

УДК 621.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.013>

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ ДО ПОБУДОВИ ТА ВИКОРИСТАННЯ ГІБРИДНИХ МІКРОСИСТЕМ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

А.Ф. Жаркін^{1*}, акад. НАН України, докт. техн. наук, **С.О. Палачов^{1**}**, канд. техн. наук, **В.А. Попов^{2***}**, докт. техн. наук, **В.В. Ткаченко^{2****}**, канд. техн. наук, **І.В. Фролов^{2*****}**

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

² – НТУ України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: tig@ukr.net

У статті обґрунтовується доцільність формування гібридних мікросистем, які можуть бути інтегровані в централізовану систему електропостачання або працювати автономно з метою розширення використання відновлюваних джерел енергії та запобігання їхнього можливого негативного впливу на режими електричних мереж. Запропоновано дворівневий підхід до керування роботою гібридної мікросистеми, який передбачає етап попереднього планування на підставі прогнозних даних щодо навантажень, вихідної потужності відновлюваних джерел генерації, ринкової ціни на електричну енергію та етап оперативного керування на підставі даних, що отримуються в реальному часі. Пропонується низка цільових функцій та обмежень для вирішення завдання планування оптимального режиму роботи гібридної мікросистеми в багатокритеріальній постановці. Одночасно з цим обґрунтовується можливість трансформації цієї задачі до однокритеріальної. Здійснено аналіз переваг та недоліків кожного із запропонованих підходів. Бібл. 12.

Ключові слова: розосереджена генерація, розподільні мережі, мікросистеми, накопичувачі енергії, багатокритеріальна оптимізація.

Вступ. Постійно зростаюче використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) безперечно є стратегічним напрямком розвитку сучасної світової енергетики. Впровадження ВДЕ відбувається як на рівні системоутворюючих мереж, так і у формі розосередженої генерації (РГ) на рівні систем розподілу електричної енергії.

У той же час насичення розподільних мереж відновлюваною генерацією, тим паче одного типу, призводить до виникнення низки проблем, пов'язаних передусім із непостійністю та непередбачуваністю рівня генерації з боку зазначених джерел [1]. Інтеграція в електричні мережі ВДЕ зі змінною вихідною потужністю фактично перетворює традиційну генерацію електроенергії з керованих та диспетчеризованих ресурсів на некеровані та недиспетчеризовані.

Дослідження та вже накопичений певний досвід останніх років свідчать, що ефективним кроком, спрямованим на полегшення впровадження зростаючих обсягів відновлюваної генерації та усунення пов'язаних з цим можливих негативних наслідків для електромереж, є побудова та використання мікромереж (microgrids), а точніше мікросистем, насамперед гібридних.

В останньому випадку йдеться про об'єднання та скоординоване використання при нагоді різнорідних поновлюваних (недиспетчеризованих) та диспетчеризованих джерел енергії, систем накопичення енергії (у загальному випадку також гібридних) та керованих навантажень (включаючи станції заряджання електромобілів) у мережі низької напруги, які можуть бути інтегровані в централізовану систему електропостачання як із застосуванням засобів силової електроніки, так і безпосередньо, або працювати в автономному режимі.

У будь-якому випадку для ефективного використання гібридної мікросистеми необхідно створення стратегії управління, що забезпечує гармонійну взаємодію між усіма її контрольованими компонентами для досягнення стабільної та економічної роботи.



З цією метою нижче запропоновано дворівневий підхід до прийняття рішень у процесі реалізації управління роботою мікросистеми, що включає рівень планування й рівень диспетчеризації (оперативного управління).

На рівні планування визначається економічно обґрунтована та технічно припустима схема (алгоритм) роботи мікросистеми, що, власне кажучи, полягає в знаходженні стану та параметрів усіх елементів керованого блоку мікросистеми на основі прогнозування на добу наперед значень навантажень та вихідних потужностей відновлюваних джерел енергії шляхом використання відповідних оптимізаційних методів.

Водночас, враховуючи неминучість наявності похибки, що виникає в процесі прогнозування, на цьому етапі, власне, формується лише орієнтовний оптимальний сценарій роботи керованих елементів мікросистеми на наступну добу.

На рівні диспетчеризації здійснюється оперативне управління роботою мікросистеми, пов'язане з коригуванням керуючих впливів на окремі її компоненти в зв'язку з різницями між прогнозними й фактичними (одержуваними в реальному часі) значеннями параметрів режиму.

Планування оптимального режиму роботи гібридної мікросистеми. Важливим етапом запропонованого методу управління роботою мікросистеми є формування цільової функції (або низки цільових функцій), а також відповідної системи обмежень. Складність реалізації цього етапу полягає в тому, що оптимальне використання мікросистеми передбачає необхідність досягнення кількох, часто не сумісних цілей, зокрема пов'язаних з економічними результатами, бажанням максимально використовувати потенціал ВДЕ, забезпечити нормовані значення широкого спектру показників якості електричної енергії й стійкість роботи мікросистеми, вимогою до мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище та ряд інших.

Водночас логічно припустити, що цілі, що формуються, і тим більше присутні в оптимізаційній задачі обмеження, будуть значною мірою залежати від того, чи передбачається робота мікросистеми в умовах її підключення до централізованої системи електропостачання в автономному режимі або автономний режим є вимушеним і має місце тільки за умов аварійного відключення від енергосистеми з метою підвищення надійності електропостачання споживачів.

В умовах паралельної роботи з енергосистемою для задоволення попиту на електроенергію, що змінюється, формально може бути використаний весь спектр обладнання керованого блоку мікросистеми (диспетчеризовані джерела розосередженої генерації, потенціал управління навантаженням, системи накопичення енергії, електроенергія, що отримується з енергосистеми або в неї поставляється). За такої умови найбільший інтерес становить завдання максимізації за заданий період часу доходів мікросистеми відповідно до можливості: вироблення електроенергії недиспетчеризованими джерелами РГ, регулювання обсягів обміну енергією з централізованою системою електропостачання, використання потенціалу регульованих навантажень та ресурсів систем накопичення енергії (СНЕ), з одночасним урахуванням ринкової ціни на електроенергію.

Одночасно з цим враховуються вимоги до режиму напруги та забезпечення інших показників якості електричної енергії, оптимізації поточкорозподілу з метою мінімізації втрат енергії (загалом як у самій мікросистемі, так і в пов'язаних з нею електричних мережах).

Таким чином, розв'язання задачі передбачає формування кількох цільових функцій або окремих складових (за відповідного їхнього формування та прийняття низки припущень) певної глобальної цільової функції.

Теоретично в процесі створення гібридних мікросистем може бути задіяний досить широкий спектр джерел, що недиспетчеризуються. Однак, виходячи з практичних міркувань, тут найчастіше розглядаються фотоелектричні станції та вітрогенератори, які сьогодні знайшли найбільш широке застосування. Аналогічна ситуація складається і з джерелами енергії, що диспетчеризуються. У цьому випадку поряд з такими широко поширеними джерелами, як дизельні генератори або мікротурбіни, потенційно можуть розглядатися і більш сучасні технології, наприклад, паливні комірки.

Питання обґрунтування вибору технічних засобів акумулювання енергії потребує окремого розгляду. Річ у тому, що, по-перше, спектр зазначених засобів сьогодні досить широкий, і всі вони мають суттєво різні техніко-економічні характеристики. По-друге, що ще важливіше, зазначені пристрої можна досить однозначно диференціювати залежно від їхнього цільового призначення: згладжування графіків навантаження; регулювання частоти та режиму напруг; демпфування коливань потужності в мережі, викликаних нерівномірністю генерації з боку відновлюваних джерел енергії; підвищення надійності електропостачання (особливо в разі ізольованої роботи мікросистеми) тощо [2–4].

Завдання управління навантаженням не є таким актуальним, якщо мікросистема пов'язана з централізованою енергосистемою та має можливість отримання за необхідності відповідної підтримки з її боку. На противагу цьому, у разі ізольованої роботи мікросистеми завдання управління навантаженням набуває принципового значення. Це пов'язано з тим, що без наявності такої можливості в багатьох випадках дуже складно забезпечити надійну й стійку роботу ізольованої мікросистеми щодо дотримання балансу між генерацією та споживанням навіть за наявності в структурі джерел, що диспетчеризуються, або/та систем накопичення енергії.

У загальному випадку завдання оптимального управління роботою гібридної мікросистеми має кілька цілей.

1. Якщо мікросистема та споживачі не мають спільних економічних інтересів, то однією з цілей можна розглядати максимізацію прибутку мікросистеми від реалізації електричної енергії споживачам:

$$f_1(A_L) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_L} C_{Li} \times P_{Lit} \rightarrow \max, \quad (1)$$

де C_{Li} – тариф на електричну енергію, P_{Lit} – навантаження i -го споживача на момент часу t , N_L – кількість споживачів.

2. Мінімізація імпорту електричної енергії з централізованої системи електропостачання:

$$f_2(A_{GR}) = \sum_{t=1}^T P_{GRt}. \quad (2)$$

Як альтернатива може розглядатися мінімізація витрат на електроенергію, що отримується з енергосистеми, але з огляду на те, що мікросистема може здійснювати двосторонній обмін енергією з енергосистемою, то в даному випадку правильніше було б говорити про максимізацію доходу, що отримується від купівлі та продажу електроенергії в енергосистему. У цьому випадку отримуємо:

$$f_2(A_{GR}) = \sum_{t=1}^T (C_{GRt}^+ \times P_{GRt}^+ - C_{GRt}^- \times P_{GRt}^-), \quad (3)$$

де C_{GRt}^+ , C_{GRt}^- – тарифи відповідно на продаж та купівлю електричної енергії; P_{GRt}^+ , P_{GRt}^- – відповідно потужність, що надходить в енергосистему і яка одержується мікросистемою з енергосистеми в момент часу t .

3. Мінімізація енергії, що виробляється традиційними джерелами генерації, орієнтованими на використання органічного палива, які виступають у ролі джерел розосередженої генерації, що диспетчеризуються:

$$f_3(A_{DG}) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{n_{DG}} P_{DGjt}, \quad (4)$$

де P_{DGjt} – потужність j -го джерела розосередженої генерації, що диспетчеризуються, в момент часу t , n_{DG} – кількість відповідних джерел генерації.

Альтернативою тут як мета може розглядатися мінімізація витрат на генерацію електричної енергії, що виробляється джерелами розосередженої генерації, що диспетчеризуються та працюють на органічному паливі:

$$f_3(A_{DG}) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{n_{DG}} C_j \times P_{DGjt}, \quad (5)$$

де C_j – питома (грн./кВт) вартість палива для j -го джерела генерації.

Тут слід зазначити, що питома вартість палива не є постійною величиною, що диференціюється лише відповідно до окремих видів генераторів. У багатьох випадках цей показник залежить від потужності, що генерується в конкретний момент часу і до того ж ця залежність є нелінійною, зокрема, представляється у вигляді [5]:

$$C_{jt} = a_0 + a_1 \times P_{jt} + a_2 \times P_{jt}^2.$$

Однак, у більшості досліджень автори з метою можливості застосування оптимізаційних методів на основі лінійного програмування обґрунтовують та використовують лінеаризацію цієї залежності (наприклад, в [6]), що є суттєвим припущенням.

Крім того, для низки установок, що генерують (зокрема, дизельних генераторів), у багатьох роботах пропонується враховувати додаткові витрати, пов'язані з їхнім пуском (start-up cost).

4. Мінімізація викидів у довкілля з боку джерел генерації, які працюють на органічному паливі. У цьому випадку до подібних джерел відноситься розосереджена диспетчеризована генерація. Тут можна розглядати як окремі складові викидів, наприклад, SO_2 , CO_2 , NO_x , так і обсяг сукупних (n_g) викидів:

$$f_4(G) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_{DG}} \sum_{j=1}^{n_g} g_{ij} \times P_{it}, \quad (6)$$

або плату за зазначені викиди:

$$f_4(G) = \sum_{t=1}^T C_g \sum_{i=1}^{n_{DG}} \sum_{j=1}^{n_g} g_{ij} \times P_{it}, \quad (7)$$

де g_{ij} – питомі викиди j -го типу із боку i -го джерела, C_g – плата (питома) за викиди парникових газів.

5. Мінімізація обсягу регульованого навантаження або стимулюючої плати споживачам за їхню участь у програмі регулювання навантаження:

$$f_5(P_{LR}) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K P_{LRkt}, \quad (8)$$

або

$$f_5(P_{LR}) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K P_{LRkt} \times C_{kt}, \quad (9)$$

де K – кількість споживачів, що приймають участь у програмі регулювання навантаження, C_{kt} – стимулююча плата k -му споживачу за участь у програмі регулювання навантаження, P_{LRkt} – обсяг регулювання навантаження k -м споживачем у момент часу t .

6. Мінімізація втрат електричної енергії в усіх елементах мікросистеми або мінімізація вартості вказаних втрат:

$$f_6(\Delta A) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^M \Delta P_{jt}, \quad (10)$$

або

$$f_6(\Delta A) = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^M \Delta P_{jt} \times C_{et}, \quad (11)$$

де ΔP_{jt} – втрати потужності в j -ому елементі мікросистеми в t -й момент часу, M – кількість елементів мікросистеми, що визначається її структурою, C_{et} – вартість (питома) втрат потужності.

Цілі, що пов'язані з оптимізацією використання СНЕ, насамперед акумуляторних батарей, мають певні особливості. Річ у тому, що порівняно з усіма технічними засобами, які можуть бути присутніми в структурі гібридної мікросистеми, саме пристрої акумуляції мають найменший життєвий цикл. Так, якщо для більшості обладнання, що генерує, орієнтованого як на органічне паливо, так і на відновлювану енергію вітру або сонця, життєвий цикл становить близько 20 років, то для більшості типів акумуляторних батарей сьогодні він не перевищує 5–6 років. До того ж цей термін істотно залежить від режиму роботи акумуляторів, зокрема кількості та глибини циклів заряд/розряд.

З огляду на це в деяких випадках зазначені обставини ускладнюють формування цільової функції, що оптимізує використання СНЕ. Тут може йтися про мінімізацію витрат, пов'язаних із використанням системи накопичення, що впливає з необхідності задоволення низки обмежень. Ці обмеження зі свого боку залежить від набору конкретних завдань (додатків), які будуть поставлені перед СНЕ. Очевидно, що, якщо йдеться лише про балансування навантаження, то СНЕ можуть розглядатися як певна альтернатива процедурі регулювання навантаження споживачів та/або обміну електроенергією з енергосистемою (за наявності такої можливості).

У тому випадку, якщо СНЕ розглядається як засіб демпфування коливань потужності, що пов'язане з використанням відновлюваних джерел енергії, то така система, власне, є безальтернативним рішенням за умови, що мікросистема працює в автономному режимі.

Аналіз існуючих досліджень у цьому напрямку дає змогу зробити такий висновок. Неможливо в аналітичному вигляді визначити загальну техніко-економічну оцінку використання СНЕ. Має сенс її формувати індивідуально в кожному конкретному випадку застосування СНЕ залежно від функцій, які на неї покладаються. Так, наприклад, у разі, коли мікросистема працює разом з енергосистемою, останню доцільно використовувати, передусім, з метою демпфування коливань потужності, викликаних специфікою генерації з боку поновлюваних джерел енергії. На СНЕ в такому разі покладаються функції участі в балансуванні режимів, вирівнюванні графіків навантаження з метою недопущення перевантаження окремих елементів мікросистеми, зниження втрат потужності, забезпечення допустимих значень відхилень напруги та інших показників якості електричної енергії.

Відносно незалежним залишається питання участі СНЕ в підвищенні надійності електропостачання, оскільки це вимагає врахування додаткових факторів для визначення її оптимальних параметрів.

Суттєво складніше вирішується це питання, коли йдеться про цілком автономну роботу мікросистеми або продовження її роботи після від'єднання від системи централізованого електропостачання. Грунтуючись на існуючому аналізі функціональних можливостей та ефективності використання різних засобів накопичення енергії, можна зробити висновок, що в такому разі, принаймні теоретично, було б доцільним орієнтуватися на гібридні СНЕ, де кожна з технологічних одиниць, що входять до їхнього складу, орієнтована на виконання певних функцій. Важливою властивістю СНЕ з інверторним інтерфейсом є можливість їхнього використання як джерела віртуальної інерції для підвищення стабільності частоти завдяки компенсації низької інерції ВДЕ. Наприклад, пристрої накопичення кінетичної енергії доцільні для демпфування коливань потужності, а відповідно й коливань частоти та напруги в мікросистемі з метою підтримки стійкості її роботи. Проточні редокс-ванадієві акумулятори підходять для керування режимом електроспоживання в добовому розрізі. У разі орієнтації на літій-іонні акумулятори необхідно враховувати, що для них економічно обґрунтованим є використання не більше 3 – 4 циклів заряду/розряду протягом доби.

У разі вирішення питання планування оптимального управління роботою гібридної мікросистеми можливо застосування двох стратегій. У першому випадку зазначене завдання розглядається як проблема багатокритеріальної оптимізації, де як окремі цільові функції виступають вирази (1), (2), (4), (6), (8), (10). У другому випадку формується єдина адитивна цільова функція, де окремі її компоненти визначаються згідно з виразами (1), (3), (5), (7), (9), (11). Зрозуміло, що кожна із зазначених стратегій має свої певні переваги та недоліки.

Добре відомі проблеми, пов'язані з вирішенням багатокритеріальних оптимізаційних задач, визначенням єдиного умовно оптимального рішення, що значною мірою залежить від попередньо прийнятих достатньо суб'єктивних гіпотез та припущень.

У той же час адекватність єдиної загальної цільової функції буде суттєво залежати від обґрунтованості та точності визначення низки таких прогнозних вартісних характеристик: питома вартість енергії, що продається та купується з енергосистеми, питома вартість палива, яке використовується джерелами генерації, що диспетчеризуються (визначення якої, як зазначалося вище, додатково потребує прийняття суттєвих спрощень та припущень) та ряду інших вартісних показників.

У будь-якому випадку, під час постановки та реалізації завдань, пов'язаних із оптимізацією структури та режимів роботи мікросистем, важливим етапом є формування функціональних обмежень. Основними під час вирішення зазначених завдань є такі обмеження.

1. Дотримання умов забезпечення балансу між генерацією та навантаженням з урахуванням втрат потужності в елементах мікросистеми:

$$P_{GRt}^+ + \sum_{i=1}^{n_{DG}} P_{DGit} + P_{dcht} + \sum_{i=1}^{n_{PV}} P_{PVit} + \sum_{i=1}^{n_W} P_{Wit} = \sum_{j=1}^{n_L} P_{Ljt} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{jt} + P_{GRt}^- + P_{cht} - \sum_{k=1}^K P_{Lrk},$$

де P_{GRt}^+ , P_{GRt}^- – потужність, відповідно одержувана з енергосистеми, і та, що віддається в енергосистему, P_{cht} , P_{dcht} – потужність, відповідно одержувана системою накопичення енергії, і та, що віддається нею в мікросистему, P_{DGit} – потужність, що генерується i -им джерелом розосередженої генерації, що диспетчеризується, P_{Wit} – потужність, що генерується i -им вітрогенератором, P_{PVit} – потужність, що генерується i -ою фотовольтаїчною станцією, P_{Ljt} – навантаження j -го споживача, ΔP_{jt} – втрати потужності в j -му елементі мікросистеми, P_{Lrk} – величина регульованого навантаження k -м споживачем, n_{PV} , n_W , n_L , m , K – кількість відповідно фотовольтаїчних установок, вітрогенераторів, споживачів, елементів мікросистеми, споживачів-регуляторів.

2. Максимальна, а іноді й мінімальна допустима вихідна потужність джерел розосередженої генерації, що диспетчеризуються: $P_{DGi}^{\min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi}^{\max}$, $i = 1, \dots$.

3. Обсяг регульованого навантаження: $0 \leq P_{Lrk} \leq P_{Lrk}^{\max}$, $k = 1, \dots, K$.

Власне кажучи, усі навантаження можуть бути розділені на ряд категорій, зокрема: критичні; ті, що переносяться на інші періоди часу; ті, що відключаються. Відповідно й наведені обмеження в загальному випадку можуть задаватися незалежно для кожної з перерахованих категорій.

4. Обмеження для системи накопичення енергії [7]:

– за потужністю заряду та розряду

$$P_{cht} \leq P_{Er}, P_{dcht} \leq P_{Er}, \text{ де } P_{Er} - \text{номінальна потужність батареї};$$

– за допустимою ємністю

$$A_{Et} = A_{E(t-1)} - \left[\frac{P_{dcht}}{\eta_{dch}} \times \Delta t_{dch} - P_{cht} \times \eta_{ch} \right];$$

– за допустимою потужністю заряду/розряду

$$P_{E \min t} \leq P_{Et} \leq P_{E \max t},$$

де $P_{E \min t}$, $P_{E \max t}$ – максимальне та мінімальне значення обмінної потужності в момент часу t .

Очевидно, що питання прогнозування на етапі планування займають особливе місце в реалізації цього підходу до управління роботою гібридної мікросистеми. У загальному випадку йдеться про прогнозування кількох груп параметрів: навантажень споживачів, вихідної потужності відновлюваних джерел енергії, ринкової вартості електроенергії та надання інших допоміжних послуг. Крім того, що для прогнозування кожної групи

параметрів найбільш ефективними, швидше за все, є різні методи, всі вони мають певну похибку, яка до того ж не є постійною протягом доби.

Запропоновано кілька різних підходів, пов'язаних із методологією та технікою обліку похибок прогнозування [7]. У роботі [8] розглядається досить поширений, так званий сценарний підхід до врахування похибок прогнозування. У такому разі для навантаження й вихідної потужності кожного з відновлюваних джерел енергії в цій роботі визначалася низка сценаріїв (дискретних значень можливих похибок прогнозування із зазначенням імовірності появи кожної з них), на підставі чого обчислювалася імовірність реалізації кожного зі сценаріїв. Після цього для кожного зі сценаріїв вирішувалося завдання оптимального керування роботою мікросистеми. Очевидно, що в цьому випадку потрібно розглядати досить велику кількість сценаріїв з оцінкою ймовірностей їхньої появи для переконливого обліку невизначеності інформації. Хоча подібні формулювання здаються досить переконливими для врахування невизначеності, але обґрунтування, наприклад, функцій розподілу ймовірностей та відповідних параметрів для моделювання невизначеності ускладнене і часто має суб'єктивний характер.

Слід зазначити, що аналогічні за своєю ідеологією пропозиції щодо стратегії управління роботою мікросистемами розглядалися й у інших дослідженнях. Наприклад, у [9] запропоновано систему енергоменеджменту, засновану на стратегії ковзного горизонту для ізольованої мікросистеми, що складається з фотоелектричних панелей, двох вітряних турбін, дизельного генератора та системи накопичення енергії. Системою управління враховується прогноз потужності, що генерується з боку відновлюваних джерел і величини навантаження на два дні наперед. Оптимізаційна задача вирішується з використанням змішаного цілочисельного лінійного програмування, що забезпечує отримання квазіоптимального рішення. У [10] пропонується дворівневий скоординований підхід до управління мікросистемою як у режимі підключення до мережі, так і за умов автономної роботи. На першому рівні на основі прогнозних даних вирішується завдання максимізації доходів відповідно до заявок з боку джерел РГ та з урахуванням ринкової ціни на електроенергію, а на другому рівні забезпечується потужність керованих одиниць обладнання, що генерує на основі даних, що отримуються в реальному часі.

Для вирішення завдання оптимального управління мікросистемою пропонувалися різні методи оптимізації, досить детальний огляд яких наведено в [11].

Використовувалися як класичні методи (лінійне, нелінійне, динамічне та стохастичне програмування), так і евристичні й еволюційні алгоритми. У ряді робіт також здійснювався облік невизначеності навантаження та вихідної потужності відновлюваних джерел енергії під час вирішення зазначених завдань [12]. Проте відсутні переконливі докази беззаперечних переваг будь-якого з перелічених методів.

У більшості випадків цілі оптимізації полягали в максимальному використанні відновлюваної енергії для задоволення локального попиту та оптимізації використання батареї на користь споживача завдяки зниженню вартості споживаної енергії за збереження надійності всієї системи електропостачання. У той же час у багатокритеріальній постановці зазначена задача майже не вирішувалася.

Висновки.

Сутність запропонованого в статті підходу до управління гібридною мікросистемою полягає в тому, щоб об'єднати переваги схем, заснованих як на плануванні управління на певному горизонті, так і прийнятті рішень у реальному часі, що може бути обґрунтовано таким способом. Зрозуміло, що уникнути появи більших чи менших похибок у процесі прогнозування (навіть короткострокового в межах доби) вихідної потужності відновлюваних джерел енергії, навантажень споживачів, ринкової вартості електроенергії тощо практично неможливо. Відповідно з похибками будуть визначатися керуючі дії, які формуються на їхній основі. Радикальним рішенням у такому разі може бути лише реалізація управління в реальному часі. Але за таких умов виникає проблема як оперативного відпрацювання можливих досить великих збурень, так і оперативного вирішення досить складної оптимізаційної задачі, що достатньо проблематично реалізувати в реальному часі. Етап

планування дає змогу заздалегідь підготувати систему до можливих умов її функціонування, що на другому етапі диспетчеризації дозволить спростити відпрацювання дисбалансу, що виник, використовуючи у такому разі більш прості алгоритми для прийняття відповідних рішень.

Фінансується за держбюджетною темою «Розвинення теорії та розроблення заходів і технічних засобів для забезпечення якісного електропостачання в електричних мережах систем розподілу з відновлюваними джерелами енергії» (шифр «Емісія-3»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ від 09.07.201 р., протокол № 12, КПКВК 6541030.

1. Muruganantham B., Gnanadass R., Padhy N. Challenges with renewable energy sources and storage in practical distribution systems. *Renew Sustain Energy Rev.* 2017. Vol. 73. Pp. 125–134.
2. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, September 13-17, 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
3. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: [10.15407/techned2021.04.044](https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044)
4. Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці інституту електродинаміки НАН України*. 2021. № 60. С. 28–37
5. Murty V. V. S. N., Kumar Ashwani. Multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems, *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2020. No 5. 2.
6. Alharbi W., Raahemifar K. Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties *Electric Power Systems Research* 128, 2015. Pp. 1–10.
7. Chen S., Gooi H.B, Wang M. Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* 3. 2012. Pp. 142–151.
8. Waled Alharbi, Kaamran Raahemifar Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties *Electric Power Systems Research* 125. 2015. Pp. 1–10.
9. Palma-Behnke R., Benavides C., Lanas F., Severino B., Reyes L., Llanos J., and Sáez D.A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 4(2). June 2013. Pp. 996–1006.
10. Jiang Q., Xue M. and Geng G.. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3): Aug. 2013. Pp. 3380–3389.
11. Nehrir M. H., Wang C., Strunz K., Aki H., Ramakuma R., Bing J., Miao Z., & Salameh Z. A review of hybrid renewable/alternative energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, control, and applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(4). 2011. Pp. 392–403.
12. Mauli A., & Das D. Optimal power dispatch considering load and renewable generation uncertainties in an AC-DC hybrid microgrid. *IET Generation Transmission and Distribution*, 13(7). 2019. Pp. 1164–1176.

GENERAL REQUIREMENTS FOR THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF HYBRID MICROGRIDS IN DISTRIBUTION NETWORKS

A. Zharkin¹, S. Palachov¹, V. Popov², V. Tkachenko², I. Frolov²

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

² – National Technical University of Ukraine «I. Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», pr. Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: tig@ukr.net

The article substantiates the expediency of forming hybrid microgrids that can be integrated into a centralized power supply system or operate autonomously in order to expand the use of renewable energy sources and prevent their possible negative impact on electrical network modes. A two-level approach to managing the operation of a hybrid microgrid is proposed, which involves a preliminary planning stage based on forecasted loads, output power of renewable generation sources, market price of electric energy, and a stage of operational control based on data obtained in real time. A number of objective functions and constraints are proposed to solve the task of optimal planning of the operation of a hybrid microgrid as a multicriteria problem. At the same time, the possibility of transforming this problem into a monocriteria one is substantiated. An analysis of the advantages and disadvantages of each of the proposed approaches was carried out. Ref. 12.

Keywords: distributed generation, distribution networks, microgrids, energy storage, multicriteria optimization.

1. Muruganantham B., Gnanadass R., Padhy N. Challenges with renewable energy sources and storage in practical distribution systems. *Renew Sustain Energy Rev.* 2017. Vol.73. Pp. 125–134.
2. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. Kharkiv, Ukraine, September 13-17, 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
3. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V., Trach, I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>. (Ukr)
4. Parus E. V., Blinov I. V., Olefir D. O. Evaluation of the economic effect of the provision of balancing services by electric energy storage systems in the UES of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiku NAN Ukrainy*. 2021. No 60. Pp. 28–37. (Ukr)
5. Murty V. V. S. N., Kumar Ashwani. Multi-objective energy management in microgrids with hybrid energy sources and battery energy storage systems, *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2020. No 5. 2.
6. Alharbi W., Raahemifar K. Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties *Electric Power Systems Research* 128. 2015. Pp. 1–10.
7. Chen S., Gooi H.B., Wang M. Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* 3, 2012. Pp. 142–151.
8. Walied Alharbi, Kaamran Raahemifar Probabilistic coordination of microgrid energy resources operation considering uncertainties *Electric Power Systems Research* 125. 2015. Pp. 1–10.
9. Palma-Behnke R., Benavides C., Lanás F., Severino B., Reyes L., Llanos J., and Sáez D. A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 4(2). June 2013. Pp. 996–1006.
10. Jiang Q., Xue M. and Geng G. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes. *IEEE Transactions on Power Systems*. 28(3) Aug. 2013. Pp. 3380–3389.
11. Nehrir M. H., Wang C., Strunz K., Aki H., Ramakuma R., Bing J., Miao Z., & Salameh Z. A review of hybrid renewable/alternative energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, control, and applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2(4). 2011. Pp. 392–403.
12. Maulik A. & Das D. Optimal power dispatch considering load and renewable generation uncertainties in an AC-DC hybrid microgrid. *IET Generation Transmission and Distribution*, 13(7), 2019. Pp. 1164–1176.

Надійшла: 03.10.2022
Прийнята: 28.10.2022

Submitted: 03.10.2022
Accepted: 28.10.2022