

ВИКОРИСТАННЯ УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ ТОПОЛОГІЄЮ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Андрій Жаркін

доктор технічних наук, професор, академік Національної академії наук України,
заступник директора з наукової роботи

Інститут електродинаміки Національної академії наук України, просп. Берестейський, 56, Київ, Україна,
03057, zharkin@ied.org.ua

ORCID: 0000-0001-5996-0901

Володимир Попов

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електропостачання

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
просп. Берестейський, 37, Київ, Україна, 03056, tig@ukr.net

ORCID: 0000-0003-3484-4597

Олена Ярмолюк

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри електропостачання

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
просп. Берестейський, 37, Київ, Україна, 03056, yarmolyuk.lena@gmail.com

ORCID: 0000-0001-8571-2573

Владислав Наталіч

студент кафедри електропостачання

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
просп. Берестейський, 37, Київ, Україна, 03056, v.natalich05@gmail.com

ORCID: 0000-0003-0242-626X

У статті розглядаються питання, пов'язані з підвищенням ефективності використання дистанційно керованих комутаційних апаратів із метою оптимізації режимів роботи розподільних мереж, насамперед з інтегрованими локальними відновлюваними джерелами енергії. Аналізується можливість використання установки зберігання енергії заради підтримки оптимального струморозподілу в розподільній лінії, що дає змогу, з одного боку, мінімізувати втрати потужності й електричної енергії, а із другого – раціональним чином використовувати комутаційний ресурс дистанційно керованих вимикачів. Наведено приклади, які демонструють адекватність і ефективність запропонованого підходу до керування режимами розподільних мереж.

Ключові слова: локальні джерела енергії, установки зберігання енергії, розподільні мережі, динамічне керування режимами, дистанційно керовані комутаційні апарати, втрати енергії.

Актуальність роботи. Одним із найбільш поширених завдань, що вирішуються під час планування й управління режимами роботи розподільних мереж, які мають розімкнену топологію, є вибір оптимальних місць розмикання їхніх контурів. Це завдання розглядалось найчастіше з позицій мінімізації втрат потужності й електричної енергії. В окремих випадках завдання вирішувалось з метою підвищення надійності роботи мережі, забезпечення припустимих відхилень напруги. Дані показники також урахувались як додаткові у процесі мінімізації втрат потуж-

ності (електричної енергії) або проблема сформулювалася як багатокритеріальна [1–5]. Однак в усіх випадках зазначене завдання розглядалось як завдання середньострокового планування, за умови, що місця розмикання контурів визначалися для режимів характерних сезонів року (осінньо-зимового та весняно-літнього) та протягом зазначених періодів часу залишалися незмінними. Це обґрунтовувалося відносною стабільністю навантажень окремих вузлів мережі в межах зазначених часових інтервалів. Іншим чинником, що зумовлював доцільність такого підходу, був той факт,

що в розподільних мережах практично повсюдно використовувались комутаційні апарати суто з ручним керуванням, що унеможливило часту зміну їхнього стану. Отже, оптимальне рішення, ухвалене на підставі аналізу режимів окремої доби обраного сезону року, умовно вважалося оптимальним для всього сезону.

Ситуація почала кардинально змінюватися з поширенням використання в системах електропостачання локальної генерації, насамперед у ситуаціях, коли до окремих вузлів розподільної мережі почали підключатися відновлювані джерела енергії, відмітною рисою яких є суттєва нестабільність вихідної потужності. У зв'язку із цим стало неможливим говорити навіть про відносну стабільність режимів не лише в межах усього сезону року, а й протягом окремих його днів.

У перспективі зростання кількості електромобілів і, відповідно, поява у структурі систем розподілу енергії зарядних станцій можуть внести ще більшу неоднорідність у графіки електричних навантажень.

Зазначені чинники не можуть не спричинити серйозних змін режимів розподільних мереж, які стануть менш стабільними та більш непередбачуваними.

Унаслідок цього, під впливом безлічі випадкових чинників, у мережі формуватимуться поточкорозподіли різної тривалості, які в багатьох випадках істотно відрізняться від того режиму (поточкорозподілу), для якого визначались 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. Тим самим ефективність розв'язання завдання вибору оптимальних місць розмикання розподільчих контурів у традиційній постановці буде суттєво знижена.

Водночас поява на ринку енергетичного обладнання нових вимикачів, що володіють збільшеним комутаційним ресурсом і можливістю дистанційного управління, а також, хоча і суттєво більш вартісного, комутаційного обладнання, орієнтованого на використання засобів силової електроніки [6], але яке практично не має обмеження за кількістю комутацій, відкриває нові перспективи для вирішення питань вибору оптимальних місць розмикання розподільних мереж, переводячи їх із розряду завдань середньострокового планування в розряд завдань оперативного управління.

У цьому контексті підвищення ефективності вирішення завдання вибору оптимальної конфігурації мережі може бути досягнуто шляхом

точкового розміщення та використання в окремих контурах мережі дистанційно керованих комутаційних апаратів замість вимикачів або роз'єднувачів із ручним приводом. Очевидно, що найбільший ефект таке технічне рішення матиме в тому разі, якщо відповідні зміни режиму мережі, що приводять до доцільності зміни її топології (точок розмикання контуру) з метою мінімізації втрат потужності, відбуваються відносно регулярно і є досить тривалими.

Матеріал і результати досліджень. Натепер масштабне оснащення розподільних мереж комутаційними апаратами з дистанційним керуванням є не лише неможливим (з огляду на пов'язані із цим витрати), а й недоцільним. Водночас у процесі моніторингу стану мереж можуть бути виділені окремі фідери, які характеризуються суттєвою неоднорідністю режимів. Насамперед до таких можуть бути віднесені розподільні лінії з досить великим обсягом інтегрованих у них відновлюваних джерел розподіленої генерації, вихідна потужність яких залежить від багатьох випадкових чинників. У процесі ретроспективного аналізу режимів (або за допомогою імітаційного моделювання, розглядаючи кілька характерних сценаріїв генерації з боку вітрових і сонячних станцій) визначаються оптимальні для окремих режимів місця розмикання контуру. Найбільш поширені рішення використовуються для вибору місць розміщення дистанційно керованих комутаційних апаратів [7].

Очевидно, що ефективність, отже, і доцільність зміни місця розмикання контуру визначатиметься величиною додаткового зниження втрат електричної енергії, яке може бути досягнуто. Однак кожне рішення щодо зміни місця розмикання контуру не може бути ухвалене без урахування його впливу на комутаційний ресурс відповідних вимикачів. Тобто ефект від додаткового зниження втрат електричної енергії має перевищувати ті умовні втрати, яких зазнає оператор системи розподілу, від прискореного вичерпання комутаційного ресурсу задіяних у цьому процесі вимикачів.

Формально ухвалення будь-якого інноваційного технічного рішення потребує відповідного техніко-економічного обґрунтування. Для вирішення цього питання, зокрема у [8], було запропоновано два підходи. Один із них, по суті, пов'язаний із визначенням граничної добової кількості комутацій директивно заданою особою, що ухвалює рішення, виходячи з бажаного терміну використання відповідних комутаційних апаратів. Другий підхід є більш обґрунтованим, але і значно більш трудомістким. Він спрямо-

ваний на визначення того мінімального економічного ефекту у вигляді додаткового зниження втрат електричної енергії, що може виправдати один цикл комутаційних операцій (зменшення комутаційного ресурсу), пов'язаних зі зміною місця розмикання контуру розподільної мережі.

Отже, процедура ухвалення рішення щодо доцільності зміни місця розмикання контуру може бути представлена так. У процесі моніторингу режиму розподільної мережі визначається момент часу, коли відповідно до поточного поточкорозподілу виникає доцільність зміни місця розмикання контуру. Здійснюється процес прогнозування режиму з послідовно зростаючим інтервалом випередження з метою визначення потенційності тривалості відповідної зміни режиму розподільної лінії.

Водночас із цим обчислюється очікуване значення додаткового (порівняно з тим, що має місце за наявного місця розмикання контуру) зниження втрат енергії. Якщо накопичена у процесі прогнозування режиму величина додаткового зниження втрат енергії перевищить граничне економічно обґрунтоване значення, то ухвалюється рішення щодо доцільності зміни місця розмикання контуру. В іншому разі наявне місце розмикання контуру залишається без зміни.

Для спрощення та прискорення вирішення питання щодо доцільності зміни місця розмикання контуру розподільної мережі (беручи до уваги те, що воно має бути реалізовано практично в режимі реального часу) пропонується

використовувати зазначений у роботі [9] відповідний індикативний показник.

Так, наприклад, для розподільної лінії, наведеній на рис. 1, перенесення точки розмикання вправо (тобто з ділянки з опором R_4 на ділянку з опором R_5 – див. рис. 2), зокрема, у наслідок зміни режиму роботи підключеного до другого вузла локального джерела енергії (як таке, у загальному випадку, можна розглядати як засіб генерування, так і акумуляування енергії), буде доцільним з погляду мінімізації втрат потужності, якщо дотримується така умова:

$$M_{II} - M_I + M_s > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{де } M_I &= M_1 + M_2 + M_3, \quad M_{II} = M_{ch} + M_5 + M_6, \\ M_s &= I_s (R_1 + R_2), \quad M_1 = I_1 R_1, \quad M_2 = I_2 (R_1 + R_2), \\ M_3 &= I_3 (R_1 + R_2 + R_3), \quad M_{ch} = I_{ch} (R_5 + R_6 + R_7), \\ M_5 &= I_5 (R_6 + R_7), \quad M_6 = I_6 R_7, \quad R_{\Sigma} = R_1 + \dots + R_n, \end{aligned}$$

I_{ch} – навантаження, що переноситься у процесі зміни місця розмикання контуру (у даному випадку I_4).

Подібним чином можна показати, що переміщення місця розмикання контуру у протилежний бік (тут уліво – див. рис. 3) буде обґрунтованим, якщо дотримується умова:

$$M_I - M_{II} - M_s > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (2)$$

де (у разі рис. 3) $M_I = M_1 + M_2 + M_{ch}$, $M_{II} = M_4 + M_5 + M_6$.

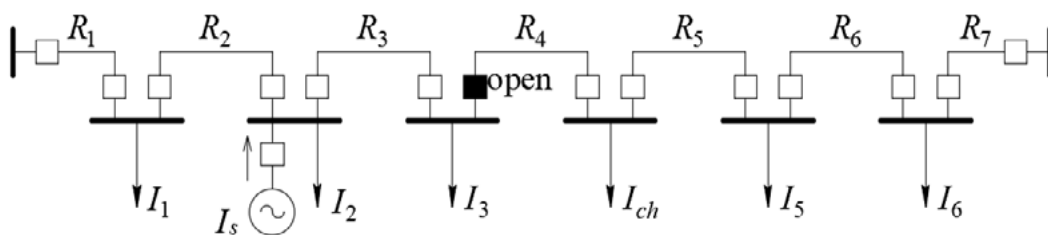


Рис. 1. Контур розподільної мережі із джерелом розподіленої генерації

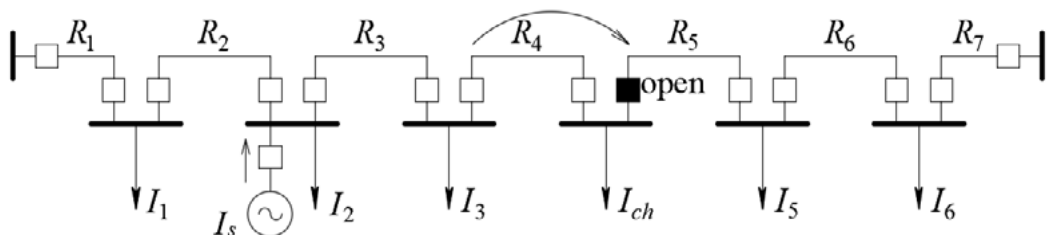


Рис. 2. Зміна місця розмикання контуру розподільної лінії (переміщення вправо)

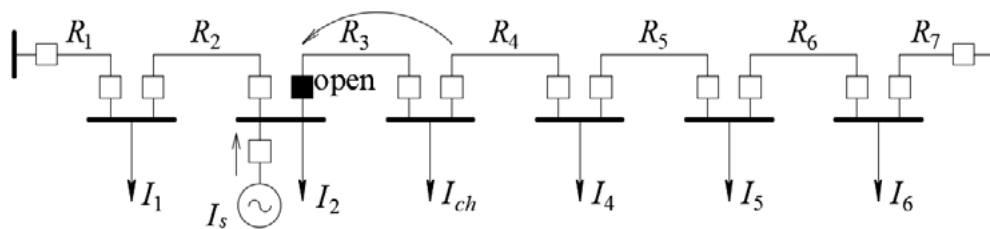


Рис. 3. Зміна місця розмикання контуру розподільної мережі (переміщення вліво)

Як продемонстровано у [8], отримані результати можна поширити на випадок, коли локальні джерела енергії інтегруються в обидві частини контуру, а також на розподільні мережі, які мають складнішу топологію, наприклад, містять відгалуження, зокрема з розміщеними там власними локальними джерелами енергії.

Отже, факт дотримання умови, наприклад (1), виявлений у процесі постійного моніторингу режиму обраного контуру електричної мережі (рис. 2), свідчить про доцільність зміни місця його розмикання. На наступному етапі здійснюється прогнозування навантажень вузлів мережі, вихідної потужності локальних генеруючих джерел, а на їх підставі й відповідних індикативних показників, наприклад M_I, M_{II}, M_s, I_{ch} .

Прогнозування здійснюється багаторазово з послідовним зростанням інтервалів випередження (рис. 4). Щодо кожного прогнозного режиму перевіряється дотримання, наприклад, умови (1). Цим підтверджується доцільність збереження запропонованого нового положення місця розмикання контуру. У разі отримання позитивного результату, паралельно ведеться розрахунок додаткового зниження втрат потужності. Фізична зміна стану дистанційно керованих комутаційних апаратів здійснюється, якщо очікуваний накопичений позитивний ефект перевищить попередньо обчислене економічно обґрунтоване значення.

Водночас неоднорідність навантажень, а ще більшою мірою коливання вихідної потужності, що генерується інтегрованими в мережу відновлюваними джерелами розподіленої генерації, можуть призводити до того, що дотримання, наприклад, умови (1) не буде стабільним. Зазначена умова стосовно прогнозних параметрів режиму дотримується на певному інтервалі часу (наприклад, інтервали часу t_1, \dots, t_4 на рис. 5), потім короточасно перестає дотримуватися (інтервали часу t_4, \dots, t_6), далі знову починає дотримуватися (інтервали часу t_6, \dots, t_8) тощо.

Вочевидь, у зазначених умовах використання дистанційно керованих комутаційних апаратів втрачає доцільність із погляду нераціонального використання їхнього комутаційного ресурсу. Водночас ця ситуація може бути скоригована примусовою зміною режиму, зокрема, шляхом відповідного застосування установок зберігання енергії (далі – УЗЕ) [10]. У періоди часу, коли умови, що свідчать про доцільність зміни місця розмикання контуру, не дотримуються (інтервали часу $t_4, \dots, t_6, t_8, \dots, t_{10}$ на рис. 5), завдяки використанню УЗЕ (яка залежно від конкретних умов може працювати в режимі розрядження або зарядження) вносяться відповідні зміни в поточкорозподіл у мережі, щоб домогтися дотримання умови, зокрема (1), що має свідчити про доціль-

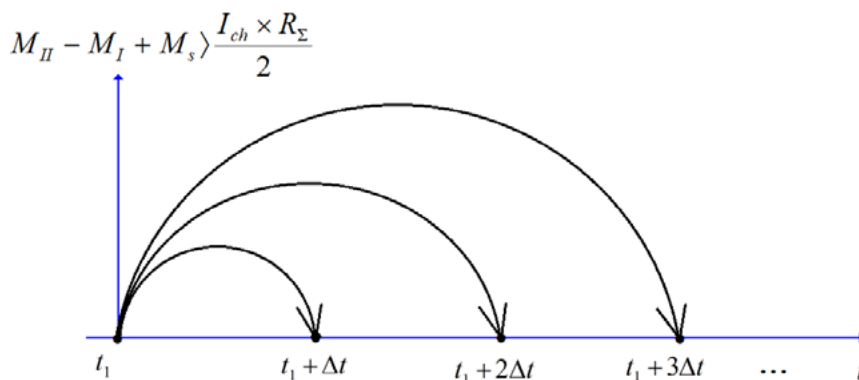


Рис. 4. Процедура прогнозування в разі виявлення доцільності зміни місця розмикання контуру

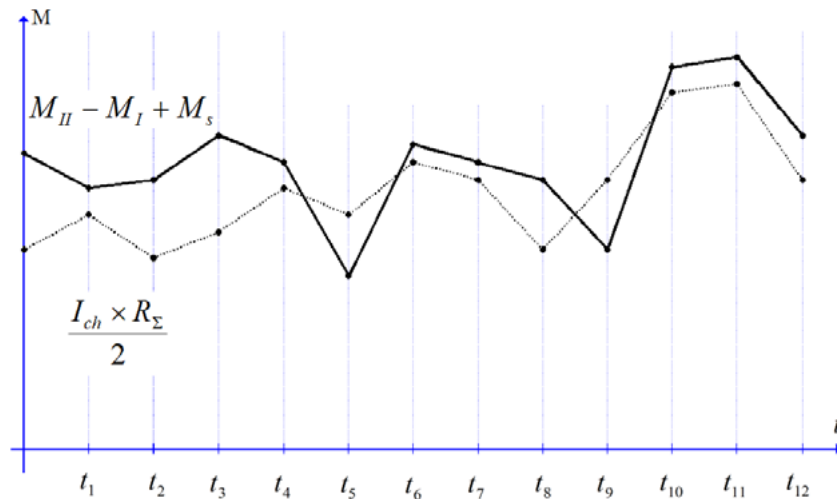


Рис. 5. Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників) без використання УЗЕ

ність збереження нового місця розмикання контуру (рис. 6).

Припустимо, що в контурі, до одного з вузлів його лівої частини приєднано пристрій акумулювання енергії (рис. 2), що може забезпечити споживання або генерування потужності, якій відповідає значення струму I_s . Для певного режиму контуру оптимальним місцем його розмикання було визначено ділянку R_5 . Але зі зміною навантажень склалися умови, які свідчать про доцільність переносу місця розмикання контуру на ділянку R_4 . Тобто маємо:

$$M_1 + M_2 + M_3 + M_{ch} - (M_4 + M_5 + M_6) > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}. \quad (3)$$

Необхідно визначити значення I_s , за якого буде забезпечена доцільність збереження ділянки R_5 як оптимального місця розмикання контуру.

У такому разі на підставі (1) отримуємо:

$$M_s > M_I - M_{II} - \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2},$$

звідки

$$I_s > \frac{M_I - M_{II} - \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}}{R_s}, \quad (4)$$

де R_s являє собою сумарний опір ділянок лінії, які розташовані між джерелом живлення та вузлом з підключеним УЗЕ.

На підставі (4) можуть бути знайдені мінімальні значення струмової ін'єкції I_{st} з боку УЗЕ,

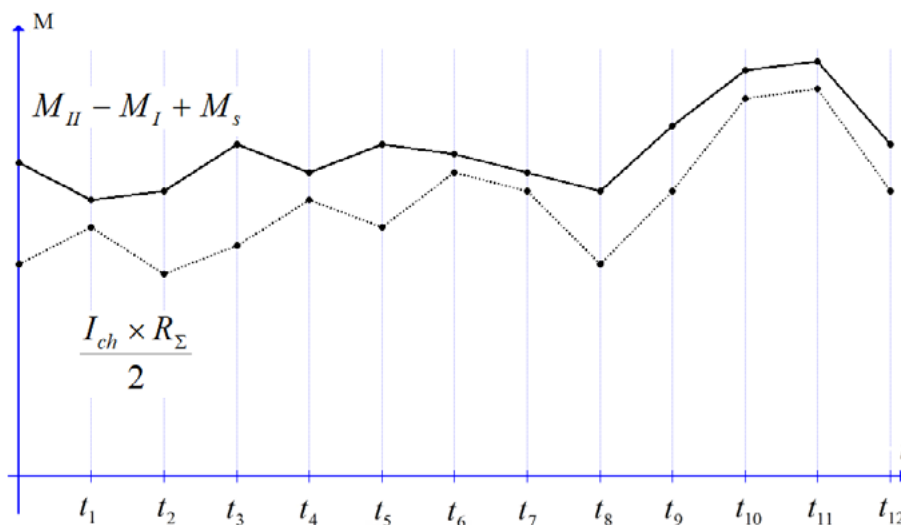


Рис. 6. Прогноз зміни параметрів режиму (індикативних показників) за умов використання УЗЕ

для кожного періоду часу $t_4, t_5, t_6, t_8, t_9, t_{10}$ (рис. 5), які забезпечать, принаймні формальне, дотримання умови (1), що дасть підстави продовжити відповідний аналіз щодо доцільності зміни місця розмикання контуру.

З матеріалів, наведених у роботі [8], випливає, що чим більше (у заданих межах) буде в даному разі значення I_{st} у періоди $t_4, t_5, t_6, t_8, t_9, t_{10}$ (рис. 6), тим більше буде ефект, пов'язаний із додатковим зменшенням втрат електричної енергії за умов збереження наявного місця розмикання контуру. Отже, постає завдання обґрунтування можливої межі збільшення параметра I_{st} порівняно зі значенням, обчисленим згідно із (4). Збільшення струмової ін'єкції з боку накопичувача в розглянутому випадку приведе до додаткового розвантаження лівої частини контуру, що, у свою чергу, може створити доцільність подальшого переносу місця розмикання праворуч (якщо це теоретично можливе). Таким чином, зазначена межа буде визначатися умовою (1), де у випадку рис. 2 маємо:

$$M_I = M'_I = M_1 + M_2 + M_3 + M_4,$$

$$M_{II} = M'_{II} = M_5 + M_6, I_{ch} = I'_{ch} = I_5.$$

Звідси, значення струмової ін'єкції з боку УЗЕ (\bar{I}_{st}) буде дорівнювати:

$$\bar{I}_{st} = \frac{M_I - M_{II}}{R_s} - \frac{I'_{ch} R_{\Sigma}}{2R_s}. \quad (5)$$

Ще один підхід до визначення оптимального значення режиму роботи УЗЕ може бути пов'язаний із такими міркуваннями. Відомо, що мінімум втрат потужності в контурі електричної мережі здебільшого формується під час його роботи в замкненому режимі (тобто за наявності в контурі двостороннього живлення).

У разі підключення УЗЕ до мережі, яка працює в розімкненому режимі, поточорозподіл змінюється лише на ділянках, які розташовані між відповідним джерелом живлення та вузлом, до якого підключається УЗЕ. Наприклад у схемі (рис. 2) ідеться про ділянки з опорами R_1 і R_2 , по яким, відповідно, протікають струми I_{11} та I_{22} . Якщо припустити, що контур був би замкнений (тобто із двостороннім живленням), то по зазначених ділянках протікали б відповідно струмові навантаження I'_{11} та I'_{22} .

Тоді можна говорити про визначення режиму роботи УЗЕ, що дасть можливість отримати, на ділянках лінії між джерелом живлення та вузлом її підключення, поточорозподіл, максимально близький до того, який був би на них за умови роботи контуру в замкненому режимі.

Згідно зі схемою мережі, наведеної на (рис. 2), цільова функція відповідно з наведеними міркуваннями матиме такий вигляд:

$$F = [I'_{11} - (I_{11} - I_s)]^2 + [I'_{22} - (I_{22} - I_s)]^2 = \\ = (I'_{11})^2 - 2I'_{11}I_{11} + 2I'_{11}I_s + I_{11}^2 - 2I_{11}I_s + I_s^2 + \\ + (I'_{22})^2 - 2I'_{22}I_{22} + 2I'_{22}I_s + I_{22}^2 - 2I_{22}I_s + I_s^2 \rightarrow \min.$$

За умови $\frac{\partial F}{\partial I_s} = 0$, остаточно маємо

$$I_s = \frac{(I_{11} + I_{22}) - (I'_{11} - I'_{22})}{2}.$$

Якщо узагальнимо ці результати для лінії з будь-якою кількістю вузлів і довільним місцем підключення УЗЕ, отримаємо:

$$I_s = \frac{\sum_{i \in \Pi s} I_i - \sum_{i \in \Pi s} I'_i}{n}, \quad (6)$$

де I_i – фактичне навантаження на i -й ділянці;

I'_i – навантаження на i -й ділянці за умови роботи контуру в замкненому режимі;

n – кількість ділянок лінії, які розташовані між джерелом живлення та вузлом s , де підключено УЗЕ;

$i \in \Pi s$ – означає, що розглядаються навантаження всіх i -х ділянок лінії, які розташовані на шляху живлення s -го вузла (до якого приєднана УЗЕ).

Звісно, режим, отриманий за роботи накопичувача відповідно до (6), не має приводити до зміни оптимального місця розмикання контуру, тобто жодна з умов (1) та (2) водночас не має дотримуватися.

Розглянемо наступний приклад. Припустимо, що за обраного режиму роботи розподільної лінії (рис. 2), параметри якої наведено в таблиці 1, ділянка 4–5 була визначена як оптимальне місце розмикання контуру, що забезпечувало мінімум втрат потужності.

У процесі зміни навантаження сформувався новий режим (рис. 7), для якого, на підставі розрахунку відповідного індикативного показ-

Таблиця 1

Параметри розподільної лінії

Ділянка лінії	A-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-B
Опір, Ом	0,202	0,228	0,38	0,253	0,177	0,228	0,38

ника (2), було обґрунтовано доцільність перенесення точки розмикання контуру на ділянку 3–4:

$$M_I - M_{II} - M_s = 102,99 - 41,04 - 12,9 = 49,05,$$

$$\frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2} = \frac{50 \cdot 1,848}{2} = 46,2.$$

В обґрунтованості такого рішення легко переконатися порівнянням загальних втрат потужності в контурі за умов його розмикання на ділянці 4–5 (ΔP_{4-5}) та на ділянці 3–4 (ΔP_{3-4}):

$$\Delta P_{4-5} = 44,2 \text{ кВт}, \Delta P_{3-4} = 39,5 \text{ кВт}.$$

Водночас здійснений прогноз навантажень продемонстрував, що зазначена зміна режиму не буде довготривалою. Тому було ухвалено рішення використати УЗЕ, розташовану у вузлі 2, для примусової зміни параметрів режиму з метою збереження точки розмикання контуру на ділянці 4–5 як оптимальної щодо забезпечення мінімуму втрат електричної енергії.

Розраховуємо потужність розряду УЗЕ, яка забезпечує необхідну струмову ін'єкцію в мережу, визначену на підставі (4):

$$I_s > \frac{102,99 - 41,04}{0,43} - \frac{50 \cdot 1,848}{2 \cdot 0,43} = 36,6 \text{ А}.$$

Зміна стуморозподілу, яка водночас відбувається, відображена на рис. 8.

В обґрунтованості такого рішення легко переконатися, якщо порівняти загальні втрати потужності в контурі, які, за умов відповідного використання УЗЕ (наприклад, якщо $I_s = 40 \text{ А}$), будуть мати місце в разі його розмикання на ділянці 4–5 ($\Delta P'_{4-5}$) та ділянці 3–4 ($\Delta P'_{3-4}$):

$$\Delta P'_{4-5} = 31,9 \text{ кВт}, \Delta P'_{3-4} = 32,4 \text{ кВт}.$$

У даному разі визначення верхньої межі струмової ін'єкції не є доцільним, оскільки жодним чином в умовах наявного режиму (рис. 7) ділянка 5–6 не може бути оптимальним місцем розмикання контуру.

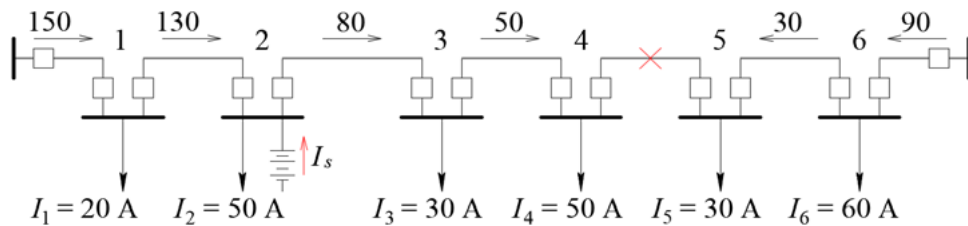


Рис. 7. Контур розподільної мережі з визначеною оптимальною точкою його розмикання

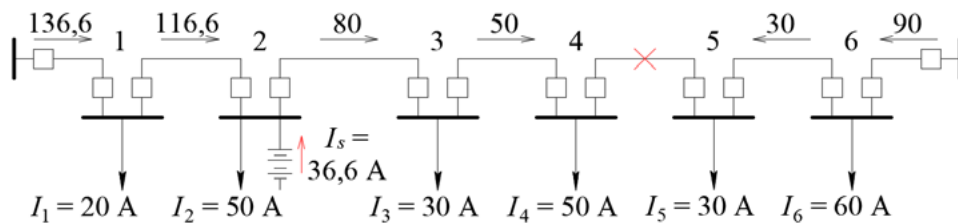


Рис. 8. Стуморозподіл у розподільній лінії за умов використання УЗЕ

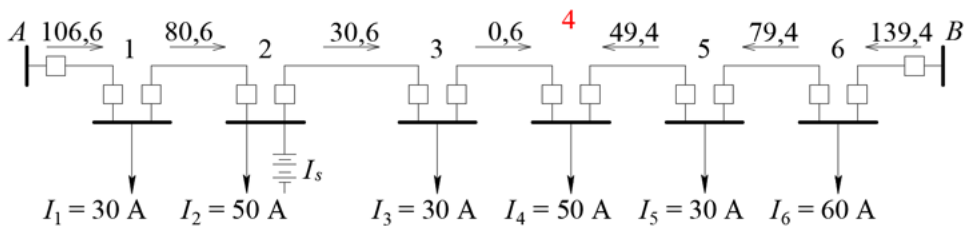


Рис. 9. Стуморозподіл за умови роботи розподільної лінії в замкнутому режимі

Визначимо параметри роботи УЗЕ з позиції формування в розподільній лінії (рис. 7) струморозподілу, максимально наближеного до того, який сформувався би в ній за умов роботи в замкненому режимі. Відповідний струморозподіл, за умов припущення ідентичності напруг на шинах обох джерел живлення, наведено на рис. 9.

У цьому разі оптимальне значення струмової ін'єкції з боку УЗЕ в розподільну лінію згідно із (6) буде визначено так:

$$I_s = \frac{(150+130)-(116,5+96,5)}{2} = 33,5.$$

Висновки. Значення параметрів, із якими має працювати УЗЕ з метою підтримки оптимальної топології лінії, що забезпечує мінімум втрат потужності в поточному режимі, визначається, загалом, умовами (4), (5) і (6). Однак не всі із зазначених умов можуть бути водночас взяті до уваги. Зокрема, параметр I_s не завжди може бути визначено, оскільки іноді навіть теоретично не існує умов, у яких за наявного режиму конкретна ділянка лінії може бути оптимальним місцем розмикання контуру з погляду мінімізації втрат потужності. Знайдене згідно із (6) значення струмової ін'єкції може бути не «активним», оскільки не відповідає умовам (4) та (5). Наприклад, у наведеному вище прикладі розраховане згідно із (6) значення струмової ін'єкції (33,5 А) не відповідає умові (4). Але отриманий результат усе ж дозволяє дійти висновку, наприклад, стосовно того, що значення ін'єкції з боку УЗЕ доцільно підтримувати ближче до величини, розрахованої згідно із (4).

Водночас конкретні параметри роботи УЗЕ в будь-якому разі мають визначатись оператором системи розподілу з урахуванням поточного стану УЗЕ, зокрема, з урахуванням такого показника, як *SOC* (*State of Charge* – рівень заряду акумуляторної батареї).

Отримані у статті результати мають самостійне значення, а також можуть бути корисні для визначення оптимальних умов використання УЗЕ з урахуванням інших аспектів їх застосування, зокрема, впливу на режим напруги в розподільній мережі, компенсації реактивної потужності тощо.

ЛІТЕРАТУРА

1. A comprehensive review on power distribution network reconfiguration / M. Sivkumar et al. *Energy Systems*. 2016. Vol. 8 (2). DOI: 10.1007/s12667-016-0195-7.
2. Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization / LW. Oliveira et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014. Vol. 56 (1). P. 64–74. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.11.008.
3. Imran A.M., Kowsalya M. A new power system reconfiguration scheme for loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014. Vol. 62 (1). P. 312–322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.04.034>.
4. Kavousi-Fard A., Niknam T. Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29. Is. 3. P. 1344–1353. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2292951.
5. A multiobjective heuristic for reconfiguration of the electrical radial network / L.S.M. Guedes et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2013. Vol. 28. Is. 1. P. 311–319. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2218260.
6. Feature of optimal network reconfiguration problem statement in distribution systems with local energy sources / V. Popov et al. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2022. № 4. С. 53–62. DOI: 10.32782/1995-0519.2022.4.7.
7. Placement of remote-controlled switches to enhance distribution systems restoration capability / Y. Xu et al. Proc. IEEE *Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31. P. 1139–1150. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2419616.
8. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation / V. Popov et al. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control book series*. Switzerland : Springer Cham, 2023. P. 319–346. DOI: 10.1007/978-3-031-17554-1_14
9. Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6...20 кВ з розосередженими джерелами енергії / А.Ф. Жаркін та ін. *Електронне моделювання*. 2021. Вип. 43. № 1. С. 46–66. DOI: 10.15407/emodel.43.01.046.
10. Про затвердження Кодексу системи передачі зі змінами : постанова національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 30.09.2022 р. № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.

FEATURE OF OPTIMAL NETWORK RECONFIGURATION PROBLEM STATEMENT IN DISTRIBUTION SYSTEMS WITH LOCAL ENERGY SOURCES

Andrii Zharkin

Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Deputy Director for Research

Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine, 56 Beresteiskyi ave., Kyiv, Ukraine,
03057, zharkin@ied.org.ua

ORCID: 0000-0001-5996-0901

Vladimir Popov

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of the Department of Power Supply

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", 37 Beresteiskyi ave., Kyiv,
Ukraine, 03056, tig@ukr.net

ORCID: 0000-0003-3484-4597

Olena Yarmoliuk

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Power Supply

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", 37 Beresteiskyi ave., Kyiv,
Ukraine, 03056, yarmolyuk.lena@gmail.com

ORCID: 0000-0001-8571-2573

Vladyslav Natalych

Student at the Department of Power Supply

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", 37 Beresteiskyi ave., Kyiv,
Ukraine, 03056, v.natalich05@gmail.com

ORCID: 0000-0003-0242-626X

The article is devoted to increasing the efficiency of using remotely controlled switches in order to optimize the operating modes of distribution networks, primarily with integrated local renewable energy sources. The possibility of using an energy storage system is analyzed with the purpose to maintain optimal load flow in the distribution line, which allows one, on the one hand, to minimize the losses of power and electrical energy, and, on the other hand, to rationally use the switching resource of remotely controlled switches. The use of remotely controlled switching devices ceases to be appropriate from the point of view of irrational use of their switching resource. However, this situation can be corrected due to a forced change of regime, in particular, through the appropriate use of energy storage facilities. The decision to change the location of the open point of the network is made when the positive effect of the additional reduction in energy losses exceeds the damage from the increased use of the switching resource of the circuit breakers and reduction in their life cycle. Examples are given that demonstrate the adequacy and effectiveness of the proposed approach to managing the modes of operation of distribution networks especially with the integrated unstable local energy sources. The obtained results have an independent value. They can also be used in the future to determine the optimal conditions for using energy storage facilities. The following aspects of the application of energy storage facilities are taken into account: the influence on the voltage regime in the distribution network, compensation of reactive power, etc.

Key words: local energy sources, energy storage systems, distribution networks, dynamic load flow control, remotely controlled switches, energy losses.

REFERENCES

1. Sivkumar, M., Debapriya, D. Subrata, P. (2016). A comprehensive review on power distribution network reconfiguration. *Energy Systems*. Vol. 8 (2). DOI: 10.1007/s12667-016-0195-7.
2. Oliveira, L.W., Oliveira, E.J., Gomes, F.V., Silva, Jr.I.C., Marcato, A.L.M., Resende, P.V.C. (2014). Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Vol. 56 (1), pp. 64–74. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.11.008.
3. Imran, A.M., Kowsalya, M. (2014). A new power system reconfiguration scheme for loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Vol. 62 (1), pp. 312–322. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.04.034.

4. Kavousi-Fard, A., Niknam, T. (2014). Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 29, Is. 3, pp. 1344–1353. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2292951.

5. Guedes, L.S.M., Lisboa, A.C., Vieira, D.A.G., Saldanha, R.R. (2013). A multiobjective heuristic for reconfiguration of the electrical radial network. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 28, Is. 1, pp. 311–319. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2218260.

6. Popov, V., Yarmoliuk, O., Tkachenko, V., Frolov, I., Natalych, V. (2022). Feature of optimal network reconfiguration problem statement in distribution systems with local energy sources. *Visnyk Kremenchutskoho natsionalnoho universytetu imeni Mykhaila Ostrohradskoho*. № 4, pp. 53–62. DOI: 10.32782/1995-0519.2022.4.7.

7. Xu, Y., Liu, C.C., Schneider, K.P., Ton, D.T. (2016). Placement of remote-controlled switches to enhance

distribution systems restoration capability. *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 31, pp. 1139–1150. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2419616.

8. Popov, V., Tkachenko, V., Yarmoliuk, O., Yatsenko, D. (2023). Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Power Systems Research and Operation*. Studies in Systems, Decision and Control book series. Switzerland: Springer Cham, pp. 319–346. DOI: 10.1007/978-3-031-17554-1_14.

9. Zharkin, A.F., Novskyi, V.A., Popov, V.A., Yarmoliuk, O.S., Hawkar Ahmed Noory (2021). Review of technologies for controlling the modes of operation of 6...20 kV electrical networks with distributed energy sources. *Elektronne modelivannia*. Vol. 43, Is. 1, pp. 46–66. DOI: 10.15407/emodel.43.01.046 [in Ukrainian].

10. On the approval of the Transmission System Code with changes: Resolution of the National Commission for State Regulation in the Energy and Utilities Sectors by 30.09.2022. № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> [in Ukrainian].

Стаття надійшла 10.04.2023