

М. Й. Бурбело<sup>1</sup>  
Ю. В. Лобода<sup>1</sup>  
Р. О. Слободян<sup>1</sup>  
А. Р. Слободян<sup>2</sup>

## МАТРИЧНИЙ МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ РОЗГАЛУЖЕНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

<sup>1</sup>Вінницький національний технічний університет;

<sup>2</sup>Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

*Надійність розподільчих електричних мереж напругою 10 кВ через значну протяжність та радіальну схему побудови є суттєво низькою. Відповідно до Постанови НКРЕКП № 1175 від 05.10.2018 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» передбачено довгострокові цілі досягнення показників індексу середньої тривалості довгих перерв (SAIDI) 150 хв для міських територій й 300 хв для сільської місцевості та постанови НКРЕКП № 1550 від 12.08.2020 «Порядок забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання», яка регламентує стандарт якості електропостачання і регулює компенсацію споживачеві за недотримання цих стандартів.*

*Для підвищення надійності електропостачання використовують реклоузери, для зменшення кількості знеструмлених споживачів у разі коротких замикань шляхом секціонування повітряної лінії електропередач та можливості резервування її з іншої підстанції, і встановлення індикаторів короткого замикання, які значно зменшують тривалість пошуку пошкодження. Актуальним питанням є вибір місць встановлення реклоузерів, що забезпечить найбільший ефект поліпшення показників надійності електропостачання.*

*Запропоновано матричний метод визначення показників надійності розподільних електричних мереж, що дає змогу спростити розрахунок та частково автоматизувати визначення місць встановлення реклоузерів. В основу методу покладено використання матриці шляхів (коефіцієнтів струмозрозподілу). Метод дозволяє врахувати належність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності. Можливість застосування методу перевірено на лінії Ф-11 Хмельницького РЕМ загальною довжиною 44,68 км (довжина магістралі 22,15 км). Показано доцільність розбиття лінії на три секції з установленням двох секціонувальних реклоузерів та одного реклоузера для резервування від сусідньої лінії. Задане значення показника SAIDI (300 хв) досягається після встановлення додатково шести індикаторів КЗ.*

**Ключові слова:** електричні мережі, надійність, секціонування реклоузерами.

### Вступ

Надійність електропостачання споживачів в Україні, згідно з діючими постановами НКРЕКП, оцінюється такими показниками:

- а) індекс середньої частоти довгих перерв (далі — SAIFI);
- б) індекс середньої тривалості довгих перерв (SAIDI);
- в) індекс середньої частоти коротких перерв (MAIFI);
- г) розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Показник SAIDI в цілому по Україні склав за 2019 рік 478 хвилин для планових відключень, 683 хвилини — для непланових. У сільській місцевості індекс SAIDI нерідко перевищує 1000 хвилин. Для порівняння, індекс SAIDI в країнах ЄС за 2019 рік склав 160 хвилин для планових відключень і 102 хвилини — для аварійних. Серед кращих світових прикладів можна відмітити Південну Ко-

рею, де рівень *SAIDI* складає вже близько 9 хвилин.

Причини такого різного контрасту українських реалій з кращими світовими орієнтирами — не тільки і навіть не стільки у зношеності електричних мереж. Головна причина — надзвичайно низький рівень автоматизації і ручне управління мережами. Особливо це дається взнаки у сільській місцевості. На сьогодні рівень автоматизації електричних мереж вкрай низький. Частково автоматизовані лише частина підстанцій 35 кВ і вище, а рівень автоматизації розподільних електромереж взагалі мінімальний. Диспетчерські електромереж організовані як типові «ручне управління» з мінімальними вкрапленнями автоматизації.

Особливо це дається взнаки у сільській місцевості. Наприклад, декілька сіл заживлені від лінії 10 кВ, яка відходить від підстанції 35/10 кВ без чергового персоналу, не телемеханізована, і довжина цієї лінії нерідко сягає 30...40 км. У випадку аварійного вимкнення цієї лінії, знеструмлені споживачі повідомляють по телефону оператору системи розподілу (ОСР), диспетчер ОСР направляє найближчу вільну бригаду електромонтерів виконати обхід пошкодженої лінії 10 кВ, здійснити необхідні перемикання для заживлення споживачів від інших ліній. Це все може тривати не одну годину, буває і понад 10 годин. До того ж, майже всі зв'язки між лініями 10 кВ виконані лінійними роз'єднувачами, якими неможливо оперувати під напругою. Тобто, для того, щоби переживити споживачів від іншої лінії 10 кВ, необхідно її також знеструмити на час проведення перемикань, протягом якого споживачі цієї лінії теж залишаються без напруги. Враховуючи жорсткі вимоги правил безпеки на такому морально застарілому обладнанні, процедура перемикань становить істотний час.

У зв'язку з цим виникає задача підвищення надійності сільських електричних мереж, передумовою успішного розв'язання якої є розробка методів та алгоритмів оцінювання надійності та оптимального розміщення засобів автоматизації в розгалужених розподільних електричних мережах.

### Аналіз останніх досліджень та публікацій

В останні роки визначенню показників надійності розподільних електричних мереж приділяється надзвичайно велика увага [1]—[9].

Для оцінювання надійності споживачів окремих ліній без секціонування визначення показників *SAIFI*, *SAIDI* та *ENS* здійснюється за такими формулами [3]:

$$SAIFI = 0,01\omega_{0л}L + \omega_{т}N_{т}; \quad (1)$$

$$SAIDI = 0,01\omega_{0л}t_{в.л}L + \omega_{т}t_{в.т}N_{т}; \quad (2)$$

$$ENS = 0,01\omega_{0л}t_{в.л}LP_{с\Sigma} + \omega_{т}t_{в.т}N_{т}P_{сТ}, \quad (3)$$

де  $\omega_{0л}$  — питома частота пошкоджень ПЛ 10 кВ (1/на 100 км в рік);  $t_{в.л}$  — середній час відновлення одного стійкого пошкодження лінії (год.);  $L$  — довжина ділянки лінії (км);  $\omega_{т}$  — частота пошкоджень трансформаторів напругою 10 кВ;  $t_{в.т}$  — середній час відновлення живлення споживачів після пошкодження трансформатора;  $N_{т}$  — кількість розподільних трансформаторів, приєднаних до лінії;  $P_{с\Sigma}$  — середня річна активна потужність навантаження лінії;  $P_{сТ}$  — середньорічна активна потужність навантаження одного трансформатора.

Другий доданок є постійним складником і він може бути врахований додатково. Тому оптимальна кількість комутаційних апаратів визначається на основі аналізу надійності ліній електропередачі.

У разі секціонування повітряної лінії 10 кВ з використанням реклоузера та встановлення додаткового реклоузера для резервування від сусідньої лінії за наявності АВР, показники надійності будуть такі [3]:

$$SAIFI = 0,01\omega_{0л}L_1 \frac{N_1}{N} + 0,01\omega_{0л}L_2 \frac{N_2}{N}; \quad (4)$$

$$SAIDI = 0,01\omega_{0л}t_{в.л}L_1 \frac{N_1}{N} + 0,01\omega_{0л}t_{в.л}L_2 \frac{N_2}{N}; \quad (5)$$

$$ENS = 0,01\omega_{0л}t_{в.л}L_1P_{с1} + 0,01\omega_{0л}t_{в.л}L_2P_{с2}. \quad (6)$$

У разі встановлення індикаторів пошуку пошкоджень секціонованої реклоузером лінії з живленням від сусідньої лінії за наявності АВР

$$SAIDI = \frac{0,01\omega_{0л}t_{в.л}}{N} \left( L_1 \frac{N_1}{\gamma m_1 + 1} + L_2 \frac{N_2}{\gamma m_2 + 1} \right), \quad (7)$$

де  $m_1, m_2$  — кількість індикаторів КЗ, відповідно, на першій і другій ділянках лінії;  $\gamma$  — вірогідність визначення пошкоджень на контрольованій ділянці індикаторами КЗ.

Водночас, певні складнощі виникають у зв'язку з тим, що лінії містять багато відгалужень різної довжини [10], [11]. Розташування відгалужень досить важко врахувати для ПЛ, що мають 200, ..., 300 вузлів навантажень з довільною нумерацією віток та вузлів.

*Постановка завдання:* запропонувати матричні математичні вирази для визначення надійності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ.

### Виклад основного матеріалу

Вихідними даними для розрахунку надійності окремих ліній (фідерів) розподільних електричних мереж напругою 10 кВ є перша матриця з'єднань (інциденцій), вектори довжин, кількості споживачів та середніх потужностей навантажень, що записані відносно окремих ділянок лінії та вузлів навантажень.

На першому етапі розраховують матрицю коефіцієнтів струморозподілу (матрицю шляхів). Оскільки перша матриця з'єднань (інциденцій) для розімкненої мережі — квадратна, то матрицю коефіцієнтів струморозподілу (шляхів) можна знайти за формулою:

$$C = -M^{-1}. \quad (8)$$

За допомогою матриці шляхів визначаються вектори

$$L_p = C \cdot L; \quad N_p = C \cdot N; \quad P_p = C \cdot P, \quad (9)$$

які характеризують кумулятивні (від споживачів) довжини, кількість споживачів та потужності навантажень для кожної окремої ділянки лінії. Перші елементи цих векторів характеризують сумарні значення довжин, кількості споживачів та активної потужності навантажень ПЛ (ці величини є характерними для першої ділянки ПЛ), другі елементи цих векторів характерні для другої ділянки ПЛ і т. д.

В подальшому визначають вектори довжин магістралі  $L_m$  та відгалужень  $L_v$ , а також кумулятивних значень довжин магістралі  $L_{pm}$  та відгалужень  $L_{pv}$  на кожній окремій ділянці лінії.

Тривалість відновлення  $t_{в.л}$  залежить від довжини лінії та інших факторів. Наприклад, тривалість відновлення  $t_{в.л}$  може залежати від часу доїзду  $t_d$  до початку лінії, тривалості ремонту  $t_p$  і тривалості пошуку пошкодження  $\Delta t \cdot L_{pp}$

$$t_{в.л} = t_d + t_p + \Delta t \cdot L_{pp}, \quad (10)$$

де  $\Delta t$  — час пересування ОВБ вздовж лінії довжиною 1 км;  $L_{pp}$  — приведена довжина лінії. Оскільки під час пошуку пошкодження на відгалуженнях, зазвичай, доводиться повертатися за відсутності пошкодження на відгалуженні, то довжину відгалуження слід враховувати з коефіцієнтом два, а приведена довжина лінії становитиме  $L_{pp} = L_{pm} + 2L_{pv}$ .

У такому разі вектор приведених довжин ліній, який використовується для визначення тривалості відновлення пошкодження, визначають за формулою

$$L_{pp} = L_{pm} + 2L_{pv}. \quad (11)$$

Розглянемо застосування розробленого методу на прикладі ПЛ Ф-11 ( $L_{pm} = 22,15$  км;  $L_{pv} = 22,53$  км) Хмельницького РЕМ (рис.).



Таблиця 1

Розрахункові значення SAIDI та ENS для вихідної схеми ПЛ Ф-11

ПЛ Ф-11	Без поділу лінії	3 поділом лінії навпіл	3 поділом лінії на 4 частини
SAIDI, хв.	3776	2167	1413
ENS, кВт·год	27110	15550	10140

Показник SAIDI для вихідної схеми ПЛ визначається за формулою

$$SAIDI = 0,001\omega L_{p1}t_{в.л}(k_{под}, L_{pp1}). \quad (12)$$

Кількість недовідпущеної споживачам електроенергії ENS для вихідної схеми ПЛ визначається за формулою

$$ENS = 0,001\omega L_{p1}t_{в.л}(k_{под}, L_{pp1})P_{p1}/60. \quad (13)$$

Частоту відмов ПЛ 10 кВ взято рівною  $\omega = 7,64$  1/(рік на 100 км), а середню тривалість відновлення ПЛ довжиною 12 км — рівною  $t_{в.л} = 5$  год [12]. Для врахування різної довжини ПЛ тривалість відновлення  $t_{в.л}$  ПЛ різної довжини пропонується визначати за формулою

$$t_{в.л} = t_d + t_{рем} + t_{под} + \frac{\Delta t_{пош} L_{pp1}}{k_{под} + 1}, \quad (14)$$

де  $t_d$  — час, необхідний для доїзду оперативно-виїзної бригади до початку ПЛ;  $t_{рем}$  — час, необхідний для ремонту ПЛ;  $t_{под}$  — час, необхідний для поділу ПЛ;  $\Delta t_{пош}$  — час пошуку пошкодження на ділянці ПЛ довжиною 1 км;  $L_{pp1}$  — повна приведена довжина ПЛ;  $k_{под}$  — кількість поділів ПЛ навпіл.

Як випливає з табл. 1, навіть у разі поділу лінії на 4 частини ( $k_{под} = 2$ ) і використання двох повторних увімкнень надійність є недостатньою (для сільських мереж показник SAIDI не повинен перевищувати 300 хв).

В табл. 2 подані результати розрахунків SAIDI та ENS у разі встановлення реклоузерів для секціонування ПЛ Ф-11 за наявності АВР від сусідньої ПЛ. Тут також наведені SAIDI та ENS у разі встановлення індикаторів КЗ (вірогідність  $\gamma$  визначення пошкоджень на контрольованій ділянці індикаторами КЗ взято  $\gamma = 0,75$ ).

Таблиця 2

Розрахункові значення SAIDI та ENS для секціонованої реклоузерами ПЛ Ф-11

ПЛ Ф-11	2 секції	2 секції та 2 індикатори	3 секції	3 секції та 3 індикатори	3 секції та 6 індикаторів
SAIDI, хв.	966	624	500	336	270
ENS, кВт·год	6456	4187	3604	2422	1950

Показник SAIDI для секціонованої одним реклоузером (2 секції) ПЛ з її резервуванням, яке здійснюється шляхом увімкнення другої секції до сусідньої ПЛ, визначається за формулою

$$SAIDI_k = 0,001\omega \left[ L_{pk}t_{в.л}(0, L_{ppk}) \right] \frac{N_{pk}}{N_{p1}} + 0,001\omega \left[ (L_{p1} - L_{pk})t_{в.л}(0, (L_{pp1} - L_{ppk})) \right] \frac{N_{p1} - N_{pk}}{N_{p1}}, \quad (15)$$

де  $k$  — вузол встановлення реклоузера для секціонування.

Показник SAIDI для секціонованої двома реклоузерами (3 секції) ПЛ з її резервуванням, яке здійснюється шляхом увімкнення третьої секції до сусідньої ПЛ, визначається за формулою

$$SAIDI_{r,s} = 0,001\omega \left[ L_{pr}t_{в.л}(0, L_{ppr}) \right] \frac{N_{pr}}{N_{p1}} + 0,001\omega \left[ (L_{ps} - L_{pr})t_{в.л}(0, (L_{pps} - L_{ppr})) \right] \frac{N_{ps} - N_{pr}}{N_{p1}} + 0,001\omega \left[ (L_{p1} - L_{ps})t_{в.л}(0, (L_{pp1} - L_{pps})) \right] \frac{N_{p1} - N_{ps}}{N_{p1}}, \quad (16)$$

де  $r, s$  — вузли встановлення двох реклоузерів для секціонування.

Розміщення реклоузерів на схемі (див. рис.) такі: варіант 2) реклоузери: лінійний 1 на вітті 33—36, АВР на вітті 70—69 (ЛР115); варіант 3) реклоузери: лінійний 1 на вітті 17—18 (ЛР50), лінійний 2 на вітті 48—50, АВР на вітті 70—69 (ЛР115).

Як випливає з табл. 2, у разі використання одного реклоузера для секціонування і одного — для забезпечення резервування надійність ПЛ Ф-11 буде недостатньою. У разі використання двох реклоузерів для секціонування і одного для забезпечення резервування показники *SAIDI* та *ENS* істотно зменшуються. Для досягнення достатнього рівня надійності необхідним є встановлення шести індикаторів КЗ.

## Висновки

Розрахунок надійності розгалужених ПЛ на сьогодні не має достатньо ефективного математичного забезпечення. Запропоновано матричний метод аналізу надійності, в основу якого покладено використання матриці шляхів. Метод дозволяє врахувати належність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель, и Г. Адлер, *Надежность систем электроснабжения*. Киев: Вища шк. Голов. изд-во, 1984.
- [2] И. А. Будзко, и М. С. Левин, *Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов*. Москва: Агропромиздат, 1985.
- [3] Р. Биллингтон, и Р. Аллан, *Оценка надежности электроэнергетических систем*. Москва: Энергоатомиздат, 1988.
- [4] Р. А. Буйный, А. В. Гай, А. Ю. Сорокин, и В. В. Тисленко, «Новые подходы к учету надежности электроснабжения потребителей в рыночных условиях.» *Техническая электродинамика*, № 5, с. 85-88, 2002.
- [5] В. В. Козирський, і О. В. Гай, *Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання*, моногр. Київ, Україна: Гнозис, 2013.
- [6] С. А. Тимчук, и Н. М. Черемисин, *Синтез оптимальной структуры распределительных электрических сетей при неопределенности исходной информации*, моногр. Харьков, Україна: ООО «В деле», 2016, 270 с.
- [7] С. А. Тимчук, М. А. Сиротенко, и С. Я. Бовчалюк, *Синтез оптимального размещения средств повышения эффективности электроснабжения при неопределенности исходной информации*, моногр. Харьков, Украина: ФЛП Панов А. Н., 2018, 116 с.
- [8] А. М. Абдурахманов, С. В. Глушкин, и А. В. Шунтов, «О характеристиках надежности элементов воздушных электрических сетей 6–10 кВ,» *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*, № 70, с. 81-89, 2019.
- [9] А. М. Абдурахманов, С. В. Глушкин, и А. В. Шунтов, «О секционировании воздушных электрических сетей 6–20 кВ,» *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*, № 70, с. 90-96, 2019.
- [10] В. В. Козирський, О. В. Гай, В. А. Костюк, і П. В. Петров, «Розгалужена магістраль, як елемент розподільної електричної мережі,» *Енергетика та електрифікація*, № 10, с. 31-33, 2013.
- [11] В. В. Козырский, А. В. Гай, В. А. Костюк, В. Г. Дмитренко, и П. В. Петров, «Анализ подходов к оптимизации количества и мест размещения средств автоматизации и управления в сложных разветвленных распределительных сетях,» *Электрические сети и системы*, № 5, с. 14-19, 2014.
- [12] РД 34.20.574. *Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками*. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://files.stroyinf.ru > Data2](https://files.stroyinf.ru/Data2) .

Рекомендована кафедрою електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 28.04.2022

**Бурбело Михайло Йосипович** — д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, e-mail: burbelomj@gmail.com ;

**Лобода Юрій Васильович** — канд. техн. наук, старший викладач кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, e-mail: lobodaeseem@gmail.com ;

**Слободян Руслан Олександрович** — аспірант кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.

Вінницький національний технічний університет, Вінниця;

**Слободян Анжеліка Русланівна** — студентка факультету електроенергетехніки та автоматики.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

**M. Yo. Burbelo**<sup>1</sup>  
**Yu. V. Loboda**<sup>1</sup>  
**R. O. Slobodian**<sup>1</sup>  
**A. R. Slobodian**<sup>2</sup>

## **Matrix Method for Determination of Indicators of On-Activity of Branched Distribution Electrical Networks**

<sup>1</sup>Vinnytsia National Technical University;

<sup>2</sup>National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

*The reliability of 10 kV electrical distribution networks due to the considerable length and radial construction scheme is significantly low. According to the Resolution of the National Commission for Regulation of Public Utilities № 1175 of 05.10.2018 "On Approval of the Procedure for Establishing (Forming) Tariffs for Electricity Distribution Services" there are long-term goals of achieving SAIDI indicators of 150 minutes for urban areas and 300 minutes for rural areas and Resolution of the National Commission for Regulation of Economic Competition № 1550 of 12.08.2020 "Procedure for ensuring quality standards of electricity supply and providing compensation to consumers for non-compliance" which regulates the quality standard of electricity supply and regulates compensation to consumers for non-compliance with these standards.*

*Reclosers are used to increase the reliability of electricity supply, to reduce the number of de-energized consumers in case of short circuits by sectioning the overhead power line and the possibility of reserving it from another substation and to install short circuit indicators that significantly reduce the duration of damage. The topical issue is the choice of places to install reclosers, which will provide the greatest effect of improving the reliability of electricity supply.*

*This article proposes a matrix method for determining the reliability of electrical distribution networks, which simplifies the calculation and partially automates the determination of the location of reclosers. The method is based on the use of a path matrix (transfer current ratio). The method allows to consider the affiliation of detached segments of overhead power line to the trunk and branches, according to their differentiated impact on reliability. The method applicability was tested on the power distribution line "F-11 of Khmelnytskyi REM" with an overall long of 44.68 km (the length of the main trunk line is 22.15 km). The expediency of dividing the line into three sections with the installation of two sectional reclosers, and one more recloser used for redundancy from the adjacent line is shown. Preset value of the SAIDI indicator (300 min.) is reached after setting additional six short-circuit indicators.*

**Keywords:** electrical networks, reliability, sectioning reclosers.

**Burbelo Mykhailo Yo.** — Dr. Sc. (Eng.), Professor of Chair of Electrical Systems of Power and Energy Management, e-mail: burbelomj@gmail.com ;

**Loboda Yuri V.** — Cand. Sc. (Eng.), Senior Lecturer of the Chair of Electrical Systems of Power and Energy Management, e-mail: lobodaeseem@gmail.com ;

**Slobodian Ruslan O.** — Post-Graduate Student of Chair of Electrical Systems of Power and Energy Management, e-mail: ruslan.slobodyan@gmail.com ;

**Slobodian Anzhelika R.** — Student of the Department of Electrical Engineering and Automation, e-mail: anslobodyan@gmail.com