

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311.1

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.005>

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

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

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

2 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: tig@ukr.net, yarmolyuk.lena@gmail.com

Інтенсивне поширення використання нерегульованих відновлюваних джерел енергії, які інтегруються у розподільні системи, може створювати суттєві проблеми з забезпеченням ефективності та навіть технічної припустимості режимів їхньої роботи. Складнощі, що при цьому виникають, у багатьох випадках неможливо усунути шляхом використання існуючих методів керування, які не спроможні раціонально й адекватно реагувати на зміни режиму, спричинені мінливим і важкопрогнозованим характером роботи більшості зазначених локальних джерел енергії. У зв'язку з цим у статті розглядається доцільність використання дистанційно керованих комутаційних апаратів, які мають надати можливість оперативно змінювати топологію, а відповідно і розподіл потоків потужності в окремих контурах розподільних мереж. У цьому плані в статті послідовно вирішуються питання визначення найкращих місць розташування зазначених комутаційних апаратів, алгоритм їхнього використання з урахуванням обмеженого комутаційного ресурсу та фактичної невизначеності інформації, демонструється доцільність та можливість залучення фактору надійності електропостачання для прийняття більш обґрунтованих рішень, щодо зміни режиму розподільної мережі. Отримані результати спрямовані на зменшення втрат електричної енергії з урахуванням рівня надійності й ефективності використання комутаційного ресурсу дистанційно керованих комутаційних апаратів, що дає змогу розширити впровадження відновлюваних джерел енергії без негативного впливу на режими розподільних мереж. Бібл. 10, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: розподільні мережі, дистанційно керовані комутаційні апарати, втрати енергії, надійність електропостачання, динамічне керування режимами, невизначеність інформації.

Вступ. Стійке поширення використання локальних енергетичних ресурсів у ході забезпечення споживачів електричною енергією вже стало важливою рисою розвитку сучасної електроенергетики практично в усіх країнах світу. Водночас переважну роль у зазначеному процесі відіграють відновлювані джерела енергії (ВДЕ). Відповідне устаткування інтегрується як безпосередньо у розподільні мережі, так і на рівні споживачів електричної енергії, що таким чином впливає на режими мереж різної номінальної напруги. Відмінною рисою ВДЕ є висока мінливість та непередбачуваність режимів їхньої роботи. Зазначений факт, а також постійне поширення використання таких джерел енергії, яке здійснюється у багатьох випадках без попереднього аналізу та достатньо стихійно, суттєво ускладнюють процеси планування й управління режимами в усій структурі систем розподілу електричної енергії.

Як зазначалось у численних дослідженнях, ці обставини можуть призводити до суттєвого зниження ефективності режимів у сенсі підтримки втрат електричної енергії на оптимальному рівні, неможливості забезпечення відхилень напруги у припустимих межах, ускладнення роботи релейного захисту, гальмування подальшого розвитку розподільної генерації.

© Жаркін А.Ф., Попов В.А., Ярмолук О.С., Палачов С.О., Наталич В.О., 2025

ORCID ID: *<https://orcid.org/0000-0001-5996-0901>; **<https://orcid.org/0000-0003-3484-4597>;

<https://orcid.org/0000-0001-8571-2573>; *<https://orcid.org/0000-0003-3303-471X>;

*****<https://orcid.org/0000-0003-0242-626X>



У той же час традиційні методи керування режимами систем розподілу електроенергії у багатьох випадках втрачають свою ефективність.

Справа полягає в тому, що основні, найбільш поширені й ефективні методи керування режимами носили «статичний» характер, тобто керуючий вплив визначався заздалегідь та не змінювався впродовж достатньо тривалого періоду часу. Зокрема це стосувалося таких задач, як визначення місць розмикання контурів розподільних мереж або визначення закону регулювання напруги у центрах живлення, коли визначені на стадії планування режимів рішення не змінювалися принаймні протягом півріччя. Недоліком такого підходу є відсутність адекватної реакції на зміни в роботі ВДЕ, а можливим виходом з цієї ситуації може бути перехід до динамічного керування режимами [1, 2].

У загальному випадку найменш витратним рішенням у цьому плані є створення можливості перенесення місця розмикання контурів розподільної лінії відповідно до зміни її режимів, зокрема обумовлених мінливістю вихідної потужності інтегрованих до неї локальних ВДЕ. З цією метою у роботі [3] було запропоновано загальну стратегію впровадження та використання дистанційно керованих комутаційних апаратів (КА) в розподільній лінії, що надає можливість періодичної зміни її топології з метою формування розподілу потоків потужності, який мінімізує втрати електричної енергії.

Мета досліджень. Складність вирішення зазначеної вище задачі полягає в тому, що примусова зміна параметрів режиму за рахунок зміни топології лінії носить дискретний характер, оскільки кількість встановлених в ній дистанційно керованих КА обмежена, а періодичність їхнього спрацювання має бути економічно обґрунтована, враховуючи інтенсивність використання їхнього обмеженого комутаційного ресурсу.

Таким чином, основною метою досліджень є удосконалення стратегії динамічного керування режимами розподільних мереж за рахунок більш обґрунтованого визначення раціональних місць розміщення й умов використання дистанційно керованих КА з урахуванням об'єктивно існуючої невизначеності інформації, особливо тієї, що пов'язана з присутністю неконтрольованих джерел розподіленої генерації.

У разі аргументованого впровадження динамічного керування режимами, оператор системи розподілу отримує змогу не тільки знизити втрати електричної енергії, але й збільшити пропускну здатність мережі, а в окремих випадках і відтермінувати необхідність її підсилення, розширити потенціал використання розподільної генерації без негативного впливу на роботу власних мереж, збалансувати відхилення напруги.

Як свідчить досвід багатьох країн, можливість фінансування таких проектів враховується (передбачається) при формуванні технічних умов на підключення джерел розподільної генерації до мереж оператора системи розподілу.

У статті [4] були запропоновані так звані індикативні показники, які дають можливість визначити доцільність зміни місця розмикання контуру залежно від поточних і прогнозних параметрів режиму, а також продемонстровано, що розподільна лінія будь-якої структури з інтегрованими джерелами розподільної генерації може бути зведена до її певного еквіваленту, який являє собою магістральну лінію з двостороннім живленням, на кшталт наведеної на рис. 1.

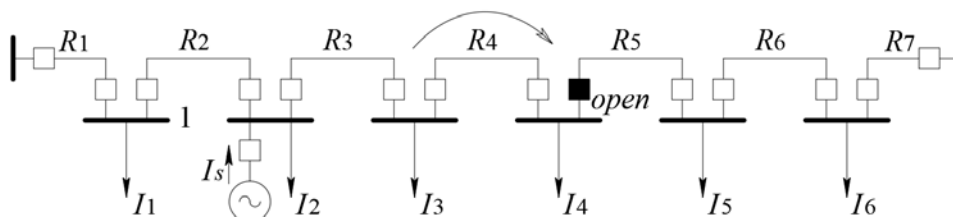


Рис. 1. Зміна місця розмикання контуру розподільної лінії

Для наведеної розподільної лінії умови зміни місця її розмикання, наприклад, з ділянки R_4 на ділянку R_5 визначаються наступною умовою

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

У наведеному виразі складові визначаються наступним чином:

$$\begin{aligned} M_I &= M_1 + M_2 + M_3, & M_{II} &= M_{ch} + M_5 + M_6, & I_{ch} R_\Sigma &= (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7), \\ M_3 &= I_3(R_1 + R_2 + R_3), & M_2 &= I_2(R_1 + R_2), & M_1 &= I_1 R_1, & M_s &= I_s(R_1 + R_2), \\ M_5 &= I_5(R_6 + R_7), & M_6 &= I_6 R_7, & M_{ch} &= I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7), \end{aligned} \quad (2)$$

де I_{ch} – навантаження, яке переноситься з однієї частини контуру в іншу в процесі зміни місця його розмикання, тобто у даному випадку $I_{ch} = I_3$ (рис. 1).

У роботі [4] обґрунтовані та продемонстровані шляхи отримання залежностей аналогічних (1), (2) для різних схем побудови розподільних мереж і рівнів їхньої насиченості різноманітними джерелами розподіленої генерації. Це було реалізовано шляхом порівняння сумарних втрат потужності в лінії за різних варіантів її розмикання. Варто зазначити, що індикативні показники M_i , $i \in I, II, s, 1, 2, 3, 4, 5, 6, ch$ (на кшталт моменту), що використовуються у (1), (2), не несуть фізичного змісту, а лише опосередковано свідчать про характер змін (більше/менше) втрат потужності (1) при спробі здійснення відповідних комутаційних операцій.

У той же час для забезпечення ефективного впровадження задачі динамічного керування режимами розподільних мереж попередньо треба виконати такі дії:

1. обґрунтувати найбільш раціональні місця встановлення дистанційно керованих КА, враховуючи їхню обмежену кількість;
2. оцінити вплив невизначеності інформації на прийняття рішень відносно зміни стану дистанційно керованих КА;
3. розглянути необхідність і можливість використання інших факторів із метою додаткового обґрунтування доцільності здійснення комутаційних операцій при динамічному керуванні режимами розподільних мереж.

Обґрунтування місць розташування дистанційно керованих комутаційних апаратів. З метою обґрунтування місць розташування обмеженої кількості дистанційно керованих КА в контурі розподільної мережі (заміна або переобладнання традиційних вимикачів навантаження на дистанційно керовані) застосовується так званий сценарний метод. Його сутність полягає у моделюванні певних типових умов (режимів), які можуть виникнути у мережі, що розглядається, впродовж року. Режим, що формується у контурі мережі, залежить від добових графіків навантажень в її вузлах і графіків генерації з боку приєднаних до неї розподільних джерел енергії.

У зв'язку з цим розглядаємо, наприклад, чотири сезони року ($s = 1, \dots, S$; $S = 4$), кожному з яких відповідають певні типові графіки навантаження. Що стосується джерел розподільної генерації (у якості яких передбачається використання сонячних панелей, що є найбільш типовим для нашої країни), то характер зміни їхньої вихідної потужності безпосередньо залежить від рівня сонячної радіації. У свою чергу, сонячна радіація залежить від сезону року (s), часу доби ($t = 1, \dots, T$, наприклад, $T = 24$) і рівня хмарності (c). Перші два фактори можливо достатньо адекватно врахувати на підставі моделі розрахунку сонячної радіації для умов безхмарного неба (зокрема, згідно [5]), та використовуючи відповідні метеорологічні дані, що є у відкритому доступі [6]. На підставі них для певних умов застосування сонячних панелей можливо визначити типові погодинні графіки генерації для окремих сезонів року (рис. 2).

Стосовно урахування ступеня хмарності й її впливу на інсоляцію, а відповідно й на рівень генерації електричної енергії з боку сонячних станцій (панелей) можливо орієнтуватися, наприклад, на рекомендації [7, 8], що дає змогу у подальших дослідженнях використовувати класифікацію рівня хмарності, наведену у таблиці, і таку, що відповідає характеристикам, які містяться у загальнодоступних метеорологічних даних як ретроспективних, так і прогнозних.

Таким чином, у подальшому при розробці сценаріїв стосовно можливих режимів роботи електричної мережі буде розглядатися п'ять рівнів хмарності ($c = 1, \dots, C$; $C = 5$).

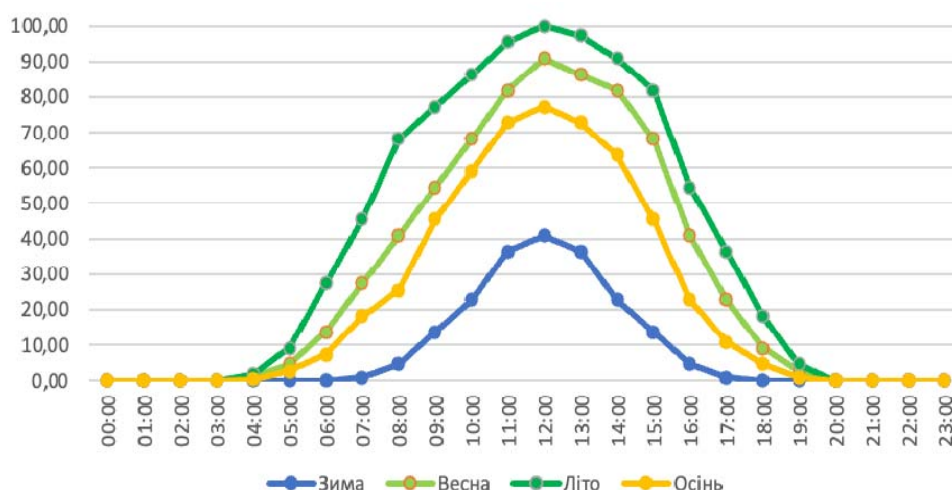


Рис. 2. Середньодобові погодинні значення генерації СЕС у сезонному розрізі (у %)

Рівень хмарності	Глобальна сонячна радіація, Вт/м ²	Глобальна сонячна радіація, %	Відносне зменшення генерації, %
Ясне небо (0–10 %)	800–1000	100	0
Мала хмарність (10–30 %)	600–800	75–90	10–25
Середня хмарність (30–70 %)	300–600	40–75	25–60
Висока хмарність (70–90 %)	100–300	15–40	60–85
Суцільна хмарність (90–100 %)	10–100	5–15	85–95

На підставі наведених вище міркувань створимо 20 сценаріїв ($v_{s,c} \in V$; $V = 20$), які будуть включати п'ять рівнів хмарності ($c \in C$; $C = 5$) для кожного з чотирьох сезонів року ($s \in S$; $S = 4$). Надалі, використовуючи ретроспективні метеорологічні дані за останній рік (декілька років), визначаємо середню кількість діб ($n_{s,c}$) з певним рівнем хмарності ($c = 1, \dots, C$) по кожному окремому сезону року ($s = 1, \dots, S$), який характеризується відповідними типовими графіками навантаження, що дозволяє сформулювати окремі сценарії ($v_{s,c} \in V$). Зрозуміло, що у цьому випадку маємо $\sum_s \sum_c n_{s,c} = \sum_{v=1}^V n_v = 365$. Отримані дані надають можливість розраховувати відносну частоту реалізації кожного сценарію протягом року:

$$v^* = \frac{n_{s,c}}{365} = \frac{n_v}{365}. \quad (3)$$

Процедура визначення найкращих місць розташування дистанційно керованих КА полягає у наступному. Для кожного сценарію ($v_{s,c}$) погодинно ($t = 1, \dots, T_d$) визнається оптимальне місце (ділянка) розмикання контуру. Враховуючи, що у даному випадку розглядаються лише окремі лінії розподільної мережі, то вирішення зазначеної задачі не потребує застосування складних оптимізаційних методів, а базується на використанні алгоритму розрахунку лінії з двостороннім живлення, де у якості оптимальної точки розмикання вибирається ділянка з мінімальним поточним навантаженням. Таким чином, формується масив ділянок J ($j_{s,c,t} \in J$; $s = 1, \dots, S$; $c = 1, \dots, C$; $t = 1, \dots, T_d$), які відповідають потенційно оптимальним місцям (ділянкам) розмикання контуру і були визначені на підставі зазначених розрахунків.

На основі отриманих даних з'являється можливість визначити певний узагальнений (інтегральний) критерій (показник), який визначав би «вагомість» (очікувану ефективність) (w_j) кожного варіанта розмикання контуру з урахуванням усіх сценаріїв, вірогідності їхньої реалізації впродовж року, тривалості рішення щодо доцільності розмикання контуру на ділянці j , рівня навантаження у зазначені періоди часу, що опосередковано характеризує втрати потужності, а відповідно і потенціал їх зменшення.

Узагальнюючи отримані результати, маємо:

$$w_j = \sum_{v=1}^V \left(\frac{\sum_{t_{v,j} \in T_{v,j}} P_{v,t_{v,j}}}{\sum_{t_{v,j} \in T_{v,j}} t_{v,j}} \right) v^*,$$

де j – альтернативний варіант розмикання контуру, $j \in J$; v^* – вірогідність реалізації v -сценарію впродовж року, яка визначається згідно з (3), $v \in V$; $P_{v,t_{v,j}}$ – сумарне навантаження розподільної лінії у v -му сценарії на інтервалі часу $t_{v,j}$, коли розмикання j -ої ділянки лінії було оптимальним рішенням; $T_{v,j}$ – множина інтервалів часу, на яких у v -му сценарії розмикання j -ої ділянки лінії було оптимальним рішенням.

На підставі отриманих значень w_j з'являється можливість розташувати усі потенційні місця розмикання з точки зору їхньої умовної ефективності, що може бути основою для визначення найбільш привабливих місць встановлення дистанційно керованих КА. Зрозуміло, що кращому рішенням відповідає більше значення показника w_j .

Вплив невизначеності інформації на прийняття рішень відносно зміни стану дистанційно керованих комутаційних апаратів. Одним із принципових факторів, притаманних будь-якому з завдань, пов'язаних із керуванням режимами роботи розподільних систем за умов використання розподільної генерації, є невизначеність, що вноситься присутністю в їхній структурі насамперед неконтрольованих ВДЕ.

У цьому сенсі необхідно зазначити, що у разі вирішення питання використання дистанційно керованих КА з метою економії комутаційного ресурсу, рішення щодо їхнього спрацювання приймається лише за умови достатньо тривалої відповідної зміни режиму розподільної лінії. Водночас виникає завдання короткострокового прогнозування електричних навантажень і вихідної потужності ВДЕ. Особливістю цього процесу є те, що в даному випадку замість прогнозування точкових значень зазначених параметрів на деякому інтервалі упередження, необхідно здійснити так би мовити «сканування» певного інтервалу часу з тим, щоб переконатися у стабільності зміни відповідних параметрів режиму. Такий підхід дасть змогу запобігти необгрунтованому спрацюванню КА при короткострокових змінах режиму електричної мережі.

Здійснені експериментальні розрахунки [4] продемонстрували доцільність використання для зазначеної мети так званої адаптивної моделі прогнозування. Це впливає з того, що аналіз бібліографії з питань прогнозування в електроенергетиці свідчить про відсутність єдиного «найкращого» методу прогнозування як електричних навантажень, так і вихідної потужності, насамперед різноманітних ВДЕ. Саме тому було прийнято рішення включити в адаптивну модель методологічно різні методи прогнозування, оскільки кожен із них може забезпечити найкращий результат (із точки зору мінімізації похибки прогнозу) не тільки для різних типів навантажень і джерел розподільної генерації, але навіть і на різних часових проміжках впродовж доби та періодів року.

Адаптивна модель прогнозування електричного навантаження/вихідної потужності джерел розподільної генерації використовується наступним чином. Припустимо, в момент часу t починаємо прогнозувати електричне навантаження на період $t+1$ (з кроком, який відповідає дискретності отримання даних) із одночасним залученням усіх методів, які попередньо були включені у модель. Після отримання фактичних значень відповідних параметрів розраховуємо похибку, яку має кожний із використаних методів. Якщо за результатами усіх методів прогнозування зміни параметрів режиму електричної мережі будуть недостатні для виконання зміни топології мережі, то зазначена процедура повторюється. Такі кроки прогнозування повторюються до того моменту, коли буде отримано результат, який свідчить про доцільність зміни місця розмикання контуру розподільної лінії.

У такому випадку в подальшому здійснюється так зване «сканування» режиму з метою оцінки його стабільності та тривалості [4]. Ця процедура по суті є покроковим прогнозуванням відповідних параметрів режиму з послідовно зростаючим інтервалом попередження, але за умов використання для цієї мети методів прогнозування (у загальному випадку різних для навантаження та вихідної потужності джерел генерації), які на останньому кроці забез-

печували мінімальну похибку. Тільки після зазначеного аналізу приймається остаточне рішення щодо доцільності або не доцільності здійснення необхідних комутаційних операцій за допомогою дистанційно керованих КА.

На підставі вищезазначеного можна зробити висновок, що стосовно задачі динамічного керування режимами невизначеність інформації найбільшою мірою проявляється у процесі прогнозування як навантажень вузлів розподільної лінії, так і вихідної потужності інтегрованих до неї локальних джерел енергії та може бути залучена до відповідної процедури прийняття рішення шляхом урахування похибок прогнозу (відповідно δ_n – для навантажень вузлів та δ_{pg} – для вихідної потужності джерел розподільної генерації). У той же час, враховуючи наявну інформацію, найбільш реалістичною у даному випадку представляється орієнтовна оцінка середніх значень похибок у вигляді завдання інтервалів можливих значень параметрів, що прогножуються.

Зазначимо, що прогнозування здійснюється на підставі даних моніторингу навантажень вузлів мережі та вихідних параметрів джерел розподільної генерації та стосується значень струму, які задіяні у розрахунку індикативних показників (2). Вони вимірюються безпосередньо або визначаються розрахунковим шляхом, якщо у процесі моніторингу вимірюються лише потужності.

Таким чином, прогнозні значення струмових навантажень (I_i), а відповідно й такі характеристики як M_I , M_{II} , M_s , а також величина струмового навантаження, яке переноситься з однієї частини контуру в іншу I_{ch} , що входять в (1), (2) й обчислюються за окремими часовими проміжками, будуть представлені інтервалами своїх можливих значень.

Разом із тим необхідно зазначити, що у такому випадку безпосереднє використання виразів типу (1) для прийняття рішень щодо зміни місця розмикання контуру розподільної лінії не є раціональним у зв'язку зі специфікою виконання арифметичних операцій з інтервальними числами (операція віднімання призводить до зростання рівня невизначеності). Тому умова (1) трансформується таким чином, щоб виключити операцію віднімання, й з урахуванням інтервального завдання параметрів (орієнтуючись на стандартні операції інтервальної математики [9]) буде такою

$$\left[M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg}); M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg}) \right] > \left[\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1-\delta_n); \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1+\delta_n) \right], \quad (4)$$

де $M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg})$ та $\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1-\delta_n)$ – ліва (нижня) межа інтервальних оцінок відповідно параметрів M_I та M_{II} , які визначаються за умов, що похибки струмового навантаження (δ_n) та струму на виході джерела розподільної генерації (δ_{pg}) мають від'ємне значення; $M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg})$ та $\left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1+\delta_n)$ – права (верхня) межа інтервальних оцінок відповідно параметрів M_I та M_{II} , які визначаються за умов, що похибки прогнозованих значень струмового навантаження (δ_n) та струму на виході джерела розподільної генерації (δ_{pg}) мають позитивне значення.

Введемо такі позначення:

$$M_I(1-\delta_n) + M_s(1-\delta_{pg}) = \underline{M}_L, \quad M_I(1+\delta_n) + M_s(1+\delta_{pg}) = \overline{M}_L, \\ \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1-\delta_n) = \underline{M}_R, \quad \left(M_{II} + \frac{I_{ch}R_\Sigma}{2} \right)(1+\delta_n) = \overline{M}_R.$$

У результаті умова (4) матиме вигляд

$$\left[\underline{M}_L; \overline{M}_L \right] > \left[\underline{M}_R; \overline{M}_R \right], \quad (5)$$

де $\left[\underline{M}_L; \overline{M}_L \right]$ – ліва частина нерівності, яка є інтервальним значенням індикативного показника, що характеризує ліву частину контуру розподільної лінії; $\left[\underline{M}_R; \overline{M}_R \right]$ – права частина нерівності, що аналогічним чином характеризує праву частину контуру.

Зрозуміло, що перевірка умови (5) пов'язана з процедурою порівняння інтервальних величин. Відповідно до правил формального інтервального аналізу [9], умова (5) буде виконуватися тільки в тому випадку, якщо $\underline{M}_L > \overline{M}_R$, тобто у разі, коли відповідні оцінки є інтервалами, що не перетинаються. В іншому випадку (інтервальні оцінки перетинаються або одна з них «вкладена» в іншу) показники, що порівнюються, вважаються такими, що не розрізняються.

У останньому випадку для остаточного ухвалення рішення відносно доцільності/недоцільності зміни існуючого місця розмикання розподільної лінії пропонується врахувати додатковий фактор, зокрема такий, який характеризує рівень надійності роботи розподільної лінії за того чи іншого варіанта її розмикання.

Урахування фактору надійності при динамічному керуванні режимом розподільної мережі. Очікувана величина недовідпущеної електроенергії є поширеним показником, який характеризує надійність електропостачання. У загальному випадку зазначена характеристика визначається таким чином [10]

$$EENS = \omega_0 \sum_{i=1}^N P_i \sum_{j=1}^M L_j \tau_{ij}, \quad (6)$$

де ω_0 – питома (на одиницю довжини) пошкоджуваність ліній; P_i – навантаження i -го вузла лінії; L_j – довжина j -ої ділянки лінії; τ_{ij} – час відновлення електропостачання вузла i лінії у разі виникнення пошкодження на її ділянці j ; N – кількість вузлів у лінії; M – кількість ділянок лінії.

Для оцінки доцільності зміни місця розмикання контуру лінії з точки зору надійності можливо використати індикативний показник на кшталт (1). З цією метою розглянемо контур розподільної лінії, наведений на рис. 3. Водночас будемо вважати, що час відновлення електропостачання для наведеної схеми може набувати значень, пов'язаних або з локалізацією місця пошкодження (τ_n), або з переведенням електропостачання споживачів певних вузлів мережі на інше джерело живлення (τ_n).

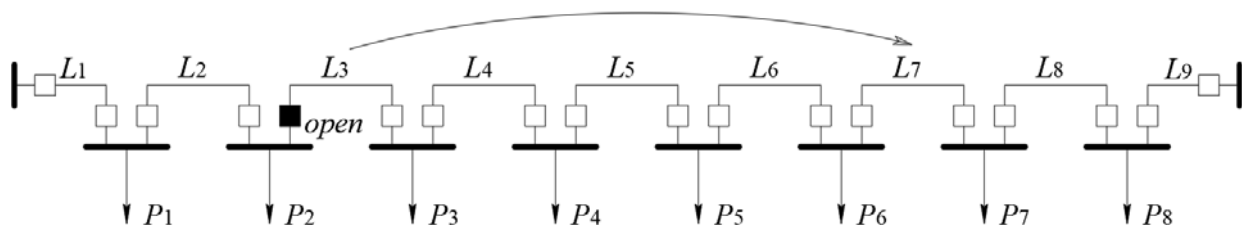


Рис. 3. Контур розподільної мережі

Визначимо очікувану величину недовідпущеної електроенергії (6) окремо для лівої та правої частин контуру за умов, що місце розмикання знаходиться на ділянці L_3

$$\begin{aligned} EENS_{1(3)} &= \omega_0 \left[P_1 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n) + P_2 (L_1 \tau_n + L_2 \tau_n) \right], \\ EENS_{2(3)} &= \omega_0 \left[P_3 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \right. \\ &\quad \oplus P_4 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\quad \oplus P_5 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\quad \oplus P_6 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\quad \oplus P_7 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \oplus \\ &\quad \left. \oplus P_8 (L_4 \tau_n + L_5 \tau_n + L_6 \tau_n + L_7 \tau_n + L_8 \tau_n + L_9 \tau_n) \right]. \quad (7) \end{aligned}$$

Тепер уявимо, що місце розмикання контуру лінії було перенесено на ділянку L_7 . У цьому випадку значення очікуваної величини недовідпущеної енергії відповідно для лівої та правої частин контуру буде дорівнювати

$$\begin{aligned}
EENS_{1(7)} = & \omega_0 \left[P_1 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{л}} + L_3 \tau_{\text{л}} + L_4 \tau_{\text{л}} + L_5 \tau_{\text{л}} + L_6 \tau_{\text{л}}) \oplus \right. \\
& \oplus P_2 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{н}} + L_3 \tau_{\text{л}} + L_4 \tau_{\text{л}} + L_5 \tau_{\text{л}} + L_6 \tau_{\text{л}}) \oplus \\
& \oplus P_3 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{н}} + L_3 \tau_{\text{н}} + L_4 \tau_{\text{л}} + L_5 \tau_{\text{л}} + L_6 \tau_{\text{л}}) \oplus \\
& \oplus P_4 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{н}} + L_3 \tau_{\text{н}} + L_4 \tau_{\text{н}} + L_5 \tau_{\text{л}} + L_6 \tau_{\text{л}}) \oplus \\
& \oplus P_5 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{н}} + L_3 \tau_{\text{н}} + L_4 \tau_{\text{н}} + L_5 \tau_{\text{н}} + L_6 \tau_{\text{л}}) \oplus \\
& \left. \oplus P_6 (L_1 \tau_{\text{н}} + L_2 \tau_{\text{н}} + L_3 \tau_{\text{н}} + L_4 \tau_{\text{н}} + L_5 \tau_{\text{н}} + L_6 \tau_{\text{н}}) \right], \\
EENS_{2(7)} = & \omega_0 \left[P_7 (L_8 \tau_{\text{н}} + L_9 \tau_{\text{н}}) + P_8 (L_8 \tau_{\text{н}} + L_9 \tau_{\text{н}}) \right]. \quad (8)
\end{aligned}$$

Необхідно зазначити, що у цьому випадку можливість пошкодження ділянки мережі, яка не має навантаження, але знаходиться під напругою, не розглядається.

Зміна місця розмикання контуру лінії з ділянки L_3 на ділянку L_7 буде доцільною, якщо виконується наступна умова

$$EENS_{1(3)} + EENS_{2(3)} > EENS_{1(7)} + EENS_{2(7)}, \quad (9)$$

тобто має місце зменшення значення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.

Після відповідних алгебраїчних перетворень (7) та (8), умова (9) може бути надана у наступному вигляді

$$\tau_{\text{н}} M_{\text{нн},\text{I}} - \tau_{\text{л}} M_{\text{нн},\text{II}} > \tau_{\text{л}} (M_{\text{нI}} - M_{\text{нII}}), \quad (10)$$

$$\text{де } M_{\text{нн},\text{I}} = \sum_{i=3}^6 P_i \left(L_{\Sigma} - 2 \sum_{j=1}^i L_j \right); \quad M_{\text{нн},\text{II}} = \sum_{i=3}^6 P_i \left(L_{\Sigma} - L_{\text{II}} + L_{\text{I}} - L^{-} + L^{+} - 2 \sum_{j=1}^i L_j \right);$$

$$M_{\text{нI}} = \sum_{i=1}^2 P_i (L_{\Sigma} - L_{\text{I}} - L_{\text{II}} - L^{-}); \quad M_{\text{нII}} = \sum_{i=7}^8 P_i (L_{\Sigma} - L_{\text{I}} - L_{\text{II}} - L^{+});$$

L^{-} – ділянка лінії, яка буде відключена у результаті зміни місця розмикання контуру (у розглянутому прикладі L_7); L^{+} – ділянка лінії, яка буде включена у результаті зміни місця розмикання контуру (у розглянутому прикладі L_3);

$$L_{\text{I}} = L_1 + L_2; \quad L_{\text{II}} = L_8 + L_9; \quad L_{\Sigma} = L_1 + L_2 + \dots + L_8 + L_9. \quad (11)$$

При здійсненні розрахунків згідно з (10) у якості навантажень вузлів розглядаються їхні середні значення, визначені на інтервалі прогнозування. Враховуючи, що надійність є додатковим критерієм для прийняття рішень, відповідні розрахунки здійснюються у детермінованій формі.

Необхідно підкреслити, що вираз (10) з використанням індикативних показників $M_{\text{нн},\text{I}}$, $M_{\text{нн},\text{II}}$, $M_{\text{нI}}$, $M_{\text{нII}}$, по суті, був отриманий аналогічно тому, як і залежності (1), (2), тобто, шляхом порівняння певних інтегральних характеристик процесу розподілу електричної енергії за різних варіантів розмикання розподільної лінії. Однак на відміну від (1), (2), де у якості значених характеристик розглядалися сумарні втрати потужності, у (10) оцінюється інтегральний показник надійності електропостачання ($EENS$). Як і у попередньому випадку (у разі аналізу рівня втрат потужності), запропоновані в (10) індикативні показники $M_{\text{нн},\text{I}}$, $M_{\text{нн},\text{II}}$, $M_{\text{нI}}$, $M_{\text{нII}}$ (які у певному сенсі є аналогом моменту, оскільки являють собою добуток навантаження на плече) не відбивають кількісно рівень надійності, а лише вказують (якісно) на характер зміни (збільшується/зменшується) значення $EENS$ при спробі зміни за допомогою дистанційно керованих КА місця розмикання контуру розподільної лінії.

У наведеній схемі (рис. 3) джерела розподільної генерації безпосередньо не розглядалися. У дійсності зазначене джерело може бути приєднано до будь-якого вузла лінії і це принциповим чином не впливає на загальний характер наведених залежностей (10), (11), але також необхідно врахувати наступне. Джерела розподільної генерації ефективно підвищують надійність електропостачання лише у випадку, коли вони у разі пошкодження в розподільній лінії мають змогу автоматично підтримати живлення споживачів відповідного вузла навантажень, або у разі, коли в мережі автоматично формується «острівний» режим роботи для

групи вузлів навантаження. У такому випадку у виразах (7)–(9), а відповідно й (10), (11), складові, пов'язані з зазначеними вузлами навантажень, будуть відсутні.

У той же час необхідно зазначити, що наведені міркування мають місце лише за умови, що формування «острівного» режиму здійснюється практично миттєво. Якщо зазначена операція потребує певного часу, то у відповідні розрахунку має бути введена ще одна характеристика часу відновлення електропостачання в усі складові, які мають відношення до вузлів навантаження, що формують організований енергетичний острів.

Таким чином, у випадках, коли невизначеність інформації не дає змоги прийняти обґрунтоване рішення щодо визначення оптимального місця розмикання контуру розподільної мережі з позиції мінімізації втрат електричної енергії, урахування додаткового фактору дозволяє віддати перевагу варіанту, за якого покращується або принаймні не погіршується рівень надійності електропостачання.

Висновки. Навіть відносно обмежена, але адекватна реакція з боку системи розподілу електричної енергії на зміни її режимів, насамперед, пов'язаних з мінливістю роботи інтегрованих до неї локальних ВДЕ, може дати суттєвий ефект в плані зменшення втрат електричної енергії, покращення якості електропостачання за рахунок відповідної оптимізації розподілу потоків потужності. Зазначену функцію можуть виконувати дистанційно керовані КА.

Запропонований в статті підхід дозволяє класифікувати потенційні місця встановлення дистанційно керованих КА з точки зору їхнього впливу на ефективність керування струмом розподілом з метою мінімізації втрат електричної енергії. Розроблені пропозиції щодо динамічного керування режимами розподільних мереж мають запобігти неефективному використанню комутаційного ресурсу КА, забезпечуючи при цьому максимальне можливе зменшення втрат електричної енергії за підтримки рівня надійності електропостачання в умовах невизначеності інформації, яка особливо проявляється в процесі прогнозування навантажень та вихідної потужності розподілених джерел енергії. Додатковим позитивним ефектом є можливість подальшого розширення використання локальних ВДЕ без їхнього негативного впливу на режими розподільних мереж, що у багатьох випадках без реалізації відповідних заходів може бути обмежувальним фактором.

1. Pab J.-S., Wang H.-J., Nguen T.-Y., Zou F.-M., Chu S.-C. Dynamic reconfiguration of distribution network based on dynamic optimal period division and multi-group flight slime mould algorithm. *Electric Power System Research*. 2022. Vol. 208. No. 107925. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107925>
2. Hachemi A.T., Sadaoui F., Saim A., Ebeed M., Arif S. Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1623–1637. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.050>
3. Popov V., Tkachenko V., Yarmoliuk O., Yatsenko D. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 220. Pp. 319–346. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
4. Яценко Д.В., Попов В.А., Замулко А.І., Ярмолюк О.С., Аданіков О.В. Застосування індикативного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2022. № 6. С. 274–281. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281>
5. Dai Q., Fang X. A simple model to predict solar radiation under clear sky conditions. *Advances in Space Research*. 2014. Vol. 53. No. 8. Pp. 1239–1245. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2014.01.025>
6. Інсоляція: вплив на виробництво електроенергії сонячними панелями. *Solar Garden*. URL: <https://www.solargarden.com.ua/insolyatsiya-vplyv-na-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-sonyachnymy-panelyamy/> (дата звернення 06.02.2025).
7. Про затвердження Правил метеорологічного забезпечення польотів державної авіації України. *Офіційний вебпортал парламенту України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/z126415?utm_source=chatgpt.com#Text (дата звернення 11.02.2025).
8. Chrobak P., Skovajsa J., Zalesak M. Effect of cloudiness on the production of electricity by photovoltaic panels. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 76. Pp. 02010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167602010>
9. Moore R.E. *Interval Analysis* Prentice-Hall. Englewood Cliffs, NJ, 1966. 159 p.
10. Zharkin A., Novskyi V., Popov V., Palachov S. Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 388. Pp. 23–45. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DYNAMIC CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORK MODES

A.F. Zharkin¹, V.A. Popov², O.S. Yarmoliuk², S.O. Palachov¹, V.O. Natalych²¹ – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine² – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukrainee-mail: tig@ukr.net, yarmoliuk.lena@gmail.com

The intensive spread use of not dispatchable renewable energy sources, which are integrated into distribution systems, can create significant problems with ensuring the efficiency and even technical admissibility of their operating modes. The difficulties that arise cannot be eliminated by using existing control methods, which are not able to rationally and adequately respond to changes in the modes of operation caused by the unstable, with difficult-to-predict outputs of local energy sources. In this regard, the article considers the feasibility of using remotely controlled switching devices, which should provide the opportunity to quickly change the topology, and, accordingly, the load flow in certain circuits of distribution networks. The issues of determining the best locations for the remotely controlled switches and the algorithm for their operation, taking into account the limited switching resource and the actual uncertainty of information, are consistently resolved. The feasibility and possibility of involving the factor of reliability of power supply for making more justified decisions regarding the change of the distribution network mode are demonstrated. The results obtained are aimed to reduce of electrical energy losses, taking into account the reliability and efficient use of the switching resource of remotely controlled switches, which thereby allows expanding the implementation of renewable energy sources. Ref. 10, fig. 3, table.

Key words: distribution networks, remotely controlled switching devices, energy losses, reliability of power supply, dynamic control of modes of operation, information uncertainty.

1. Pab J.-S., Wang H.-J., Nguen T.-Y., Zou F.-M., Chu S.-C. Dynamic reconfiguration of distribution network based on dynamic optimal period division and multi-group flight slime mould algorithm. *Electric Power System Research*. 2022. Vol. 208. No. 107925. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107925>
2. Hachemi A.T., Sadaoui F., Saim A., Ebeed M., Arif S. Dynamic operation of distribution grids with the integration of photovoltaic systems and distribution static compensators considering network reconfiguration. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1623–1637. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.07.050>
3. Popov V., Tkachenko V., Yarmoliuk O., Yatsenko D. Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 220. Pp. 319–346. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_14
4. Yatsenko D.V., Popov V.A., Zamulko A.I., Yarmoliuk O.S., Adanikov O.V. 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. *Bulletin of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*. 2022. № 6. C. 274–281. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281> (Ukr)
5. Dai Q., Fang X. A simple model to predict solar radiation under clear sky conditions. *Advances in Space Research*. 2014. Vol. 53. No. 8. Pp. 1239–1245. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asr.2014.01.025>
6. Insolation: impact on electricity production by solar panels. *Solar Garden*. URL: <https://www.solargarden.com.ua/insolyatsiya-vplyv-na-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-sonyachnymy-panelyamy/> (Accessed at 06.02.2025). (Ukr)
7. On approval of the Rules for meteorological support of flights of state aviation of Ukraine. *Official web portal of the Parliament of Ukraine*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/main/z126415?utm_source=chatgpt.com#Text (Accessed at 11.02.2025). (Ukr)
8. Chrobak P., Skovajsa J., Zalesak M. Effect of cloudiness on the production of electricity by photovoltaic panels. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 76. Pp. 02010. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167602010>
9. Moore R.E. Interval Analysis Prentice-Hall. Englewood Cliffs, NJ, 1966. 159 p.
10. Zharkin A., Novskyi V., Popov V., Palachov S. Improving the Reliability and Power Quality in Distribution Networks with Sources of Dispersed Generation. *Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control* book series. Switzerland: Springer Cham, 2022. Vol. 388. Pp. 23–45. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_2

Надійшла: 16.07.2025

Прийнята: 19.08.2025

Submitted: 16.07.2025

Accepted: 19.08.2025