

ЯЦЕНКО ДМИТРО

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"

<https://orcid.org/0000-0001-6702-569X>e-mail: 19yatsenko94@gmail.com

ПОПОВ ВОЛОДИМИР

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"

<https://orcid.org/0000-0003-3484-4597>e-mail: tig@ukr.net

КОНДРАТЮК ВАДИМ

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"

<https://orcid.org/0000-0001-5035-311X>e-mail: prorector-agr@kpi.ua

ЗАМУЛКО АНАТОЛІЙ

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"

<https://orcid.org/0000-0001-8018-6332>e-mail: zai_71@ukr.net

ФРОЛОВ ІВАН

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"

<https://orcid.org/0000-0001-8580-3299>e-mail: wweivan97@gmail.com

РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ ДИНАМІЧНОЇ РЕКОНФІГУРАЦІЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЬНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В РЕЖИМІ РЕАЛЬНОГО ЧАСУ

Все більш широке використання в системах розподілу електроенергії джерел розподіленої генерації та накопичення енергії різко знижує ефективність традиційно використовуваних методів і технічних засобів керування режимами їх роботи. Перш за все, це стосується такої популярної задачі, як вибір оптимальних місць розташування нормально відкритих точок у колах розподільних мереж з метою мінімізації втрат енергії. У більшості країн світу розподільні мережі експлуатуються у розімкненому режимі.

На даний момент актуальність задачі зростає через збільшення неоднорідності навантаження та збільшення частки джерел розподіленої генерації та установок зберігання енергії у розподільних мережах нашої країни. Дані фактори формують поточкорозподіли у добовому розрзі, які у більшості випадків будуть не співпадати з тим режимом для якого вибиралась відповідна конфігурація мережі, що у свою чергу призводить до зростання втрат. Ефект від запропонованого підходу залежить від належного рівня технічного й інформаційного забезпечення мережі, тим паче, з урахуванням того, що більша частина обладнання розподільних мереж випрацювала свій фізичний ресурс. У зв'язку з цим у даній статті проведено бібліографічний аналіз та обговорюється можливість, доцільність та ефективність вибіркового використання дистанційно керованих комутаційних апаратів у розподільних мережах, що у нормальному стані працюють у розімкненому режимі.

У даній статті запропоновано алгоритм економічно оптимальної роботи дистанційно керованих вимикачів з урахуванням їх обмеженого комутаційного ресурсу. Запропоновано загальний підхід до керування відповідним комутаційним обладнанням для забезпечення оптимального потоку навантаження в розподільній мережі у режимі реального часу.

Ключові слова: індикативний показник, прогнозування, розподільна мережа, втрати енергії, дистанційно керований вимикач, розподільна генерація, керування режимами.

YATSENKO DMYTRO, POPOV VLADIMIR, KONDRATYUK VADYM, ZAMULKO ANATOLIY, FROLOV IVAN
National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

SOLVING THE PROBLEM OF DYNAMIC RECONFIGURATION OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH SOURCES OF DISTRIBUTION GENERATION IN REAL TIME

The increasingly widespread use of sources of distributed generation and energy storage in electricity distribution systems sharply reduces the effectiveness of traditionally used methods and technical means of managing their modes of operation. First, this applies to such a popular problem as choosing the optimal locations of normally open points in the circuits of distribution networks to minimize electricity losses. In most countries of the world, distribution networks are operated in open mode. Now, the relevance of the problem is increasing due to the increase in the heterogeneity of the load and the increase in the share of distributed generation sources and energy storage facilities in the distribution networks of our country. These factors form flow distributions daily, which in most cases will not coincide with the regime for which the appropriate network configuration was chosen, which in turn leads to an increase in losses. The effect of the proposed approach depends on the proper level of technical and information support of the network, especially since most of the distribution network equipment has exhausted its physical resources. In this regard, this article conducts a bibliographic analysis and discusses the possibility, expediency, and effectiveness of the selective use of remotely controlled switchgear in distribution networks that normally operate in an open mode. This article proposes an algorithm for economically optimal operation of remotely controlled switches, considering their limited switching resource. A general approach to control the relevant switching equipment to ensure optimal load flow in the distribution network in real time is proposed.

Keywords indicative indicator, forecasting, distribution network, energy losses, remotely controlled switch, distributed generation, mode control.

Постановка проблеми

У сучасній електроенергетиці одним із ключових завдань є оптимізація роботи розподільних мереж (РМ) з метою мінімізації втрат потужності. У цьому плані задача реконфігурації РМ у режимі реального часу стала предметом інтенсивних досліджень та публікацій у наукових колах. У статті здійснено огляд та аналіз останніх досягнень в цій області, висвітлені основні напрямки досліджень та досвід, який було набуто при вивченні проблеми реконфігурації РМ у реальному часі з метою зменшення втрат потужності та запропонуємо алгоритм більш ефективного вирішення зазначеної задачі.

Запровадження ринку електричної енергії з почасовим тарифоутворенням стало додатковим поштовхом операторів систем розподілу для підвищення ефективності керування топологією РМ з метою мінімізації втрат потужності у режимі реального часу.

Реконфігурація РМ у режимі реального часу є важливим завданням для забезпечення оптимального та ефективного функціонування системи електропостачання. Метою такої реконфігурації є мінімізація поточних значень втрат потужності в мережі, що дозволяє в підсумку економити електричну енергію (ЕЕ), підвищити надійність постачання та якість ЕЕ та зменшує негативний вплив на довкілля [13, 16].

Основні виклики під час здійсненні реконфігурації РМ у реальному часі полягають у наступному.

Збільшення складності мережі: з ростом кількості споживачів, відновлюваних джерел енергії та з впровадженням розумних технологій, мережі стають складнішими, що ускладнює реалізацію реконфігурації.

Необхідність у надійних даних: для ефективного вирішення задачі потрібні точні дані про стан мережі, включаючи виміри напруги, струму, потужності та інші параметри.

Алгоритми оптимізації: розробка алгоритмів, які можуть швидко та ефективно визначати оптимальну конфігурацію мережі для мінімізації втрат потужності, є складним завданням.

Забезпечення стабільності мережі: під час реконфігурації необхідно враховувати стабільність роботи мережі та уникати перевантаження її елементів, вихід напруги за допустимі рівні та інших проблем, які можуть виникнути внаслідок зміни топології.

Стратегії реконфігурації РМ у реальному часі можуть включати наступні етапи.

Моделювання та аналіз стану мережі: використання програмного забезпечення для моделювання та оцінка стану мережі з метою виявлення найбільш перспективних ліній для реалізації їх динамічної реконфігурації.

Використання розумних технологій та засобів автоматизації: впровадження систем автоматичного контролю та керування, які можуть реагувати на зміни у стані мережі та виконувати реконфігурацію у реальному часі.

Оптимізація: розробка ефективних алгоритмів оптимізації, які можуть швидко знаходити оптимальні рішення щодо реконфігурації мережі.

Моніторинг та контроль: постійний моніторинг стану мережі та здатність швидко реагувати на будь-які відхилення параметрів режиму для забезпечення стабільності та ефективності роботи системи.

Тому, метою дослідження є формування уявлення про сучасні підходи до вирішення задачі динамічної реконфігурації РМ у режимі реального часу, а також пошук можливостей підвищення ефективності динамічної реконфігурації з метою мінімізації втрат електричної енергії.

Аналіз літературних джерел

Останні дослідження в області реконфігурації РМ у реальному часі зосереджуються на використанні різних методів оптимізації та алгоритмів для швидкого та ефективного прийняття рішень. Одним із ключових напрямків є розвиток адаптивних алгоритмів, які можуть прилаштовуватися до змін у стані мережі та умовах експлуатації у реальному часі. Більшість досліджень показують, що використання таких адаптивних підходів дозволяє досягти кращих результатів у мінімізації втрат потужності порівняно з традиційними статичними методами.

Варто зазначити, що реалізація методів оптимізації вимагає введення ряду обмежень без яких отримання адекватного результату неможливе. Зазвичай під час вирішення задачі реконфігурації вводять такі обмеження: 1) усі трансформаторні підстанції (ТП) знаходяться під напругою; 2) має підтримуватися радіальна структура мережі; 3) ділянки ліній та трансформатори не перевантажені; 4) обмеження щодо втрат напруги [7].

Для визначення оптимальної конфігурації розподільної електричної мережі (ЕМ) використовуються різні методи спроб і помилок. У [6] представлено метод систематичної зміни топології фідерів, що дає змогу знайти оптимальну схему для досягнення максимального зменшення втрат енергії у РМ. У процесі оптимізації змінюється топологія ЕМ шляхом зміни стану комутаційних апаратів (КА). У цій статті використовується дерево рішень для знаходження можливих варіантів зміни топології з метою зменшення втрат енергії. Формула для визначення втрат енергії була отримана та використана для визначення варіанту перемикавання, який забезпечує максимальне зниження втрат у мережі. Запропонований метод може визначити найбільш ефективні варіанти зміни топології для зменшення втрат енергії з мінімальними обчислювальними зусиллями. Недоліком використання даного методу є довготривалість пошуку оптимально рішення.

У роботі [12] запропоновано алгоритм пошуку оптимальної топології РМ, який враховує характеристики джерел розподільних генерацій (ДРГ) в мережі нафтового підприємства. Застосовується комбінація методу імітації відпалу (англ. simulated annealing) та імунного алгоритму (англ. Immune Algorithm), що дає змогу прискорити швидкість пошуку глобального оптимуму та забезпечує кращу продуктивність.

Практичну реалізацію запропонованого підходу було виконано на типовій схемі IEEE з 33 вузлами, де було показано, що величину втрат потужності вдається додатково знизити майже вдвічі. Недоліком комбінації даних методів є складність проведення розрахунків.

У роботі [9] використовується алгоритм пошуку Табу (англ. Tabu Search) для реконфігурації мережі з ДГР з метою зменшення втрат потужності в системі розподілу. Результати показали, що втрати енергії зменшуються, коли вирішення оптимізаційної задачі та визначення величини генерації з боку розподільних джерел відбуваються паралельно. Крім того, результати визначають оптимальний стан КА, який призводить до найменших втрат потужності, але при цьому задовольняє усі обмеження. Наведені результати довели ефективність алгоритму пошуку табу при визначенні оптимального рішення з меншою кількістю ітерацій. У той же час, у даному дослідженні не враховують мінливий характер роботи ДГР.

У статті [4] пропонується вирішення проблеми пошуку оптимальної топології мережі з метою мінімізації втрат потужності з використанням спеціалізованого еволюційного алгоритму з новою кодифікацією й абсолютно новим способом реалізації генетичних операторів з урахуванням характеристик проблеми. Алгоритм представлений і протестований у реальній розподільній системі продемонстрував прийнятні результати й обчислювальну ефективність. Запропонований алгоритм досить складний в реалізації та вимагає проведення значних розрахунків.

У статті [2] використовується поєднання нечіткого багатоцільового підходу й оптимізації колонії мурах (англ. Ant Colony Optimization) як мета-евристичного алгоритму, який використовується для вирішення завдань одночасної реконфігурації мережі й оптимального розподілу (потужності та розташування) фотоелектричних (PV) панелей і статичного компенсатора. Метою цього дослідження є зменшення втрат, покращення профілю напруги та покращення збалансованості навантаження фідера. Запропонований метод перевірено на типовій схемі IEEE з 33 вузлами та на РМ Тайваню. Результати показали, що одночасна реконфігурація й оптимальне розміщення масиву PV і статичного компенсатора призводить до значного зменшення втрат, покращення профілю напруги. Крім того, запропонований підхід fuzzy-АСО є більш точним порівняно з іншими методами оптимізації. Разом з тим запропонований алгоритм вимагає значну кількість вихідної інформації.

У [8] представлено використання методу штучної колонії бджіл (англ. Artificial Bee Colony) для задачі вибору оптимальної топології мережі. У якості цільових функцій розглядали профіль напруги, мінімізація реальних втрат потужності та збалансування навантаження фідерів. Результати показали, що втрати потужності було зменшено на 74,88 % завдяки одночасній реалізації декількох керуючих впливів, що доводить ефективність алгоритму методу штучної колонії бджіл. В даному дослідженні не враховано механічний ресурс комутаційного обладнання, що є його певним недоліком.

У статті [10] представлено методологію визначення оптимальної конфігурації розподільної мережі, засновану на нечіткому багатоцільовому підході для досягнення мінімальних втрат активної потужності та максимальної величини напруги у радіальних РМ із ДГР. Окремі цільові функції передбачають балансування навантаження, мінімізацію реальних втрат потужності та відхилення напруги у вузлах за умов обмеження струму гілок, підтримання радіальної структури мережі, в якій усі навантаження повинні бути під напругою. Ці цільові функції моделюються за допомогою нечітких наборів для оцінки неточності досягнення кожної цілі. Результати моделювання показують, що за допомогою цього методу досягається зниження втрат активної потужності на 37,92 %. Водночас даний алгоритм досить складний в реалізації та вимагає значних розрахунків.

У роботі [5] розглянуто застосування алгоритму феєрверку (англ. Fireworks Algorithm) для одночасної зміни конфігурації мережі та розподілу в ній блоків ДГР. Під час вибору оптимального розміщення ДГР та реконфігурації мережі розглядається шість різних сценаріїв для оцінки ефективності запропонованої методики. Розрахунки проводяться на типових схемах IEEE з 33 та 69 вузлами при трьох різних рівнях навантаження. Даний алгоритм потребує часу для проведення розрахунку, що не дає змоги проводити керування у режимі реального часу.

З даного огляду літератури можна зробити наступні висновки. Результати майже всіх оптимізаційних методів можна вважати задовільними, як за умов однокритеріального, так і багатокритеріального формулювання проблеми. На результат можуть вплинути як обсяг та періодичність отримання вхідних даних так і особливості побудови ЕМ. Задача успішно вирішувалася та тестувалася на реальних РМ, як без, так і з ЛДЕ, включаючи вирішення зазначених задач у режимі реального часу.

З іншого боку існує декілька моментів, які не дозволяють вважати запропоновані формулювання та методи вирішення задачі визначення оптимальної топології РМ та використовувати їх на практиці для будь-яких СЕП, тим більше, у режимі реального часу. По-перше, сьогодні відсутня можливість керування усіма КА у реальному часі. По-друге, поставлена задача вимагає розрахунку режимних параметрів на кожному кроці процесу оптимізації, що є доволі трудомістким та тривалим процесом. По-третє, особливістю роботи ЛДЕ на базі ВДЕ є мінливий характер генерації, що потребує розробки відповідних процедур урахування зазначеного фактору при прийнятті рішень. Зрештою, необхідно врахувати обмеженість комутаційного ресурсу стандартних КА, які на сьогодні здебільше використовуються в розподільних системах.

Виклад основного матеріалу

В Україні, як і в багатьох інших країнах, процес переходу до концепції розумної мережі (Smart Grid) відіграє ключову роль у модернізації електроенергетичної інфраструктури та покращенні її ефективності та

надійності. При вирішенні завдань реконфігурації РМ в умовах переходу до концепції Smart Grid в Україні слід враховувати наступні особливості [1, 16]:

Наявність застарілої інфраструктури: багато РМ в Україні мають застарілі елементи, які потребують модернізації для впровадження технологій розумних мереж. При вирішенні завдань реконфігурації потрібно враховувати можливість інтеграції нових технологічних рішень у вже існуючу інфраструктуру.

Необхідність впровадження сучасних технологій: вирішення завдань реконфігурації мереж потребує впровадження сучасних технологій, таких як системи автоматизації та управління, моніторингу та звітності, а також використання великих обсягів даних для аргументованої оптимізації роботи мереж.

Підвищення енергоефективності: однією з ключових цілей переходу до концепції Smart Grid є підвищення енергоефективності. При вирішенні завдань реконфігурації це пов'язане зі зменшенням втрат потужності та оптимізацією енерговикористання.

Урахування специфіки місцевих умов: Україна має різноманітні географічні та кліматичні умови, які можуть впливати на роботу РМ. При вирішенні завдань реконфігурації важливо враховувати специфіку кожного регіону та використовувати адаптивні підходи до управління мережею.

Залучення зацікавлених сторін: успішне впровадження концепції Smart Grid вимагає співпраці між різними зацікавленими сторонами, такими як владні органи, енергетичні компанії, виробники технологічного обладнання та споживачі. При вирішенні завдань реконфігурації мереж важливо забезпечити відкритий та прозорий діалог між всіма зацікавленими сторонами.

Реалізація концепції Smart Grid вирішує задачу реконфігурації РМ шляхом використання сучасних технологій та інтелектуальних систем управління. Ось кілька ключових аспектів, які враховуються в процесі реалізації концепції Smart Grid для вирішення задачі реконфігурації РМ. Впровадження датчиків та систем моніторингу, які забезпечують постійний контроль за станом мережі. Це дозволяє операторам мережі швидко виявляти потенційні проблеми та реагувати на них. Впровадження систем зв'язку та комунікації, які забезпечують обмін даними між різними елементами мережі. Це відкриває шляхи координування дій різних пристроїв та систем управління для оптимальної роботи мережі.

При існуючому комутаційному обладнанні відсутня можливість оперативно керувати положенням КА у добовому розрізі, зміну топології мережі можна виконати тільки на місці розташування обладнання та з залученням технічних спеціалістів [15].

Окрім цього, наявний рівень інформаційного забезпечення не задовольняє умовам забезпечення керування ЕМ у режимі реального часу. На сьогодні у більшості РМ відсутні засоби систематичних вимірювань навантажень у відповідних вузлах та вихідної потужності інтегрованих до них ЛДЕ, що не дає змоги моделювати режими мережі у реальному часі. Тому здебільш використовувались типові графіки навантаження, які відповідали певним сезонам року [15,11].

Зростання неоднорідного навантаження, поява ЛДЕ у розподільній ЕМ викликають суттєві зміни у режимах роботи РМ традиційного виконання. Внаслідок цих чинників, у РМ формуються поточкорозподіли у добовому розрізі різної тривалості, які в багатьох випадках істотно відрізнятимуться від того режиму (поточкорозподілу), для якого визначалися оптимальні місця розмикання контурів, що в результаті веде до зростання втрат ЕЕ, а потенційно і до порушення умов забезпечення допустимих відхилень напруги та зниження надійності [15].

Вочевидь, що перелічені вище особливості функціонування сучасних РМ найбільше виявляться лише в окремих її контурах. При цьому найбільш очевидним фактором, що впливає на режим роботи подібних контурів, є наявність у їх структурі ЛДЕ, у яких вихідна потужність може швидко змінюватися в широких межах (від номінального значення практично до нуля) залежно від різкої зміни метеорологічних умов, наявність установок зберігання енергії.

У подібній ситуації одним з найбільш дієвих кроків підвищення ефективності вирішення завдання вибору оптимальної конфігурації мережі є вибіркове використання замість вимикачів з ручним приводом або роз'єднувачів, дистанційно керованих, або автоматичних (наприклад, реклоузерів) КА. Очевидно, що найбільший ефект дане технічне рішення забезпечуватиме у тому випадку, якщо відповідні зміни режиму мережі (що вимагають зміни її топології для мінімізації втрат потужності) відбуваються відносно регулярно та тривають певний, достатньо великий, часовий проміжок. По суті, ефективність зміни місця розмикання контуру визначатиметься величиною додаткового зниження втрат ЕЕ, яке може бути при цьому досягнуто. Алгоритм керування топологією наведений на рисунку 1.

За умов наявності відповідної інформації, алгоритм визначення місць розташування та керування роботою вимикачів з дистанційним керуванням включає в себе [13]:

- вибір ряду контурів РМ, в яких було б доцільним встановити дистанційно керовані КА, враховуючи наявність відновлюваних джерел енергії та засобів її акумуляування, що є потенційним джерелом добової неоднорідності потоків потужності на окремих ділянках;
- по окремим періодам часу, використовуючи характерні добові графіки навантажень вузлів і ДРГ, вирішується задача вибору оптимальних місць їх розміщення, виходячи з мінімізації втрат потужності;
- для контурів, у яких при різних добових режимах оптимальні місця їх розміщення не збігаються, визначаються вузли де розміщення дистанційно керованих вимикачів було б найбільш доцільним.

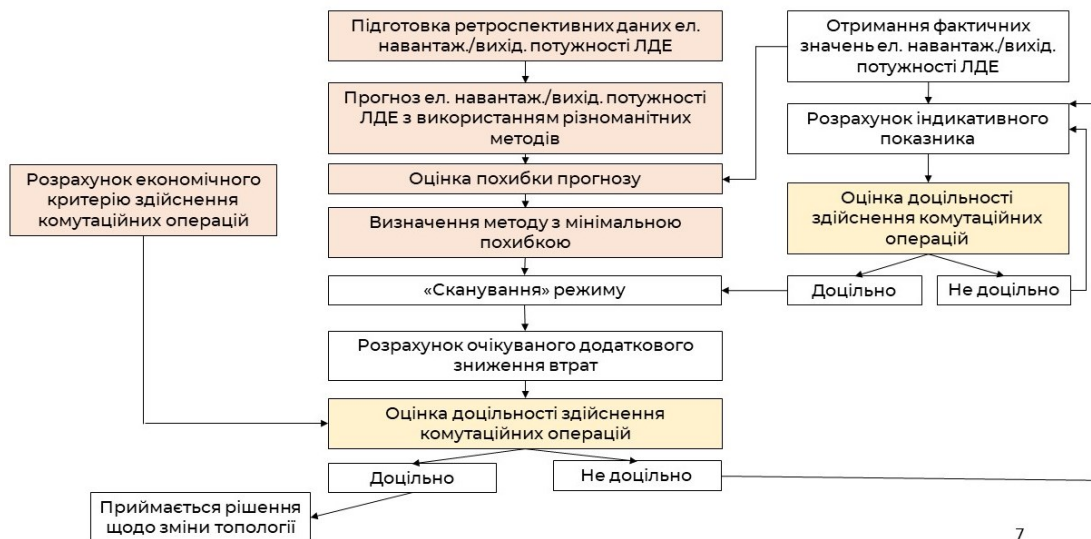


Рис. 1. Алгоритм керування топологією РМ

Зазначені етапи носять принциповий характер і можуть бути реалізовані наступним чином.

Залежно від наявних інформаційних, обчислювальних та часових ресурсів обґрунтування місць розміщення дистанційно КА апаратів може здійснюватися різними шляхами.

Тут, перш за все, слід зазначити, що це завдання не слід розглядати як оптимізаційне, оскільки йдеться про розгляд не сукупності розподільчих ліній з безліччю взаємних зав'язків, а виключно щодо окремого контуру розподільчої мережі, де оптимальне місце розмикання може бути визначене шляхом найпростішого аналізу, навіть повним перебором всіх можливих (досить обмежених) варіантів.

У цьому випадку з'являється можливість на підставі ретроспективних даних щодо навантажень вузлів мережі та вихідної потужності джерел розподіленої генерації проаналізувати різні режими мережі у добовому та річному (сезонному) розрізах. Такий аналіз дозволяє визначити множину рішень «оптимальних» для кожного конкретного режиму. Іншими словами, даний аналіз передбачає проведення послідовних розрахунків по кожній годині всієї доби певного року (тобто, по суті, 8760 розрахунків).

Далі, визначивши частоту появи того чи іншого оптимального варіанта розмикання контуру мережі, можна прийняти остаточне рішення щодо розміщення дистанційно керованих КА, як найбільш ефективного з точки зору можливості мінімізації втрат потужності.

Разом з тим, очевидно, що подібний шлях вирішення завдання, хоч і реалізується на етапі планування режимів і не має часових обмежень, все ж таки є надзвичайно трудомістким. У зв'язку з цим для вибору місць розміщення дистанційно керованих КА пропонується використовувати наступний підхід, який умовно можна назвати сценарним.

Для кожного із можливих сценарієм застосування дистанційно керованих КА знаходять оптимальне місце розмикання контуру. Сценарії, що розглядаються при цьому, відповідають граничним (у певному сенсі) режимам роботи розподільної лінії, включаючи рівень навантажень вузлів і вихідної потужності ДРГ. Отримані при цьому рішення щодо оптимальних місць розмикання контуру РМ розглядаються як потенційні місця розміщення дистанційно керованих КА.

При формуванні сценаріїв доцільно незалежно за окремими сезонами року розглянути такі режими, які формуються на підставі наявних статистичних даних:

- режим максимального навантаження контуру РМ ($P_{nmax(t)}$) та відповідне до цього періоду часу (t) значення вихідної потужності ДРГ ($P_{DRG(t)}$), яке залежить від типу наявного джерела генерації;
- режим мінімального навантаження контуру РМ ($P_{nmax(\tau)}$) та відповідне до цього періоду часу (τ) значення вихідної потужності ДРГ ($P_{DRG(\tau)}$), яке залежить від типу наявного джерела генерації;
- режим максимальної генерації з боку ДРГ ($P_{DRGmax(\Theta)}$), що залежить від їх типу й режиму використання та відповідне даному періоду часу (Θ) значення навантажень у вузлах контуру ($P_n(\Theta)$);
- режим мінімальної генерації з боку ДРГ ($P_{DRGmin(\Phi)}$), що залежить від їх типу й режиму використання та відповідне даному періоду часу (Φ) значення навантажень у вузлах контуру ($P_n(\Phi)$).

В результаті виконаних розрахунків відповідно до наведених сценаріїв, у загальному випадку, може бути визначено кілька варіантів оптимального розмикання контуру РМ. У процесі прийняття остаточного рішення про розміщення дистанційно керованих КА необхідно врахувати відносно частоту появи кожного режиму протягом року, а також ефект від реалізації в цих умовах динамічного управління топологією мережі, який буде проявлятися як у вигляді додаткового зниження втрат електричної енергії, так і за рахунок зміни рівня надійності, що оцінюється, наприклад, величиною недовідпущеної електричної енергії. Такий підхід до оцінки ефективності пов'язується з тим, що саме ці два фактори в переважній більшості випадків розглядаються як критерії оптимальності при виборі оптимальної конфігурації РМ (місць розмикання її

контурів) навіть при загальноприйнятій постановці цього завдання в розподільчих мережах з традиційною структурою [11, 1].

Крім зазначених вище базових сценаріїв доцільно додатково розглянути підсценаріїв, наприклад, які передбачають різні рівні генерації, зокрема, 70 – 100% ($P_{ДРГ100}$), 30 – 70% ($P_{ДРГ50}$), 0 – 30% ($P_{ДРГ10}$) – рис. 2.

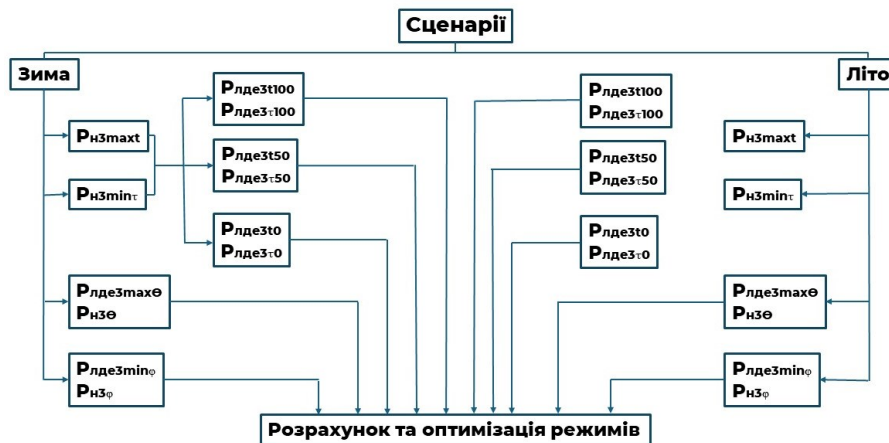


Рис. 2. Сценарії застосування дистанційно керованих КА

Динамічне керування режимами реалізується за наявності у контурі мережі кількох (не менше двох) дистанційно керованих КА. Таким чином, завдання вибору оптимальних місць розмикання зводиться до аналізу всіх можливих комбінацій використання одночасно n КА з N можливих оптимальних рішень, визначених в процесі аналізу представлених вище сценаріїв. Отже, кількість варіантів, які при цьому слід розглянути, становитиме:

$$C_n = \frac{N!}{n!(N - n)}$$

Навіть якщо припустити, що в процесі розгляду всіх сценаріїв, кожне рішення щодо вибору оптимального місця розмикання контуру РМ є оригінальним (жодне з рішень не збігається), то запропонований підхід дозволить скоротити кількість необхідних розрахунків. Разом з тим досвід практичних розрахунків показує, що в реальних умовах кількість альтернативних місць розміщення дистанційно керованих КА не перевищує 4 - 5. Тоді в припущенні можливості одночасного використання тільки двох відповідних комутаційних апаратів, кількість необхідних розрахунків не перевищуватиме 20.

У подальшому при реалізації загального алгоритму оптимального використання дистанційно керованих КА виникає завдання знаходження умов, за яких, у принципі, є доцільним змінити топологію певного контуру РМ з метою мінімізації втрат потужності відповідно до параметрів поточного режиму. Для спрощення та прискорення розв'язання цього завдання (з огляду на те, що вона має бути реалізована практично в режимі реального часу) пропонується використовувати певний індикативний показник [16, 14].

Згідно з наведеним на рис. 1 загальним алгоритмом вирішення проблеми, що розглядається, є з'ясування тривалості появи режиму, який робить доцільним зміну місця розмикання контуру мережі. На даному етапі важливо використовувати ефективний алгоритм прогнозування електричного навантаження (ЕН) та вихідної потужності для перевірки тривалості зміни параметрів режиму РМ. Реалізація зазначеної процедури дозволить підвищити ефективність використання дистанційно-керованих КА з урахуванням обмеженого їх комутаційного ресурсу.

З точки зору особливостей поставленої технологічної задачі пропонується розробка та використання адаптивної моделі прогнозування. Аналіз широкої бібліографії з питань прогнозування в електроенергетиці свідчить про відсутність єдиного рішення щодо визначення одного «найкращого» методу прогнозування як для електричних навантажень, так і для вихідної потужності, насамперед, різноманітних відновлювальних джерел енергії. Саме тому було прийнято рішення включити у модель принципово різні методи прогнозування, які відносяться до різних класів. Дане рішення обумовлене тим, що кожен із методів може показати різний результат (з точки зору похибки прогнозу) у різних умовах і на різних часових проміжках [3].

Тому, адаптивна модель прогнозування навантаження/вихідної потужності ДРГ включає в себе одночасне застосування n методів прогнозування M_1, \dots, M_n і працює наступним чином. Перед початком процесу потрібно визначити метод, який буде ведучим на наступному кроці у процесі прийняття рішення. Тому виконуємо прогнозування усіма методами на крок уперед і після отримання фактичних даних, визначаємо похибку. Метод з найменшою похибкою приймаємо ведучим. У момент часу t починаємо прогнозувати навантаження/вихідну потужність на крок уперед $t+1$, який відповідає дискретності отримання даних. У процесі прогнозування одночасно використовуються усі методи, які попередньо були включені у модель. Після отримання фактичних значень навантаження розраховуємо похибку, яку має кожний з використаних методів. Якщо за результатами усіх методів зміни параметрів режиму ЕМ будуть

недостатні для виконання зміни топології мережі, що вирішується на підставі методики [1, 16], то у цьому випадку в момент часу $t+1$ повторюється процедура прогнозування навантаження на крок уперед, тобто на період $t+2$ знову-таки з залученням усіх визначених для цієї мети методів з наступною оцінкою похибок прогнозування після отримання фактичних результатів вимірювань. Зазначені цикли прогнозування повторюються до того моменту, коли за результатами прогнозування більшість методів або ведучим методом буде отримано результат, який свідчить про доцільність здійснення реконфігурації розподільної лінії. У такому випадку, на підставі методу прогнозування, який на поточний момент продемонстрував мінімальну похибку, виконується «сканування» подальшого часового проміжку, що полягає в послідовному прогнозуванні відповідних параметрів з послідовним збільшенням інтервалу упередження. Даний крок проводиться з метою пересвідчитися, що зміни параметру режиму будуть досить тривалими і підтверджують доцільність зміни місця розмикання контуру. Тривалість зазначеного періоду визначається критерієм, який відображає економічну доцільність здійснення відповідних комутаційних операцій. Це може бути певний фіксований проміжок часу, якщо доцільність зміни топології визначається попередньо обґрунтованою припустимою кількістю добових спрацювань вимикачів, тобто використанням їхнього комутаційного ресурсу. В іншому випадку одночасно зі «скануванням» (послідовним прогнозуванням відповідних параметрів режиму) паралельно здійснюється розрахунок додаткового зниження втрат потужності, що визначається як різниця між втратами, які мають місце при запропонованому місці розмикання контуру і втратами, що виникають у контурі при існуючому місці його розмикання. На підставі отриманих даних шляхом їхнього послідовного підсумовування визначається додаткове зменшення втрат ЕЕ. Зазначений процес триває, поки додаткове зменшення втрат ЕЕ не досягне попередньо визначеного економічно обґрунтованого значення, яке підтверджує економічну доцільність здійснення комутацій. Якщо зазначені вище умови виконуються, приймається рішення, щодо зміни топології мережі. У випадку короткострокової зміни параметрів режиму топологія залишається незмінною. Алгоритм реалізації зазначеної процедури наведено на рис. 3.

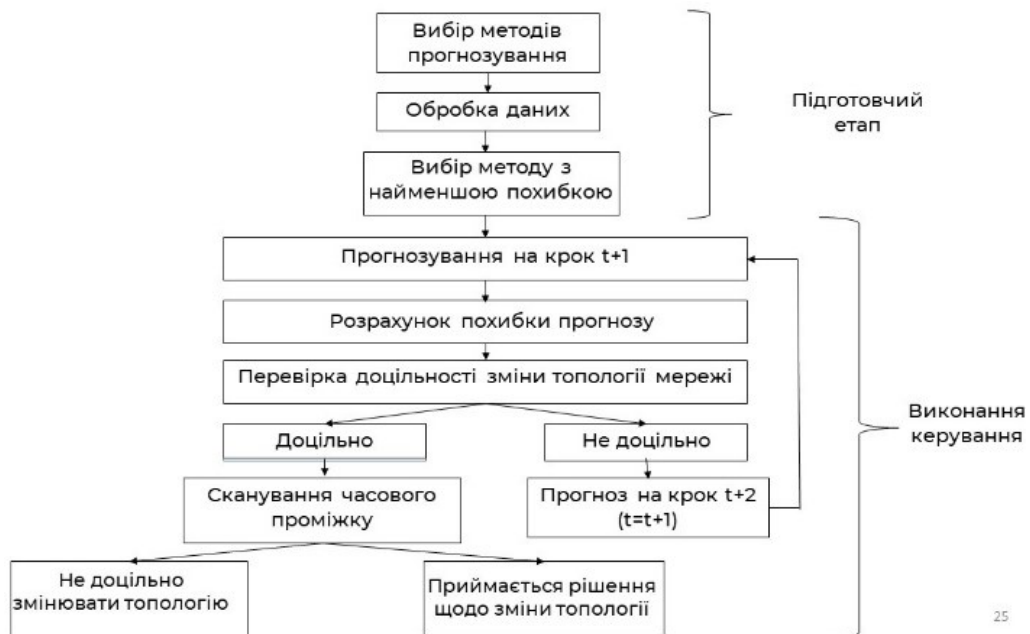


Рис. 3. Алгоритм роботи адаптивної моделі прогнозування

У процесі розробки відповідної методології керування режимами РМ за рахунок оптимального розміщення та використання дистанційно керованих КА виникає принципове завдання визначення техніко-економічного ефекту від їх упровадження. Важливим моментом даного етапу дослідження є необхідність урахування наступних факторів:

- поступове зростання ціни ЕЕ, а відповідно і вартості її втрат упродовж розрахункового періоду;
- зміна вартості грошей у часі;
- комутаційний ресурс дистанційно-керованих КА;
- різні сценарії заміни КА, кожний з яких визначає певний обсяг необхідних інвестицій;
- можливу зміну обсягів та режиму електроспоживання і генерації з боку ДРГ, що визначає певну зміну режимів розподільної лінії, а відповідно і потенційне зменшення втрат ЕЕ упродовж розрахункового періоду.

Варту підкреслити, що низка перерахованих вище факторів важко піддаються формальному врахуванню і носять невизначений характер, що вимагає використання відповідних методів і процедур техніко-економічного аналізу.

Капітальні витрати, які в переважній більшості здійснюються протягом одного року, можуть включати як додаткову вартість обладнання, що забезпечує дистанційне керування окремими вимикачами,

так і повну вартість вимикачів з дистанційним керуванням, з урахуванням у загальному випадку ліквідної вартості обладнання, що демонтується. У різному обсязі враховуються витрати на створення адекватного інформаційного забезпечення та каналів телеуправління.

Складність техніко-економічного обґрунтування використання дистанційно керованих КА пов'язана з тим, що при використанні будь-якого з економічних показників, що використовуються для даної мети, складно попередньо визначити життєвий цикл проекту, який залежить від комутаційного ресурсу вимикачів і, таким чином, визначатиметься інтенсивністю їх використання. Варіанти врахування техніко-економічного ефекту від динамічного керування топологією РМ наведені на рисунку 4.



Рис. 4. Варіанти проведення техніко-економічного розрахунку

Висновки

Проведено аналіз особливостей функціонування систем електропостачання та результатів оптимізації їх режимів в умовах широкої інтеграції локальних засобів генерації та акумулювання енергії, який продемонстрував низьку ефективність вирішення в зазначених умовах задач керування режимами в традиційній постановці, та дозволив обґрунтувати необхідність розробки та впровадження нових методів, орієнтованих на динамічне керування режимами РМ з застосуванням дистанційно керованих КА.

Використання відповідного індикативного показника, прискорює реалізацію процедури прийняття рішень при визначенні доцільності зміни топології РМ, що є важливим фактором в умовах керування режимами у реальному часі

Застосування адаптивного методу короткострокового прогнозування ("часового сканування") зміни навантажень та вихідних параметрів локальних джерел енергії, дозволяє зменшити похибки прогнозу параметрів режиму до 3-5%, що підвищує адекватність та фактичну ефективність рішень відносно доцільності здійснення комутаційних операцій при реалізації динамічного керування топологією РМ.

Важливим напрямком подальших досліджень є урахування фактору надійності електропостачання при визначенні місць розміщення дистанційно керованих КА.

Література

1. Vladimir Popov [et al.] Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. Studies in Systems, Decision and Control. Kyiv, 2022. P. 319–346.
2. Bagheri Tolabi, H. Simultaneous, Ali, M. H., & Rizwan, M. Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, vol. 6(1), pp. 210–218, DOI: 10.1109/TSTE.2014.2364230.
3. D.V. Yatsenko, V. A. Popov, V. P. Rozen, A. I. Zamulko, O. V. Adanikov Accounting the factor of randomness of social processes in prediction of demand for electric energy. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. Dnipro. 2022. №2. С. 67-72.
4. E. M. Carreno, N. Moreira and R. Romero, Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2007.385648.
5. Hemmatpour M., Mohammadian M, Rashidinejad M. A novel reconfiguration mixed with distributed generation planning via considering voltage stability margin. Amirkabir/Electr Electron Eng (AIJ-EEE), 2011, vol. 43, pp. 23–34.
6. Kashem M., Jasmon G, Ganapathy V. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization. Int J Electr Power, 2000, vol 22, pp. 269–76, doi: 10.1016/S0142-0615(99)00057-5.
7. Prada R. B., Souza L. J. Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998, vol. 145(5), pp. 573. doi:10.1049/ip-gtd:19982186.

8. Rao R.S., Narasimham S., Ramalingaraju M. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst Eng*, 2008, vol. 1, pp. 116–22, doi: 10.5281/zenodo.1057591.
9. Rugthaicharoencheep N., Sirisumrannukul S. Feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system with distributed generators by tabu search. *GMSARN Int J*, 2009, vol. 3, pp. 47–54.
10. Syahputra, Ramadoni & Robandi, Imam & Ashari, Mochamad Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-objective Method. *ICIMTR 2012 - 2012 International Conference on Innovation, Management and Technology Research*, 2012, doi: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.
11. V. Popov, Fedosenko, V. Tkachenko, D. Yatsenko Forecasting Consumption of Electrical Energy Using Time Series Comprised of Uncertain Data. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). - Kyiv, Ukraine. – 2019. – P. 201-204.
12. Zhanga F., Zhanga Y, Xina X, Zhangb L, Fana L. Study on oilfield distribution network reconfiguration with distributed generation. *Int J Smart Grid Clean Energy (SGCE)*, September 2012, vol. 1, pp. 135–141, doi: 10.12720/sgce.1.1.135-141.
13. Попов В. А. Адаптивна модель прогнозування параметрів режиму розподільних мереж з розподіленою генерацією для обґрунтування умов використання дистанційно керованих комутаційних апаратів / Д.В. Яценко, О.В. Аданіков та В.О. Онуфрей // Вісник Хмельницького національного університету. – 2021. - № 1. – С. 135-144.
14. Попов В.А. Особливості використання комутаційних апаратів з дистанційним керуванням в процесі формування активних розподільних мереж / В.А. Попов, Д.В. Яценко, О.В. Аданіков, О.В. Яценко // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – Київ, 2020. – № 1. – С. 21–28.
15. Яценко Д. Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії / Яценко Д. Попов В., Замулко А., Ярмолук О., Аданіков О. // Вісник Хмельницького національного університету. - Хмельницьк. – 2022. - № 6. – С. 274-281.
16. Яценко Д.В. Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії : дис. ... доктор філософії: 141 / Яценко Дмитро Валерійович. – Київ, 2023. – 200 с.

References

1. Vladimir Popov [et al.] Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Studies in Systems, Decision and Control*. Kyiv, 2022. P. 319–346.
2. Bagheri Tolabi, H. Simultaneous, Ali, M. H., & Rizwan, M. Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, vol. 6(1), pp. 210–218, DOI: 10.1109/TSTE.2014.2364230.
3. D.V. Yatsenko, V. A. Popov, V. P. Rozen, A. I. Zamulko, O. V. Adanikov Accounting the factor of randomness of social processes in prediction of demand for electric energy. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. Dnipro. 2022. №2. S. 67-72.
4. E. M. Carreno, N. Moreira and R. Romero, Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2007.385648.
5. Hemmatpour M., Mohammadian M, Rashidinejad M. A novel reconfiguration mixed with distributed generation planning via considering voltage stability margin. *Amirkabir/Electr Electron Eng (AIJ-EEE)*, 2011, vol. 43, pp. 23–34.
6. Kashem M., Jasmon G, Ganapathy V. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization. *Int J Electr Power*, 2000, vol. 22, pp. 269–76, doi: 10.1016/S0142-0615(99)00057-5.
7. Prada R. B., Souza L. J. Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 1998, vol. 145(5), pp. 573. doi:10.1049/ip-gtd:19982186.
8. Rao R.S., Narasimham S., Ramalingaraju M. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst Eng*, 2008, vol. 1, pp. 116–22, doi: 10.5281/zenodo.1057591.
9. Rugthaicharoencheep N., Sirisumrannukul S. Feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system with distributed generators by tabu search. *GMSARN Int J*, 2009, vol. 3, pp. 47–54.
10. Syahputra, Ramadoni & Robandi, Imam & Ashari, Mochamad Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-objective Method. *ICIMTR 2012 - 2012 International Conference on Innovation, Management and Technology Research*, 2012, doi: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.
11. V. Popov, Fedosenko, V. Tkachenko, D. Yatsenko Forecasting Consumption of Electrical Energy Using Time Series Comprised of Uncertain Data. 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). - Kyiv, Ukraine. – 2019. – P. 201-204.
12. Zhanga F., Zhanga Y, Xina X, Zhangb L, Fana L. Study on oilfield distribution network reconfiguration with distributed generation. *Int J Smart Grid Clean Energy (SGCE)*, September 2012, vol. 1, pp. 135–141, doi: 10.12720/sgce.1.1.135-141.
13. Попов В. А. Адаптивна модель прогнозування параметрів режиму розподільних мереж з розподіленою генерацією для обґрунтування умов використання дистанційно керованих комутаційних апаратів / Д.В. Яценко, О.В. Аданіков та В.О. Онуфрей // Вісник Хмельницького національного університету. – 2021. - № 1. – С. 135-144.
14. Попов В.А. Особливості використання комутаційних апаратів з дистанційним керуванням в процесі формування активних розподільних мереж / В.А. Попов, Д.В. Яценко, О.В. Аданіков, О.В. Яценко // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – Київ, 2020. – № 1. – С. 21–28.
15. Яценко Д. Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії / Яценко Д. Попов В., Замулко А., Ярмолук О., Аданіков О. // Вісник Хмельницького національного університету. - Хмельницьк. – 2022. - № 6. – С. 274-281.
16. Яценко Д.В. Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії : дис. ... доктор філософії: 141 / Яценко Дмитро Валерійович. – Київ, 2023. – 200 с.