

Дмитро ЯЦЕНКО

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"  
<https://orcid.org/0000-0001-6702-569X>  
[19yatsenko94@gmail.com](mailto:19yatsenko94@gmail.com)

Володимир ПОПОВ

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"  
<https://orcid.org/0000-0003-3484-4597>  
[tig@ukr.net](mailto:tig@ukr.net)

Анатолій ЗАМУЛКО

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"  
<https://orcid.org/0000-0001-8018-6332>  
[zai\\_71@ukr.net](mailto:zai_71@ukr.net)

Олена ЯРМОЛЮК

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"  
<https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>  
[yarmolyuk.lena@gmail.com](mailto:yarmolyuk.lena@gmail.com)

Олександр АДАНІКОВ

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"  
<https://orcid.org/0000-0003-2773-244X>  
[dreamfavel@gmail.com](mailto:dreamfavel@gmail.com)

## ЗАСТОСУВАННЯ ІНДИКАТИВНОГО ЯКІСНОГО ПОКАЗНИКА ПРИ ДИНАМІЧНОМУ КЕРУВАННІ ТОПОЛОГІЄЮ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ З МЕТОЮ МІНІМІЗАЦІЇ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ

*Практично в усіх країнах значна частина розподільних електричних мереж експлуатуються у розімкненому режимі. Тому задача вибору оптимальної топології електричної мережі залишається актуальною і популярною серед дослідників. На сьогодні запропоновано багато шляхів вирішення зазначеної задачі, що знайшло відображення у сотнях публікацій. Для досягнення мети формування оптимальної топології електричної мережі використовують різні оптимізаційні методи, задачу також вирішують, у як однокритеріальній так, і багатокритеріальній постановках.*

*У даній статті проведено бібліографічний аналіз і запропоновано використання індикативного якісного показника для знаходження оптимальної топології розподільної електричної мережі у режимі реального часу, що дає змогу мінімізувати втрати активної енергії. Наразі це актуально через зростання неоднорідності навантаження та збільшення частки локальних джерел енергії у розподільних мережах нашої країни. Дані фактори формують поточні розподіли у добовому розрізі, які у більшості випадків будуть не співпадати з тим режимом, для якого вибиралась відповідна конфігурація мережі, що у свою чергу призводить до зростання втрат електричної енергії. Ефект від запропонованого підходу залежить від належного рівня технічного й інформаційного забезпечення мережі, тим паче, з урахуванням того, що більша частина обладнання розподільних електричних мереж випрацювала свій фізичний ресурс.*

*Використання індикативного якісного показника передбачається у розподільних мережах обладнаних сучасними комутаційними апаратами з можливістю дистанційного керування та наявністю систематичних вимірювань режимних параметрів мережі.*

*На підставі отриманих результатів досліджень можна зробити висновок, що розроблений індикативний показник успішно застосовується при вирішенні задач пошуку оптимальної топології мережі у реальному часі, що дає можливість досягти суттєвого додаткового зменшення втрат активної енергії.*

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

Dmytro YATSENKO, Vladimir POPOV, Anatolii ZAMULKO,

Olena YARMOLIUK, Oleksandr ADANIKOV

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

## APPLICATION OF INDICATIVE QUALITY INDICATOR IN DYNAMIC MANAGEMENT OF THE TOPOLOGY OF A DISTRIBUTION NETWORK WITH LOCAL ENERGY SOURCES WITH THE PURPOSE OF MINIMIZING ENERGY LOSSES

*In practically all countries, a significant part of distribution electric networks is operated in an open mode. Therefore, the task of choosing the optimal topology of the electrical network remains relevant and popular among researchers. To date, many ways of solving this problem have been proposed, which have been reflected in hundreds of publications. To achieve the goal of forming the optimal topology of the electric network, various optimization methods are used, the problem is also solved in both single-criteria and multi-criteria formulations.*

*In this article, a bibliographic analysis is carried out and the use of an indicative qualitative indicator is proposed for finding the optimal topology of the distribution electric network in real time, which makes it possible to minimize the loss of active energy. Currently, this is relevant due to the growth of load heterogeneity and the increase in the share of local energy sources in the distribution networks of our country. These factors form flow distributions daily, which in most cases will not coincide with the mode for which the appropriate*

network configuration was chosen, which in turn leads to an increase in electrical energy 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 equipment of distribution electric networks has exhausted its physical resource.

The use of an indicative qualitative indicator is envisaged in distribution networks equipped with modern switching devices with the possibility of remote control and the presence of systematic measurements of the mode parameters of the network.

Based on the obtained research results, it can be concluded that the developed indicative indicator is successfully used in solving the problems of finding the optimal network topology in real time, which makes it possible to achieve significant results. additional reduction of active energy losses.

Key words: indicative quality indicator, distribution network, energy losses, remotely controlled switch, local generation, mode control.

### Постановка проблеми

Розподільні електричні мережі напругою 6-10 кВ є важливою ланкою в процесі передачі електричної енергії від об'єктів генерації безпосередньо до кінцевих споживачів. Сумарна протяжність розподільних повітряних і кабельних ліній на території України становить близько 300 тис. км. і простежується тенденція їх зростання [1]. У зв'язку з цим завдання забезпечення надійності й ефективності режимів таких мереж є важливим етапом безпеки постачання електричної енергії [2].

За даними [13] втрати енергії в мережах середнього та низького напруги США, Англії, Німеччини, Японії та ін. становлять в даний час 8 і 12%, відповідно, в той час як втрати енергії в мережах високої напруги не перевищують 4%. В Україні становище ще гірше. Втрати потужності в мережах середньої і низької напруги досягають в середньому 15-20% [13].

У більшості випадків розподільні електричні мережі експлуатуються як розімкнені, що в свою чергу дає змогу використовувати менш дорогі системи релейного захисту й автоматики, що також спрощує керування режимами роботи мережі. Однією з умов вибору такої топології було те, що вона залишалася незмінною у продовж тривалого проміжку часу. Найчастіше певну конфігурацію обирали на визначені сезони року, що обґрунтовувалося характерними графіками навантажень вузлів мережі. Але із зростанням неоднорідного навантаження та появою локальних джерел енергії (ЛДЕ) стало помітним, що дані фактори знижують якість вирішення оптимізаційної задачі.

За останні тридцять років ситуація суттєво змінилася, а саме: керування електричним навантаженням застосовують не тільки на промислових підприємствах, а і у побутовому секторі. Також поява у структурі мережі засобів акумуляування енергії (електромобілів) і джерел локальної генерації з вихідною потужністю, яка залежить від кліматичних чинників, що характеризується нестабільністю. Крім того, виходячи з сучасних тенденцій розвитку енергетичного сектору закордоном, нам у найближчий час слід очікувати появу в мережі й інших гібридних джерел енергії. Наприклад, останнім часом стрімкі темпи зростання попиту на електричну енергію та дефіциту традиційних енергетичних ресурсів, активне використання відновлюваних джерел енергії малої потужності та впровадження систем накопичення енергії вимагає формування нового сегменту в енергетичній галузі, який швидко розвивається в усьому світі – гібридної відновлюваної енергетичної системи.

Метою даної роботи є дослідження можливостей застосування індикативного якісного показника для ефективного керування режимами роботи розподільної мережі за критерієм мінімізації втрат енергії. При цьому підлягають вирішенню наступні задачі: 1) аналіз методів керування режимами розподільної мережі; 2) обґрунтування можливостей використання індикативного показника; 3) аналіз результатів застосування запропонованого індикативного показника.

### Аналіз літературних джерел

У процесі вирішення задачі керування режимами роботи розподільної електричної мережі неодмінно постає питання вибору оптимальної топології мережі, також може використовуватися як одна цільова функція, так і декілька. Традиційно у якості критеріїв розглядають загальні втрати потужності, різні індекси надійності, відхилення напруги, співвідношення вигода/витрати та інші. За для вирішення поставленої задачі з одним чи багатьма критеріями застосовують широкий спектр методів оптимізації, огляд яких наведений нижче.

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 фідерні секції знаходяться під напругою; 2) має підтримуватися радіальна структура мережі; 3) фідери та трансформатори не перевантажені; 4) обмеження падіння напруги [4].

Не торкаючись класичних методів оптимізації, методи, які використовуються в останні роки для вирішення поставленої задачі можна принципово розділити на дві групи: методи штучного інтелекту й евристичні. Евристичні методи в свою чергу поділяються на мета-евристичні та методи спроб і помилок.

Для визначення оптимальної конфігурації розподільної електричної мережі використовуються різні методи спроб і помилок. У [5] представлено метод систематичної зміни топології фідерів, що дає змогу знайти оптимальну схему для досягнення максимального зменшення втрат енергії у розподільній мережі. У процесі оптимізації змінюється топологія електричної мережі шляхом зміни стану комутаційних апаратів. 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 перемикачів, який забезпечує максимальне зниження втрат у мережі. Запропонована

техніка може визначити найбільш ефективні варіанти зміни топології для зменшення втрат енергії з мінімальними обчислювальними зусиллями. Недоліком використання даної техніки є довготривалість пошуку оптимально рішення.

У роботі [6] запропоновано алгоритм пошуку оптимальної топології розподільних мереж, який враховує характеристики ЛДЕ 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 [7] використовується алгоритм пошуку Табу (англ. *Tabu Search*) для реконфігурації мережі з ЛДЕ з метою зменшення втрат потужності в системі розподілу. Результати показали, що втрати енергії зменшуються, коли вирішення оптимізаційної задачі та визначення величини генерації ЛДЕ відбуваються паралельно. Крім того, результати визначають оптимальний стан комутаційних апаратів, який призведе до найменших втрат потужності, але при цьому задовольняє обмеження. Результати довели ефективність алгоритму пошуку табу при визначенні оптимального рішення з меншою кількістю ітерацій. В даному дослідженні не враховують мінливий характер роботи ЛДЕ

У статті [8] 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 [9] 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 розподільній мережі 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-ACO* є більш точним порівняно з іншими методами оптимізації. Разом з тим запропонований алгоритм вимагає значну кількість вихідної інформації.

У [10] 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 *ABC*. В даному дослідженні не враховано механічний ресурс комутаційного обладнання.

У статті [11] представлено методологію визначення оптимальної конфігурації розподільної мережі, засновану на нечіткому багатоцільовому підході для досягнення мінімальних втрат активної потужності та максимальної величини напруги у радіальних розподільних мережах із розосередженою генерацією. Окремі цільові функції передбачають балансування навантаження між фідерами, мінімізацію реальних втрат потужності та відхилення напруги у вузлах за умов обмеження струму гілки, 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 [12] розглянуто застосування алгоритму феєрверку (англ. *Fireworks Algorithm*) для одночасної зміни конфігурації мережі та розподілу в ній блоків ЛДЕ. Під час вибору оптимального розміщення ЛДЕ 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 іншого боку існує декілька моментів, які не дають можливості використовувати дані підходи на практиці у процесі керування електричною мережею у режимі реального часу. По-перше, на кожному кроці процес вирішення задачі на підставі розглянутих методів вимагає розрахунку режимних параметрів, що є доволі трудомістким і тривалим процесом. По-друге, особливістю роботи ЛДЕ на базі відновлювальних джерел енергії є мінливий характер їх генерації, що передбачає необхідність розробки механізму для оцінки тривалості зміни навантажень й потужності ЛДЕ та параметрів режиму мережі в цілому. І останнє, необхідно врахувати комутаційний ресурс комутаційного апарату з можливістю дистанційного керування.

**Виклад основного матеріалу**

При існуючому комутаційному обладнанні відсутня можливість дистанційного керувати положенням комутаційних апаратів у добовому розрізі, зміну топології мережі можна виконати тільки на місці розташування обладнання та з залученням технічних спеціалістів.

Окрім цього, наявний рівень інформаційного забезпечення не задовольняє умовам забезпечення керування електричною мережею у режимі реального часу. На сьогодні у більшості розподільних мереж відсутні засоби систематичних вимірювань навантажень у відповідних вузлах, що не дає змоги моделювати режими мережі у реальному часі. Тому здебільш використовувались типові графіки навантаження, які відповідали певним сезонам року.

Зростання неоднорідного навантаження, поява ЛДЕ у розподільній електричній мережі викликають суттєві зміни у режимах роботи розподільної мережі традиційного виконання. Внаслідок цих чинників, у розподільній мережі 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 електричної енергії, а потенційно і до порушення умов забезпечення допустимих відхилень напруги та зниження надійності.

Вже зараз у деяких мережах на заміну обладнання, яке вичерпало свій ресурс, встановлюють сучасне, що дає можливість збирати інформацію та керувати режимами роботи розподільної мережі у режимі реального часу. Це стає ще більш можливим з появою на ринку сучасної комутаційної апаратури зі значним комутаційним ресурсом і можливістю дистанційного керування.

Для вирішення цього завдання необхідна інформація відносно топології мережі, параметрах її елементів та навантажень. Як правило перші два блоки інформації наявні у операторів систем розподілу та завдання полягає у підтриманні їх актуального стану. Концепція *Smart Grid* повністю підходить для вирішення будь-яких задач керування у розподільній мережі. Одна з основних характеристик даної концепції на відміну від міських електричних мереж традиційного виконання є спостережуваність, що потребує впровадження адекватного інформаційного забезпечення [3].

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

- вибір ряду контурів розподільних мереж, в яких було б доцільним встановити дистанційно керовані комутаційні апарати, враховуючи добову неоднорідність потоків потужності на окремих ділянках, наявність відновлюваних джерел енергії та засобів її акумуляування;
- по окремих періодах часу, використовуючи характерні добові графіки навантажень вузлів і генерації з боку ЛДЕ, вирішується задача вибору оптимальних місць їх розмикання, виходячи з мінімізації втрат потужності;
- для контурів, у яких при різних добових режимах оптимальні місця їх розмикання не збігаються, визначаються вузли де розміщення дистанційно керованих вимикачів було б найбільш доцільним.

Після цього виникає завдання знаходження умов, за яких, у принципі, є доцільним змінити топологію певного контуру розподільної мережі 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 якісний показник.

На прикладі спрощеної схеми (рис. 1) визначимо сумарні втрати потужності ( $\Delta P_I, \Delta P_{II}, \Delta P'_I, \Delta P'_{II}$ ) для кожної частини контуру розподільної мережі, що розглядається, з урахуванням існуючого місця його розмикання

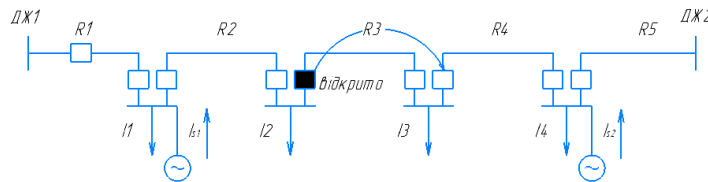


Рис. 1 - Розподільна мережа 10 кВ

$$\Delta P_I = 3I_2^2 R_2 + 3(I_1 + I_2 - I_{s1})^2 R_1 = 3I_2^2 R_2 + 3I_1^2 R_1 + 6I_1 I_2 R_1 + 3I_2^2 R_1 - 6I_{s1} I_1 R_1 - 6I_{s1} I_2 R_1 + 3I_{s1}^2 R_1, \quad (1)$$

$$\Delta P_{II} = 3I_3^2 R_4 + 3(I_3 + I_4 - I_{s2})^2 R_5 = 3I_3^2 R_4 + 3I_3^2 R_5 + 6I_4 I_3 R_5 + 3I_4^2 R_5 - 6I_{s2} I_3 R_5 - 6I_{s2} I_4 R_5 + 3I_{s2}^2 R_5. \quad (2)$$

де  $R_{1...5}$  - опори ділянок електричної мережі;  $I_{1...4}$  – струми вузлів електричної мережі.

За умови відсутності генерації з боку ЛДЕ в правій частині лінії та її наявності в лівій частині, скоріше за все, за рахунок розвантаження лівої частини може виникнути доцільність переносу місця розмикання мережі вправо. У цьому випадку сумарні втрати потужності у правій і лівій частинах контуру становитимуть:

$$\Delta P'_I = 3I_3^2 R_3 + 3(I_3 + I_2)^2 R_2 + 3(I_3 + I_2 + I_1 + I_{s1})^2 R_1 = 3I_3^2 R_3 + 3I_3^2 R_2 + 6I_3 I_2 R_2 + 3I_2^2 R_2 +$$

$$+3I_3^2 R_1 + 6I_3 I_2 R_1 + 3I_2^2 R_1 + 6I_3 I_1 R_1 - 6I_3 I_{s1} R_1 + 6I_1 I_2 R_1 - 6I_{s1} I_2 R_1 + 3I_1^2 R_1 - 6I_{s1} I_1 R_1 + 3I_{s1}^2 R_1, \quad (3)$$

$$\Delta P_{II}' = 3(I_4 + I_{s2})^2 R_5 = 3I_4^2 R_5 + 6I_4 I_{s2} R_5 + 3I_{s2}^2 R_5. \quad (4)$$

Можна зробити висновок, що зміна місця розмикання контуру в даному випадку буде доцільною при виконанні наступної умови:

$$\Delta P_{II}' + \Delta P_I' < \Delta P_I + \Delta P_{II}, \quad (5)$$

Далі представимо наступні розрахункові формули для відповідних моментів навантаження ( $M_I$ ,  $M_{II}$ ,  $M_{s1}$ ,  $M_{s2}$ ):

$$I_{ch} R_{\Sigma} = I_3 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5), \quad M_1 = I_1 R_1, \quad M_2 = I_2 (R_1 + R_2), \quad M_{s1} = I_{s1} R_1, \\ M_{s2} = I_{s2} R_5, \quad M_{ch} = I_3 (R_5 + R_4), \quad M_4 = I_4 R_5.$$

Виходячи з умов на рис. 1 маємо:

$$M_I = M_1 + M_2, \quad M_{II} = M_{ch} + M_4,$$

Умова, що визначає доцільність перенесення місця розмикання контуру праворуч матиме вигляд:

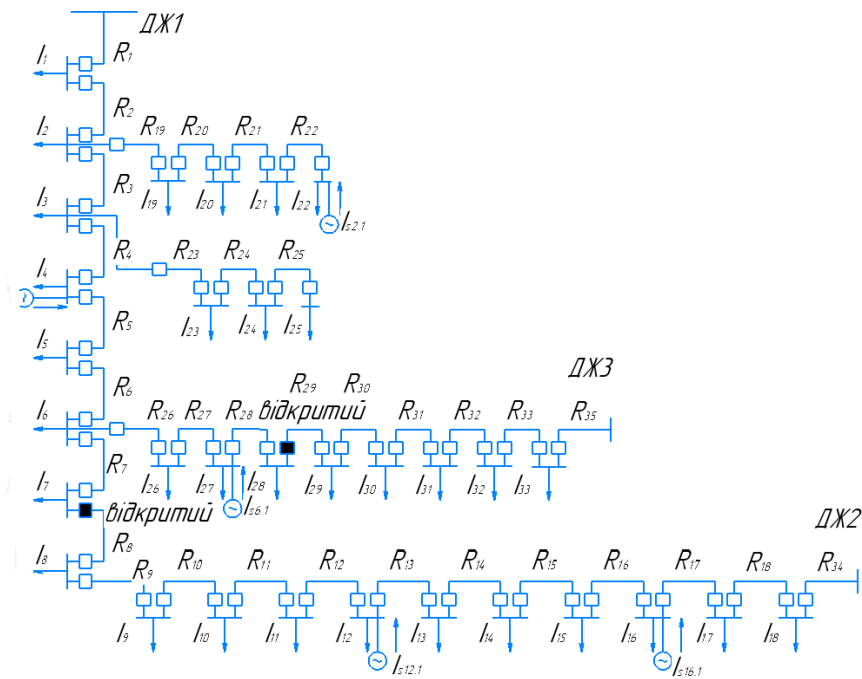
$$M_{II} - M_I + M_{s1} - M_{s2} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}. \quad (6)$$

Умова, що визначає доцільність перенесення місця розмикання контуру ліворуч матиме вигляд:

$$M_I - M_{II} + M_{s2} - M_{s1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (7)$$

де у випадку (рис. 1)  $M_I = M_1 + M_{ch}$ ,  $M_{II} = M_4 + M_3$ .

Проведемо аналіз роботи індикативного якісного показника на прикладі типової схеми IEEE з 33 вузлами, що також представлено [6, 9, 12] (рис. 2), щоб підтвердити адекватність його застосування.



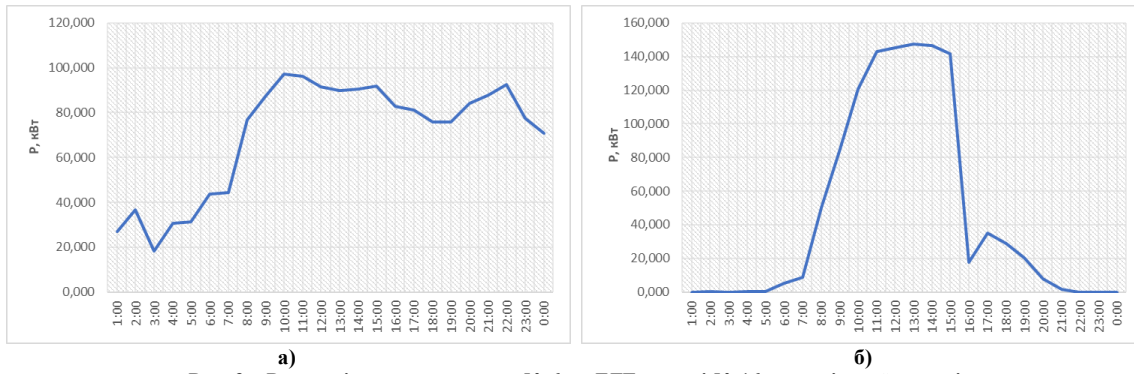


Рис. 3 – Режимні параметри вузла № 6 та ЛДЕ у вузлі № 16 розподільної мережі

Для подальшого розрахунку необхідно розрахувати значення еквівалентних струмів (рис. 4)

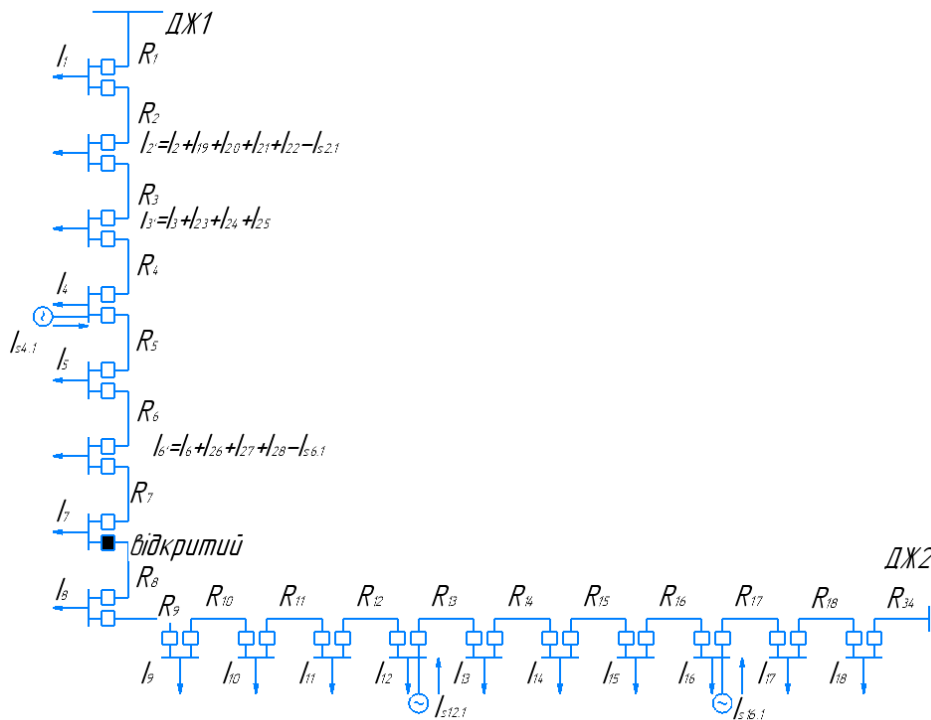


Рис. 4 - Еквівалентна схема розподільної мережі

$$I_{2'} = I_2 + I_{19} + I_{20} + I_{21} + I_{22} - I_{s2}, \quad I_{3'} = I_3 + I_{23} + I_{24} + I_{25}, \quad I_{6'} = I_6 + I_{26} + I_{27} + I_{28} - I_{s6}.$$

Розрахунки проводимо аналогічно до наведеного прикладу вище, де відносно схеми (рис. 4) маємо:

$$I_{ch} R_{\Sigma} = I_8 (R_1 + \dots + R_{18} + R_{34}), \quad M_1 = I_1 R_1, \quad M_2 = I_{2'} (R_1 + R_2), \quad M_3 = I_{3'} (R_1 + R_2 + R_3), \quad M_4 = I_4 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4),$$

$$M_5 = I_5 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5), \quad M_6 = I_{6'} (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6), \quad M_{18} = I_{18} R_{34}, \quad M_{17} = I_{17} (R_{34} + R_{18}),$$

$$M_{16} = I_{16} (R_{34} + R_{18} + R_{17}), \quad M_{15} = I_{15} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16}), \quad M_7 = I_7 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7),$$

$$M_{14} = I_{14} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15}), \quad M_{13} = I_{13} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14}),$$

$$M_{12} = I_{12} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13}), \quad M_{11} = I_{11} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13} + R_{12}),$$

$$M_{10} = I_{10} (R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13} + R_{12} + R_{11}), \quad M_{s4} = I_{s4} (R_1 + R_2 + R_3 + R_4),$$

$$M_{s16} = I_{s16} (R_{17} + R_{18} + R_{34}),$$

$$M_{s12} = I_{s12} (R_{13} + R_{14} + R_{15} + R_{16} + R_{17} + R_{18} + R_{34}),$$

$$M_{ch} = I_8 (R_9 + R_{10} + R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{15} + R_{16} + R_{17} + R_{18} + R_{34}), \quad M_I = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5 + M_6 + M_7,$$

$$M_{II} = M_{10} + M_{11} + M_{12} + M_{13} + M_{14} + M_{15} + M_{16} + M_{17} + M_{18}.$$

У даному випадку умову для перевірки доцільність переносу місця розмикання мережі праворуч має вигляд:

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}.$$

Умова для перевірки доцільність переносу місця розмикання мережі ліворуч має вигляд:

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} \left. \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2} \right\}$$

Індикатором в даному випадку виступає виконання умови при вирішенні наведених вище виразів. Даний показник показує лише можливість переносу, тобто доцільно змінювати чи ні наявну топологію мережі. Результатом використання індикативного показника буде «умова виконується» або «умова не виконується».

Таблиця 1

**Результати керування режимом роботи мережі із застосуванням індикативного якісного показника.**

Часовий проміжок	Значення індикативного якісного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи електричної мережі (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, Вт·год
01:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	2857,5
02:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	1946,2
03:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	4965,9
04:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	4750,2
05:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	5417,0
06:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	3319,3
07:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	2500,2
08:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 8-9 змінюємо на 7-8	0
09:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
10:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
11:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
12:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
13:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
14:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
15:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
16:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	3879,7
17:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	2471,7
18:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	2024,8
19:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	1810,4
20:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 8-9 змінюємо на 7-8	0
21:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
23:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	3415,6
00:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	2839,0
<b>Усього за добу</b>			<b>42197,6</b>

На часових проміжках з 08:00 – 15:00, 20:00 - 22:00 відсутнє додаткове зменшення втрат енергії так як оптимальна конфігурація мережі у дані часові проміжки відповідає існуючій.

Тобто, у добовому розрізі можливо додатково зменшити втрати активної енергії орієнтовно на 42,2 кВт·год, що складає 25 % від загального значення втрат енергії. Тоді за рік маємо можливість зменшити втрати електроенергії орієнтовно на 15 402 кВт·год. (Варто перевести у гроші. Наприклад, через тариф на розподіл) При досить суттєвому ефекту від додаткового зменшення втрат запропонований підхід вимагає додаткового дослідження з точки зору вартісних показників комутаційного обладнання. Також необхідно врахувати механічний ресурс комутаційного обладнання. Середній механічний ресурс комутаційного обладнання, що використовується в електричних мережах даного типу складає 25 – 30 тисяч спрацювань за життєвий цикл апарату, що на добу складає 6-7 спрацювань, що не протирічить отриманим результатам.

**Висновки**

За результатами проведеної роботи можна зробити наступні висновки: запропонований індикативний якісний показник дає можливість оцінити доцільність зміни топології розподільної мережі для мінімізації втрат енергії. Даний показник на відміну від інших технік дає змогу швидко визначити чи є необхідність переносу місця розмикання мережі, що в свою чергу дає змогу керувати режимами роботи мережі у режимі реального часу. За допомогою застосованого методу керування в добовому розрізі на прикладі типової мережі IEEE з 33 вузлами вдалось додатково зекономити 42,2 кВт·год, що зі рік складе 15



402 кВт·год (близько 9200 грн.). Варто зазначити, що величина додаткового зниження втрат потужності залежить від багатьох факторів і тому може не бути постійною.

Для подальшого дослідження можна віднести питання техніко-економічного обґрунтування кількості спрацювань комутаційного обладнання на добу та врахування механічного ресурсу комутаційного обладнання. Також необхідно врахувати використання різних типів обладнання у техніко-економічних розрахунках, так як може відрізнятись механічний ресурс, ціна, життєвий цикл. Актуально також розглянути питання синхронізації релейного захисту комутаційного обладнання з метою недопущення перерви у електропостачанні споживачів.

### Література

1. Циганенко Б.В., Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик//Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», 29-30 вересня 2016 р., м.Київ, НТУУ КПІ – Київ, 2016. – стр. 157-162.
2. Бондаренко Р. В. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж / Р. В. Бондаренко, О. М. Довгалюк, Г. В. Омеляненко, О. Є. Піротті, Т. В. Сиром'ятнікова // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. - 2018. - Вип. 195. - С. 69-71. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdtusg\\_2018\\_195\\_25](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdtusg_2018_195_25)
3. В.А. Попов. 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.
4. Prada, R. B. Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders / Souza, L. J. // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998, vol. 145(5), pp. 573. doi:10.1049/ip-gtd:19982186.
5. Kashem M. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization / Jasmon G, Ganapathy V. // Int J Electr Power, 2000, vol 22, pp. 269–76, doi: 10.1016/S0142-0615(99)00057-5.
6. Zhanga F. Study on oilfield distribution network reconfiguration with distributed generation / Zhanga Y, Xina X, Zhang L, Fana L. // Int J Smart Grid Clean Energy (SGCE), September 2012, vol. 1, pp. 135–141, doi: 10.12720/sgce.1.1.135-141.
7. Rugthaicharoencheep N. Feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system with distributed generators by tabu search / Sirisumrannukul S. // GMSARN Int J, 2009, vol. 3, pp. 47–54.
8. E. M. Carreno. Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm / N. Moreira and R. Romero, // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2007.385648.
9. Bagheri Tolabi, Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach / H. Simultaneous, Ali, M. H., & Rizwan, M. // IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, vol. 6(1), pp. 210–218, DOI: 10.1109/TSTE.2014.2364230.
10. Rao RS. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm / Narasimham S, Ramalingaraju M. // Int J Electr Power Energy Syst Eng, 2008, vol. 1, pp. 116–22, doi: 10.5281/zenodo.1057591.
11. Syahputra. Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-objective Method / Ramadoni & Robandi, Imam & Ashari, Mochamad // ICIMTR 2012 - 2012 International Conference on Innovation, Management and Technology Research, 2012, doi: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.
12. Hemmatpour M. A novel reconfiguration mixed with distributed generation planning via considering voltage stability margin / Mohammadian M, Rashidinejad M. // Amirkabir/Electr Electron Eng (AIJ-EEE), 2011, vol. 43, pp. 23–34.
13. В.А. Попов. 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.

### References

1. Tsyhanenko B.V., Pidvyshchennia pokaznykiv yakosti elektropostachannia v rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh / B.V. Tsyhanenko, V.V. Kyryk//Materialy XVII mizhnarodnoinukovo-praktychnoi konferentsii «Vidnovliuvania enerhetyka ta enerhoefektyvnist u KhKhI stoliitti», 29-30 veresnia 2016 r., m.Kyiv, NTUU KPI – Kyiv, 2016. – str. 157-162.
2. Bondarenko R. V. Pidvyshchennia nadiinosti funktsionuvannia rozpodilnykh elektrychnykh merezh / R. V. Bondarenko, O. M. Dovhaliuk, H. V. Omelianenko, O. Ye. Pirotti, T. V. Syromiatnikova // Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu silskoho hospodarstva imeni Petra Vasylenka. - 2018. - Vyp. 195. - S. 69-71. - Rezhym dostupu: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdtusg\\_2018\\_195\\_25](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkhdtusg_2018_195_25)
3. V.A. Popov. Osoblyvosti vykorystannia komutatsiinykh aparativ z dystantsiynym keruvanniam v protsesi formuvannia aktyvnykh rozpodilnykh merezh / V.A. Popov., D. V. Yatsenko, O. V. Adanikov, O. V. Yatsenko // Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia. – Kyiv. – 2020. - №1. – S. 21-28
4. Prada, R. B. Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders / Souza, L. J. // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998, vol. 145(5), pp. 573. doi:10.1049/ip-gtd:19982186.
5. Kashem M. A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization / Jasmon G, Ganapathy V. // Int J Electr Power, 2000, vol 22, pp. 269–76, doi: 10.1016/S0142-0615(99)00057-5.



6. Zhanga F. Study on oilfield distribution network reconfiguration with distributed generation / Zhanga Y, Xina X, Zhangb L, Fana L. // *Int J Smart Grid Clean Energy (SGCE)*, September 2012, vol. 1, pp. 135–141, doi: 10.12720/sgce.1.1.135-141.
7. Rugthaicharoencheep N. Feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system with distributed generators by tabu search / Sirisumrannukul S. // *GMSARN Int J*, 2009, vol. 3, pp. 47–54.
8. E. M. Carreno. Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm / N. Moreira and R. Romero, // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2007.385648.
9. Bagheri Tolabi, Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach / H. Simultaneous, Ali, M. H., & Rizwan, M. // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, vol. 6(1), pp. 210–218, DOI: 10.1109/TSTE.2014.2364230.
10. Rao RS. Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm / Narasimham S, Ramalingaraju M. // *Int J Electr Power Energy Syst Eng*, 2008, vol. 1, pp. 116–22, doi: 10.5281/zenodo.1057591.
11. Syahputra. Reconfiguration of Distribution Network with DG Using Fuzzy Multi-objective Method / Ramadoni & Robandi, Imam & Ashari, Mochamad // *ICIMTR 2012 - 2012 International Conference on Innovation, Management and Technology Research*, 2012, doi: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.
12. Hemmatpour M. A novel reconfiguration mixed with distributed generation planning via considering voltage stability margin / Mohammadian M, Rashidinejad M. // *Amirkabir/Electr Electron Eng (AIJ-EEE)*, 2011, vol. 43, pp. 23–34.
13. V.A. Popov. Osoblyvosti vykorystannia komutatsiinykh aparativ z dystantsiynym keruvanniam v protsesi formuvannia aktyvnykh rozpodilnykh mrezh / V.A. Popov., D. V. Yatsenko, O. V. Adanikov, O. V. Yatsenko // *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. – Kyiv. – 2020. - №1. – S. 21-28.