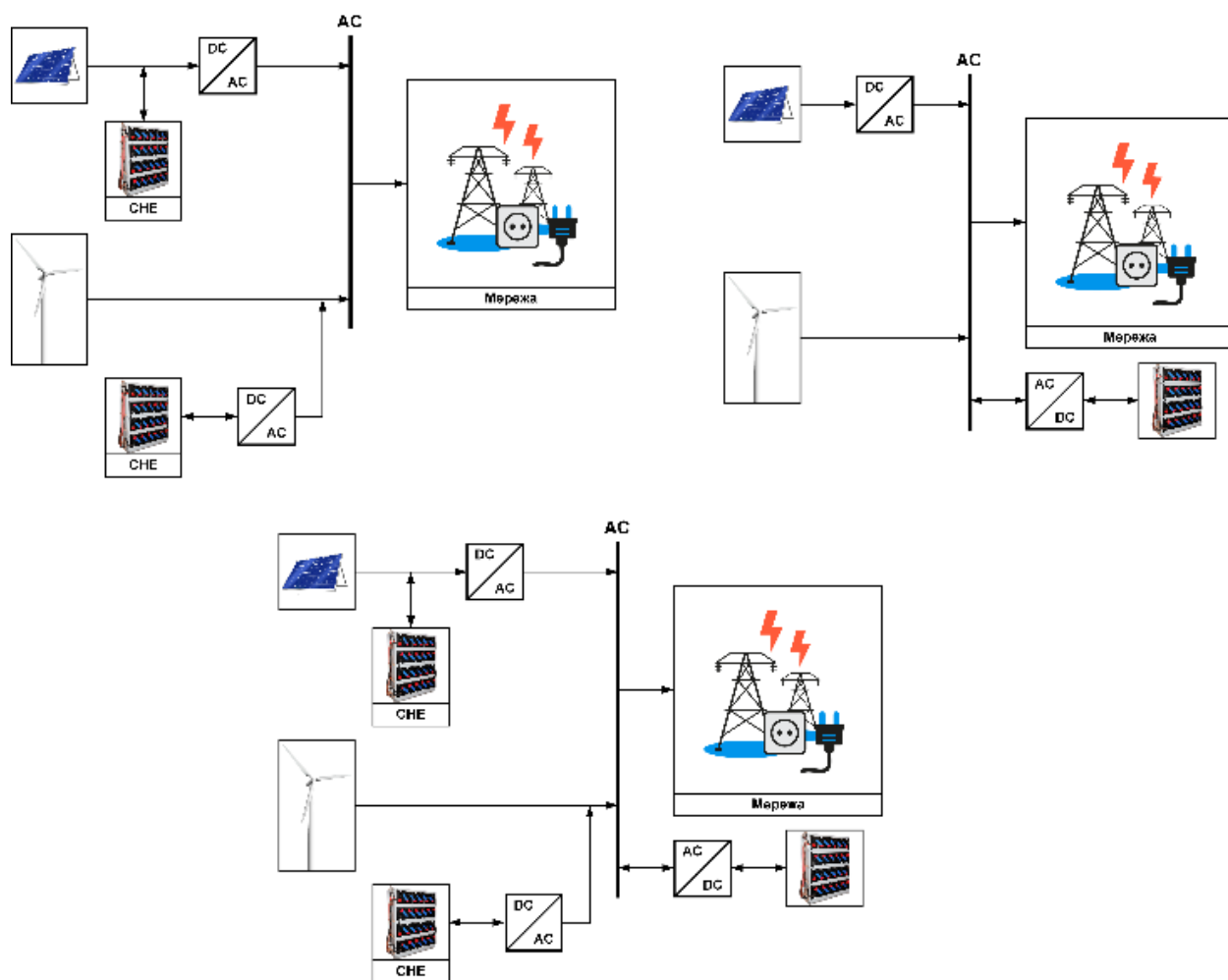


Рис. 11. Можливі конфігурації типового підключення системи накопичення енергії

Fig. 11. Possible configurations of typical energy storage system connection

Принцип роботи гідроакмулювання такий самий, як і в типовій гідроелектростанції: наповнення верхнього резервуара за рахунок надлишкової енергії та використання запасеної води для приводу турбіни в години пік. Однак при проведенні аналізу рентабельності гідроакмулювання можна враховувати меншу ефективність та високі інвестиційні витрати [43].

Система накопичення енергії з маховиком слідує принципу кінетичної енергії для зберігання енергії [44]. З багатьох можливих способів використання цієї системи в [45] розглядається використання система накопичення енергії з маховиком для підвищення стійкості системи в PV-вітер-система накопичення з точки зору управління вольт/герц у мікромережі.

У системі акумулювання енергії стисненим повітрям повітря стискається з використанням надлишкової енергії

ті вирішення технічних та економічних проблем вітрової електростанції.

Маючи питому потужність у 10–100 разів вище, ніж у акумуляторів [47], суперконденсатори (СК) можуть забезпечувати велике навантаження, але лише на короткий час. СК можуть забезпечувати підтримку напруги мікромережі, тим самим знижуючи несприятливий вплив ВДЕ на основну мережу [48]. Надпровідні магнітні накопичувачі енергії з високою потужністю та щільністю енергії можуть покращити динамічну стійкість системи мікромережі, пов'язаної з вітром [49]. Їх також можна використовувати для короточасної підтримки у разі ізолюваної роботи мікромережі через аварії. Короткий опис систем накопичення енергії наведено у табл. 2.

Навантаження. У мікромережі навантаження поділяються на дві основні категорії: критичні та некритичні [50–52]. Критичні навантаження вимагають високого

Таблиця 2. Короткий опис систем накопичення енергії в мікромережі

Table 2. Brief description of energy storage systems in the microgrid

Система накопичення	Джерело енергії	Призначення	Джерело
Акумуляторні батареї	Вітер-PV-батарея	Придатність гібридної системи для забезпечення навантаження, встановлення та експлуатаційних витрат	[38]
Гідроакумуляування	Вітер-PV-CHE	Мінімізація експлуатаційних витрат і зменшення навантаження на мережу	[43]
Система накопичення енергії з маховиком	Вітер-PV-CHE	Для підвищення стійкості системи	[45]
Системи акумуляування енергії стисненим повітрям	Вітер-дизель-CHE	Дослідження перспективи CHE в мікромережі	[46]
Суперконденсатори	ВДЕ-CHE	Забезпечення підтримки напруги	[48]
Надпровідні магнітні накопичувачі енергії	Вітер-CHE	Для підвищення динамічної стійкості	[49]

ступеня надійності для безперервного забезпечення необхідною енергією. Тоді як некритичні навантаження мають можливість бути відключені під час аварійного режиму для збалансування системи [53, 54]. Крім того, деякі з цих некритичних навантажень також можуть бути перенесені на інший час протягом доби відповідно до таких обмежень, як номінальна потужність і тривалість роботи.

Управління попитом на електроенергію. Управління попитом на електроенергію реалізується через реакцію на попит, яка є механізмом мінімізації навантаження при обмеженні енергопостачання [55]. На рис. 12 показано основну концепцію реагування на попит, яка просто означає вжиття належних заходів щодо зниження споживання електроенергії в години високих цін. На цьому рисунку видно, що коли ціна висока, попит знижується з Q до Q_{DR} , щоб зменшити ціну з P до P_{DR} . У довгостроковій перспективі, коли попит збільшується, ціна знижується, але в короткостроковій перспективі збільшення попиту в поєднанні з нестачею генерувальних потужностей призводить до збільшення ціни.

На ринку електроенергії через обмеження з боку генерувальних, передавальних та розподільчих мереж ціна зазвичай збільшується або навіть багаторазово перевищує номінальну ціну зі збільшенням попиту. Є два основних типи управління попитом: стимуляційне управління попитом і управління попитом на основі ціни.

Стимуляційне управління попитом полягає у формуванні спеціальних платежів для споживачів з метою скорочення рівня їх споживання у випадку, коли цього вимагає система мікромереж. При цьому типі реагування на попит споживачі одержують стимули до зниження свого попиту для забезпечення стабільності та надійності системи. Споживачі добровільно беруть участь у

таких програмах або можуть бути зобов'язані брати участь у них. Узявши участь у програмі, вони можуть бути піддані штрафним санкціям у разі невиконання умов контракту [56].

При прямому керуванні навантаженням комунальна компанія або оператор мікромережі має віддалений доступ до деяких пристроїв та навантажень споживача, щоб контролювати їх, коли це необхідно для балансування системи [57, 58]. В іншому підході, званому підходом навантаження, що переривається/скорочується, споживачі погоджуються зменшити своє навантаження на певну величину шляхом зменшення або відключення своїх навантажень, що перериваються/скорочуються [59].

Пропозиція попиту, також звана зворотним викупом, є ще одним підходом, заснованим на стимуляційному управлінні попитом, – великі споживачі зазвичай беруть участь у зниженні свого навантаження на ринку електроенергії в години пік, коли ціна перебуває на піку [60]. В іншому підході, який називається «Зниження споживання в аваріях», споживачі зобов'язуються знижувати/переміщати своє навантаження у відповідь на аварії в режимі реального часу. Такий підхід здебільшого використовується для подолання перевантаження мережі передачі та розподілу та може розглядатися як допоміжна послуга мережі [61].

Розглянемо управління попитом на основі ціни. Електроенергія, як і багато інших товарів, має проблему дисбалансу попиту та пропозиції. Отже, ціна на електроенергію може змінюватись, а в пікові години навіть у кілька разів вища за середню ціну. У зв'язку з цим було запроваджено різні моделі ціноутворення для спонукання споживачів змінити своє споживання, щоб упоратися з піковим навантаженням та сформувати попит.

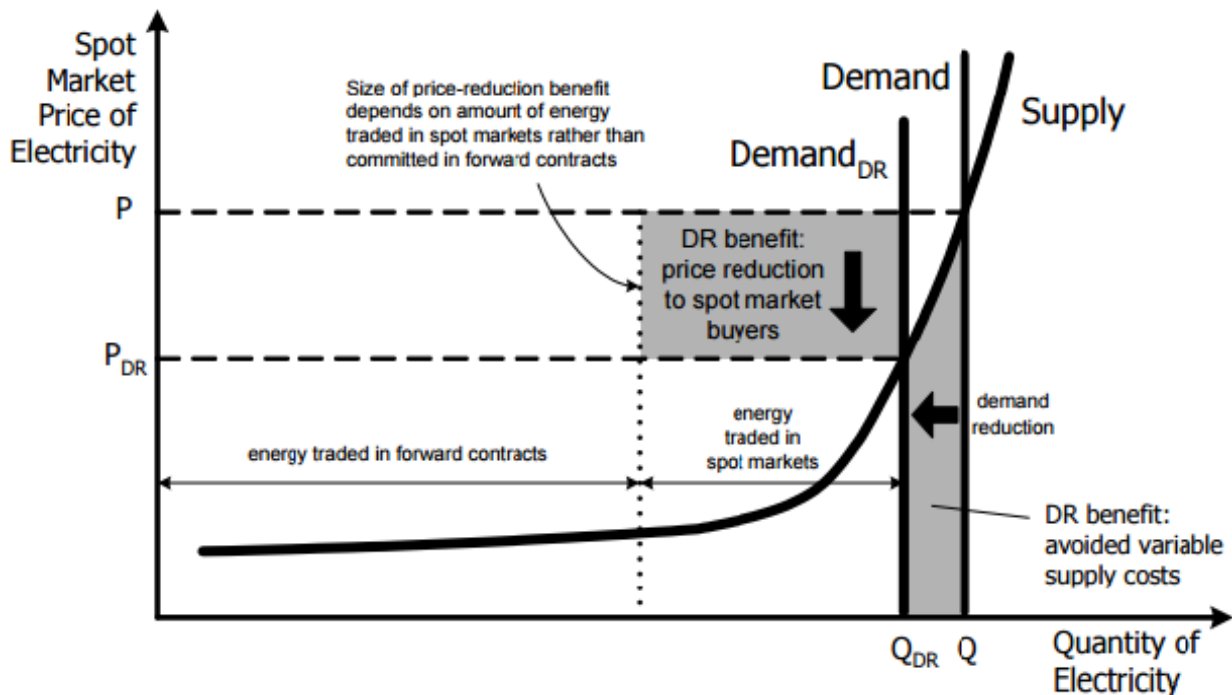


Рис. 12. Концепція управління попитом на електроенергію [55]

Fig. 12. The concept of electricity demand management

Найпоширеніші схеми ціноутворення обговорюються так:

- Фіксована ставка. Традиційно електроенергія постачалася за фіксованою постійною ціною в усі часи та для будь-якої кількості енергії. В цій схемі єдиний спосіб зменшення рахунку за електроенергію – зменшити загальну кількість використовуваної енергії. Ця схема не відображає насправді вартість електроенергії та не дає споживачам жодних стимулів для перенесення навантаження з годин пік. Вартість, що стягується з користувачів, є загальною вартістю постачання електроенергії (у довгостроковій перспективі), поділеною на загальний попит мережі.
- Час використання. Це схема ціноутворення, де час ділиться на періоди з різними, але фіксованими цінами на електроенергію. Зазвичай години доби поділяються на дві-три зони. Тризонна схема складається з непікових, середніх і пікових годин, тоді як двозонна схема має піковий і непіковий час. Поділ на етапи складає основу профілю попиту мережі. Ціна на електроенергію збільшується від непікових до пікових годин.
- Критичне пікове ціноутворення. Ця схема схожа на ціноутворення за часом використання, за винятком того, що коли надійність мережі перебуває на критичній стадії, ціна збільшується, щоб спонукати споживачів до зниження їх попиту [62].
- Ціноутворення в реальному часі. Ця схема також має назву «динамічне ціноутворення» і полягає в тому, що ціна на електроенергію змінюється в кожен часовий інтервал на основі реальної ціни на

електроенергію [63]. Ціни доводяться до споживачів заздалегідь, наприклад на добу чи на годину вперед.

Висновки. Мікромережа є одним із ключових елементів інтелектуальної мережі, що дає змогу уникати тривалих перерв в електропостачанні внаслідок аварій чи інших несприятливих умов. Крім того, система такої конфігурації здатна забезпечувати електричною енергією віддалених, ізольованих та невідключених до загальної енергосистеми споживачів. Враховуючи загальну доступність і певні успіхи у побудові ефективних систем на базі PV модулів і вітроустановок, ці джерела стають базовими у формуванні конфігурації гібридних мікромереж. Хоча гібридна конфігурація фотоелектричних та вітряних електростанцій забезпечує високий ступінь системної стабільності з погляду зниження коливань від гібридних систем, система акумулювання та дизельний генератор все ж таки є незамінними елементами, необхідними для забезпечення надійної та стабільної роботи системи. Застосування способів управління процесом забезпечення електричною енергією дозволяє оптимізувати роботу мікромережі за вибраним критерієм. Вибір способу управління енергоспоживанням залежить від її режиму роботи, рівня децентралізації, економічного аспекту, а також характеру дії ВДЕ. Крім того, потребує подальшого дослідження питання надійності роботи мікромереж в ізольованому та віддаленому режимах роботи, що дасть змогу підвищити їх загальну енергоефективність.

ПОСИЛАННЯ

1. ExxonMobil. 2017 outlook for energy: A view to 2040. ExxonMobil, 2017. 20 p.
2. IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019. 52 p.
3. Lynch P. 2016 Climate Trends Continue to Break Records. NASA.
URL: <https://www.nasa.gov/feature/goddard/2016/climate-trends-continue-to-break-records>.
4. Andre T., Guerra F. Renewables 2020 Global Status Report. Paris : REN20, 2020. 367 p.
5. SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards 25 Version 3.1. Official edition. 2014. 259 p.
6. Kroposki B., Basso T., DeBlasio R. Microgrid standards and technologies. *Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 20–24 July 2008.
URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2008.4596703>.
7. Microgrids / N. Hatziargyriou et al. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2007. Vol. 5, no. 4. P. 78–94.
URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2007.376583>.
8. Zia M. F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. E. H. An Energy Management System for Hybrid Energy Sources-based Stand-alone Marine Microgrid. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019. Vol. 322. P. 012001.
URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/322/1/012001>.
9. Energy Management System for an Islanded Microgrid With Convex Relaxation / M. F. Zia et al. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55, no. 6. P. 7175–7185.
URL: <https://doi.org/10.1109/tia.2019.2917357>.
10. LI Y., NEJABATKHAH F. Overview of control, integration and energy management of microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2014. Vol. 2, no. 3. P. 212–222.
URL: <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0063-1>.
11. Microgrids large scale integration of microgeneration to low voltage grids / N. Hatziargyriou et al. *CIGRE 2006*. 2006.
12. Amrollahi M. H., Bathaee S. M. T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response. *Applied Energy*. 2017. Vol. 202. P. 66–77.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.116>.
13. Homeostatic control, smart metering and efficient energy supply and consumption criteria: A means to building more sustainable hybrid micro-generation systems / F. F. Yanine et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 38. P. 235–258.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.078>.
14. Abedini M., Moradi M. H., Hosseini S. M. Optimal management of microgrids including renewable energy sources using GPSO-GM algorithm. *Renewable Energy*. 2016. Vol. 90. P. 430–439.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.014>.
15. Caballero F., Sauma E., Yanine F. Business optimal design of a grid-connected hybrid PV (photovoltaic)-wind energy system without energy storage for an Easter Island's block. *Energy*. 2013. Vol. 61. P. 248–261.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.030>.
16. Li F.-F., Qiu J. Multi-objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system. *Applied Energy*. 2016. Vol. 167. P. 377–384.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.018>.
17. Askarzadeh A. A. Memory-Based Genetic Algorithm for Optimization of Power Generation in a Microgrid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2018. Vol. 9, no. 3. P. 1081–1089.
URL: <https://doi.org/10.1109/tste.2017.2765483>.
18. Mix-mode energy management strategy and battery sizing for economic operation of grid-tied microgrid / S. Sukumar et al. *Energy*. 2017. Vol. 118. P. 1322–1333.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.018>.
19. A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid / J. B. Almada et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 60. P. 1396–1404.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.002>.
20. Operation window constrained strategic energy management of microgrid with electric vehicle and distributed resources / L. K. Panwar et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. Vol. 11, no. 3. P. 615–626.
URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0654>.
21. Optimal scheduling of a microgrid with a fuzzy logic controlled storage system / J. P. Fossati et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 68. P. 61–70.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.032>.
22. Bazar A., Kavousi-Fard A. Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable microgrids including storage devices. *Renewable Energy*. 2013. Vol. 59. P. 158–166.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.026>.
23. Bogaraj T., Kanakaraj J. Intelligent energy management control for independent microgrid. *Sādhanā*. 2016. Vol. 41, no. 7. P. 755–769.
URL: <https://doi.org/10.1007/s12046-016-0515-6>.
24. Tabar V. S., Jirdehi M. A., Hemmati R. Energy management in microgrid based on the multi objective stochastic programming incorporating portable renewable energy resource as demand response option. *Energy*. 2017. Vol. 118. P. 827–839.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.113>.
25. Motevasel M., Seifi A. R., Niknam T. Multi-objective energy management of CHP (combined heat and power)-based micro-grid. *Energy*. 2013. Vol. 51. P. 123–136.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.035>.
26. Hybrid Energy System Design of Micro Hydro-PV-biogas Based Micro-grid / Nishrina et al. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2017. Vol. 180. P. 012080.
URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/180/1/012080>.
27. Arefifar S. A., Ordóñez M., Mohamed Y. Energy Management in Multi-Microgrid Systems – Development and Assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. P. 1.

- URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2568858>.
28. Energy management and operation modelling of hybrid AC–DC microgrid / P. Teimourzadeh Baboli et al. *IEE Generation, Transmission & Distribution*. 2014. Vol. 8, no. 10. P. 1700–1711. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0793>.
29. Tenfen D., Finardi E. C. A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 122. P. 19–28. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.019>.
30. Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source / A. A. Moghaddam et al. *Energy*. 2011. Vol. 36, no. 11. P. 6490–6507. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.09.017>.
31. Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid / A. Chaouachi et al. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60, no. 4. P. 1688–1699. URL: <https://doi.org/10.1109/tie.2012.2188873>.
32. Rezaei N., Kalantar M. Stochastic frequency-security constrained energy and reserve management of an inverter interfaced islanded microgrid considering demand response programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 69. P. 273–286. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.023>.
33. Guo Y., Zhao C. Islanding-Aware Robust Energy Management for Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, no. 2. P. 1301–1309. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2585092>.
34. Energy management system for stand-alone diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system / C. Wang et al. *Energy*. 2016. Vol. 97. P. 90–104. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.099>.
35. A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources / B. Bhandari et al. *Applied Energy*. 2014. Vol. 133. P. 236–242. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.033>.
36. Asmus P. Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. *The Electricity Journal*. 2010. Vol. 23, no. 10. P. 72–82. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2010.11.001>.
37. Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia / M. Fadaeenejad et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 299–305. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.003>.
38. Nandi S. K., Ghosh H. R. Prospect of wind–PV–battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh. *Energy*. 2010. Vol. 35, no. 7. P. 3040–3047. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.044>.
39. Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village / S. Rehman et al. *Renewable Energy*. 2012. Vol. 38, no. 1. P. 258–268. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.028>.
40. A source of renewable energy in Malaysia, why bio-diesel? / M. H. M. Ashnani et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 35. P. 244–257. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.001>.
41. Dwivedi G., Sharma M. P. Prospects of biodiesel from Pongamia in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 32. P. 114–122. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.009>.
42. Potential of biodiesel as a renewable energy source in Bangladesh / M. Habibullah et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 50. P. 819–834. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.149>.
43. Kaur M., Verma Y. P., Sharma M. K. Impact of demand response and pumped storage on microgrid operation. 2016 *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, India, 4–6 July 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/icpeices.2016.7853581>.
44. Ter-Gazarian A. Energy Storage for Power System. Trowbridge, Wiltshire: Peter Peregrinus Ltd., 1994. 238 p.
45. Park J.-D. Simple flywheel energy storage using squirrel-cage induction machine for DC bus microgrid systems. *IECON 2010 - 36th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Glendale, AZ, USA, 7–10 November 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/iecon.2010.5674948>.
46. Ibrahim H., Belmokhtar K., Ghandour M. Investigation of Usage of Compressed Air Energy Storage for Power Generation System Improving - Application in a Microgrid Integrating Wind Energy. *Energy Procedia*. 2015. Vol. 73. P. 305–316. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.694>.
47. Guoying C., W.Y.X. Research on the energy storage characteristics of super capacitor. *World Power Supply*. 2009. Vol. 1. P. 33–38.
48. Wu Bingbing, Yin Zhongdong, Xiao Xiangning. Super-capacitors energy storage system applied in the microgrid. 2010 *5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Taichung, Taiwan, 15–17 June 2010. 2010. URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2010.5515758>.
49. Molina M. G., Mercado P. E. Power Flow Stabilization and Control of Microgrid with Wind Generation by Superconducting Magnetic Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2011. Vol. 26, no. 3. P. 910–922. URL: <https://doi.org/10.1109/tpel.2010.2097609>.
50. Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities / Y. Yoldaş et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 72. P. 205–214. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064>.
51. Su W., Wang J. Energy Management Systems in Microgrid Operations. *The Electricity Journal*. 2012. Vol. 25, no. 8. P. 45–60. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.010>.
52. Korada N., Mishra M. K. Grid Adaptive Power Management Strategy for an Integrated Microgrid With Hybrid Energy Storage. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017. Vol. 64, no. 4. P. 2884–2892. URL: <https://doi.org/10.1109/tie.2016.2631443>.
53. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review / N. N. A. Bakar et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 71. P. 161–169. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.049>.

54. Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources / H. Gao et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 12. P. 2953–2961.
URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1452>.
55. U.S. Department Energy. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them - A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. U.S. Department of Energy, 2006. 122 p.
56. Siano P. Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 461–478.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>.
57. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches / R. Deng et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015. Vol. 11, no. 3. P. 570–582.
URL: <https://doi.org/10.1109/tii.2015.2414719>.
58. Zia M. F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. Optimal operational planning of scalable DC microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations. *Applied Energy*. 2019. Vol. 237. P. 695–707.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.040>.
59. Albadi M. H., El-Saadany E. F. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2008. Vol. 78, no. 11. P. 1989–1996.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>.
60. Demand bidding/buyback modeling and its impact on market clearing price / J. Saebi et al. *2010 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2010)*, Manama, Bahrain, 18–22 December 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/energycon.2010.5771788>.
61. Tyagi R., Black J. W. Emergency demand response for distribution system contingencies. *IEEE PES T&D 2010*, New Orleans, LA, USA, 19–22 April 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/tdc.2010.5484598>.
62. Herter K. Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy*. 2007. Vol. 35, no. 4. P. 2121–2130.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.019>.
63. Patrick R. H., Wolak F. A. Real-Time Pricing and Demand Side Participation in Restructured Electricity Markets. *Electricity Pricing in Transition*. Boston, MA, 2002. P. 345–360.
URL: https://doi.org/10.1007/978-1-4615-0833-5_23.
4. Andre T., Guerra F. Renewables 2020 Global Status Report. Paris : REN20, 2020. 367 p.
5. SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards 25 Version 3.1. Official edition. 2014. 259 p.
6. Kroposki B., Basso T., DeBlasio R. Microgrid standards and technologies. *Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 20–24 July 2008. 2008.
URL: <https://doi.org/10.1109/pes.2008.4596703>.
7. Microgrids / N. Hatziaargyriou et al. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2007. Vol. 5, no. 4. P. 78–94.
URL: <https://doi.org/10.1109/mpae.2007.376583>.
8. Zia M. F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. E. H. An Energy Management System for Hybrid Energy Sources-based Stand-alone Marine Microgrid. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019. Vol. 322. P. 012001.
URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/322/1/012001>.
9. Energy Management System for an Islanded Microgrid With Convex Relaxation / M. F. Zia et al. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55, no. 6. P. 7175–7185.
URL: <https://doi.org/10.1109/tia.2019.2917357>.
10. LI Y., NEJABATKHAH F. Overview of control, integration and energy management of microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2014. Vol. 2, no. 3. P. 212–222.
URL: <https://doi.org/10.1007/s40565-014-0063-1>.
11. Microgrids large scale integration of microgeneration to low voltage grids / N. Hatziaargyriou et al. *CIGRE 2006*. 2006.
12. Amrollahi M. H., Bathaee S. M. T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response. *Applied Energy*. 2017. Vol. 202. P. 66–77.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.116>.
13. Homeostatic control, smart metering and efficient energy supply and consumption criteria: A means to build more sustainable hybrid micro-generation systems / F. F. Yanine et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 38. P. 235–258.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.078>.
14. Abedini M., Moradi M. H., Hosseinian S. M. Optimal management of microgrids including renewable energy sources using GPSO-GM algorithm. *Renewable Energy*. 2016. Vol. 90. P. 430–439.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.014>.
15. Caballero F., Sauma E., Yanine F. Business optimal design of a grid-connected hybrid PV (photovoltaic)-wind energy system without energy storage for an Easter Island's block. *Energy*. 2013. Vol. 61. P. 248–261.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.030>.
16. Li F.-F., Qiu J. Multi-objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system. *Applied Energy*. 2016. Vol. 167. P. 377–384.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.018>.
17. Askarzadeh A. A. Memory-Based Genetic Algorithm for Optimization of Power Generation in a Microgrid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2018. Vol. 9, no. 3. P. 1081–1089.
URL: <https://doi.org/10.1109/tste.2017.2765483>.

REFERENCES

1. ExxonMobil. 2017 outlook for energy: A view to 2040. ExxonMobil, 2017. 20 p.
2. IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2019. 52 p.
3. Lynch P. 2016 Climate Trends Continue to Break Records. NASA. URL: <https://www.nasa.gov/feature/goddard/2016/climate-trends-continue-to-break-records>.

18. Mix-mode energy management strategy and battery sizing for economic operation of grid-tied microgrid / S. Sukumar et al. *Energy*. 2017. Vol. 118. P. 1322–1333. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.018>.
19. A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid / J. B. Almada et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 60. P. 1396–1404. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.002>.
20. Operation window constrained strategic energy management of microgrid with electric vehicle and distributed resources / L. K. Panwar et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. Vol. 11, no. 3. P. 615–626. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0654>.
21. Optimal scheduling of a microgrid with a fuzzy logic controlled storage system / J. P. Fossati et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 68. P. 61–70. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.032>.
22. Baziar A., Kavousi-Fard A. Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable microgrids including storage devices. *Renewable Energy*. 2013. Vol. 59. P. 158–166. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.026>.
23. Bogaraj T., Kanakaraj J. Intelligent energy management control for independent microgrid. *Sādhanā*. 2016. Vol. 41, no. 7. P. 755–769. URL: <https://doi.org/10.1007/s12046-016-0515-6>.
24. Tabar V. S., Jirdehi M. A., Hemmati R. Energy management in microgrid based on the multi objective stochastic programming incorporating portable renewable energy resource as demand response option. *Energy*. 2017. Vol. 118. P. 827–839. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.113>.
25. Motevasel M., Seifi A. R., Niknam T. Multi-objective energy management of CHP (combined heat and power)-based micro-grid. *Energy*. 2013. Vol. 51. P. 123–136. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.035>.
26. Hybrid Energy System Design of Micro Hydro-PV-biogas Based Micro-grid / Nishrina et al. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2017. Vol. 180. P. 012080. URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/180/1/012080>.
27. Arefifar S. A., Ordonez M., Mohamed Y. Energy Management in Multi-Microgrid Systems – Development and Assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. P. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2568858>.
28. Energy management and operation modelling of hybrid AC–DC microgrid / P. Teimourzadeh Baboli et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2014. Vol. 8, no. 10. P. 1700–1711. URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0793>.
29. Tenfen D., Finardi E. C. A mixed integer linear programming model for the energy management problem of microgrids. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 122. P. 19–28. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.019>.
30. Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source / A. A. Moghaddam et al. *Energy*. 2011. Vol. 36, no. 11. P. 6490–6507. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.09.017>.
31. Multiobjective Intelligent Energy Management for a Microgrid / A. Chaouachi et al. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60, no. 4. P. 1688–1699. URL: <https://doi.org/10.1109/tie.2012.2188873>.
32. Rezaei N., Kalantar M. Stochastic frequency-security constrained energy and reserve management of an inverter interfaced islanded microgrid considering demand response programs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 69. P. 273–286. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.023>.
33. Guo Y., Zhao C. Islanding-Aware Robust Energy Management for Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, no. 2. P. 1301–1309. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2585092>.
34. Energy management system for stand-alone diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system / C. Wang et al. *Energy*. 2016. Vol. 97. P. 90–104. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.099>.
35. A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources / B. Bhandari et al. *Applied Energy*. 2014. Vol. 133. P. 236–242. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.033>.
36. Asmus P. Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. *The Electricity Journal*. 2010. Vol. 23, no. 10. P. 72–82. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2010.11.001>.
37. Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification in Malaysia / M. Fadaeenejad et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 299–305. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.003>.
38. Nandi S. K., Ghosh H. R. Prospect of wind–PV–battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh. *Energy*. 2010. Vol. 35, no. 7. P. 3040–3047. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.044>.
39. Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village / S. Rehman et al. *Renewable Energy*. 2012. Vol. 38, no. 1. P. 258–268. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.028>.
40. A source of renewable energy in Malaysia, why biodiesel? / M. H. M. Ashnani et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 35. P. 244–257. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.001>.
41. Dwivedi G., Sharma M. P. Prospects of biodiesel from Pongamia in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 32. P. 114–122. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.009>.
42. Potential of biodiesel as a renewable energy source in Bangladesh / M. Habibullah et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 50. P. 819–834. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.149>.
43. Kaur M., Verma Y. P., Sharma M. K. Impact of demand response and pumped storage on microgrid operation. 2016 *IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, India, 4–6 July 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/icpeices.2016.7853581>.

44. Ter-Gazarian A. Energy Storage for Power System. Trowbridge, Wiltshire : Peter Peregrinus Ltd., 1994. 238 p.
45. Park J.-D. Simple flywheel energy storage using squirrel-cage induction machine for DC bus microgrid systems. *IECON 2010 - 36th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Glendale, AZ, USA, 7–10 November 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/iecon.2010.5674948>.
46. Ibrahim H., Belmokhtar K., Ghandour M. Investigation of Usage of Compressed Air Energy Storage for Power Generation System Improving - Application in a Microgrid Integrating Wind Energy. *Energy Procedia*. 2015. Vol. 73. P. 305–316.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.694>.
47. Guoying C., W.Y.X. Research on the energy storage characteristics of super capacitor. *World Power Supply*. 2009. Vol. 1. P. 33–38.
48. Wu Bingbing, Yin Zhongdong, Xiao Xiangning. Super-capacitors energy storage system applied in the microgrid. *2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Taichung, Taiwan, 15–17 June 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/iciea.2010.5515758>.
49. Molina M. G., Mercado P. E. Power Flow Stabilization and Control of Microgrid with Wind Generation by Superconducting Magnetic Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2011. Vol. 26, no. 3. P. 910–922. URL: <https://doi.org/10.1109/tpel.2010.2097609>.
50. Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities / Y. Yoldaş et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 72. P. 205–214.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064>.
51. Su W., Wang J. Energy Management Systems in Microgrid Operations. *The Electricity Journal*. 2012. Vol. 25, no. 8. P. 45–60.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.010>.
52. Korada N., Mishra M. K. Grid Adaptive Power Management Strategy for an Integrated Microgrid With Hybrid Energy Storage. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017. Vol. 64, no. 4. P. 2884–2892.
URL: <https://doi.org/10.1109/tie.2016.2631443>.
53. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review / N. N. A. Bakar et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 71. P. 161–169.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.049>.
54. Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources / H. Gao et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 12. P. 2953–2961.
URL: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.1452>.
55. U.S. Department Energy. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them - A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. U.S. Department of Energy, 2006. 122 p.
56. Siano P. Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. P. 461–478.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>.
57. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches / R. Deng et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2015. Vol. 11, no. 3. P. 570–582.
URL: <https://doi.org/10.1109/tii.2015.2414719>.
58. Zia M. F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. Optimal operational planning of scalable DC microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations. *Applied Energy*. 2019. Vol. 237. P. 695–707.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.040>.
59. Albadi M. H., El-Saadany E. F. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*. 2008. Vol. 78, no. 11. P. 1989–1996.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>.
60. Demand bidding/buyback modeling and its impact on market clearing price / J. Saebi et al. *2010 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON 2010)*, Manama, Bahrain, 18–22 December 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/energycon.2010.5771788>.
61. Tyagi R., Black J. W. Emergency demand response for distribution system contingencies. *IEEE PES T&D 2010*, New Orleans, LA, USA, 19–22 April 2010. 2010.
URL: <https://doi.org/10.1109/tdc.2010.5484598>.
62. Herter K. Residential implementation of critical-peak pricing of electricity. *Energy Policy*. 2007. Vol. 35, no. 4. P. 2121–2130.
URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.06.019>.
63. Patrick R. H., Wolak F. A. Real-Time Pricing and Demand Side Participation in Restructured Electricity Markets. *Electricity Pricing in Transition*. Boston, MA, 2002. P. 345–360.
URL: https://doi.org/10.1007/978-1-4615-0833-5_23.