

SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID SYSTEMS AND TECHNOLOGIES

УДК 621.316

DOI 10.20535/1813-5420.3.2021.251195

С.П. Денисюк, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-6299-3680

М.О. Коломійчук, магістрантка, ORCID 0000-0002-7967-6112

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОЦІНКА ФІНАНСОВИХ ТА ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ MICROGRID В ДИНАМІЧНИХ РЕЖИМАХ

Проведений аналіз показав значне поширення та успішне функціонування сучасних локальних систем Microgrid, які розглядаються як група взаємопов'язаних навантажень і розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених територіальних межах і діють як єдиний керований об'єкт щодо мережі вищого рівня та можуть підключатися або відключатися від цієї мережі, щоб мати можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі. Наведена оцінка фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах, зокрема, розглянуто розвиток Microgrid для забезпечення оптимальних режимів генерації та споживання з точки зору їх роботи на локальних ринках. Визначено, що Microgrid може покращити стабільність, надійність, якість та безпеку звичайних систем розподілу, завдяки чому є надійною та більш корисною технікою для виробництва електроенергії та зменшення обсягів використання невідновлюваного джерела енергії.

Показано, що на локальному рівні найбільші повно проявляються переваги динамічної тарифікації, а сучасна взаємодія учасників на ринку допоміжних послуг передбачає підвищення ролі агрегаторів розосередженої генерації та агрегаторів розосередженого споживання, а також актуальним постає дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних цін, розвитку бізнес-моделей з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів. Тариф на динамічне ціноутворення має розглядатися як одна з найефективніших та найекономічніших програм, при якій ціна на електроенергію змінюється протягом визначеного інтервалу часу. При цьому тарифікація обов'язково повинна базуватись на динамічних моделях, які мають включати принципово динамічний характер регулювання потужності системи і стимулювання відповідних бажаних дій зі сторони споживача. Запропоновано застосування при динамічній тарифікації розрахунку тарифу не за інтервалом часу, а за станом; підведення реального балансу складових енергій (миттєвих та інтегральних значень); формування для подальшого контролю оптимальності рівнів генерації і споживання електроенергії, зокрема, у вигляді еталонного тарифу та еталонних профілів генерації і споживання електроенергії.

Визначено вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію та залежать від режимів роботи генератора та навантаження, зокрема, з виділенням «еталонного тарифу». Обґрунтовано, що ефективно динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати витрати первинного палива на генерацію та споживання електроенергії в конкретні часові інтервали. Розроблений алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу дозволяє використовувати динамічну тарифікацію при зміні режимів роботи генераторів Microgrid, забезпечуючи при цьому адекватну ціну для споживачів і виробників як первинного палива, так і відпущеної та спожитої електроенергії. З використанням модифікації потужності Фризе в розробленому алгоритмі передбачено розрахунок оптимального значення активної потужності, яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

Обґрунтовано необхідність здійснити поєднання технічних та економічних (фінансових, цінних) показників в бізнес-моделях та технічних засобах на рівні Microgrid, що дозволить суттєво покращити процес керування попитом на електроенергію в умовах функціонування локального ринку електричної енергії. Запропонований алгоритм дозволяє досліджувати вплив достатньо швидкої зміни рівня потужності генератора та потужності споживання електроенергії на зміну вартісних показників системи, впровадження механізмів керування попитом та заходів з підвищення енергоефективності.

Ключові слова: Microgrid, динамічна тарифікація, еталонний тариф, Smart-лічильників, потужність Фризе, алгоритм розрахунку ціни, первинне паливо, оптимізація енергоспоживання.

Вступ

Модернізація електроенергетичних систем згідно концепції Smart Grid дозволяє електроенергетичним компаніям підвищити стійкість та надійність експлуатації енергетичної мережі, сприяє покращенню прозорості роботи системи, має можливість уникнути перебоїв у постачанні електроенергії [1]. *Smart Grid розглядається як електрична мережа чи система, яка шляхом використання інтелектуальних рішень інтегрує дії всіх підключених до неї учасників з метою забезпечення сталого, економічно ефективного та безпечного енергопостачання. Концепція розвитку Smart Grid в енергетиці у більш глобальному розумінні – це не лише новітні енергетичні технології, але також сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки та передачі інформації в реальному часі. На сьогодні виділяється три покоління Smart Grid, що дозволяє послідовно рухатися до цільової моделі [2]:*

- **Smart Grid 1.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому окремі пристрої та об'єкти системи можуть підключатися до мережі без використання єдиних цифрових стандартів;

- **Smart Grid 2.0** – стан електроенергетичної інфраструктури, при якому підключення будь-яких вузлів системи можливо тільки за умови переходу на єдиний IP-протокол та включення в єдину інтегровану IP-мережу;

- **Smart Grid 3.0** – гнучка електроенергетична система, яка базується на принципах децентралізованого, зокрема, мультиагентного, керування та рівноправності споживача і постачальника.

При реалізації положень концепції Smart Grid необхідно відзначити випереджаюче зростання ролі функціонування локальних ринків електроенергії для розвитку локальних система енергозабезпечення (Microgrid), зокрема, еволюції Microgrid як активних споживачів (prosumer) та віртуальних електростанцій (Virtual Power Plant, VPP), при широкому застосуванні джерел розосередженої генерації (ДРГ) – (Distributed Energy Resources, DER) [3–9]. Роздрібні ціни на електроенергію, що змінюються в часі, суттєво допомагають зменшити витрати на виробництво або закупівлі електроенергії у системі, задовольнити вимоги щодо резерву операційної потужності тощо.

Департамент енергетики США (DOE US) визначає Microgrid як групу взаємопов'язаних навантажень та розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених електричних межах, що діє як єдиний керований об'єкт щодо мережі, та може підключатися або відключатися від мережі, щоб забезпечити їй можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі. Microgrid – інтегрована енергетична система, що складається з п'яти основних елементів, які визначають її функціонування: 1) мікроджерел енергії або розосереджених генераторів; 2) гнучких навантажень; 3) розосереджених накопичувачів енергії; 4) системи керування; 5) точки загального підключення компонентів, – здатної працювати в керованому, узгодженому режимі як при підключенні до електромережі, так і у відокремленому (автономному) стані.

Сучасний розвиток Microgrid охоплює напрямки від схемотехнічного та технологічного аж до формування відповідних бізнес-процесів, зокрема [2]:

- розвиток інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ);
- поширення ДРГ, у тому числі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), формування різних за типом та потужністю локальних систем енергозабезпечення;
- розвиток енергетичних кооперативів, агрегаторів навантажень та генераторів електроенергії при широкому застосуванні активних споживачів (АС);
- урізноманітнення навантажень при швидкому розвитку технологій перетворення та накопичення електроенергії;
- формування нових ринкових механізмів та нових бізнес-процесів з врахуванням положень клієнтоорієнтованого підходу концепції Smart Grid.

З точки зору розвитку споживачів відбулася еволюція Microgrid з формуванням активних споживачів (prosumer та prosumage) [6, 7]. Споживач може розглядатися як пасивний, з керованим навантаженням, солідарний чи активний, що дає можливість його розглядати як інтелектуальний споживач з функціями партнерства (рівноправності) з енергопостачальною компанією. Виникають вимоги до сучасних АС: передбачуваність, поведінка з врахуванням попиту, зростання ролі в системі як рівноправний елемент, формування співтовариства активних споживачів (prosumer community). Можемо зазначити наступну еволюцію споживачів: пасивний, поінформований, з реакцією на стан енерговикористання, з реакцією на стан енергозабезпечення, з реакцією на вимоги енергокомпанії (постачальника енергетичних послуг), активне керування попитом та рівнями власної генерації електроенергії, у тому числі з видачею її в електромережу. Так, у роботі [10] представлена концепція нової ринкової ролі децентралізованого ринкового агента (DMA), який оптимізує роботу системи та розширення на рівні розподільної мережі. Для цього однією з потенційних технологій гнучкості є керування попитом (Demand Side Management, DSM).

З точки зору розвитку систем генерації в Microgrid розвивається підхід створення віртуальних електростанцій (VPP) – групи об'єктів ДРГ, споживачів з регульованим (керованим) навантаженням, систем акумуляції та передачі енергії з єдиним автоматизованим керуванням, яка імітує традиційний генеруючий об'єкт електроенергетики для взаємодії з централізованою електроенергетичною системою [11]. Основна властивість сучасних VPP – це інтегрування існуючих технічних рішень і технологій керування попитом (DSM) і ДРГ за допомогою програмно-апаратного комплексу, включаючи власне механізми та засоби керування попитом і генерацією, електроенергетичні інтелектуальні мережі, гнучке ціноутворення, адаптивне керування потужностями в мережі, засобами релейного захисту та автоматики, керування якістю електроенергії [12].

Стратегічні цілі створення VPP [5, 9]: підвищення надійності електропостачання та якості електроенергії на рівні локальних (територіальних) систем енергозабезпечення з великою часткою генерації зі стохастичними режимами виробництва електроенергії; зниження цін на електроенергію у період пікових навантажень; агрегування вільної потужності ДРГ, у тому числі тих, що належать різним власникам і використовуються в когенераційному або піково-резервному режимі у складі локальних систем енергозабезпечення, а також на роздрібних і оптовому ринках електроенергії.

VPP агрегує потужність багатьох різноманітних типів ДРГ [13]. Вона створює єдиний робочий профіль із набору параметрів, що характеризують кожну одиницю ДРГ, і може включати вплив мережі на сукупний вихід ДРГ. Фактично VPP – це гнучке представлення портфеля ДРГ, яке може бути використано для укладання контрактів на оптовому ринку та надання послуг системному оператору. VPP можуть функціонувати з двома основними цілями:

- 1) оптимізація потужності та потоку потужності агрегованих блоків ДРГ в системі розподілу;
- 2) максимізація вартості портфеля ДРГ за участю в енергетичні ринки. Фокус конкретних стратегій оптимізації визначає конфігурацію системи, параметри та схеми керування. Як наслідок, VPP класифікуються на два основних типи: технічні VPP (TVPP) та комерційні VPP (CVPP). ДРГ може одночасно бути частиною як CVPP, так і TVPP. Технічна VPP (TVPP) фокусується на підключенні децентралізованих енергетичних установок на рівні розподільної мережі. На протипагу цьому, комерційна VPP (CVPP) розглядається як еквівалент ринкової поведінки електростанцій, основними цільовими ринками яких є локальні ринки електроенергії та оптові центри електроенергії.

Системи активного керування розподіленими енергооб'єктами

В залежності від типу керованої мережі (Network Manager) – мережа передачі чи розподілу – можна виокремити системи керування передачею електроенергії (TMS) і системи керування розподілом електроенергії (DMS) системи керування енергоспоживанням (EMS) [14, 15]. Для комплексного керування виробництвом і передачею електроенергії до скасування державного регулювання використовувалися, в основному, системи керування енергоспоживанням (EMS). Після скасування державного регулювання поділ цих двох функцій призвело до створення систем керування виробництвом електроенергії (GMS) для незалежного керування генеруючими потужностями.

Економічні механізми керування попитом мають бути реалізовані на технічному рівні. EMS у загальному випадку контролює забезпечення надійності енергопостачання з ефективним використанням генеруючих ресурсів та зниження втрат на передачу енергії за рахунок задоволення вимог системи передачі, елементів генерації і споживачів [14, 15].

У VPP система децентралізованого керування виробництвом електроенергії та зв'язок з генераторним обладнанням відіграють особливу роль і ефективно реалізуються завдяки таким елементам як Децентралізованій системі керування виробництвом електроенергії (Distributed Energy Management System, DEMS) та блоку керування розосередженими джерелами енергії (DER controller) контролера. DEMS використовує три інструмента: прогнозування, оперативне планування і оптимізацію в режимі реального часу (для оптимізації потужності).

DEMS здійснює контроль і моніторинг потужності всіх генераторів електроенергії, обладнання зберігання і гнучким попитом, а також можливістю керування для підтримки узгодженого профілю обміну електроенергією, а також систем керування розподілом електроенергії (Distribution Management System, DMS), в яких забезпечується зниження пікового навантаження на систему, оптимізація мережевих активів, оптимізація передачі та використання електричної енергії.

Функції керування розосередженими енергоресурсами можуть виконувати локальні системи керування кожного агрегату [16]. Однак зі зростанням кількості об'єктів керування в Microgrid неможливо обійтися без автоматизованої інформаційно-керуючої системи, яка має здійснювати координуюче і оптимальне керування всіма розосередженими енергоресурсами, мінімізуючи витрати на первинне паливо, закупівлю енергії на ринках від «третьої сторони» і технічне обслуговування обладнання, підвищуючи доходи від продажу енергії та надання системних послуг (цінозалежне споживання, регулювання частоти і напруги). Саме Distributed Energy Resource Management System (DERMS) відповідає за взаємодію з «великою» енергосистемою, яку, в свою чергу, представляє DMS енергетичної

компанії [16].

Зазначимо, що перші технології DERMS з'явилися лише в 2014 році. Так, на початку 2017 року компанія Siemens запустила власну DERMS, що складається з програм збору і надання даних і візуалізації енергосистеми від планування до прогнозування. За основу взята адаптація програмних засобів системи керування Spectrum 7 Utilidata [17].

Для Microgrid та VPP система керування DER (DERMS) оптимально керує функціонуванням DER для надання мережевих послуг, полегшує альтернативи, дозволяє DER приймати участь на ринках. DERMS дозволяє підвищити ситуаційну обізнаність при збільшенні проникнення DER, забезпечуючи моделювання, агрегування та групування DER. DERMS також покращує використання DER, забезпечуючи зв'язок DER, прогнозування DER, покращує послуги надійності мережі та керування обмеженнями DER. Виникає проблема побудови нових алгоритмів обліку та керування, коли при побудові системи керування необхідно, поряд з технічним (технологічним) контуром, використовувати економічний контур керування. Звичайно, на вищих рівнях ієрархії таких контурів буде «кілька», причому з'являється контур керування, в який включено людину, наприклад, диспетчера. Однак на самому нижчому рівні, а саме Microgrid – диспетчер відсутній. У цьому випадку функції, які покладаються на диспетчера на верхніх рівнях (коли існує необхідність багатоваріантних розрахунків за низькою, часто суперечливих, критеріїв та обмежень), покладено на систему керування (її ядро – контролер).

Аналіз показав, що така вдосконалена система DERMS має виконувати наступні функції:

- моніторинг стану генераторів, ліній електропередачі, акумуляторної батареї (АБ) та навантажень (Energy Smart Monitor);
- регулювання роботи систем генерації, регуляторів систем передачі та розподілу електроенергії;
- оцінку динамічної ціни палива та електроенергії при генерації та споживанні електроенергії (тарифів);
- розрахунок витрат первинного палива та вартості отриманої / відпущеної електроенергії.

У свою чергу, системи керування генерацією (ГМС, GMS) традиційно є частиною системи енергоменеджменту, яка дозволяє енергетичним компаніям або розпорядникам активів керувати своїм парком генераційних активів [18].

GMS забезпечує комплексне рішення керування мережею, яке може адаптуватися до зміни бізнес-процесів та дозволяє користувачам мережі ефективно реагувати на інформацію в режимі реального часу [19]. Пакет GMS включає засоби оперативного контролю і планування виробництва електричної енергії на різних періодах часу, розрахунку та контролю відповідності фактичних технологічних і фінансових результатів звітним даним, сформованим інфраструктурними організаціями енергоринку.

Основні функції GMS: моніторинг ведення диспетчерського графіка з будь-яким рівнем пооб'єктової деталізації; розрахунок і ведення планових графіків; розрахунок і візуалізація показників ефективності роботи компанії на оптовому ринку електроенергії, включаючи розрахунок коефіцієнтів готовності генеруючого обладнання, показників роботи на оптовому ринку електроенергії; ведення даних щодо паливовикористання; розрахунок ефективності роботи на локальному ринку.

Економічний аналіз диспетчеризації здійснюється за допомогою програмного забезпечення Economic Dispatch (ED), яке розподіляє зміни генерації енергосистеми серед генераторних установок для досягнення оптимального рівня економії енергоносіїв [20]. Ключові особливості програмно-апаратного забезпечення економічної диспетчеризації: мінімізація витрат на паливо, оптимальні енергетичні витрати, швидкодіючі та надійні алгоритми, обмеження генерації для підтримання належних онлайн-резервів, визначення пропускної спроможності лінії електропередачі для запобігання перевантаженням, врахування характеристик швидкості нарощування потужності для кожної генераційної установки, детальне моделювання функцій витрат. Програмне забезпечення Economic Dispatch використовує вдосконалені алгоритми розрахунку оптимального потоку енергії з метою визначити оптимальну схему генерації при збереженні належних запасів первинних енергоресурсів. Рівні генерації окремих агрегатів розраховуються та реалізуються з метою задоволення потреби в навантаженні при мінімальних витратах.

На сьогодні розроблено два основні підходи до залучення споживачів до керування навантаженням: неявне керування попитом (implicit demand response, price-based demand response), засноване на застосуванні різних видів диференційованих за часом тарифів на електроенергію або поведінкових стимулів; явне керування попитом (explicit demand response, incentive-based demand response, event-based demand response), що передбачає безпосереднє керування навантаженням споживача.

Для оптимального функціонування Microgrid на першому етапі важливо забезпечити баланс попиту та пропозиції з використанням (формуванням) відповідних функцій попиту та пропозицій, а також створення сучасних інноваційних бізнес-моделей Microgrid. Наприклад, два основних нових гравця представлені бізнес-моделлю E+ для досягнення цілі оптимізації енергопроцесів в Microgrid: prosumer та APM (Агрегований менеджер Prosumer, Aggregated Prosumers' Manager) [21]. Просюмери є фізичними або

юридичними особами, здатними створювати різні договірні відносини з APM, Distribution System Operator (DSO) або Commercial Aggregator (CA). APM може взаємодіяти з іншими агентами в електроенергетичній системі та тісно співпрацює з DSO для керування та оптимізувати роботу розподільної мережі, пропонуючи допоміжні послуги, що стосуються якості мережі або реактивної потужності компенсації.

Сьогодні успішно розвивається такий напрямок як Microgrid як послуга (Microgrid as a Service, MaaS). MGaaS є новою хмарною бізнес-моделлю, що базується на інноваціях Microgrid, дигіталізації та інших нововведеннях, таких як Інтернет речей (IoT), штучний інтелект та блокчейн (технологічна платформа цифрової книги для покращення енергетичних операцій) [22]. MGaaS – це ефективне технічне обслуговування системи; низький авансовий капітал; оновлення інфраструктури; енергетична безпека та хеджування цін; вища гнучкість; моніторинг та оптимізація; краща стійкість. MaaS дозволяє третім сторонам ефективно і результативно виробляти, керувати та підтримувати розподілені чисті енергетичні ресурси, одночасно усуваючи складність та фінансові ризики традиційних розгортань Microgrid у постачальників енергії та споживачів енергії.

Важливим елементом MaaS є застосування динамічної тарифікації для забезпечення ефективного функціонування на локальних ринках електроенергії як власне Microgrid, так і prosumer та VPP [5, 9, 13, 22]. При аналізі розвитку та застосування Microgrid важливо проаналізувати характеристик / показники, які можуть бути застосовані як для економічних, так і технічних оцінок.

Підкреслимо, що світовий ринок Microgrid у 2019 році оцінювався у 8,29 млрд. дол. США і очікується, що до 2026 року він досягне 25,45 млрд. дол. США, зростаючи при CAGR (Compound annual growth rate – сукупний середньорічний темп зростання) 21,5% протягом 2021–2026 років. Обсяг глобального ринку VPP у 2019 році оцінювався у 1,3 млрд. дол. та до 2027 року він досягатиме 5,9 млрд. дол., зростаючи при CAGR 21,3% з 2020 по 2027 рік [23]. Прогнозується, що світовий ринок ДРГ досягне 183,2 млрд. дол. США до 2025 року, що зумовлено зростаючим акцентом на декарбонізацію виробництва та передачі електроенергії [24]. У 2019 р. глобальний обсяг ринку Microgrid as a Service (MaaS) становив 1112,7 млн. дол. США, і очікується, що він досягне 2046,6 млн. дол. США до кінця 2026 р., а показник CAGR 9,0% протягом прогнозованого періоду 2021–2026 рр. [25, 26].

Зазначимо, що за I півріччя 2021 року загальна потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики в Україні збільшилася на 8,3%, або на 709 МВт. У виробництво електроенергії з ВДЕ інвестували €530 млн. За даними Держенергоефективності, упродовж шести місяців було введено: вітроелектростанцій (ВЕС) – 278,4 МВт; сонячних електростанцій (СЕС) – 257,4 МВт; СЕС приватних домогосподарств – 156 МВт; електростанцій на біомасі – 10,4 МВт; електростанцій на біогазі – 6 МВт; об'єктів малої гідроенергетики (МГЕС) – 1,6 МВт. Найбільше зросла встановлена потужність СЕС, пік виробництва яких у весняно-літній період припадає на години денного зниження споживання, що потребує гнучких інструментів для їхнього балансування. На сьогодні балансування ВДЕ, переважно СЕС, у денні години, НЕК «Укренерго» визначає основною проблемою інтеграції ВДЕ в енергосистему України. Технічні проблеми розвитку ВДЕ обумовлені обмеженими можливостями Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України до інтеграції об'єктів відновлювальної енергетики з негарантованим відпуском електричної енергії (СЕС та ВЕС).

Згідно Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву, затверджений постановою НКРЕКП № 605 від 13.03.2020 р. розвиток ВДЕ має бути узгоджений з можливостями забезпечення їх балансування. Головні рекомендації Звіту полягають у подальшому розвитку атомної генерації, модернізації вугільних блоків ТЕС та обмеження виробництва електроенергії із ВДЕ. За висновками «Укренерго», саме через відсутність балансуємих потужностей балансування ВДЕ наявними в енергосистемі потужностями є досить дорогим, неефективним та гальмує розвиток економіки України. Звіт визначає розвиток ВДЕ основною причиною подальшого зростання ціни електричної енергії на ринку. Основними рекомендаціями щодо подальшого розвитку галузі є подовження строку експлуатації всіх атомних блоків на 20 років, реконструкція ТЕС для подовження строку експлуатації та відповідності екологічним нормам, затвердження яких очікується. Пропонуються шляхи боротьби з подальшим неконтрольованим розвитком ВДЕ: квотування обсягів впровадження ВДЕ з обґрунтуванням технічних та економічних причин; Обмеження потужності ВЕС та СЕС; використання можливості відмови у приєднанні електростанцій з негарантованою потужністю до мереж.

Новий механізм підтримки ВДЕ в Україні має враховувати: впровадження нових механізмів підтримки ВДЕ повинно здійснюватись разом із суттєвим підвищенням податків на викиди вуглецю, ставки яких в Україні є заниженими у порівнянні з європейськими; нетарифні методи підтримки ВДЕ (Investment Tax Credits, Production Tax Credits, цільові гранти, низькі відсоткові ставки за рахунок погашення частини відстоїв тощо); максимальну підтримку ВДЕ з метою самогенерації (споживання виробленого самим споживачем обсягу енергії без віддачі в мережу) (Microgrid, prosumer); створення сприятливих фінансових умов не лише для розвитку розподіленої генерації, але й для встановлення засобів

накопичення та перетворення енергії домогосподарствами та бізнесами.

Динамічне ціноутворення в Microgrid

Зниження ціни, яку сплачують споживачі за електроенергію, незмінно є першою причиною введення конкурентних ринків електроенергії [27]. Витрати на виробництво електроенергії залежать виключно від типу технологій та палива, що використовується для виробництва електроенергії. На короткостроковому ринку електроенергії на ціну електроенергії впливає структура витрат. Граничні витрати – це переважно витрати на паливо. Що стосується ВДЕ, поточні витрати на придбання енергії відносно нижчі, оскільки ніякі витрати на паливо та експлуатаційні витрати не пов'язані з капітальними витратами на придбання вітрогенератора чи фотомодуля. На конкурентних короткотермінових ринках ціни встановлюються короткостроковими граничними витратами. У тарифі на генерацію електроенергії також враховується інвестиційна складова, зокрема, амортизаційні та накладні витрати.

Поведінка споживачів пов'язана з моделями споживання, адже більшість споживачів використовують великі електричні навантаження одночасно. Очікувана динамічна цінова програма впливає на поведінку попиту споживачів [28]. Зміна моделей споживання на макрорівні може вплинути на стратегічні рішення, такі як будівництво електростанцій, а також підвищення ефективності експлуатаційних витрат.

США та Європа активно проводять дослідження в області динамічного ціноутворення, хоча є відмінності в принципах реалізації. США більше зосереджуються на дерегуляції, що дозволяє розвивати ринкову базу, в той час як європейські країни приділяють більше уваги встановленню Smart-лічильників для легкого контролю споживання електроенергії. Динамічне ціноутворення на електроенергію може впливати на поведінку споживачів щодо зміни споживання електроенергії [29, 30]. Динамічне ціноутворення стало можливим завдяки розвитку ефективних оптових ринків та наявності даних Smart-лічильників.

Споживачі можуть бути зацікавлені в динамічному ціноутворенні, якщо вони добре проінформовані і якщо схеми розроблені у простий для використання спосіб, щоб дозволити їм заощадити на своїх рахунках [31]. Щоб максимізувати потенціал гнучкості споживачів, необхідні відповідні структури роздрібного ціноутворення, щоб стимулювати інвестиції споживачів в електричне опалення, охолодження та транспорт, а також для прийняття ними власних рішень щодо рівнів споживання електроенергії.

Роздрібні продавці повинні мати можливість запропонувати своїм клієнтам різноманітний прайс-лист, який дає їм змогу вибрати оптимальну схильність до варіації цін відповідно до їх потенціалу гнучкості та неприйняття ризику.

Різною мірою динамічне ціноутворення пов'язує ціни з реальними або очікуваними коливаннями оптових цін [5]. На конкурентних ринках ця гранична вартість виробництва електроенергії виражається наявними цінами в короткостроковому періоді та договірними цінами в довгостроковій перспективі. Чим більше ціни та періоди ціноутворення відповідають цінам на оптових ринках у проміжок часу, який фактично створює стимули для формування поведінки щодо споживання енергії відповідно до того, як розвиваються оптові ціни, тим «динамічнішими» вони є.

Динамічне ціноутворення включає [31]:

–ціноутворення за часом використання – це тариф, при якому ціна за кВт-год залежить від часу споживання електроенергії. Це може бути проста денна та нічна ціна або, наприклад, години пік і поза піком, розділяючи день на кілька періодів. Зазвичай періоди та ціни відомі заздалегідь, але існують пропозиції, де визначення інтервалів день/ніч може змінюватися відповідно до наявної ціни на добу вперед. Ціни також можуть бути визначені як середні ціни за різні періоди часу, але безпосередньо індексовані до наявної ціни на день наперед;

–критично пікове ціноутворення (КПЦ) – це ставка доповнень, при якій ціни на електроенергію істотно зростають протягом кількох днів у році, коли оптові ціни найвищі, але ціни нижчі за середні протягом решти року;

–за допомогою ціноутворення в режимі реального часу (ЦРЧ) оптові ціни на електроенергію безпосередньо передаються кінцевим споживачам, а рахунки розраховуються на основі принаймні погодинного обліку споживання або з ще більшою деталізацією (наприклад, 15 хв.).

Ми можемо відзначити наступну еволюцію системи тарифів: стаціонарні тарифи, тарифи за зонами доби, формування динамічних тарифів. Ще у 1970-х роках з'явилися дослідження щодо застосування різної у часі цінової політики ціноутворення на регульовані послуги, зокрема і електроенергію [32]. Можливості для впровадження динамічного ціноутворення відкрилися з розвитком конкурентних оптових ринків, розвитком дешевих двосторонніх комунікаційних технологій. Якщо фіксовані тарифи призводять до дорогого нарощування потужності, то, крім зменшення пікового попиту, динамічні ціни також надають кожному споживачеві можливість зменшити рахунки за електроенергію навіть на постійному рівні споживання, просто змінюючи алгоритм споживання, зміщуючи навантаження протягом дня.

Існують два важливих методи динамічного ціноутворення – у переважній більшості випадків на

наступну добу та у режимі реального часу. Так, у роботі [33] розглянуто маркетингові стратегії таких ВДЕ, як сонячна батарея та вітрогенератор, а у роботі [34] запропоновано підхід для максимізації прибутку за рахунок ціноутворення у Microgrid на добу наперед з використанням централізованого керування. У роботах [35, 36] досліджується оптимальна проблема динамічного ціноутворення на добу на ринку електроенергії з одним роздрібним продавцем та кількома замовниками. Основною метою є підтримка роздрібною продавця прийняти найкраще рішення щодо динамічного ціноутворення на добу, що максимізує його прибуток. Для здійснення двостороннього зв'язку між Smart-лічильниками кожен абонент оснащений блоком контролера споживання енергії як частиною власного інтелектуального лічильника. Фактично динамічне ціноутворення на електроенергію – це техніка керування попитом, яка призводить до більшої рівномірності графіків навантаження. На динамічне ціноутворення впливають заходи щодо зменшення пікового навантаження, еластичності попиту, сегментації ринку, цінової політики, спроможності технологій та готовності клієнтів платити [37].

Схема ціноутворення в реальному часі (Real-Time Pricing, RTP) є ідеальним методом для регулювання балансу потужності між попитом та пропозицією в інтелектуальних електромережах, має істотний вплив на поведінку споживачів, роботу системи та загальне керування системою [38]. Ціни в реальному часі (RTP) є формою динамічного ціноутворення з максимальною невизначеністю або ризиком для споживачів. Тут ціни змінюються через рівні інтервали в 1 год або кілька хвилин. Показано, що зміна ціни через невеликі проміжки часу збільшує ефективність схеми ціноутворення при відображенні фактичних витрат на поставку, однак такі схеми вимагають передових інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) та керування цими частими змінами.

Активне впровадження Microgrid на лібералізованих локальних ринках обумовило необхідність реалізації гнучкої тарифної політики, зокрема, динамічної тарифікації [1, 3]. Існує потреба розглянути можливість формування цих «регульованих» компонентів на основі потужності, а також ретельно вивчити можливість більш динамічного їх формування [11, 38, 39]. При розвитку динамічного ціноутворення необхідно враховувати технічні можливості Smart-лічильників та Smart-пристроїв керування. Ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати споживання в конкретні часові інтервали, що відповідають інтервалам, визначених ринковими відносинами.

Проведений аналіз показав, що технічна реалізація Microgrid досить повно розроблена для всіх рівнів, зокрема, з почасовим прогнозуванням та на добу наперед. Однак важливо здійснити дослідження щодо оцінки співвідношення попит – ціна на мікрорівнях, визначити вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію, залежать від режимів роботи генератора та навантаження.

Актуальним є дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних цін, а також трендів розвитку бізнес-моделей з врахуванням фізичного, інформаційно-комунікаційного та бізнесового рівнів.

Важливо за рахунок реалізації методології динамічного ціноутворення оптимізувати витрат палива та, як наслідок, приведені затрат на виробництво 1 кВт·год електроенергії в Microgrid.

Нехай $c_e(t)$ та $c_f(t)$ – тариф на електроенергію та вартість одиниці палива; $P(t)$ та $B(P(t), t)$ – споживана потужність та поточні витрати первинного палива.

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

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

Завдання оптимізувати в Microgrid електроенергетичні процеси з точки зору ефективної роботи як генераторів, так і навантажень.

Тоді для вартості спожитої електроенергії $C_E(t)$ та вартості витрат палива $C_F(t)$ на інтервалі $[0, t)$ можемо записати:

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

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

Для цього доцільно запропонувати *еталонний (ідеальний) тариф* для формування квазіоптимального тарифного плану. Покладемо, що «еталонний тариф» – поточний, змінний у часі тариф на електроенергію з врахуванням реальних умов поточних витрат, зокрема, первинного палива і зміни в реальному часі характеристик роботи системи генерації та навантажень, безперервної зміни обсягів всіх складових поточних витрат, використання палива на генерацію електроенергію, втрат електроенергії в елементах системи при генерації, передачі та розподілу електроенергії. Поряд з еталонним тарифом можуть бути запропоновані до використання еталонні профілі генерації та споживання електроенергії.

Охарактеризуємо особливості роботи окремих елементів Microgrid з точки зору визначення оптимальних та неоптимальних режимів їх роботи. Як критерій оптимальності процесів в Microgrid надалі використаємо потужність Фризе та обмінну потужність $Q_{об}$ [40].

З метою зменшення втрат шляхом аналізу можливостей керування режимами електропостачання, зазвичай використовується метод оцінки рівнів неоптимальності на основі показника потужності Фризе $Q_{ф}$ [40], яка визначається як квадратичне нев'язка між повною S та активною P потужністю: $Q_{ф} = \sqrt{S^2 - P^2}$. Потужність Фризе дозволяє виявити групи споживачів з найбільшим впливом на загальну нерівномірність системи та проаналізувати можливі варіанти коригуючих дій. Втратами у лініях електропередачі та розподілу Microgrid знехтуємо.

Застосування потужності $Q_{ф}$ для оцінки нерівномірності процесів покажемо на прикладі режиму, що характеризується діючими значеннями напруги U_i та струму I_i , $i = 1, \dots, n$, T_i – тривалість i -го інтервалу, та $P = U_0 I_0$ де U_0 , I_0 – усереднені значення напруги та струму. За умови $\cos \varphi = 1$ для інтервалу $T_T > T_r$, де T_r – період електромережі, можна записати вираз для потужності Фризе $Q_{ф}$ у вигляді

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

Для оцінки дольового внеску елементів системи обмінні процеси у вузлі для заданої діючої напруги генератора $u(t)$ розділимо за першою (індекс «1»), однією j -ю вищою (індекс « j »), всіма вищими (індекс « ∞ ») та всіма (індекс « Σ ») гармоніками згідно з такими виразами:

$$Q_{об}^{(j)} = \frac{1}{T} \int_0^{t^*} u(t) I_{m(j)} \sin(j\omega t - \psi_j^i) dt; \quad (2)$$

$$Q_{об}^{(\Sigma(\infty))} = \frac{1}{T} \int_0^{t^*} u(t) \left(\sum_{k=1(2)}^{N_r} I_{m(k)} \sin(\omega t - \psi_k^i) \right) dt.$$

Для генератора структура первинного палива може включати: власний ресурс, енергія довкілля (потенційна, кінетична, інсоляція), також можливим є постачання електроенергії від «третьої сторони» (закупівля електроенергії як товару). Можливі фактори нарощування потужності генератора: 1) власні ресурси; 2) вплив кліматичних та метеорологічних умов (енергія вітру, сонця, потенційної енергії води); 3) закупка електроенергії – від «третьої сторони», – що надалі визначає горизонтальний та вертикальний рівень взаємодії елементів Microgrid.

Акумулятори (накопичувачі електроенергії) віднесемо до системи генерації. При цьому акумуляторну батарею будемо розглядати як ведений (підпорядкований основному) генератор, для роботи якого потрібно здійснити попередній заряд. Необхідно також врахувати різну вартість 1 кВт·год електроенергії в режимі заряду та розряду акумуляторної батареї (при здійсненні тарифікації роботи акумулятора), а також визначити діапазон відбору потужності від акумулятора (здійснити побудову функції розряду як функціональної залежності від низки параметрів).

Надалі будемо вважати, що у навантаженні власна генерація відсутня, а також є можливість балансування системи у випадку неможливості забезпечити співпадіння форм згенерованої та спожитої енергії застосовуючи регулювання навантаження та програми керування попитом (demand-side management, DSM). Регулювання навантаження: зміщення у часі профіля (графіка) електроспоживання, зокрема, максимальної потужності споживання чи використання акумуляторів енергії; оптимізація навантаження, у першу чергу, за рахунок механізмів керування попитом DSM.

Загальний можливий діапазон регулювання (зміни ΔP) 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 типу генераторів може бути кілька одиниць генераторів різної потужності). При цьому здійснюється ранжування технологій генерації за наростанням вартості 1 кВт·год згенерованої електроенергії.

При зростанні величини відбору потужності наступною застосовується (вводиться в дію) технологія генерації з найменшою вартістю 1 кВт·год електроенергії з множини технологій генерації (окремих типів генераторів), які є доступними чи знаходяться в резерві (невикористаними). При зниженні величини відбору потужності першою буде задіяна технологія генерації, де вартість 1 кВт·год електроенергії найбільша.

З технічної точки зору для паралельного включення генераторів важливо забезпечити узгодженість роботи різних типів генераторів, забезпечити їх електромагнітну сумісність (ЕМС), зокрема, з врахуванням оцінки обмінних процесів, та усунути взаємний вплив цих генераторів [40, 41].

При аналізі генерації електроенергії доречно розглядати оптимальні та неоптимальні режими, складові витрат первинного палива; нарощування потужності (плавно, стрибкоподібно), покрокове нарощування потужності. Якщо плавне нарощування потужності забезпечує, наприклад, дизель-генератор (ДГ), то покрокове нарощування генерації – це підключення окремих блоків (секцій) ВЕС та СЕС ($\Delta P_{Г,Блі}$). В результаті, зміна генерованої потужності i -м генератором змінюється в межах від $P_{Гі, \min}$ до $P_{Гі, \max}$ з кроком $\Delta P_{Г,Блі}$.

Залежно від потужності навантаження в роботу може бути підключено кілька генераторів зі своїми залежностями вихідної потужності таким чином, щоб система Microgrid була збалансована. Фактично у загальному випадку мова йде про агрегацію кількох різних типів генерації з своєю власною вартістю генерації 1 кВт·год електроенергії. Для одного i -го генератора можемо записати:

$$C_{Гі} = F_C(B_i(P_i) + \Delta C_i(P_i)),$$

де ΔC_i – поточні витрати, які можуть також залежати від рівня генерованої потужності. Надалі покладемо, що має місце залежність $\Delta C_i = \text{const}$. Якщо для i -го генератора вартість генерації 1 кВт·год складає $C_{Гі}$, то при генерації i -м генератором потужності $P_{Гі}$, середньозважена вартість 1 кВт·год електроенергії визначається із співвідношення

$$C_{Г, \text{CP}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{Г}} P_{Гі} \cdot C_{Гі}}{\sum_{i=1}^{n_{Г}} P_{Гі}}, \quad (3)$$

де $n_{Г}$ – кількість генераторів.

Зміни середньозваженої вартості 1 кВт·год електроенергії обумовлена величиною миттєвої потужності генерації електроенергії i -м генератором, а також зміною величини $C_{Гі}$, яка, у свою чергу, залежить від прогнозу метеорологічних умов для СЕС та ВЕС, величини витрат первинного палива $B_i(P_i)$ (ДГ) тощо, тобто від регулювальних характеристик генераторів Microgrid.

Тривалість інтервалу сталості величини $C_{Гі}$ (j -го інтервалу $\Delta t_{i,j}$ для i -го генератора) залежить від зміни величини поточної потужності $P_i(t)$ 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; $\varepsilon_P > 0$.

Покладемо, що в системі забезпечується умова $P_{Г}(t) = P_{Н}(t)$, а також відоме співвідношення $B_i(P_i)$ – функція витрат первинного палива i -го генератора як залежності від величини генерованої потужності електроенергії P_i . Вартість згенерованої потужності всіма генераторами визначається із співвідношення:

$$C_{Г\Sigma} = \sum_{i=1}^{n_{Г}} (F_C(B_i(P_i) + \Delta C_i)). \quad (4)$$

Для оптимального вибору різних типів джерел енергії в Microgrid важливою є оцінка рівня технологічних втрат від нерівномірного споживання електроенергії, та, як наслідок, витрат первинного палива. Розглянемо Microgrid, яка складається з множини ЕРС $E_i \{i = 1, n_E\}$, що є джерелами дизельних електростанцій, СЕС, ВЕС та n_R навантажень. Джерела такої системи можуть розрізнятися між собою за технічними параметрами, мати внутрішній опір. Покладемо, що j -те навантаження моделюється залежностями зі змінними у часі параметрами $R_j(t)$, $L_j(t)$.

Для побудови алгоритму оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах введемо визначення певних параметрів для подальшого виконання алгоритму. Активна потужність $P(t)$ змінюється в часі протягом певного технологічного періоду T_T , обсяги споживання енергії W . Витрати первинного палива $B(t)$ зазвичай мають нелінійний характер і можуть бути визначені експериментально або шляхом використання номінальних характеристик. Витрати первинного палива також залежать від рівня споживання активної потужності $W(P)$. Для визначення вартості

первинного палива C_B за інтервал T_T , слід врахувати тариф c_B , який може змінюватися довільно у часі або навпаки мати сталий характер (тобто $c_B = \text{const}$).

Для реалізації динамічної тарифікації за станом, а саме для фіксації зміни обсягів отриманої енергії у динамічному режимі згідно співвідношень (3), (4), узагальнений алгоритм роботи Smart-лічильника містить наступні кроки [39, 42]:

1. Установка початкових еталонів.
2. Введення i -го режиму. Контроль значень W та B та приростів ΔW та ΔB .
3. Перехід на новий режим $i=i+1$.
4. Обчислення миттєвої вартості палива $B_i(P)$ та електроенергії $W_i(P)$.
5. Визначення приростів вартості палива $\Delta B_i(P)$ та електроенергії $\Delta W_i(P)$.
6. Перевірка умов: чи знаходиться вартість у i -й зоні сталості тарифу, тобто перевірка умов: $\Delta B_i(P) > \varepsilon_{B(P)}$ та електроенергії $\Delta W_i(P) > \varepsilon_{W(P)}$, $\varepsilon_{B(P)} > 0$ та $\varepsilon_{W(P)} > 0$.
7. Перехід на установку нового тарифу на електроенергію $W_i(T)$.
8. Контроль рівнів генерації та споживання електроенергії за i -м тарифом.
9. Формування поточного звіту електронних таблиць та графіків щодо миттєвих та інтегральних значень тарифів, генерації та споживання електроенергії.
10. Перехід при необхідності на 2 етап; у протилежному випадку на етап 11.
11. Знімання інформації про миттєві та інтегральні характеристики в конкретні моменти часу.
12. Завершення роботи алгоритму.

Для оцінки вартості первинного палива у динамічному режимі Microgrid наведемо алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу T^* (тривалістю від хвилин, години, декількох годин до доби та ін.). Позначимо його як деякий технологічний період T_T . В алгоритмі розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності для спрощення розрахунків покладемо, що витрати палива в залежності від рівня споживання активної потужності відомі, а тариф вартості первинного палива не змінюється в часі та має сталий характер.

Для оцінки вартості первинного палива у динамічному режимі Microgrid необхідно проаналізувати графіки генерації та споживання електроенергії, зокрема, графіки електричних навантажень (ГЕН). Різні типи ГЕН відображають функції $P(t)$, $Q(t)$ або $I(t)$, які є інтегральними характеристиками зміни навантаження на виділеному інтервалі (хвилини, години, дні). Залежно від способів та точності виміру (апроксимації) графік навантаження може розглядатися як безперервна або східчаста крива [43].

Наведемо кроки алгоритму оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах розрахунку вартості первинного палива.

Крок 1. Визначення функціональної залежності активної потужності $P(t)$ на інтервалі T^* . Як приклад на рис. 1 наведено графік зміни активної потужності $P(t)$ з виділенням контрольованого інтервалу часу T^* .

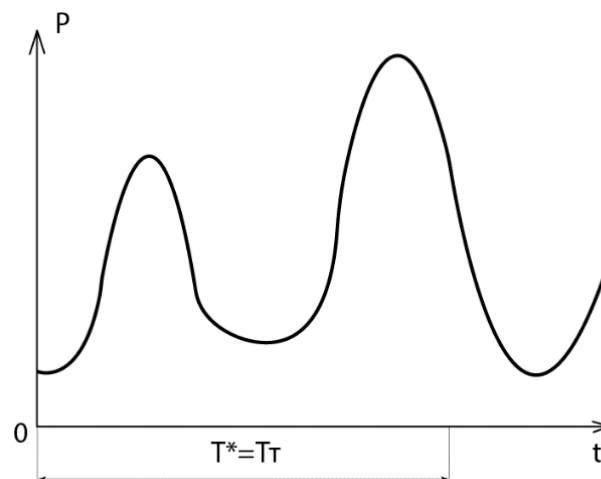


Рисунок 1 – Графік зміни активної потужності $P(t)$

Крок 2. Апроксимація графіка зміни активної потужності $P(t)$. Апроксимація може бути виконана, наприклад, кусочно-постійними або кусочно-лінійними функціями з заданою точністю апроксимації ε_P ($\varepsilon_P > 0$). Так, у випадку виконання апроксимації кусочно-лінійними функціями при використанні методу

середньоквадратичного наближення апроксимація задається лінійною функцією $y=ax+b$ [44]. На кожному інтервалі апроксимації треба підібрати такі значення a та b , для яких функція відхилення буде мінімальною

$$Q(a,b) = \sum_{i=1}^n (y_i - (ax_i + b))^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i - b)^2 .$$

Для цього випадку необхідно розв'язати систему двох лінійних рівнянь з двома невідомими, після чого ми отримуємо значення невідомих параметрів a та b [44]. Кількість інтервалів визначається точністю апроксимації:

$$\begin{cases} a \sum_{i=1}^n x_i^2 + b \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n x_i y_i ; \\ a \sum_{i=1}^n x_i + bn = \sum_{i=1}^n y_i . \end{cases}$$

Надалі особливості реалізації розробленого будемо ілюструвати на прикладі апроксимації функції $P(t)$ на чотирьох інтервалах (див. рис. 2). Покладемо, що в результаті апроксимації функції $P(t)$ кусочно-постійними функціями на окремих інтервалах ми побудували ступінчатий графік залежності активної потужності $P(t)$, зображеної на рис. 2.

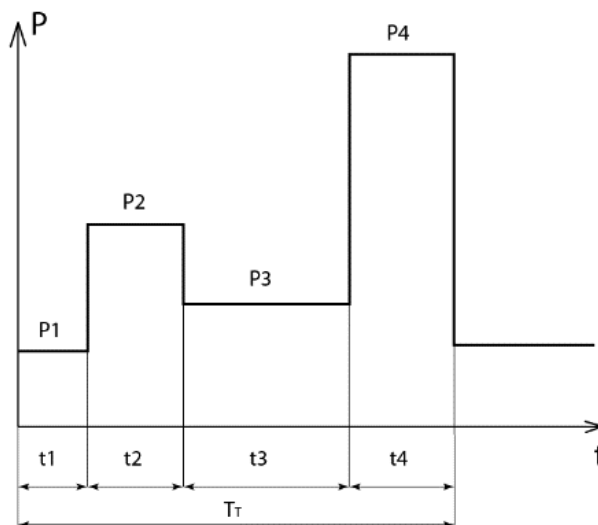


Рисунок 2 – Апроксимований графік залежності активної потужності $P(t)$

Крок 3. Формування графіка залежності витрат первинного палива $B(P)$. Графік залежності витрат первинного палива $B(P)$ має нелінійний характер. У загальному випадку графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально. Покладемо, що у нашому випадку графік залежності невідомий, тому для побудови графіка розбиваємо інтервал спостереження на множину інтервалів (чим більше число інтервалів, тим точніше буде результат). Побудова графіка здійснюється експериментальним шляхом, у результаті ми отримали множину точок для побудови залежності витрат первинного палива $B(P)$ (**може бути раніше отримана**). Далі виконується побудова графіка $B(P)$ методом середньоквадратичного наближення, тобто знаходимо параметри не лінійної функції, а квадратичної, коли апроксимуючою функцією є квадратична залежність: $y=ax^2+bx+c$ [44].

Крок 4. Лінеаризація графіка залежності витрат первинного палива $B(P)$ та визначення граничних точок, у яких відбувається перехід від однієї апроксимуючої лінійної функції до іншої (див. рис. 3). У цих точках характер витрат буде змінюватись відповідно до коефіцієнтів нахилу лінійних апроксимацій a_1, a_2, a_3 , тобто коефіцієнти нахилу лінійних апроксимацій характеризують кут нахилу прямих $B(P)$.

Зазначимо, що існує значна кількість методів апроксимації нелінійних функцій [45]. У загальному випадку для лінеаризації нелінійних функцій можна застосовувати методи середньоквадратичного наближення, логарифмічної, експоненціальної, степеневі апроксимації, рівномірного наближення та інше. В даному випадку використовуємо кусочно-лінійний метод апроксимації нелінійної функції [44, 45].

На кожному інтервалі $[x_{i-1}, x_i]$ функція апроксимації є лінійною $F_i(x) = k_i x + l_i$. Значення коефіцієнтів k_i та l_i знаходяться з виконання умов інтерполяції на кінцях відрізка: $F_i(x_{i-1}) = f_{i-1}$, $F_i(x_i) = f_i$. Отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} k_i x_{i-1} + l_i = f_{i-1}, \\ k_i x_i + l_i = f_i. \end{cases} \quad (5)$$

Звідки знаходимо сталі коефіцієнти k_i, l_i :

$$\begin{cases} k_i = \frac{f_i - f_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}, \\ l_i = f_i - k_i x_i. \end{cases} \quad (6)$$

Відповідно, апроксимуючу функцію можна записати у вигляді:

$$F(x) = \frac{f_i - f_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} x + f_i - k_i x_i, \quad (7)$$

якщо $x_{i-1} \leq x \leq x_i$.

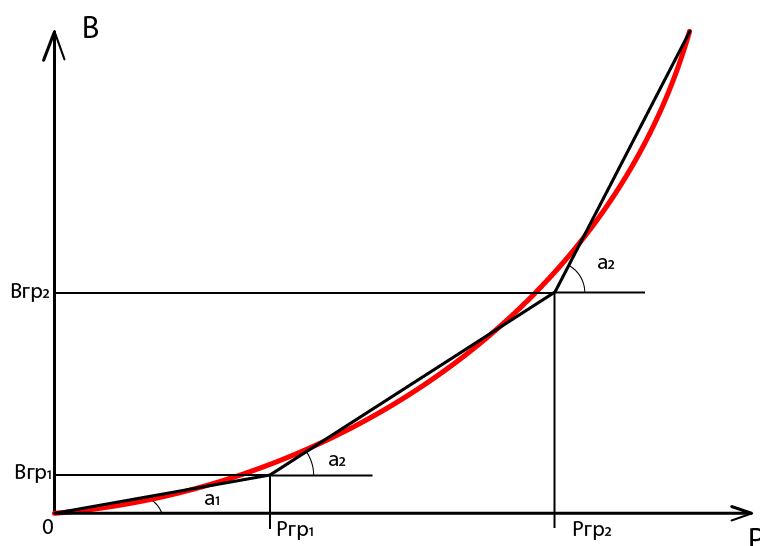


Рисунок 3 – Апроксимований графік залежності витрат первинного палива від зміни споживання активної потужності $B(P)$

Виконавши кусочно-лінійну апроксимацію, наприклад, з використанням кусочно-припасовочного методу, зводимо нелінійну функцію до кількох (у даному випадку до трьох) інтервалів з лінійними залежностями (див. рис. 3), кожній з яких відповідає свій коефіцієнт a_1, a_2, a_3 та значення граничної потужності (характерних точок зламу): $P_{гр1}, P_{гр2}, P_{гр3}$.

Крок 5. Визначення номера інтервалу Δt_i , якому належить множина значень активної потужності P_i , яку споживає еквівалентне навантаження.

За результатами виконання кроку 2 ми маємо як вихідну множину значень P_i в залежності від часу t . Потужність P_i має сталі значення на певному інтервалі часу Δt_i , тому необхідно визначити, якому i -у проміжку рис. 4 належить множина значень потужності P_i :

$$P_{zp(i-1)} \leq P_i \leq P_{zp(i)}. \quad (8)$$

Крок 6. Розрахунок обсягу витрат палива на n інтервалах (у даному випадку ці інтервали позначимо I, II та III) відповідно до функції, наведеної на рис. 4 (за значенням $P_{гр,i}, a_i, i = 1, 2, 3$):

$$\begin{aligned} B_{II} &= P_{II} \cdot \alpha_1; \\ B_{III} &= B_I + P_{III} \cdot \alpha_2; \\ B_{III} &= B_2 + P_{III} \cdot \alpha_3. \end{aligned} \quad (9)$$

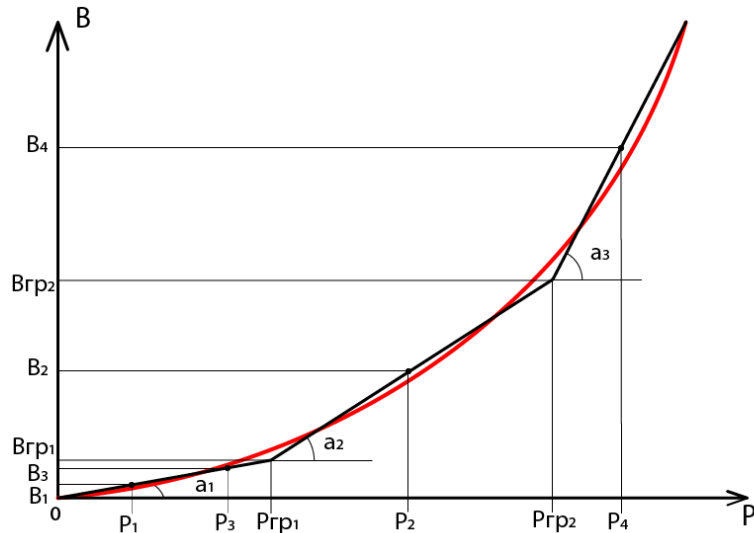


Рисунок 4 – Графік залежності витрат первинного палива $B(P)$ із зазначенням граничних та поточних значень

Крок 7. Розрахунок ціни первинного палива на кожному інтервалі. Для цього спочатку розраховуємо сумарний обсяг первинного палива, використовуючи значення витрат первинного палива за певний проміжок часу за формулою:

$$W_B = \sum B_i \cdot \Delta t_i. \quad (10)$$

Потім розраховуємо вартість C_B первинного палива за формулою:

$$C_B = c_B \cdot W_B. \quad (11)$$

Тариф вартості первинного палива c_B може мати різний характер, наприклад, як лінійний, так і нелінійний. Вважаємо, що залежність вартості первинного палива від обсягу витрат є лінійною, тому коефіцієнт c_B є постійною величиною.

Далі формуємо графік залежності вартості первинного палива від потужності (див. рис. 5).

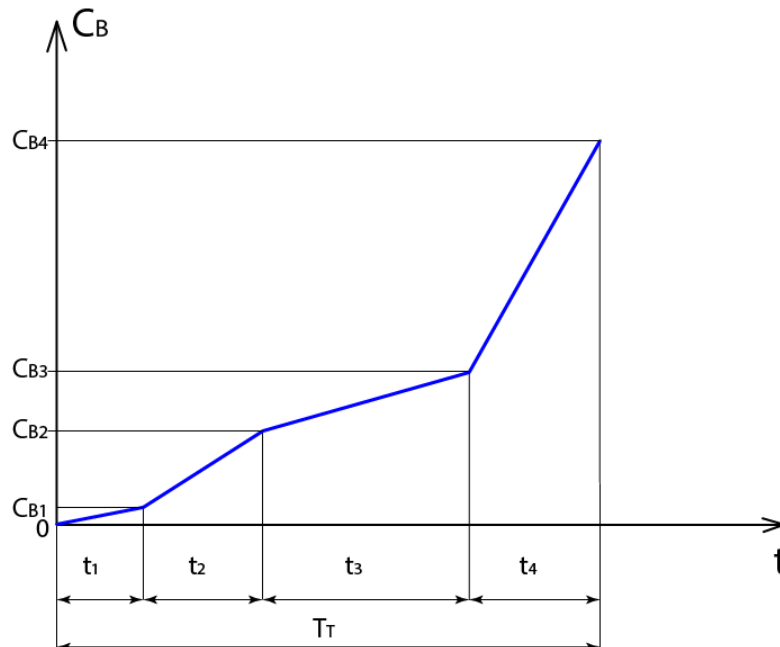


Рисунок 5 – Графік залежності вартості на первинне паливо $C_B(t)$

Крок 8. Розрахунок оптимального значення активної потужності P_{opt} , яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

Необхідно врахувати наступне. Якщо локальна електроенергетична система працює при нерівномірному графіку навантаження, то це призводить до додаткових витрат, тобто перевитрат палива та наявності надлишкового генеруючого обладнання з супутніми ресурсами, які закладаються в тариф на електроенергію з метою збереження економічності енергосистеми в цілому, що впливає на збільшення витрат споживачів [46, 47].

Рівномірне споживання призводить до зменшення втрат електричної енергії, а отже й до зменшення витрат палива. Нехай значення $P_{\text{опт}}$ належить до 1-го інтервалу (див. рис. 9). Відповідно до виду функції активної потужності, зображеної на рис. 2, знайдемо найбільш раціональний варіант споживання активної потужності для незмінних обсягів передачі енергії W на інтервалі $T^* = T_T$. Це буде тоді, коли активна потужність споживання на інтервалі T_T буде постійна.

Для передачі тих самих обсягів електричної енергії при рівномірному споживанні потужність визначається за нижче наведеною формулою.

$$P_{\text{опт}} = \frac{\sum P_i \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i} \quad (12)$$

Розраховану потужність будемо вважати базовою, відносно якої ми будемо оцінювати, наскільки впливає нерівномірність споживання на загальну вартість використання первинного палива.

Крок 9. Розраховуємо оптимальне значення обсягу витрат первинного палива. Для цього використовуємо отримане значення оптимальної активної потужності $P_{\text{опт}}$, розраховане за формулою (10). Визначаємо витрати, користуючись формулою:

$$W_{\Sigma \text{опт}} = P_{\text{опт}} \cdot \alpha_1 \sum \Delta t \quad (13)$$

У даному випадку обсяг витрат первинного палива буде залежати від інтервалу спостереження T^* та точності апроксимації наведених вище функціональних залежностей. Чим більша кількість інтервалів Δt_i , тим точніше буде визначатися оптимальне значення активної потужності $P_{\text{опт}}$, що покращує достовірність отриманих результатів аналізу.

Крок 10.3 використанням знайденого вище оптимального значення обсягу витрат первинного палива (11) здійснюється розрахунок оптимального значення ціни первинного палива за формулою:

$$C_{\Sigma \text{опт}} = c_B \cdot W_{\Sigma \text{опт}} \quad (14)$$

В залежності від характеру зміни тарифу первинного палива c_B буде змінюватися і оптимальне значення ціни первинного палива $C_{\Sigma \text{опт}}$. При більш динамічній зміні тарифу кількість інтервалів, що будуть розглядатися, зростатиме та, як наслідок, обсяги розрахунків зростатимуть. Для збільшення точності розрахунку доцільно враховувати всі аспекти (фактори впливу) зміни тарифу первинного палива.

Крок 11. Оцінка наскільки відрізняється поточне значення ціни первинного палива $C = C_{\text{пот}}$ від оптимального значення $C_{\text{опт}}$. Можемо запропонувати відносну величину як різницю між поточним значенням ціни первинного палива та отриманим в попередньому кроці оптимальним значенням (12), поділену на оптимальне значення ціни первинного палива за формулою:

$$\delta C = \frac{C_{\text{пот}} - C_{\text{опт}}}{C_{\text{опт}}}; \quad (15)$$

$$\delta C = \frac{C_{\text{пот}}}{C_{\text{опт}}} - 1.$$

Для ілюстрації впливу нерівномірності графіка $P(t)$ на значення поточного $C_{\text{пот}}$ та оптимального $C_{\text{опт}}$ значення ціни первинного палива для конкретних значень апроксимуючих функцій ГЕН, наведених на рис. 2, використаємо наступні значення активної потужності: $P_1 = 1$ кВт, $P_2 = 3$ кВт, $P_3 = 2$ кВт, $P_4 = 6$ кВт. Інтервали часу для значень P_1, \dots, P_4 дорівнюють відповідно $t_1 = 1$ год, $t_2 = 2$ год, $t_3 = 4$ год, $t_4 = 2$ год. Покладемо, що тариф на первинне паливо складає $c_B = 27,72$ грн/л.

Для оцінки різниці між поточним та оптимальним значеннями ціни первинного палива, знайдемо за формулою (11) значення поточної ціни первинного палива $C_{\text{пот}} = 267,148$ грн та за формулою (14) оптимальне значення ціни первинного палива $C_{\text{опт}} = 196,132$ грн.

Тоді згідно (15) величина δC дорівнює:

$$\delta C = \frac{267,148 - 196,132}{196,132} = 0,362.$$

Для аналізу впливу нерівномірності споживання активної потужності $P(t)$ на ціну первинного палива, зменшимо активну потужність P_4 у 4 рази, тобто $P_{4(1)} = 0,25 P_4$ (рис. 5). Використовуючи алгоритм, знаходимо нові значення поточного $C_{\text{пот}} = 198,94$ грн та оптимального $C_{\text{опт}} = 178,263$ грн значення ціни первинного палива та проводимо оцінку їх співвідношення. Для цього випадку:

$$\delta C = \frac{198,94 - 178,263}{178,263} = 0,116.$$

При зменшенні потужність P_4 у 4 рази, тобто $P_{4(2)} = 0,25 P_4$ та відповідно зростанні інтервалу t_4 також у 4 рази, отже $t_{4(2)} = 4 t_4$ (див. рис. 5). Виконуючи всі кроки алгоритму, перераховуємо значення поточного $C_{\text{пот}} = 244,412$ грн та оптимального $C_{\text{опт}} = 191,312$ грн значення ціни первинного палива та маємо наступне співвідношення:

$$\delta C = \frac{244,412 - 191,312}{191,312} = 0,277.$$

Отже, при більш рівномірному значенні потужності споживання $P(t)$, поточна ціна первинного палива буде наближатися до оптимального значення. Це обумовлено тим, що при зменшенні нерівномірності споживання витрати палива зменшуються, а отже і загальна ціна палива відповідно зменшується.

При апроксимації $P(t)$ (рис. 1) можливі випадки коли необхідно застосовувати не тільки функції рівня, але й більш складні апроксимуючі залежності, наприклад лінійні, квадратичні чи експоненційні функції. Нижче наведемо два варіанти модифікації наведеного алгоритму, коли графіки заміни активної потужності $P(t)$ на окремих інтервалах задаються (див. таблицю) лінійною залежністю, постійно зростаючою (Варіант 1) або постійно спадаючою (Варіант 2).

Варіант 1. Потужність P задана кусочно-лінійною залежністю $P = kt + P_0$. (див. рис. 6). Тоді, використовуючи наведений алгоритм та розбиваючи інтервал t_3 на m -інтервалів Δt , розраховуємо значення активної потужності за формулою:

$$P_m = P_0 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m. \quad (16)$$

Чим більша кількість інтервалів m , тим точнішою буде апроксимація потужності, яка змінюється, а відповідно й значення витрат первинного палива та ціни на нього.

Для інтервалу Δt_m , витрати первинного палива будуть змінюватися за квадратичною залежністю (див. рис. 7), формула якої представлена нижче

$$B_m = P_0 \Delta t_m + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^2. \quad (17)$$

Витрати первинного палива будуть змінюватися за кубічною залежністю:

$$W_m = P_0 \Delta t_m^2 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^3. \quad (18)$$

Тоді ціна первинного палива буде змінюватися за наступним співвідношенням:

$$C_m = c_0 \left(P_0 \Delta t_m^2 + \frac{P_1 - P_0}{t_1} \cdot \Delta t_m^3 \right). \quad (19)$$

Опис графіка залежності ціни первинного палива $C(t)$ наведена на рис. 8. При цьому вважаємо, що c_0 – тариф на первинне паливо, є постійною величиною, тобто $c_0 = \text{const}$.

Варіант 2. Активна потужність задана залежністю $P = P_0 - kt$. (див. рис. 9). Графік залежності витрат палива $B(t)$ наведено на рис. 10. Тоді, використовуючи наведений алгоритм та розбиваючи інтервал t на m -інтервалів Δt , розраховуємо значення активної потужності за формулою:

$$P_m = P_0 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m. \quad (20)$$

Тобто для такого інтервалу, витрати первинного палива будуть змінюватися за квадратичною залежністю, формула якої представлена нижче.

$$B_m = P_0 \Delta t_m - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^2. \quad (21)$$

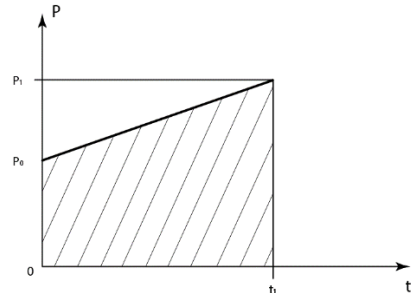
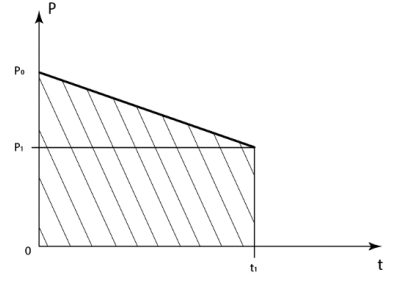
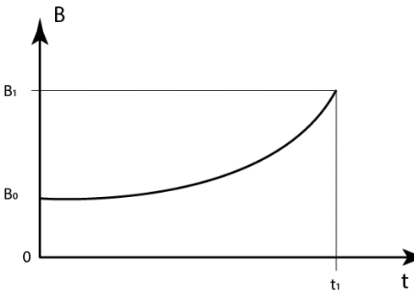
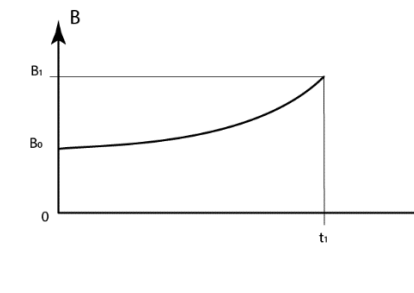
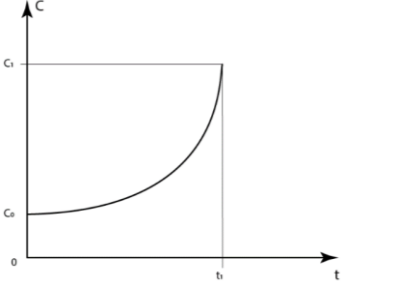
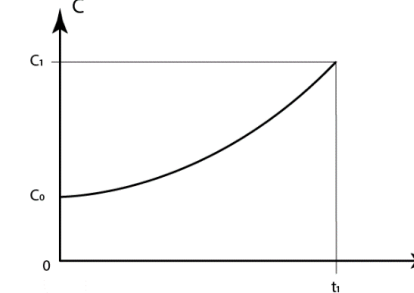
Витрати первинного палива будуть змінюватися за кубічною залежністю:

$$W_m = P_0 \Delta t_m^2 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^3. \quad (22)$$

Тоді ціна первинного палива буде змінюватися за наступним співвідношенням:

$$C_m = c_0 (P_0 \Delta t_m^2 - \frac{P_0 - P_1}{t_1} \cdot \Delta t_m^3). \quad (23)$$

Таблиця

	Варіант 1	Варіант 2
Функція залежності потужності і $P(t)$	$P = kt + P_0.$	$P = P_0 - kt.$
Графік залежності потужності і $P(t)$	Рис. 6 	Рис. 9 
Графік залежності витрат палива $B(t)$	Рис. 7 	Рис. 10 
Графік залежності ціни первинного палива $C(t)$	Рис. 8 	Рис. 11 

Графік залежності ціни первинного палива $C(t)$ наведено на рис. 11. Відповідно до рис. 11, при поступовій зміні активної потужності, ціна первинного палива буде зростати, однак характер зростання кривої буде більш пологим, ніж на рис. 8.

Висновки

1. Проведений аналіз визначив значне поширення та успішне функціонування сучасних локальних систем Microgrid, які розглядаються як група взаємопов'язаних навантажень і розосереджених енергетичних ресурсів у чітко визначених територіальних межах і діють як єдиний керований об'єкт щодо мережі вищого рівня та можуть підключатися або відключатися від цієї мережі, щоб мати можливість працювати як у підключеному, так і в острівному режимі.

2. Показано, що на локальному рівні найбільш повно проявляються переваги динамічної тарифікації, а сучасна взаємодія учасників на ринку допоміжних послуг передбачає підвищення ролі агрегаторів розосередженої генерації та агрегаторів розосередженого споживання, а також актуальним постає дослідження сегментації ринку електроенергії щодо вибору стратегії кращої реалізації динамічних

цін, розвитку бізнес-моделей з поєднанням фізичного, комунікаційного, інформаційного та бізнесового рівнів.

3. Визначено вплив динамічного ціноутворення на функції Microgrid з врахуванням факторів, які впливають на попит на електроенергію та залежать від режимів роботи генератора та навантаження, зокрема, з виділенням «еталонного тарифу». Обґрунтовано, що ефективне динамічне ціноутворення можливе за умови використання Smart-лічильників з мінімальними вимогами, що дозволяють надійно відслідковувати витрати первинного палива на генерацію та споживання електроенергії в конкретні часові інтервали.

4. Розроблений алгоритм розрахунку ціни первинного палива в залежності від нерівномірності споживання активної потужності протягом певного періоду часу дозволяє використовувати динамічну тарифікацію при зміні режимів роботи генераторів Microgrid, забезпечуючи при цьому адекватну ціну для споживачів і виробників як первинного палива, так і відпущеної та спожитої електроенергії. З використанням модифікації потужності Фризе в розробленому алгоритмі передбачено розрахунок оптимального значення активної потужності, яке відповідає рівномірному споживанню електроенергії та характеризується мінімальним використанням первинного палива.

5. Обґрунтовано необхідність здійснити поєднання технічних та економічних (фінансових, цінових) показників в бізнес-моделях та технічних засобах на рівні Microgrid, що дозволить суттєво покращити процес керування попитом на електроенергію в умовах функціонування локального ринку електричної енергії. Запропонований алгоритм дозволяє досліджувати вплив достатньо швидкої зміни рівня потужності генератора та потужності споживання електроенергії на зміну вартісних показників системи, впровадження механізмів DSM та заходів з підвищення енергоефективності.

Список використаної літератури

1. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
2. http://www.energics.net/Smart_Grid_1.0-3.0.html
3. The Advanced Microgrid Integration and Interoperability Sandia National Laboratories. Март 2016
4. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 90, July 2018. – P. 402-411.
5. Seyyed Mostafa Nosratabadi, Rahmat-Allah Hooshmand, Eskandar Gholipour. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017). – P. 341–363.
6. Eunice Espe, Vidyasagar Potdar, Elizabeth Chang. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions // *Energies* 2018, 11, 2528.
7. Syed Hamad Hassan Shah, Shen Lei, Saleha Noor, Amna Anjum. Research Synthesis and New Directions of Prosumption: A bibliometric analysis // *International Journal of Information and Management Sciences* 31 (2020), 79-98. DOI:10.6186/IJIMS.202003 31(1).0005.
8. Levent Yavuz, Ahmet Önen, S.M. Muyeen, Innocent Kamwa. Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review // *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2019, Vol. 13 Iss. 11, pp. 1994-2005.
9. Ramsay C. The Virtual Power Plant: Enabling Integration of distributed generation and demand. – FENIX Bulletin 2, Jan 2008; FENIX PROJECT (fenix-project.org)
10. Thomsen J., Saad Hussein N., Senkpiel C., Hartmann N., Schlegl, T. An optimized energy system planning and operation on distribution grid level - The Decentralized Market Agent as a novel approach // *Sustainable energy, grids and networks*. – 2017. – № 12. – pp.40-56.
11. A Two Stage Increase-decrease Algorithm to Optimize Distributed Generation in a Virtual Power Plant. 2016. – <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216314059?via%3Dihub>
12. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources // Shaun Howell, Yacine Rezgui, Jean Laurent Hippolyte, Bejay Jayan, Haijiang Li. – Вересень 2017. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392>
13. Diego Laurindo de Souza, Mario Orlando Oliveira, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior. The Virtual Power Plant for the Management and Control of Distributed Generation – Review // *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)* [Vol-6, Issue-6, June- 2019] – P. 458 – 465.
14. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c981f877826aa27be7991a852109095a255b0d90/peg-part01-ru.pdf>
15. Денисюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2019. – № 3. –

C. 7–22.

16. Grid Interactive Microgrid Controllers and the Management of Aggregated Distributed Energy Resources (DER). EPRI 2015.
17. The Distributed Energy Resource Management System Comes of Age 31.01.2017 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-distributed-energy-resource-management-system-comes-of-age>
18. <https://www.researchandmarkets.com/reports/3832424/global-generation-management-systems-market-2016>
19. <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/august-2019/grid-management-system-a-key-enabler-of-grid-modernization> Moein Lak, Anthony Johnson, Brenden Russell
20. <https://etap.com/product/automatic-generation-control-software>
21. Imbault F., Swiatek M., Plana R. The green blockchain: Managing decentralized energy production and consumption // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 6 June 2017.
22. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/uk/Documents/energy-resources/deloitte-uk-energy-as-a-service-report-2019.pdf>
23. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/micro-grid-market>
24. <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/04/23/2215785/28124/en/Global-Distributed-Generation-DG-Market-Report-2021-2025-Solar-PV-Attains-Grid-Parity-A-Major-Milestone-for-DG.html>
25. <https://www.marketresearchfuture.com/reports/microgrid-as-a-service-market-1874>
26. <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/microgrid-as-a-service-market-30653958.html>
27. Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the US and Europe: Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.
28. Chopra S, Meindl P. *Supply Chain Management*, Third. New Jersey: Prentice Hall, 2007.
29. Yalcintas M., Hagen W.T., Kaya A. An analysis of load reduction and load shifting techniques in commercial and industrial buildings under dynamic electricity pricing schedules // *Energy Build.*, vol. 88, pp. 15–24, 2015.
30. Shirazi E., Jadid S. Optimal residential appliance scheduling under dynamic pricing scheme via HEMDAS // *Energy Build.*, vol. 93, pp.40–49, 2015.
31. Kelly-Detwiler, P. Solar and Storage Offerings Have Long-Term Implications for Electricity Markets. *Natural Gas & Electricity*. <https://doi.org/10.1002/gas.21839>
32. Joskow, Paul L., Catherine D. Wolfram. Dynamic Pricing of Electricity // *American Economic Review*, 2012. 102 (3). pp.381–85.
33. Arup Sinha, A.K. Basu, R.N. Lahiri, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, Peter A. Crossley. Setting of Market Clearing Price (MCP) in Microgrid Power Scenario // *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE
34. Toru Namerikawa, Norio Okubo, Ryutaro Sato, Yoshihiro Okawa, and Masahiro Ono. Real-Time Pricing Mechanism for Electricity Market with Built-In Incentive for Participation // *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume: 6, Issue: 6) – 2015
35. Qian MA, Fanlin MENG, Xiao-Jun ZENG. Optimal dynamic pricing for smart grid having mixed customers with and without smart meters // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2018. – Volume 6. – P.1244–1254.
36. Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid / Pedram Samadi, Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Robert Schober, Vincent W. S. Wong, Juri Jatskevich // *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 4-6 Oct. 2010.
37. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity // *Journal of the Operational Research Society*, Palgrave Macmillan; The OR Society, 2017. – vol. 68(10). – P. 1131–1145.
38. Жуйков В.Я., Бойко І.Ю. Динамічна електро-вартісна модель енергогенеруючої системи // *Електроніка та зв'язок: науково-технічний журнал*. – 2016. – Т. 21, № 6(95). – С. 27–33.
39. Zhuikov V., Boiko I., Denysiuk S. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets // *Science and Education a New Dimension*. IX (31), Issue 250. Hungary, 2021. P. 46-49.
40. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами. – К.: Видавництво ТЕКСТ, 2010. – 264 с.
41. Денисюк С.П. Аналіз та оптимізація енергопроцесів у розосереджених електроенергетичних системах // *Технічна електродинаміка*. – 2016. – № 4. – С. 62–64.
42. Денисюк С.П., Коломійчук М.О. А.С. № 1007859 Україна. «Алгоритм оцінки фінансових та технічних показників ефективності роботи Microgrid в динамічних режимах». Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 1007859, дата реєстрації2021.

43. Калюжний Д.М., Карюк А.О., Щербак І.Є. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження». – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.
44. Каленчук-Порханова А.А. Аппарат аппроксимации для анализа и синтеза сложных систем // Пр. Міжнар. конф. «50 років Інституту кібернетики ім. В.М. Глушкова НАН України». – Київ, 2008. – С. 354–361.
45. Основы теории цепей: Учеб. для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – 5-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
46. Мятишкин Г.В., Бирюк В.В., Прохорова А.С. Определение энергоэффективности системы электроснабжения промышленного предприятия через оценку режимов потребления электрической энергии // Samara National Research University named after Academician S.P. Korolyov. – С. 181–183.
47. Денисюк С.П., Опришко В.П. Дослідження програм з керування попиту на електроенергію та аналіз ефективності їх використання // Technology Audit & Production Reserves. – 2016. – том 3 (29) – С.69–73.

S. Denysiuk, Dr. Sc. Sciences, Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680
M. Kolomiichuk, student, ORCID 0000-0002-7967-6112
**National Technical University of Ukraine
"Kyiv Polytechnic Institute named after Igor Sikorsky"**

EVALUATION OF FINANCIAL AND TECHNICAL INDICATORS OF EFFICIENCY OF MICROGRID WORK IN DYNAMIC MODES

The analysis showed the significant spread and successful operation of modern local Microgrid systems, which are considered as a group of interconnected loads and dispersed energy resources within clearly defined territorial boundaries and act as a single managed object for a higher level network and can connect or disconnect from this network to be able to work in both connected and island mode. An assessment of the financial and technical performance of Microgrid in dynamic modes, in particular, the development of Microgrid to ensure optimal generation and consumption regimes in terms of their performance in local markets. The Microgrid has been identified as being able to improve the stability, reliability, quality, and safety of conventional distribution systems, making it a more reliable and useful technique for generating electricity and reducing the use of non-renewable energy sources.

It is shown that the advantages of dynamic charging are most fully manifested at the local level, and modern interaction of participants in the market of ancillary services involves increasing the role of aggregates of aggregate and aggregates of dispersed consumption. -models with a combination of physical, communication, information, and business levels. The tariff for dynamic pricing should be considered as one of the most efficient and economical programs, in which the price of electricity changes over a period. At the same time, charging must be based on dynamic models, which should include the fundamentally dynamic nature of regulating the capacity of the system and stimulating the relevant desired actions by the consumer. The application of tariff calculation in dynamic tariffing is proposed not by time interval, but by state; summing up the real balance of energy components (instantaneous and integral values); formation for further control of optimality of levels of generation and consumption of the electric power, in particular, in the form of the reference tariff and reference profiles of generation and consumption of the electric power.

The influence of dynamic pricing on Microgrid functions is determined taking into account the factors that affect electricity demand and depend on the modes of operation of the generator and load, in particular, with the allocation of the "reference tariff". It is substantiated that efficient dynamic pricing is possible with the use of Smart meters with minimum requirements that allow you to reliably monitor the cost of primary fuel for generation and electricity consumption in specific time intervals. The developed algorithm for calculating the price of primary fuel depending on the uneven consumption of active power over a period allows you to use dynamic charging when changing modes of operation of Microgrid generators, while providing an adequate price for consumers and producers of primary fuel and electricity supplied and consumed. Using the Frieze power modification, the developed algorithm provides for the calculation of the optimal value of active power, which corresponds to a uniform power consumption and is characterized by minimal use of primary fuel.

The need to combine technical and economic (financial, price) indicators in business models and technical means at the Microgrid level is substantiated, which will significantly improve the process of managing electricity demand in the local electricity market. The proposed algorithm allows studying the impact of a rapid change in the level of generator power and power consumption on changes in cost indicators of the system, the introduction of demand management mechanisms and measures to improve energy efficiency.

Keywords: Microgrid, dynamic tariffing, reference tariff, Smart-meters, Frieze power, price calculation

algorithm, primary fuel, energy consumption optimization.

References

1. Intelligent electrical networks: elements and modes. For the general ed. acad. NAS of Ukraine Kirilenko O. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. - 400 p.
2. http://www.energics.net/Smart_Grid_1.0-3.0.html
3. The Advanced Microgrid Integration and Interoperability Sandia National Laboratories. Mapr 2016
4. Adam Hirscha, Yael Paraga, Josep Guerrero. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 90, July 2018, Pages 402-411.
5. Seyyed Mostafa Nosratabadi, Rahmat-Allah Hooshmand, Eskandar Gholipour. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews 67 (2017). – P. 341–363.
6. Eunice Espe, Vidyasagar Potdar, Elizabeth Chang. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions // Energies 2018, 11, 2528.
7. Syed Hamad Hassan Shah, Shen Lei, Saleha Noor, Amna Anjum. Research Synthesis and New Directions of Prosumption: A bibliometric analysis // International Journal of Information and Management Sciences 31 (2020), 79-98. DOI:10.6186/IJIMS.202003 31(1).0005.
8. Levent Yavuz, Ahmet Önen, S.M. Muyeen, Innocent Kamwa. Transformation of microgrid to virtual power plant – a comprehensive review // IET Gener. Transm. Distrib., 2019, Vol. 13 Iss. 11, pp. 1994-2005.
9. Ramsay C. The Virtual Power Plant: Enabling Integration of distributed generation and demand. – FENIX Bulletin 2, Jan 2008; [FENIX PROJECT \(fenix-project.org\)](http://fenix-project.org)
10. Thomsen J., Saad Hussein N., Senkpiel C., Hartmann N., Schlegl, T. An optimized energy system planning and operation on distribution grid level - The Decentralized Market Agent as a novel approach // Sustainable energy, grids and networks. – 2017. –№ 12. – pp.40-56.
11. A Two Stage Increase-decrease Algorithm to Optimize Distributed Generation in a Virtual Power Plant. 2016. – <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216314059?via%3Dihub>
12. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources // Shaun Howell, Yacine Rezgui, Jean Laurent Hippolyte, Bejay Jayan, Haijiang Li. – Вересень 2017. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392>
13. Diego Laurindo de Souza, Mario Orlando Oliveira, Jorge Javier Gimenez Ledesma, Oswaldo Hideo Ando Junior. The Virtual Power Plant for the Management and Control of Distributed Generation – Review // International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS) [Vol-6, Issue-6, June- 2019] – P. 458 – 465.
14. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:c981f877826aa27be7991a852109095a255b0d90/peg-part01-ru.pdf>
15. Denysiuk S., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for managing energy systems and networks // Energy: economics, technology, ecology. – 2019. – № 3. – pp. 7–22.
16. Grid Interactive Microgrid Controllers and the Management of Aggregated Distributed Energy Resources (DER). EPRI 2015.
17. The Distributed Energy Resource Management System Comes of Age 31.01.2017 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-distributed-energy-resource-management-system-comes-of-age>
18. <https://www.researchandmarkets.com/reports/3832424/global-generation-management-systems-market-2016>
19. <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/august-2019/grid-management-system-a-key-enabler-of-grid-modernization> Moein Lak, Anthony Johnson, Brenden Russell
20. <https://etap.com/product/automatic-generation-control-software>
21. Imbault F., Swiatek M., Plana R. The green blockchain: Managing decentralized energy production and consumption // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). – 6 June 2017.
22. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/uk/Documents/energy-resources/deloitte-uk-energy-as-a-service-report-2019.pdf>
23. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/micro-grid-market>
24. <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/04/23/2215785/28124/en/Global-Distributed-Generation-DG-Market-Report-2021-2025-Solar-PV-Attains-Grid-Parity-A-Major-Milestone-for-DG.html>
25. <https://www.marketresearchfuture.com/reports/microgrid-as-a-service-market-1874>
26. <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/microgrid-as-a-service-market-30653958.html>
27. Z. Hu, J. Kim, J. Wang, and J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the US and Europe :

- Status quo and policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 743–751, 2015.
28. Chopra C., Meindl P. *Supply Chain Management, Third*. New Jersey: Prentice Hall, 2007.
29. Yalcintas M., Hagen W.T., Kaya A. An analysis of load reduction and load shifting techniques in commercial and industrial buildings under dynamic electricity pricing schedules // *Energy Build.*, vol. 88, pp. 15–24, 2015.
30. Shirazi E., Jadid S. Optimal residential appliance scheduling under dynamic pricing scheme via HEMDAS // *Energy Build.*, vol. 93, pp.40–49, 2015.
31. Kelly-Detwiler, P. Solar and Storage Offerings Have Long-Term Implications for Electricity Markets. *Natural Gas & Electricity*. <https://doi.org/10.1002/gas.21839>
32. Joskow, Paul L., Catherine D. Wolfram. Dynamic Pricing of Electricity // *American Economic Review*, 2012. 102 (3): 381–85.
33. Arup Sinha, A.K. Basu, R.N. Lahiri, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, Peter A. Crossley. Setting of Market Clearing Price (MCP) in Microgrid Power Scenario // *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE
34. Toru Namerikawa, Norio Okubo, Ryutaro Sato, Yoshihiro Okawa, and Masahiro Ono. Real-Time Pricing Mechanism for Electricity Market with Built-In Incentive for Participation // *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume: 6, Issue: 6) – 2015
35. Qian MA, Fanlin MENG, Xiao-Jun ZENG. Optimal dynamic pricing for smart grid having mixed customers with and without smart meters // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2018. – Volume 6. – pp.1244–1254.
36. Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid / Pedram Samadi, Amir-Hamed Mohsenian-Rad, Robert Schober, Vincent W. S. Wong, Juri Jatskevich // *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 4-6 Oct. 2010.
37. Goutam Dutta, Krishnendranath Mitra. A literature review on dynamic pricing of electricity // *Journal of the Operational Research Society*, Palgrave Macmillan; The OR Society, 2017. – vol. 68(10). – P. 1131–1145.
38. Zhuikov V.Ya., Boyko I.Yu. Dynamic electro-cost model of energy generating system // *Electronics and communication: scientific and technical journal*. – 2016. – V. 21, № 6(95). – P. 27–33.
39. Zhuikov V., Boiko I., Denysiuk S. Model of dynamic tariffing Microgrid's electricity consumption in local energy markets // *Science and Education a New Dimension*. IX (31), Issue 250. Hungary, 2021. P. 46-49.
40. Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. *Energy processes in electrical circuits with key elements*. – Kyiv: TEXT Publishing House, 2010. – 264 p.
41. Denysiuk S.P. Analysis and optimization of energy processes in dispersed power systems // *Technical Electrodynamics*. – 2016. – № 4. – P. 62–64.
42. Denysiuk S.P., Kolomyichuk M.O. A.S. № 1007859 Ukraine. "Algorithm for assessing the financial and technical performance of Microgrid in dynamic modes" Certificate of registration of copyright to the work № 1007859, date of registration... .2021.
43. Kalyuzhny D.M., Karyuk A.O., Shcherbak I.E. *Synopsis of lectures on the course "Electricity and power saving"*. – Kharkiv: KhNUMG them. O.M. Beketov, 2016. – 124 c.
44. Kalenchuk-Porkhanova A.A. Apparatus for approximation for analysis and synthesis of complex systems // *Pr. International. conf. "50 years of the Institute of Cybernetics. V.M. Glushkova National Academy of Sciences of Ukraine "*. – Kyiv, 2008. – P. 354–361.
45. *Fundamentals of circuit theory: Textbook. for universities / G.V. Zeveke, P.A. Ionkin, A.V. Netushil, S.V. Fears*. – 5th ed., Reworked. – M.: Energoatomizdat, 1989. – 528 p.
46. Myatishkin G.V., Biryuk V.V., Prokhorova A.S. Determination of energy efficiency of the power supply system of an industrial enterprise through the assessment of modes of electricity consumption // *Samara National Research University named after Academician S.P. Korolyov*. – P. 181 –183.
47. Denisyuk S.P., Opryshko V.P. Research of programs on management of demand for the electric power and the analysis of efficiency of their use // *Technology Audit & Production Reserves*. – 2016. – V. 3 (29) – P. 69–73.

Надійшла 01.11.2021
Received 01.11.2021