

**ВИКОРИСТАННЯ ДИНАМІЧНОЇ ТАРИФІКАЦІЇ ДЛЯ ОПТИМІЗАЦІЇ
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ MICROGRID
НА ЛОКАЛЬНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

О.В. Кириленко^{1*}, акад. НАН України, **В.Я. Жуйков^{2**}**, докт. техн. наук,
С.П. Денисюк², докт. техн. наук

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

² НТУ України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна,

e-mail: spdens@ukr.net

Охарактеризовано особливості розвитку електроенергетики України з точки зору формування перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України та розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Під час аналізу проблематики впровадження ВДЕ в енергетичну систему України та використання прогресивних систем тарифоутворення виділено три рівні: вищий рівень – ОЕС України; середній – регіональні енергокомпанії; нижній – локальні системи енергозабезпечення. Показано, що актуальним є дослідження вибору стратегії кращої реалізації динамічних цін на електроенергію, а також трендів розвитку бізнес-моделей для локальних ринків електроенергії з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів. Розглянуто особливості розвитку Microgrid як базового елементу функціонування локальних ринків електроенергії за умови формування оптимальних режимів генерації та споживання електроенергії з використанням динамічної тарифікації, що може забезпечити значну частину компенсації небалансу, обумовлену широким впровадженням ВДЕ. У роботі формування динамічних цін розглядається на рівні локальних електроенергетичних систем (Microgrid), які мають особливості як функціонування, так і реалізації бізнес-моделей. Проаналізовано елементи бізнес-моделі для локального електроенергетичного ринку, яка запропонована для єдиного власника всіх генераторів та споживачів, коли Microgrid розглядається як самостійний елемент локального ринку, де забезпечується динамічний баланс між попитом та пропозицією. Визначено, що на рівні локальних систем енергозабезпечення тарифікація обов'язково повинна базуватися на динамічних моделях, які враховуватимуть динамічний характер генерації та регулювання споживання електроенергії в системі та стимулювання відповідних бажаних дій зі сторони споживача. Запропоновано за динамічної тарифікації застосовувати розрахунок тарифу не за інтервалом часу, а за станом, а також з метою контролю оптимальності рівнів генерації і споживання електроенергії використовувати еталонний тариф та формування еталонних профілів генерації і споживання електроенергії. Для оцінки нев'язки щодо поточних та оптимальних режимів електроживлення використано модифіковану реактивну потужність Фризе. Бібл. 37, табл. 1.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, локальні системи енергозабезпечення, Microgrid, динамічна тарифікація, еталонний тариф, щосекундна тарифікація, потужність Фризе.

Вступ. Інноваційні перетворення сучасної енергетики визначаються пріоритетами, позначеними концепцією «5D»: децентралізація, декарбонізація, дигіталізація, дерегуляція та демократизація, а власне розвиток енергетики невіддільний від вирішення проблем кліматичних змін [1 – 3]. Так, у процесі реалізації цілей «Європейський зелений курс» (European Green Deal) (грудень 2019 р.) особливу увагу приділятимуть розвитку зеленої енергетики та технологіям зберігання енергії, розвитку та зростанню маневровості атомної генерації, впровадженню сучасних технологій в енергетиці – інтелектуальних мереж, Smart-лічильників, «Інтернету речей», «зеленої» водневої енергетики, енергоефективності [2]. Це зумовило інтенсивний розвиток ринків електроенергії та допоміжних послуг, щоб задовольнити вимогам енергетичного переходу. Зі зростанням обсягів використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) моделі ринків електроенергії стають все більш складними та різноманітними. Традиційний ринок електроенергії стикається з проблемами інтеграції

© Кириленко О.В., Жуйков В.Я., Денисюк С.П., 2022

ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0003-3610-7670>; ** <https://orcid.org/0000-0002-3338-2426>;

*** <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>

нових джерел виробництва електроенергії (ЕЕ), технологій, інфраструктури, зростання попиту та ринку, орієнтованого на споживача [4–10]. У той же час поширення технологій моніторингу та автоматизації мережі в розподільних системах середньої та низької напруги разом із значною кількістю цифрових технологій уможливили розробку та функціонування локальних (місцевих) структур ринку ЕЕ ((local electricity market, LEM)) [8–10]. На відміну від оптових ринків ЕЕ, такі локальні структури ринків ЕЕ можуть бути розроблені більш детально, гнучко відображати конкретні суспільні потреби, прийняття певних децентралізованих технологій виробництва і зберігання енергії в певній географічній зоні, а також розробляти енергетичні продукти на замовлення та послуги системи розподілу [7].

У більшості відомих досліджень локальних ринків ЕЕ вивчається динамічне ціноутворення локальних електроенергетичних систем (Microgrid), де постачальник послуг виступає посередником між комунальним підприємством та споживачами. Однак потребує також вирішення проблеми, коли Microgrid представляють собою взаємопов'язаний енерготехнологічний комплекс у складі об'єктів джерел розосередженої генерації (ДРГ), джерел енергетичної гнучкості та споживачів електроенергії, які поєднані єдиним керуванням, тобто представляють інтегровані енергетичні системи (комплекси), в яких важливо сумісно врахувати техніко-економічні характеристики. Актуальним науковим напрямком вирішення питань щодо широкого впровадження ВДЕ в енергетичну систему є використання прогресивних систем тарифоутворення [11 – 14]. Виділяють два важливих напрямки розвитку динамічного ціноутворення: *на наступну добу* (у переважній більшості випадків) та у *режимі реального часу* (Real-Time Pricing, RTP) [12 – 14]. Схема ціноутворення в реальному часі є ідеальним методом задля регулювання балансу потужності між попитом та пропозицією в інтелектуальних електромережах, зокрема, в Microgrid має істотний вплив на поведінку споживачів, роботу системи в цілому та загальне керування системою.

На сьогодні актуальним завданням є оптимізація роботи Microgrid як за технічними, так і економічними показниками, розглядаючи їхнє функціонування на системному рівні та забезпечуючи вибір стратегій кращої реалізації динамічних цін, а також трендів розвитку бізнес-моделей з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів. Системи тарифоутворення в електроенергетичних схемах з ВДЕ змінювалися від системи стаціонарних тарифів та тарифів за зонами доби до системи динамічних тарифів [11, 12].

Метою статті є аналіз динамічного ціноутворення та проблем планування (оптимізації) споживання енергії в Microgrid при забезпеченні максимальної адаптації ДРГ до режимів електроспоживання, зокрема, розробка методології оптимізації витрат первинного палива і визначення приведених затрат на виробництво 1 кВт·год ЕЕ в Microgrid за рахунок реалізації динамічного ціноутворення з врахуванням технічних і економічних показників та факторів, які впливають на попит на ЕЕ та залежать від режимів роботи генераторів і навантажень.

Аналіз сучасних тенденцій розвитку ВДЕ в Україні. Сумарна світова потужність генерації сонячними електростанціями (СЕС) на кінець 2020 р. становила приблизно 760 ГВт (зросла майже у 20 разів у порівнянні з 2010 р.), у свою чергу сумарна світова потужність генерації вітровими електростанціями (ВЕС) на кінець 2020 р. становила приблизно 743 ГВт (зросла в 3,75 рази у порівнянні з 2010 р.) [5]. За період 2010 – 2020 рр. глобальний Levelized Cost of Energy (LCOE) від нещодавно введених в експлуатацію в електроенергетичні мережі окремих технологій виробництва ВДЕ зменшився: СЕС – на 85 %, сонячні концентратори тепла – 68 %, офшорні ВЕС – 54 %, ВЕС на суші – на 48 %. Загальна потужність операційного накопичення енергії в 2020 році досягла 191,1 ГВт, що відображає зростання на 3,4% з року в рік. Найбільшим ринком був Китай (18,6% загального обсягу), який до кінця 2020 року досяг 35,6 ГВт, що на 4,9% більше, ніж у 2019 році. США додали 1,5 ГВт, досягнувши до кінця року приблизно 23,2 ГВт. Європейський ринок зріс на 54%, додавши 1,7 ГВт накопичувальної потужності до сукупної потужності 5,4 ГВт.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) виділило шість технічних і економічних характеристик, які є специфічними для ВДЕ та відрізняє їх від інших технологій генерації, що передбачають можливість диспетчерського керування [16]. Вихідну потужність ВДЕ можна охарактеризувати наступним чином: мінлива, непередбачувана, залежна від місця розташування, асинхронна, модульна та така, що відрізняється низьким рівнем змінних витрат [16].

Постійне нарощування потужностей генерації ВДЕ обумовлює необхідність впровадження нових балансуєчих потужностей і відповідної трансформації існуючої структури генеруючих потужностей [2, 17]. Модернізація електроенергетичних систем згідно концепції Smart Grid дає змогу

електроенергетичним компаніям підвищити стійкість та ефективність експлуатації електроенергетичних систем з ВДЕ, уникнути перебоїв у постачанні ЕЕ та сприяє покращенню прозорості роботи енергокомпаній [1–3]. Аналіз досвіду дій зі зміни інфраструктури енергетики, здійснених країнами-лідерами з високою часткою ВДЕ у виробництві енергії, наведено у дослідженні «Renewables 2017. Global Status Report», опублікованому в 2017 р. [8].

Останніми роками у нашій країні спостерігається підвищення кількості введених в експлуатацію об'єктів альтернативної енергетики та обсягів вироблення ними ЕЕ (таблиця) [19, 20].

Рік	Характеристика	СЕС	ВЕС	ВДЕ	ОЕС України
2018	Установлена потужність (МВт/відсоток)	1388,3/2,8	532,8/1,1	2117,2/4,35	48675,6/100
	Виробництво ЕЕ (ГВт·год/відсоток)	1222,3/0,85	1124,5/0,78	2933,55/2,0	144458,5/100
2019	Установлена потужність (МВт/відсоток)	4925/9,1	1170/2,2	6379/11,7	54403/100
	Виробництво ЕЕ (ГВт·год/відсоток)	2932/2,0	2022/1,4	55514/3,72	149142/100
2020	Установлена потужність (МВт/відсоток)	5363/9,8	1111/2,0	7737/13,8	55940/100
	Виробництво ЕЕ (ГВт·год/відсоток)	6059/4,3	3094/2,3	10473/7,3	148464,9/100
2021	Установлена потужність (МВт/відсоток)	6414/11,4	1529/2,7	8451/15	56297,9/100
	Виробництво ЕЕ (ГВт·год/відсоток)	7158/4,6	4343/2,8	12519,7/8	156575,7/100

Ситуація, зумовлена значним дефіцитом потужностей для маневрування в енергосистемі України, привела у 2018 р. до так званого «зелено-вугільного парадоксу» [21], тобто до необхідності: 1) значно нарощувати виробництво електроенергії (базове навантаження) на ТЕС, що мають шкідливі викиди за великому обсязі потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України; 2) зменшувати базове навантаження АЕС, які, на відміну від вугільних ТЕС, не мають шкідливих викидів в атмосферу.

Сучасні проблеми розвитку ВДЕ в Україні проаналізовано у Звітах з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на ЕЕ та забезпечення необхідного резерву [22, 23]. Визначено, що ОЕС України вже сьогодні не відповідає вимогам відповідності генеруючих потужностей. Постійне підвищення кількості об'єктів ВДЕ призводить до зростання цінового навантаження на споживачів ЕЕ України, а також загострює проблеми, які пов'язані із забезпеченням операційної безпеки ОЕС України [23].

Згідно Звіту [22] розвиток ВДЕ має бути узгоджений з можливостями забезпечення їхнього балансування. Головні рекомендації цього Звіту полягають у подальшому розвитку атомної генерації, модернізації вугільних блоків ТЕС та обмеження виробництва ЕЕ із ВДЕ. Слід зазначити, що для ОЕС України порівняння ефективності забезпечення потреб споживачів на основі прямого порівняння вартості ЕЕ ВДЕ за життєвий цикл LCOE з точки зору економічної ефективності на рівні енергосистеми є некоректним, оскільки без врахування системних ефектів від впровадження потужностей генерації на ВДЕ можна зробити абсолютно некоректні висновки [22].

За даними Звіту [23] без суттєвого підвищення маневрових можливостей енергосистеми України та впровадження технологій використання надлишків ЕЕ подальше прискорене нарощування потужностей електричних станцій на основі ВДЕ, матиме негативні наслідки. Залежно від коефіцієнтів використання встановленої потужності (КВВП) та рівнів електроспоживання необхідна потужність СЕС знаходиться в діапазоні 6–7 ГВт, а потужність ВЕС – у діапазоні 2,4–4 ГВт. Можливості розвитку ВДЕ за розробленими у Звіті сценаріями 2025 р.: песимістичний: СЕС – 6,2 ГВт та ВЕС – 2,2 ГВт; оптимістичний: СЕС – 9,2 ГВт, ВЕС – 5,2 ГВт; 2030 р.: песимістичний сценарій: СЕС – 6,9 ГВт та ВЕС – 3,2 ГВт; оптимістичний: СЕС – 12 ГВт, ВЕС – 8 ГВт. На сьогодні сектор ВДЕ потребує врегулювання низки питань, зокрема, реструктуризації «зеленого» тарифу, проведення «зелених» аукціонів, своєчасної оплати за «зеленим» тарифом, квотування обсягів впровадження ВДЕ з обґрунтуванням технічних та економічних причин, обмеження потужності ВЕС та СЕС, проблеми профіциту та дефіциту потужності; використання можливості відмови у приєднанні електростанцій з негарантованою потужністю до мереж [22, 23].

Під час розгляду проблеми широкого впровадження ВДЕ в енергетичну систему та використання прогресивних систем тарифоутворення виділимо три рівні: вищий – ОЕС України; середній – регіональні енергокомпанії; нижній – локальні системи енергозабезпечення.

Вищий рівень – ОЕС України. Для ОЕС України першочерговим напрямком є підвищення її гнучкості. Інтеграція ВДЕ потребує забезпечення високоманеврової генерації або систем типу Energy Storage в обсягах близько 20 % від встановленої проектної потужності станцій. На першому етапі підвищити гнучкість енергосистеми задля подальшої інтеграції ВДЕ дозволить будівництво 2 ГВт високоманеврової генерації; 500 МВт Energy Storage, а за відсутності резервів первинного регулювання – ще додатково 200 МВт Energy Storage та за спорудженні нових ВДЕ будувати Energy Storage обсягом 20% від їхньої встановленої потужності [19, 20]. Важливим також є введення в експлуатацію високоманеврових потужностей зі швидким пуском.

За досвідом найбільш розвинених енергосистем потужність засобів балансування повинна становити 25–30% від встановленої потужності ВДЕ. Мова не йде про пікові станції чи потужності так званого вторинного резерву. Важливою є оцінка необхідної маневрової здатності обладнання, за якої функціонування ОЕС України буде супроводжуватися відсутністю залишкового дисбалансу. Джерелами гнучкості є високо маневрові генеруючі потужності, керування попитом, міждержавні перетини, системи акумуляування енергії, балансери. Однак підвищення гнучкості енергосистеми не забезпечує можливості вирішення проблеми тривалих профіцитів потужності, що потребує впровадження систем «переносу» або акумуляування енергії у великих обсягах (типу систем «Power to X») з періодів графіків електричних навантажень, де є її профіцит, до періодів, де є її дефіцит. Технології «Power-to-X» є технологіями, за допомогою яких відновлювана енергія може бути перетворена в інші джерела енергії, зокрема, водень.

Середній рівень – регіональні енергокомпанії. Задля вирішення окресленої проблеми на рівні регіональних енергокомпаній необхідно забезпечити широке впровадження енергоефективних технологій, які підвищують їхню гнучкість [22, 23]. Згідно світового досвіду, на сьогоднішній день повністю відповідають вимогам маневрової генерації та є найбільш ефективними газопоршневі та газотурбінні установки, дизель-генераторні станції, які відносяться до ДРГ і можуть широко застосовуватися в якості маневрених потужностей задля балансування добових коливань навантаження [17, 22, 23]. Так, газопоршневі електростанції знаходять широке поширення (за одиничній потужності не більше ніж 3–4 МВт) завдяки досить високому електричному ККД, який у сучасних установках становить 41–44%, і високим маневреним якостям. Важливим також є прискорене впровадження систем акумуляування електричної енергії задля підтримки та відновлення частоти.

Нижній рівень – локальні системи енергозабезпечення. Для локальних систем енергозабезпечення має бути вирішеним цілий комплекс питань на рівні кінцевого споживача. Зокрема, важливими проблемами споживачів «останньої милі» (last mile) є понаднормовані втрати ЕЕ, перехресне субсидування, низька якість ЕЕ та якість електропостачання, реалізація опції надання статусу учасників ринку допоміжних послуг активних споживачів, зокрема, для власників електромобілей, що виконуватимуть продаж ЕЕ через системи зарядних станцій [3, 24]. Необхідно відзначити швидке поширення та успішне функціонування локальних ринків ЕЕ за участі розвитку сучасних локальних систем – Microgrid [24, 25]. При цьому Microgrid розглядається як група взаємопов'язаних навантажень та розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених територіальних межах, яка діє як єдиний керований об'єкт щодо мережі вищого рівня, та може підключатися або відключатися від цієї мережі, щоб мати можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі [25, 26]. Для локальних систем енергозабезпечення відсутні системні ефекти, що проявляються на рівні ОЕС України. Тому порівняння варіантів оцінки таких систем з ДРГ по LCOE у багатьох випадках на відміну від ОЕС України може бути коректним.

На локальному рівні найбільш повно проявляються переваги динамічної тарифікації [24–26]. Сучасні локальні ринки – це модель локального ринку однорангового типу, де однорангова ринкова структура дає змогу здійснювати транзакції з ЕЕ між гравцями місцевої енергетичної системи за нижчою ціною. Фактично локальний ринок ЕЕ для Microgrid надає можливості координації виробництва, постачання, зберігання, транспортування та споживання енергії від ДРГ (наприклад, ВДЕ, систем акумуляування та постачальників реагування на попит) у межах обмеженої географічної зони. Такі ринки дають змогу кінцевим споживачам здійснювати торгівлю енергією на місцевому рівні та надавати послуги підтримки мережі.

Особливості формування та функціонування Microgrid. Протягом останнього десятиліття відбувся прискорений розвиток Microgrid як власне Microgrid, так і активних споживачів (prosumer) чи віртуальних електростанцій (Virtual Power Plant, VPP) за широкого застосування ДРГ [1, 2, 3, 25–

27]. Якість функціонування Microgrid на сучасних локальних ринках вимагає комплексного врахування економічних факторів [26, 27]. Сьогодні набув актуальності розвиток напрямку «Microgrid as a Service», де пріоритетом є економічна оцінка, зокрема, забезпечення взаєморозрахунків між елементами систем (генерацією та споживачами) [27]. Microgrid as a Service (MaaS) – це новий механізм фінансування, який дає змогу організаціям розгортати Microgrid без будь-яких попередніх інвестицій [28]. Постачальники MaaS організують фінансування та укладання угоди про експлуатацію та обслуговування, щоб зробити розгортання Microgrid доступним рішенням «під ключ». Новий стимул розвитку Microgrid – поява prosumer та зарядних станцій для електромобілів. Зазначимо, що prosumer – це підключений до мережі побутовий споживач ЕЕ, який володіє як невеликою PV установкою, так і акумулятором. Він іноді бере ЕЕ з мережі, іноді використовує ці установки задля виробництва власної електроенергії, а іноді подає ЕЕ в мережу [29]. Prosumer включають використання батареї для зберігання як самогенерації, так і мережевої ЕЕ та розрядження збереженої ЕЕ або для її споживання, або подачі в мережу.

Технологічною базою високої ефективності Microgrid є можливість комплексування та оптимальне поєднання різних джерел енергії та гнучкості, а також наявність єдиного контуру керування, який дає змогу якнайкраще використовувати ці джерела, забезпечуючи у реальному часі децентралізовані, автоматизовані й автономні транзакції між розподіленими ресурсами генерації та навантаження. Розгляд динамічного балансу між попитом та пропозицією дає змогу ефективніше врівноважувати попит і пропозицію енергії в Microgrid та успішно інтегрувати ДРГ.

На сьогодні у Microgrid собівартість енергії, виробленої ДРГ, розраховується на основі економічно обґрунтованих витрат [11, 12, 26, 30]. Міжнародні організації, що працюють у сфері енергетики (Міжнародне агентство з відновлюваної енергії (International Renewable Energy Agency – IRENA)) та енергетичні відомства окремих країн (Міністерство енергетики США (US Department of Energy)) для енергетичних технологій виділяють витрати інвестиційні (капітальні), експлуатаційні та паливні. Так, величина приведеної вартості ЕЕ LCOE визначається наступними складовими: капітальні витрати на будівництво, операційні витрати, коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), середньозваженою вартістю капіталу (Weighted Average Cost of Capital, WACC), строком експлуатації обладнання [30]. Наприклад, капітальні та експлуатаційні витрати ВЕС та СЕС є різними, оскільки продуктивність вітрових та сонячних установок залежить від погодних умов, які є змінними; метеорологічні умови (інсоляція та сила вітру) задля нормального функціонування ВЕС та СЕС різні. Для газових електростанцій та дизель-генераторів головною складовою експлуатаційних витрат (понад 50%) є витрати на паливо як для окремого ДРГ, так і для групи ДРГ, витрати можна представити постійною та змінною складовими. У свою чергу, до поточних витрат можуть бути віднесені амортизаційні відрахування, постійні та змінні непаливні витрати. Вони також залежать від прогнозування рівнів генерації ВДЕ [31].

Здійснення динамічної тарифікації безпосередньо пов'язане з аналізом енергетичних характеристики ДРГ [32, 33]. Так, миттєва потужність вітрогенератора з горизонтальною віссю обертання (на прикладі ідеального вітроколеса) може бути визначена за формулою: $P_{ВЕС} = (\eta \cdot K_{ВЕС} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \pi \cdot D^2) / 8$, де η – ККД генератора; $K_{ВЕС}$ – коефіцієнт використання енергії вітру (ККД); ρ – щільність повітря, кг/м³; V – поточна швидкість вітру, м/с; D – діаметр, який охоплюється кінцями лопатей (діаметр вітроколеса), м.

Щільність потоку повного сонячного випромінювання, що падає на орієнтовану поверхню фотоелектричної установки в реальних умовах хмарності, визначається шляхом підсумовування знайдених значень щільності прямого, дифузного та відбитого випромінювання. Кожна з цих складових визначається за співвідношенням типу: $P_{СЕС} = S \cdot E_s \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3$, де S – площа сонячних модулів; E_s – інтенсивність сумарної сонячної радіації на одиницю площі сонячного модуля; η_1 , η_2 та η_3 – відповідно ККД сонячного модуля, пристрою відбору максимальної потужності та інвертора.

Питомі витрати палива дизель-генератором b можна представити наближеним співвідношенням: $b = (g_e \cdot H \cdot C) / \eta_r + b_0$, де g_e – питомі витрати палива за номінальної потужності 75%; H – коефіцієнт, що враховує навантаження; C – коефіцієнт зношеності двигуна; η_r – ККД дизель-генератора в залежності від режиму роботи; b_0 – втрати палива в режимі холостого ходу.

Розвиток Microgrid з врахуванням динамічного ціноутворення. Можливості для впровадження динамічного ціноутворення (як техніки керування попитом, яка стимулює більшу рівномірність графіків навантаження) розширилися з розвитком конкурентних локальних ринків,

розвитком дешевих двосторонніх комунікаційних технологій, що на рівні Microgrid дає змогу здійснити динамічний баланс між виробництвом і споживанням електроенергії [13].

Оцінимо співвідношення «попит – ціна» на мікрорівнях, коли ціноутворення розглядається на інтервалах кілька хвилин чи секунд, тобто особливості динамічного ціноутворення в Microgrid. Визначення вартості ЕЕ у разі динамічній тарифікації в Microgrid залежить від двох складових: економічної та технічної, які поєднуються в один енергоекономічний контур. Аналіз економічної та технічної складової функціонування Microgrid має бути направлено на: підвищення ефективності використання первинного палива; оптимізацію графіка відбору потужності від «третьої» сторони; оптимізацію відбору потужності від генератора; мінімізацію втрат електроенергії під час її передачі та розподілу; оптимізацію режимів електроспоживання; забезпечення вимог щодо якості електроенергії та якості енергопостачання, зокрема, стійкості системи, стабільності та надійності її роботи; мінімізацію витрат сумарних коштів на генерацію та споживання ЕЕ за горизонтальними та вертикальними рівнями.

Точка підключення генераторів у загальному випадку розглядається як точка «вводу» потужності як власних ДРГ, так і додаткових джерел (під час купівлі ЕЕ у «третьої» сторони), та є контрольованим перетином, де установлені Smart-лічильники. Оскільки до цієї точки можуть бути підключені різні типи генераторів, то до системи генерації будуть входити окремі джерела ЕЕ, які мають різну економічно обґрунтовану вартість генерації 1 кВт·год ЕЕ.

Нехай $c_e(t)$ та $c_f(t)$ – тариф на ЕЕ та вартість одиниці палива; $P(t)$ та $B(P(t), t)$ – споживана активна потужність та поточні витрати, зокрема, вартість первинного палива. При цьому зазначимо, що тариф $c_e(t)$ є тарифом для локальних електроенергетичних систем, тобто тарифом в межах віртуального об'єднання на рівні Microgrid. Для вартості спожитої ЕЕ $C_E(t)$ та вартості витрат палива $C_F(t)$ (покладемо, що інші складові витрат відсутні) на виділеному інтервалі функціонування Microgrid $[0, t^*]$ можна записати

$$C_E(t) = \int_0^t c_e(t) \cdot P(t) dt; \quad (1)$$

$$C_F(t) = \int_0^t c_f(t) B(P(t), t) dt. \quad (2)$$

Із виділенням постійних складових B_0 і змінних $B_N(P(t), t)$ непаливних витрат на функціонування Microgrid і відповідних для них вартісних показників $c_0(P(t))$ та $c_N(P(t), t)$ запишемо величину поточних витрат $C_{F,NF}(t)$ на генерацію електроенергії в Microgrid інтервалі $[0, t]$

$$C_{F,NF}(t) = \int_0^t c_0(P(t)) B_0 dt + \int_0^t c_N(P(t), t) B_N(P(t), t) dt + \int_0^t c_f(t) B(P(t), t) dt. \quad (3)$$

Введемо визначення: **Еталонний тариф** – поточний, змінний у часі тариф на ЕЕ з врахуванням реальних умов здійснення поточних витрат, зокрема, первинного палива і зміни в реальному часі характеристик роботи системи генерації та навантажень, безперервної зміни величини всіх складових поточних витрат (зокрема, використання палива на генерацію ЕЕ, а також втрат ЕЕ в Microgrid під час генерації, передачі та розподілу ЕЕ).

Для формування квазіоптимального тарифного плану функціонування Microgrid використаємо поняття **еталонного (ідеального, модельного) тарифу**, який має **дозволяти**: 1) зміну тарифу не за інтервалом часу, а за поточними значеннями всіх складових витрат, зокрема, витрат первинного палива і потужності електроспоживання (наприклад, згідно оцінки активної та реактивної потужності, врахування втрат в електричних мережах, профілів графіків електричних навантажень); 2) визначення тарифу на ЕЕ за станом; 3) розрахунок миттєвої вартості як інтегральної (усередненої) миттєвої характеристики вартості ЕЕ на заданому «малому» інтервалі часу, а також **здійснити**: 1) порівняння та проведення окремих перевірок, проведення аудиту систем керування та обліку Microgrid; 2) розширення переліку допоміжних послуг з регулювання на локальних ринках; 3) оцінку ефективності роботи елементів Microgrid, у першу чергу, VPP та активних споживачів (prosumer). При оптимізації процесів у Microgrid та її елементах модель Microgrid представимо у вигляді системи $\{\Gamma\}$ – $\{H\}$, де $\{\Gamma\}$ – множина генераторів; $\{H\}$ – множина навантажень. Втрати у лініях електропередачі та розподілу Microgrid не будемо враховувати. Для генераторів та навантажень в Microgrid виділимо оптимальні та неоптимальні режими, обумовлені додатковими втратами ЕЕ, рівнями її якості та якості

енергопостачання. Як критерій оптимальності процесів у Microgrid застосовується потужність Фризе, яка у загальному випадку є квадратичною нев'язкою між повною S та активною P потужністю ($Q_{\Phi}^2 = S^2 - P^2$) та дає змогу оцінити рівень втрат від нерівномірного споживання чи генерації ЕЕ [34, 35].

Задля оцінки рівня втрат від нерівномірності споживання ЕЕ в Microgrid на інтервалі тривалістю $T \gg T_{\Gamma}$, де T_{Γ} – період електромережі, використаємо модифікацію потужності Фризе $Q_{\Phi, M}$ [26]. Потужність $Q_{\Phi, M}$ для режиму тривалістю T , що характеризується діючими значеннями напруги U_i та струму I_i ; $i = 1, \dots, n$; T_i – тривалість i -го інтервалу, та $P = U_0 \cdot I_0$, де U_0, I_0 – усереднені значення напруги та струму на інтервалі T , та за умови $\cos\phi = 1$, можемо записати у вигляді [26]

$$Q_{\Phi} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n U_i^2 \frac{T_i}{T} \right) \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{T_j}{T} \right) - U_0^2 I_0^2}. \quad (4)$$

Покладемо, що кожен окремий i -й генератор має власний діапазон регулювання $[P_{\min, i}, \dots, P_{\max, i}]$, а також відповідну вартість регулювання нарощування чи зниження згенерованої ЕЕ, наприклад, на 1 кВт ЕЕ. Загальний можливий діапазон регулювання (зміни ΔP) Microgrid $[P_{\min}, \dots, P_{\max}]$, де $P_{\min} = \min\{P_{\min, i}\}$, $P_{\max} = \sum P_{\max, i}$ розбивається на підінтервали ΔP_k ($\Delta P = \sum \Delta P_k$), де ΔP_k – діапазон регулювання потужності k -го технологічного виду генерації (для k -го технологічного виду генерації може бути кілька одиниць генераторів різної потужності).

Далі здійснюється ранжування технологій генерації фактично всієї сукупності генераторів DRG за наростанням вартості 1 кВт·год згенерованої ЕЕ. У разі зростання величини споживаної потужності в Microgrid задля нарощування обсягу генерування наступною застосовується (вводиться в дію) технологія генерації з найменшою для даного моменту часу вартістю 1 кВт·год ЕЕ із множини технологій генерації ЕЕ (окремих типів генераторів), які є доступними чи знаходяться у резерві (невикористаними). У разі зниження величини відбору потужності першим буде відключатися генератор, для якого вартість генерації 1 кВт·год ЕЕ найбільша.

Під час аналізу генерації ЕЕ в Microgrid доцільно виділяти такі особливості нарощування потужності як «плавно», «стрибоподібно», «покрокове нарощування потужності». Якщо плавне нарощування потужності забезпечує, наприклад, дизель-генератор, то покрокове нарощування генерації – це підключення окремих блоків (секцій) ВЕС та СЕС ($\Delta P_{\Gamma, \text{БЛ}}$). В результаті зміна генерованої потужності i -м генератором змінюється в межах від $P_{\Gamma i, \min}$ до $P_{\Gamma i, \max}$ з кроком $\Delta P_{\Gamma, \text{БЛ}}$.

Динамічна тарифікація в Microgrid. Покладемо, що залежно від потужності навантаження Microgrid у роботу може бути підключено кілька генераторів зі своїми залежностями величини вихідної потужності від часу таким чином, щоб система Microgrid була збалансована (наприклад, за допомогою використання акумуляторних батарей). Фактично у загальному випадку мова йде про агрегацію кількох різних типів генерації (генераторів) зі своєю власною вартістю генерації 1 кВт·год ЕЕ. Для одного i -го генератора у момент часу t можна записати

$$C_{\Gamma i}(t) = F_C(B_i(P_{\Gamma i}(t)) + \Delta C_i(t)), \quad (5)$$

де $\Delta C_i(t)$ – базові поточні витрати. Зазначимо, що можлива залежність $\Delta C_i(P_i(t))$, якою надалі знехтуємо. Якщо для i -го генератора вартість генерації 1 кВт·год складає $C_{\Gamma i}(t)$, то при генерації i -м генератором потужності $P_{\Gamma i}(t)$ середньозважена вартість 1 кВт·год ЕЕ визначається із співвідношення

$$C_{\Gamma, \text{CP}}(t) = \sum_{i=1}^{n_{\Gamma}} P_{\Gamma i}(t) \cdot C_{\Gamma i}(t) / \sum_{i=1}^{n_{\Gamma}} P_{\Gamma i}(t), \quad (6)$$

де n_{Γ} – кількість генераторів.

Зміни середньозваженої вартості 1 кВт·год ЕЕ обумовлені величиною активної потужності генерації ЕЕ i -м генератором, а також зміною величини $C_{\Gamma i}$, яка, у свою чергу, залежить, наприклад, від прогнозу метеорологічних умов для СЕС та ВЕС, величини витрат первинного палива газопоршневого генератора чи дизель-генератора $B_i(P_i(t))$, тобто залежить від регульовальних характеристик всієї сукупності генераторів Microgrid, які у даний момент здійснюють генерацію ЕЕ в Microgrid. Тривалість j -го інтервалу сталості (незмінності) величини $C_{\Gamma i}$ (j -го інтервалу $\Delta t_{i, j}$ для i -го генератора) залежить від зміни величини поточної споживаної потужності $P_i(t)$ від цього генератора та визначається із умови: $|P_i(t) - P_{i, j0}| \leq \varepsilon_P$, де $P_{i, j0}$ – зафіксоване значення «еталонної» потужності для j -го інтервалу часу; $\varepsilon_P > 0$.

Надалі будемо розглядати систему, в якій забезпечується умова $P_{\Gamma}(t) = P_{\text{H}}(t)$, а також відоме співвідношення $B_i(P_i(t))$ – функція витрат первинного палива i -го генератора як залежності від величини генерованої потужності ЕЕ $P_i(t)$. Вартість згенерованої потужності всіма генераторами

визначається із співвідношення

$$C_{\Gamma\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^{n_r} (F_{Ci}(B_i(P_i(t)) + \Delta C_i(t))). \quad (7)$$

Розглянемо модель $\{\Gamma\} - \{H\}$ Microgrid, яка містить один генератор і одне навантаження. Під час аналізу особливостей динамічної тарифікації в Microgrid здійснимо побудову математичної динамічної моделі з визначення ціни базової частини ЕЕ. При цьому величини $C_{\Gamma i}(t)$ та $B_i(P_i(t))$ будемо розглядати як еталонні тарифи. Визначимо наскільки функціонування системи Microgrid відрізняється від оптимальних режимів генерації та споживання з точки зору неоптимальності режиму використання первинного палива під час генерації ЕЕ. Задля простоти і наочності розгляду процесів у цій моделі опустимо всі витрати, окрім витрат на первинне паливо, яке необхідне для виробництва ЕЕ генератором.

Покладемо, що $[0, t^*]$ – інтервал розрахунку, $t \in [0, t^*]$ (наприклад, $t \in [0, 24 \text{ год.}]$). Нехай j – номер сталості (незмінності) рівня споживаної потужності $P_j(t)$, коли зміни $P_{j0} - P_j(t)$ попадають в інтервал

$$|P_j(t) - P_{j0}| < \varepsilon_P, \quad (8)$$

де $\varepsilon_P > 0$ – уставка по величині контрольованої потужності споживання P .

Згідно співвідношення (4) інтервал $[0, t^*]$ розбивається на N_j підінтервалів. Межа переходу з j -го підінтервалу на $(j+1)$ -й визначається в момент часу t_{j+1} , коли має місце нерівність $|P_j(t) - P_{j0}| > \varepsilon_P$. Співвідношення $|P_j(t) - P_{j0}| > \varepsilon_P$ має виконуватися протягом фіксованого часу $t_{\varepsilon P}$ та лише потім здійснюється перехід роботи Microgrid на $(j+1)$ -й інтервал.

На j -му інтервалі незмінності режиму Microgrid тривалістю Δt_j визначають постійні для цього інтервалу «поточні» значення вартості одиниці первинного палива $c_{F,j}$ та одиниці вартості ЕЕ $c_{E,j}$ (еталонний тариф). Далі визначаються залежності питомих витрат первинного палива $B_j(t) = f_B(P_j(t), t)$, $j = 1, \dots, N_j$, яку в першому наближенні з використанням кусочно-лінійної апроксимації на j -му інтервалі представимо як $B_j(t) = \beta_j P_j(t)$.

На j -му підінтервалі тривалістю Δt_j розраховуються величини витрат палива та виробництва ЕЕ

$$W_{Fj\Sigma} = \int_0^{\Delta t_j} B_j(t) dt; \quad W_{Ej\Sigma} = \int_0^{\Delta t_j} P_j(t) dt. \quad (9)$$

На j -му підінтервалі сумарні вартість затраченого палива $C_{F,j}$ та вартість ЕЕ $C_{E,j}$ визначаються із співвідношень

$$C_{F,j} = c_{F,j} \cdot W_{Fj\Sigma}; \quad C_{E,j} = c_{E,j} \cdot W_{Ej\Sigma}. \quad (10)$$

Для інтервалу $[0, t^*]$ роботи Microgrid можна записати вирази для сумарних витрат первинного палива ($W_{F\Sigma}$), обсягів генерації ЕЕ ($W_{E\Sigma}$) та відповідно їхньої вартості $C_{F\Sigma}$ та $C_{E\Sigma}$

$$W_{F\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_j} W_{Fj\Sigma}; \quad W_{E\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_j} W_{Ej\Sigma}; \quad C_{F\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_j} C_{F,j}; \quad C_{E\Sigma} = \sum_{j=1}^{N_j} C_{E,j}. \quad (11)$$

Далі для виділеного режиму в Microgrid з використанням модифікованої потужності Фризе $Q_{\Phi, M}$ здійснимо оцінку неоптимальності передачі ЕЕ на інтервалі $[0, t^*]$ [26]. Власне розрахунок потужності Фризе $Q_{\Phi, M}$ здійснимо з урахуванням змінного характеру активної потужності $P_j(t)$ на інтервалі Δt_j за умови, що діюча напруга генератора постійна ($U = \text{const}$) та $I_j(t) = P_j(t)/U$.

Нехай для виділеного інтервалу $[0, t^*]$ отримано оптимальне значення споживання активної потужності P_{OPT}

$$P_{\text{OPT}} = U \cdot \left(\sum_{j=1}^{N_j} I_j(t) \cdot \Delta t_j / t^* \right). \quad (12)$$

Тоді величина потужності Фризе $Q_{\Phi, M}$ визначається із співвідношення

$$Q_{\Phi, M} = \sqrt{U^2 \left(\sum_{j=1}^n I_j^2 \frac{T_j}{T} \right) - P_{\text{OPT}}^2}. \quad (13)$$

Величині P_{OPT} відповідають конкретні значення вартості одиниці первинного палива $c_{F, \text{OPT}}$ та одиниці вартості ЕЕ (тариф) $c_{E, \text{OPT}}$ (тут їх позначено з індексом «OPT»). Для оптимальних значень B_{OPT} , $W_{F\Sigma, \text{OPT}}$, $W_{E\Sigma, \text{OPT}}$, $C_{F, \text{OPT}}$ та $C_{E, \text{OPT}}$ можна записати

$$B_{\text{OPT}} = f_B(P_{\text{OPT}}, t); \quad W_{F\Sigma, \text{OPT}} = B_{\text{OPT}} \cdot t^*; \quad W_{E\Sigma, \text{OPT}} = P_{\text{OPT}} \cdot t^*; \quad (14)$$

$$C_{F,OPT} = c_{F,j} \cdot W_{F\Sigma,OPT}; \quad C_{E,OPT} = c_{E,j} \cdot W_{E\Sigma,OPT}.$$

У подальшому здійснюється аналіз абсолютних та відносних значень величин

$$\begin{aligned} \Delta_{WF\Sigma} &= W_{F\Sigma} - W_{F\Sigma,OPT}; & \Delta_{W\Sigma} &= W_{E\Sigma} - W_{E\Sigma,OPT}; \\ \Delta_{CF} &= C_{F,\Sigma} - C_{F,OPT}; & \Delta_{CE} &= C_{E,\Sigma} - C_{E,OPT}. \end{aligned} \quad (15)$$

За значеннями отриманих рівнів неоптимальності роботи системи (величин $\Delta_{WF\Sigma}$, $\Delta_{W\Sigma}$, Δ_{CF} та Δ_{CE}) (формули (14) – (15)) оцінюється ефективність роботи як генератора, так і навантаження Microgrid у цілому, можуть бути сформувані пропозиції щодо зміни законів керування генераторами та/чи навантаженнями, впровадження заходів з енергоефективності, реалізація механізмів керування попитом. Можлива ситуація, коли технічно досяжний (реалізуємий) режим роботи Microgrid не є оптимальним, тоді наведені оцінки можна представити як відносні характеристики наближення до оптимального режиму: $\delta_{WF} = \Delta_{WF\Sigma} / W_{F\Sigma,OPT}$; $\delta_W = \Delta_{W\Sigma} / W_{E\Sigma,OPT}$; $\delta_{CF} = \Delta_{CF} / C_{F,OPT}$; $\delta_{CE} = \Delta_{CE} / C_{E,OPT}$.

Застосування наведеного підходу до динамічної тарифікації в Microgrid з використанням еталонного тарифу дає змогу вирішити наступні задачі:

- 1) уточнення фінансових розрахунків (грошових потоків), формування цінових сигналів між елементами системи як за горизонтальним, так і вертикальним рівнями; зокрема, здійснення «квазіфінансових» взаєморозрахунків, у негрошовій формі за грошовим еквівалентом між елементами VPP та елементами активного споживача (з врахуванням механізмів керування попитом);
- 2) реалізація еталонного (ідеального) тарифу для формування квазіоптимального тарифного плану, оцінки неоптимальності та прогнозування в залежності від інтервалу часу;
- 3) можливість поєднання фінансової неоптимальності режимів роботи Microgrid з неоптимальністю енергопроцесів (за потужністю Фризе);
- 4) планування закупівель обсягів первинного палива та можливих обсягів споживання електроенергії;
- 5) формування сигналів для керування ДРГ та електроспоживання, у тому числі із залученням механізмів керування попитом;
- 6) оцінка точності вимірювання з врахуванням необхідності забезпечення гнучкості роботи електроенергетичної системи;
- 7) адекватний (реальний) баланс витрат палива та споживання ЕЕ в Microgrid;
- 8) уточнення дольової участі об'єктів щодо обсягів генерації та споживання ЕЕ, рівнів втрат ЕЕ в системах передачі та розподілу;
- 9) визначення дольової участі (внеску) елементів системи у спотворення якості ЕЕ (енергопостачання), аналіз складових додаткових втрат ЕЕ;
- 10) визначення поточних реальних (об'єктивних) тарифів на ЕЕ, що змінюються в залежності від наявних режимів генерації ЕЕ ДРГ та споживання;
- 11) вирішення задачі балансування рівнів генерації та споживання ЕЕ, можливість оцінки рівнів неоптимальності на рівні локальних систем енергозабезпечення;
- 12) оцінка ролі систем акумулювання енергії.

Розглянемо реалізацію моделі оцінки вартості ЕЕ для системи Microgrid з щосекундною тарифікацією [36]. Вартість ЕЕ у разі динамічній тарифікації оцінимо для економічної та технічної складових. Економічну складову розглядатимемо на основі рівняння Фішера, яке описує баланс економічної системи [37],

$$M \cdot V = C_Q \cdot Q, \quad (16)$$

де M – грошова маса, що робить один оберт за деякий час T_V ; V – кількість обертів грошової маси за досліджуваний період часу; C_Q – ціна одиниці продукції; Q – кількість продукції.

Для розрахунку щосекундної вартості генерованої енергії в праву частину виразу (16) включаються всі витрати, пов'язані з генерацією енергії: витрати на матеріали, амортизацію, заробітну плату та інші, визначені особливостями експлуатації генеруючого обладнання. Приймаючи за базову величину частини енергії, виражену у (Вт·сек), перепишемо рівняння Фішера у вигляді

$$M \cdot V = C_Q \cdot B + C \cdot W, \quad (17)$$

де C , C_B – вартість базової частини енергії і одиниці палива; W , B – кількість енергії і палива.

Для подальшого оперування з вартістю ЕЕ введемо коефіцієнт $\sigma = C_B/C$ та перепишемо рівняння (17) із приростами Δ відносно змінних M , C , B , W . Нехтуючи членами вищого порядку малості, отримуємо

$$\Delta C \cdot (W + \sigma \cdot B) = V \cdot \Delta M - C \cdot \sigma \cdot \Delta B - C \cdot \Delta W. \quad (18)$$

Переходячи від приростів Δ до оператора d/dt для приростів у малому функцій $C(t)$ і $W(t)$ та привівши ліву і праву частини рівняння до однакової розмірності із врахуванням часу зміни приростів, отримуємо

$$\frac{dC(t)}{dt} = \frac{V \cdot \Delta M}{(W(t) + \sigma \cdot B(t)) \cdot \tau} - \frac{C_B \cdot \Delta B}{(W(t) + \sigma \cdot B(t)) \cdot \tau} - \frac{C(t)}{W(t) + \sigma \cdot B(t)} \cdot \frac{dW(t)}{dt}, \quad (19)$$

де τ – час відхилення величин ЕЕ та вартості її базової частини від обраних значень W_0 і C_0 у точці спокою.

Для розв'язання рівняння (19) виконаємо інтегрування лівої частини у межах від $C(t)$ до C_0 першого доданку правої частини від 0 до T , другого доданку від $W(t)$ до W_0 , де $W(t)$ та $C(t)$ – значення виробленої ЕЕ та вартості її базової частини у досліджуваній момент часу; W_0 – значення базової частини виробленої генератором енергії у точці спокою; C_0 – її вартість; T – досліджуваний інтервал часу. В результаті інтегрування отримаємо

$$\int_{C(t)}^{C_0} \frac{1}{C(t)} \cdot dC(t) = \int_0^T \frac{V \cdot \Delta M - C_B \cdot \Delta B}{(W(t) + \sigma \cdot B(t)) \cdot \tau \cdot C(t)} \cdot dt - \int_{W(t)}^{W_0} \frac{1}{W(t) + \sigma \cdot B(t)} \cdot dW(t). \quad (20)$$

Перший інтеграл правої частини рівняння (20) фактично відображає стан балансу коштів. Його значення за розрахунковий період T залежить як від зміни в часі генерованої енергії W , так і поточної ціни та зміни у часі балансу коштів V . Враховуючи, що величини енергії генеруючої станції практично не впливають на рівняння балансу та за припущенням, що баланс виконується, розв'язок рівняння (20) за умови $T = \tau$ прийме вид

$$C(t) = \frac{W_0 + \sigma \cdot B_0}{(W(t) + \sigma \cdot B(t)) \cdot e^{\frac{V \cdot \Delta M - C_B \cdot \Delta B}{(W(t) + \sigma \cdot B(t)) \cdot \tau \cdot C(t)}}} \cdot C_0, \quad (21)$$

де $W(t)$, $B(t)$ і $C(t)$ – значення генерованої енергії, витрат палива і ціни у точці, відносно якої розраховується зміна ціни. Наведена формула дає прийнятні значення за відхиленні від початкової точки приблизно $\pm 5\%$. За більших відхиленнях потрібно вибирати нову точку та у подальшому необхідно розраховувати тренд зміни W_0 , B_0 та C_0 .

Далі важливо сформулювати економічні інструменти задля досягнення динамічного балансу між виробництвом і споживанням з урахуванням операційних обмежень енергосистеми. Необхідно здійснити формалізацію відповідних бізнес-сфер та бізнес-процесів, на основі якої здійснюватиметься визначення вимог до інформаційного забезпечення та формуватимуться механізми функціонування локальних ринків ЕЕ для різних типів Microgrid. Важливо підвищити гнучкість системи із залученням можливостей регулювання електроспоживання споживача, скласти індивідуальні тарифи на енергію відповідно до профілю споживання.

Висновки.

У роботі представлено проблеми подальшого розвитку та зростання частки ВДЕ в балансі ОЕС Україні, які ранжовані за трьома рівнями: вищий – ОЕС України; середній – регіональні енергокомпанії; нижній – локальні системи енергозабезпечення. Показано, що ефективним інструментом залучення до «енергетичного балансу» ДРГ на рівні локальних систем є впровадження Microgrid з використанням механізмів динамічної тарифікації.

Проведений аналіз показав, що на сьогодні ефективним та малозатратним з точки зору виконання вимог щодо рівнів залучення ВДЕ при формуванні сектору «зеленої» енергетики є розвиток локальних систем енергозабезпечення, зокрема, Microgrid з ВДЕ та інших типів ДРГ, зокрема, газопоршневими установками та дизель-генераторами, а також з системами акумуляування енергії. В таких системах переваги локального виробництва ЕЕ, зберігання та реагування на попит взаємодіють разом, а модель «рівний до рівному» забезпечує реальну гнучкість, сприяють торгівлі енергією, тим самим підвищуючи допустиме проникнення відновлюваних ресурсів і сприяючи енергетичному переходу.

Сформовано першочергові напрямки розвитку Microgrid з точки зору застосування механізмів динамічного ціноутворення. Введення еталонного тарифу дає змогу забезпечити сумісну оптимізацію економічних та технічних (енергетичних) показників роботи Microgrid, що продемонстровано на прикладі моделі оцінки вартості ЕЕ для системи Microgrid з щосекундною тарифікацією.

Із врахуванням сумісної узгодженої роботи генераторів та навантаження Microgrid запропоновано підведення реального балансу складових енергії з використанням витрат первинного палива та побудова балансу грошових еквівалентів, зокрема, для оцінки рівнів неоптимальності передачі ЕЕ на виділеному інтервалі часу запропоновано використовувати модифіковану потужність Фризе $Q_{\Phi, M}$.

USE OF DYNAMIC TARIFFICATION FOR OPTIMIZATION MICROGRID TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS IN LOCAL ELECTRICITY MARKETS

O.V. Kyrylenko¹, V.Ya. Zhuikov², S.P. Denysiuk²

¹Institute of Electrodynamics, National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

²National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»
pr. Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: spdens@ukr.net

Features of development of electric power industry of Ukraine from the point of view of the formation of the perspective structure of generating capacities of UES of Ukraine and development of renewable energy sources (RES) are characterized. In the analysis of the problem of introduction of RES in the energy system of our country and the use of advanced tariff systems, three levels are identified: the highest level - the UES of Ukraine; middle level – regional energy companies; lower-level - local energy supply systems. It is shown that the study of choosing a strategy for better implementation of dynamic electricity prices, as well as trends in business models for local electricity markets with a combination of physical, communication, information, and business levels are relevant. The peculiarities of Microgrid development as a basic element of the functioning of local electricity markets under the condition of formation of optimal modes of generation and consumption of electricity using dynamic charging, which can provide a significant part of imbalance compensation due to the widespread introduction of RES. The article considers the formation of dynamic prices at the level of local power systems (Microgrid), which have features of both the operation and implementation of business models. The elements of the business model for the local electricity market, which is proposed for the sole owner of all generators and consumers, are analyzed when Microgrid is considered as an independent element of the local market, where a dynamic balance between supply and demand. It is determined that at the level of local energy supply systems charging must be based on dynamic models that will take into account the dynamic nature of generation and regulation of electricity consumption in the system and stimulate appropriate desired actions by the consumer. It is proposed to use the tariff calculation not for the time interval, but for the state, as well as to control the optimal levels of generation and consumption of electricity to use the reference tariff and the formation of reference profiles of generation and consumption of electricity. Modified Frieze reactive power was used to estimate the discrepancy between current and optimal power regimes. References 37, table 1.

Key words: renewable energy sources, local energy supply systems, Microgrid, dynamic tariffing, reference tariff, every second tariffing, Frieze power.

1. Hiroshi Okamoto. Utility 3.0: Japan's Utility of the Future. – EVP, TEPCO Power Grid Inc., 2020. URL: https://www.cigre.org/article/GB/news/the_latest_news/utility-30-japans-utility-of-the-future (accessed at 29.09.2021).
2. Bacher R., BadajozC., Negri A., de Nigris M. ETIP SNET R&I Implementation Plan. 2021–2024. ETIP SNET, 2020. 152 p.
3. Bazyuk T.M., Blinov I.V., Butkevych O.F., Goncharenko I.S., Denysyuk S.P., Zhujkov V.Y., Kyrylenko O.V., Lukyanenko L.M., Mykolaets D.A., Osypenko K.S., Pavlovskiy V.V., Rybina O.B., Stelyuk A.O., Tankevych S.E., Trach I.V. Intelligent electrical networks: elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2015. 399 p. (Ukr).
4. Kyrylenko O.V., Blinov I., Parus E. Operation evaluation of power plants in the provision of ancillary services of primary and secondary frequency control in the Ukrainian power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 5. Pp. 55 – 60. (Ukr)
5. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine. 2nd International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems* (IEPS). Kyiv, Ukraine, June 7-11, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2016.7521861>
6. Borukaev Z.Kh., Ostapchenko K.B., Lisovichenko O.I. Analysis of the relationship between energy market dynamics data and price changes in the energy markets. *Adaptive automatic control systems*. 2015. No 1 (26). Pp. 85 – 101.
7. Saukh S.Ye. Mathematical modeling of competitive equilibrium in electricity markets. *Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2018. No 4. Pp. 53–67. (Ukr)
8. Sijie Chen, Chen-Ching Liu. From demand response to transactive energy: state of the art. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy volume*. 2017. No 5. Pp.10–19.
9. Bence Sütő, Dániel Divényi. Local Electricity Market Design Utilizing Dynamic Network Usage Tariff. URL: <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2103/2103.10175.pdf> (accessed at 19.09.2021).
10. Lezama F., Soares J., Hernandez-Leal P., Kaisers M., Pinto T., Vale Z. Local Energy Markets: Paving the Path Toward Fully Transactive Energy Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019. Vol. 34. No 5. Pp. 4081–4088. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2833959>.

11. Yutaka Sasaki, Toshiya Tsurumi, Naoto Yorino, Yoshifumi Zoka, Adelhard Beni Rehiara. Real-time dynamic economic load dispatch integrated with renewable energy curtailment. *Journal of International Council on Electrical Engineering*. 2019. Vol. 9. No 1. Pp. 85–92. DOI: <https://doi.org/10.1080/22348972.2019.1686861>
12. Subramanian V., Das T.K. A two-layer model for dynamic pricing of electricity and optimal charging of electric vehicles under price spikes. *Energy*. 2019. No 167. Pp. 1266–1277. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.171>.
13. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity. *Journal of the Operational Research Society*. 2017. Vol. 68(10). Pp. 1131–1145. DOI: <https://doi.org/10.1057/s41274-016-0149-4>.
14. Arup Sinha, Basu A.K., Lahiri R.N., Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P.A. Setting of Market Clearing Price (MCP) in Microgrid Power Scenario. IEEE Power and Energy Society General Meeting –*Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. Pittsburgh, PA, USA, July 20–24, 2008. 10142028. DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596357>.
15. Renewables 2021 Global Status Report. REN21 Secretariat, 2021. 371 p.
16. The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. IEA, Paris, 2014.
17. Khalatov A.A., Kulishov S.B., Chobenko V.N., Raimov R.I. The use of gas turbine technologies – the key to energy security of Ukraine. URL: <https://ukrenergy.dp.ua/2020/08/10/vikoristannya-gazoturbinnih-tehnologij-klyuch-do-energetichno%D1%97-bezpeki-ukra%D1%97ni.html> (accessed at 29.09.2021) (Ukr).
18. Renewables 2017 Global Status Report. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2017/> (accessed at 29.09.2021).
19. Ministry of Energy of Ukraine. Industry news. (Ukr) URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=35086 (accessed at 29.09.2021).
20. Review of the electricity market. URL: <https://ua.energy/analitika-zvit/> (accessed at 29.09.2021) (Ukr).
21. "Green-coal paradox" of Ukrainian energy. URL: <https://energy-security.org.ua/2019/05/zeleno-vugilnyi-paradoks-ukrayinskoyi-energetyki> (accessed at 29.09.2021) (Ukr).
22. Report on the assessment of compliance (sufficiency) of generating capacity to cover the projected demand for electricity and provide the necessary reserve. The resolution of the NCRECP № 605 from 13.03.2020 (Ukr).
23. Report on the assessment of compliance (adequacy) of generating capacity to cover the projected demand for electricity and provide the necessary reserve in 2020. The resolution of the NCRECP № 975 from 16.06.2021 (Ukr).
24. The Advanced Microgrid Integration and Interoperability. Sandia National Laboratories. March 2016.
25. Milind J. Pati, Shalaka N. Chaphekar. Control of Microgrid. *International Journal of Engineering Innovation & Research*. 2018. Vol. 7. Issue 2. Pp.145–151.
26. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 90. Pp. 402–411. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>
27. Microgrid-as-a-Service Market. URL: <https://www.transparencymarketresearch.com/microgrid-as-a-service-market.html> (accessed at 15.09.2021).
28. URL: <https://microgridknowledge.com/microgrids-as-a-service/> (accessed at 15.09.2021).
29. Schill W.-P., Zerrahn A., Kunz F. Solar Prosumage: An Economic Discussion of Challenges and Opportunities. In book: *Energy Transition*. Springer Nature Switzerland AG, 2019. Pp. 703-731. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-319-93518-8_29
30. Yudin M.A., Filipova S.V., Levitska A.V. The mechanism of formation of the cost of electricity in the power system of Ukraine: tools for accounting and analytical support. Odessa: ONPU, 2014. 151 p. (Ukr).
31. USAID Office of Global Climate Change, 2017.
32. Renewable energy sources. Kyiv: Institute of Renewable Energy of NASU, 2020. 392 p. (Ukr).
33. Yuehong Lu, Zafar A. Khan, Manuel S. Alvarez-Alvarado, Yang Zhang, Zhijia Huang, Muhammad Imran. A Critical Review of Sustainable Energy Policies for the Promotion of Renewable Energy Sources. *Sustainability*. 2020. Vol. 12(12). 30 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/su12125078>.
34. Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. Energy processes in electrical circuits with key elements. Kyiv: TEKST, 2010. 264 p. (Ukr).
35. Denysiuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in dispersed power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2016. No 4. Pp. 62–64. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.062>.
36. Zhuikov V.Ya., Boyko I.Yu. Dynamic electro-cost model of energy generating system. *Electronics and communication*. 2016. Vol. 21. No 6(95). Pp. 27–33. (Ukr).
37. Bordo M.D. Equation of exchange. *The New Palgrave: A Dictionary of Economics*. 1987. No 2. Pp. 175–177.

Надійшла 18.10.2021
Остаточний варіант 25.03.2022