

Інформаційні та телекомунікаційні системи та технології, захист інформації

УДК 621.317

DOI: [10.20535/2312-1807.2017.22.1.76577](https://doi.org/10.20535/2312-1807.2017.22.1.76577)**Блінов І. В.**, к.т.н., OrcID [0000-0001-8010-5301](https://orcid.org/0000-0001-8010-5301)e-mail: igorblinov@mail.ru**Парус Є. В.**, к.т.н., OrcID [0000-0001-9087-3902](https://orcid.org/0000-0001-9087-3902)e-mail: paruseugene@gmail.com**Танкевич С. Є.**, к.т.н. OrcID [0000-0001-5655-6102](https://orcid.org/0000-0001-5655-6102)e-mail: tankevych.s@gmail.com

Інститут електродинаміки Національної академії наук України

ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ВСТАНОВЛЕННЯ ІНДИКАТОРІВ ПОШКОДЖЕНЬ ДЛЯ МОНІТОРИНГУ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Статтю присвячено аналізу функції втрат при рішенні задачі вибору оптимальної кількості індикаторів пошкоджень та місць їх встановлення для моніторингу відгалуженнях розподільних електричних мереж. Здійснено аналіз властивостей функції вигоди від використання індикаторів пошкоджень. Наведено метод та алгоритм пошуку оптимального рішення з лінійним рівнем комбінаторної складності.

Бібл. 9, рис. 2.

Ключові слова: розподільні електричні мережі; моніторинг аварійних станів; індикатори пошкоджень.

Вступ. Сьогодні одним із важливих напрямків розвитку електроенергетичної галузі як в світі, так і в Україні є удосконалення та побудова електроенергетичних мереж та систем згідно з концепцією Smart Grid [1]. Основна ідея таких систем — це надійне, енергоефективне та якісне енергопостачання, що ґрунтується на підвищенні спостережуваності електричних мереж, зростанні ролі керування як провідного фактору інноваційного розвитку електроенергетики і побудові високопродуктивної інформаційно-обчислювальної інфраструктури. Однією із задач розвитку електричних мереж за цим напрямком є підвищення рівня спостережуваності електричних мереж для розв'язання задачі швидкого і точного визначення місця пошкодження радіальних ліній електропередачі (ЛЕП). Ефективне розв'язання цієї задачі дає значний економічний ефект, обумовлений скороченням перерв у електропостачанні, зменшенням транспортних витрат на обхід ЛЕП, мінімізацією загального часу організації ремонтно-відновлюваних робіт.

Одним із напрямків підвищення ефективності пошуку місця пошкодження та рівня спостережуваності електричних мереж в цілому є встановлення індикаторів пошкоджень (ІП)

ЛЕП – засобів, що набувають дедалі більшого розповсюдження в електричних мережах європейських країн і дозволяють виконувати візуальну індикацію пошкодженої ділянки лінії [2]. Такі пристрої використовуються для визначення міжфазних коротких замикань та однофазних замикань на землю, виявлення стійких та нестійких пошкоджень, в залежності від типу нейтралі у розподільчих мережах напругою 6-10 кВ, 35 кВ та 110-150 кВ. Дослідження щодо ефективності роботи ІП у розподільчих мережах та щодо можливості їх використання з метою моніторингу стану електричних мереж поширені за кордоном [3 - 5], однак використання таких пристроїв у розподільчих електричних мережах України потребує урахування особливостей українських електричних мереж, технічних особливостей ІП, а також аналізу економічної ефективності їх застосування. Це в свою чергу обумовлює необхідність розробки відповідних методів та розрахункових моделей щодо визначення оптимальної кількості та місць встановлення ІП, а також розробки оптимальних стратегій пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП на основі отриманої від ІП, в тому числі і з використанням сучасних інформаційних технологій.



Метою статті є висвітлення основних положень адаптованого до особливостей розподільних електричних мереж України методу вибору оптимальної кількості індикаторів пошкоджень та оптимальних місць їх встановлення для контролю аварійних станів на відгалуженнях ЛЕП.

Метод вибору оптимальних місць встановлення індикаторів пошкоджень. Вибір оптимальної кількості ІП та місць їх встановлення на ЛЕП є NP-важкою задачею комбінаторної оптимізації, для якої відсутні ефективні алгоритми розв'язання [6]. Проблема комбінаторності в цій задачі вирішується шляхом використання евристичних алгоритмів, наприклад, із використанням імунного алгоритму [7]. Іншим шляхом вирішення проблеми комбінаторної складності є розбиття комплексної задачі на кілька підзадач, для яких існують ефективні алгоритми їх розв'язання. Так, зазначена задача може бути розділена на наступні складові: оптимізація кількості ІП та місць їх встановлення; вибір оптимального маршруту огляду ЛЕП для пошуку місця аварії. Зазначимо, що задача пошуку оптимального маршруту огляду ЛЕП може бути формалізована та розв'язана із використанням детермінованих алгоритмів [8] та в межах цієї публікації не розглядається.

Розглянемо підхід до розв'язання задачі вибору оптимальних місць встановлення ІП, враховуючи те, що в основу методу оцінки ефективності використання ІП в радіальних електричних мережах закладено порівняння втрат, що виникають за час пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП в мережі з ІП та в мережі без ІП. При розробці методу розв'язання поставленої задачі виконано виключно аналіз втрат енергопостачальної компанії, що виникають внаслідок недопостачання електроенергії за час, необхідний на пошук місця аварії:

$$VG_{i(p)}(K_{IP}, m_{i_j}) - B_{i(p)}(K_{IP}) \rightarrow \max,$$

де: $VG_{i(p)}(K_{IP}, m_{i_j})$ – зведена до одного року вигода від встановлення та використання ІП, як функція від кількості ІП та місць їх встановлення; $B_{i(p)}(K_{IP})$ – приведені до одного року експлуатації витрати на ІП, встановлені на розподільній лінії, як функція від кількості цих індикаторів.

Спрощена оцінка витрат на встановлення та обслуговування ІП (без урахування різниці у витратах, обумовленої місцем встановлення ІП на ЛЕП) здійснюється за формулою:

$$B(K_{IP}) = \left(\frac{B_{KM}^{1i}}{T_E} + B_{\omega o}^{1i} \right) \times K_{IP},$$

де: B_{KM}^{1i} – витрати на купівлю та монтаж одного ІП; $B_{\omega o}^{1i}$ – щорічні витрати на обслуговування одного ІП; T_E – нормативний строк служби ІП; K_{IP} – кількість ІП, встановлених на лінії.

При оцінці ефекту від використання ІП по критерію втрат від недопостачання електроенергії за час пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП значення вигоди розраховується за формулою:

$$VG(K_{IP}, m_{i_j}) = D_{ЛЕП}^{(bi)}(t_{пош}^{(bi)}) - D_{ЛЕП}^{(zi)}(t_{пош}^{(zi)}),$$

де: $t_{пош}^{(bi)}$, $t_{пош}^{(zi)}$ – час пошуку місця аварії відповідно в мережі без ІП та з ІП; $D_{ЛЕП}^{(bi)}(t_{пош}^{(bi)})$, $D_{ЛЕП}^{(zi)}(t_{пош}^{(zi)})$ – приведені до розрахункового періоду в один рік сумарні втрати від недопостачання електроенергії для ЛЕП відповідно без ІП та з ІП як функції від часу пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП [9].

В свою чергу, час пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП залежить від обраного маршруту огляду розподільної лінії. Позначимо мінімальні втрати від недопостачання електроенергії в мережі без ІП та з ІП як функції від обраного маршруту огляду $m_{пош}$: $\min(D_{ЛЕП}^{(bi)}(m_{пош}))$ і $\min(D_{ЛЕП}^{(zi)}(m_{пош}))$. Дослідження показали, що найменші втрати виникають за повної спостережуваності відгалужень ЛЕП $\min(D_{ЛЕП}^{(pc)}(m_{пош}))$, тобто за такої кількості ІП у вузлі, коли сигнали від цих ІП дозволяють однозначно визначити відгалуження, на якому сталася аварія. Тоді економічно обґрунтована кількість ІП для розподільної ЛЕП може бути розрахована за формулою:

$$K_{ек} = \frac{\min(D_{ЛЕП}^{(bi)}(m_{пош})) - \min(D_{ЛЕП}^{(pc)}(m_{пош}))}{\left(\frac{B_{KM}^{1i}}{T_E} + B_{\omega o}^{1i} \right)}. \quad (1)$$

Таким чином, для визначення економічно доцільної кількості ІП в ЛЕП розв'язується задача вибору маршруту огляду ЛЕП, за якого забезпечуються мінімальні втрати, для розподільної мережі без ІП та для розподільної мережі, в якій ІП забезпечують повну спостережуваність аварійних станів по відгалуженням. Різниця в чисельнику (1) фактично відображає максимально можливу економічну вигоду, що може бути

досягнута. Позначимо кількість ІП, якою забезпечується повна спостережуваність, як $K_{ПС}$. Якщо за результатами розрахунків по (1) отримуємо відношення $K_{ЕК} \geq K_{ПС}$, то для даної ЛЕП економічно вигідно забезпечити повну спостережуваність аварійних станів по відгалуженням. Якщо $K_{ЕК} < 1$, то встановлювати ІП на даній ЛЕП неефективно.

Розглянемо детальніше випадок, коли за розрахунками по формулі (1) маємо відношення

$K_{ЕК} \leq K_{ПС}$. Позначимо мінімальні втрати по ЛЕП від недопостачання електроенергії із ІП як функцію від кількості ІП: $\min(D_{ЛЕП}^{(zi)}(m_{повн}, K_{ІП}))$.

Така функція матиме ступінчатий графік (рис. 1) і набуватиме мінімального значення при кількості ІП, що забезпечують повну спостережуваність аварійних станів ЛЕП по відгалуженням. Подальше збільшення ІП вже не призводитиме до зменшення втрат.

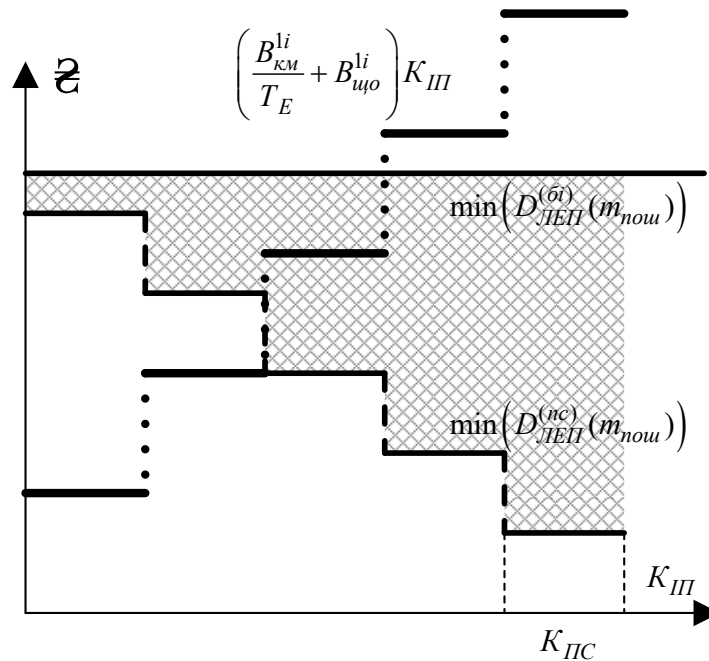


Рис. 1. Графік залежності втрат по ЛЕП від недопостачання електроенергії із ІП від встановленої кількості ІП

Ефективність встановлення ІП оцінюється як відношення вигоди, що забезпечується використанням ІП,

$$\min(D_{ЛЕП}^{(бі)}(m_{повн})) - \min(D_{ЛЕП}^{(пс)}(m_{повн}))$$

(значення якої відображено заштрихованою областю на (рис.1) до вартості цих ІП

$$K_{еф}(K_{ІП}) = \frac{\min(D_{ЛЕП}^{(бі)}(m_{повн})) - \min(D_{ЛЕП}^{(пс)}(m_{повн}))}{\left(\frac{B_{км}^{1i}}{T_E} + B_{щозо}^{1i}\right) \cdot K_{ІП}} \tag{2}$$

При $K_{еф}(K_{ПС}) \geq 1$ встановлення ІП на ЛЕП є економічно вигідним. І навпаки, $K_{еф}(K_{ПС}) < 1$ свідчить про неефективність встановлення ІП. Нехай для досліджуваної ЛЕП існують економічно ефективні варіанти встановлення ІП, проте

$\left(\frac{B_{км}^{1i}}{T_E} + B_{щозо}^{1i}\right) K_{ІП}$. Означимо критерій, що відображає ефективність прийнятого рішення щодо використання ІП, як величину, що розраховується за формулою:

бражає ефективність прийнятого рішення щодо використання ІП, як величину, що розраховується за формулою:

забезпечення повної спостережуваності аварійних станів по відгалуженням ЛЕП є недоцільним. Тоді ефективність використання ІП, як функція від кількості ІП, матиме графік, відображений на рис. 2.

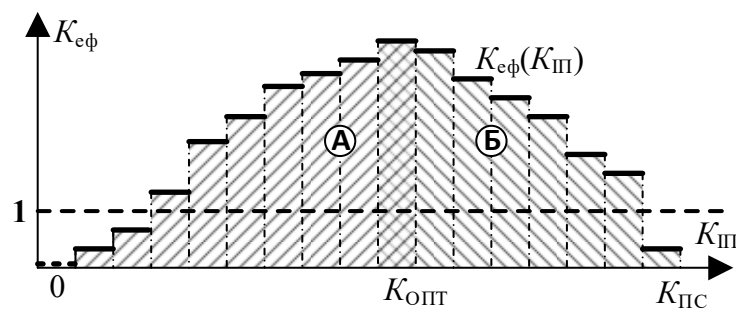


Рис. 2. Графік ефективності використання ІП

Для графіку ефективності, відображеного на рис. 2, виділяються дві області:

- область зростання ефективності, коли зі збільшенням кількості встановлених на ЛЕП ІП економічний ефект зростає (область А на рис. 2);
- область зменшення ефективності, коли зі збільшенням кількості встановлених на ЛЕП ІП економічний ефект зменшується (область Б на рис. 2).

В залежності від структури ЛЕП, екстремум функції може знаходитись вище межі 1 (область економічно ефективних рішень), або мати значення нижче 1 (відсутність економічно ефективних розв'язків для ЛЕП). Крім того, в залежності від особливостей структури ЛЕП, графік ефективності $K_{эф}(K_{ІП})$ на області визначення $K_{ІП} = (0..K_{ПС})$ може містити тільки область зростання, або тільки область спадання. З огляду на дискретний характер задачі, практично неможливо апріорі оцінити оптимальну кількість ІП $K_{опт}$, за якої ефективність набуває максимально можливого для даної ЛЕП значення. Тому пошук екстремуму функції $K_{эф}(K_{ІП})$ здійснюється ітераційно. Розглянемо правила оцінки результатів моделювання наслідків встановлення різної кількості ІП на ЛЕП.

Нехай повна спостережуваність аварійних станів на відгалуженнях ЛЕП забезпечується встановленням $K_{ПС}$ індикаторів зі значенням ефективності $K_{эф}(K_{ПС})$. Видалимо один ІП, встановлений на відгалуженні з найменшою вагою, що забезпечує найменшу зміну різниці між втратами в ЛЕП без ІП та ЛЕП з ІП та оцінимо новий варіант встановлення ІП. Якщо $K_{эф}(K_{ПС} - 1) < K_{эф}(K_{ПС})$, то рішення знаходяться в області зростання функції $K_{эф}(K_{ІП})$.

В цьому випадку встановлення $K_{ПС}$ індикаторів забезпечує найбільшу ефективність і інші варіанти встановлення ІП на ЛЕП будуть гірші з економічної точки зору.

Ситуація, коли:

$$K_{эф}(K_{ПС} - 1) = K_{эф}(K_{ПС}),$$

може виникнути як наслідок дискретного характеру задачі. При порівнянні двох останніх варіантів перевага надаватиметься варіанту з кількістю індикаторів $K_{ПС}$, оскільки при цьому забезпечується вищий рівень спостережуваності аварійних станів на відгалуженнях ЛЕП.

Якщо $K_{эф}(K_{ПС} - 1) > K_{эф}(K_{ПС})$, то рішення знаходяться в області спадання функції $K_{эф}(K_{ІП})$. Тоді, поступово вилучаючи по одному ІП на відгалуженні з найменшою вагою та оцінюючи результати, знайдемо такі варіанти встановлення ІП, за яких

$$K_{эф}(K_{ІП} - 1) > K_{эф}(K_{ІП}).$$

Оптимальним в цьому випадку вважатиметься варіант зі встановленням $K_{ІП}$ індикаторів на ЛЕП.

Наведена послідовність пошуку найбільш ефективного рішення має лінійний характер комбінаторної складності від кількості ребер топологічного графа, і тому поступовий перебір варіантів встановлення індикаторів не є критичним для розв'язання поставленої задачі. Комбінаторну складність процесу можливо зменшити, якщо $K_{ек} < K_{ПС} - 2$. В цьому випадку для пошуку екстремуму функції вилучаються $(K_{ПС} - K_{ек} - 1)$ індикаторів, встановлених на ребрах з найменшою вагою, і лише для отриманої кількості ІП здійснюється оцінка ефективності. Це дозволяє уникнути надлишкової пере-

вірки рішень, які априорі не є екстремумами функції вигоди $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}})$. Крім того, для вилучених варіантів встановлення ІП додатково усувається необхідність розв'язку задачі пошуку оптимального маршруту огляду ЛЕП, яка, в свою чергу, є задачею комбінаторної оптимізації.

Аналіз варіантів встановлення ІП на відгалуженнях ЛЕП дозволяє суттєво скоротити комбінаторну складність задачі вибору оптимальної кількості ІП та місць їх встановлення на відгалуженнях ЛЕП. При такому підході максимальна складність комбінаторного перебору має лінійну залежність від кількості ребер розрахункового топологічного графа, яким відображається структура ЛЕП. Такий рівень комбінаторної складності є прийнятним для аналізу проектних рішень.

Наведемо розроблений алгоритм визначення оптимальної кількості ІП на відгалуженнях ЛЕП та місць їх встановлення.

1. Розраховуються втрати від недопостачання електроенергії за час пошуку аварійної ділянки ЛЕП за розрахунковий період 1 рік для радіальної розподільної лінії без ІП.
2. Здійснюється розстановка ІП на відгалуженнях ЛЕП, яка забезпечує повну спостережуваність аварійних ситуацій на відгалуженнях ЛЕП.
3. Розраховуються втрати від недопостачання електроенергії за час пошуку аварійної ділянки ЛЕП за розрахунковий період 1 рік для отриманої в п.2 конфігурації ЛЕП.
4. По формулі (1) розраховується економічно обґрунтована кількість ІП.
5. Якщо $K_{\text{ек}} < 1$, то встановлювати ІП на ЛЕП економічно недоцільно. В цьому випадку аналіз продовжується лише коли наявність економічного прибутку не є визначальним критерієм.
6. Зі схеми ЛЕП вилучаються $(K_{\text{ЛС}} - K_{\text{ек}} - 1)$ ІП, встановлених на ребрах з мінімальним значенням ваги. Отримана кількість ІП $K_{\text{ІП}}^{(k)} = K_{\text{ек}} + 1$ є початковим значенням для ітераційного процесу, що охоплює пункти 9-11 алгоритму.
7. Для ЛЕП з кількістю ІП $K_{\text{ІП}}^{(k)}$ розраховуємо втрати від недопостачання електроенергії та коефіцієнт ефективності $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}}^{(k)})$.

8. Якщо $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}}^{(k)}) < K_{\text{ЛС}}$, то найбільш ефективним є варіант із встановленням $K_{\text{ЛС}}$ ІП, тобто та кількість ІП, за якої забезпечується повна спостережуваність аварійних станів на відгалуженнях ЛЕП. Процес аналізу на цьому завершується. В протилежному випадку переходимо до пункту 9 послідовності аналізу.
 9. Якщо $K_{\text{ІП}}^{(k)} = 0$, то встановлення ІП на ЛЕП економічно недоцільно і процес аналізу на цьому завершується. В протилежному випадку вилучаємо один ІП, встановлений на відгалуженні з найменшою вагою. В результаті кількість встановлених в ЛЕП ІП матиме значення: $K_{\text{ІП}}^{(k-1)} = K_{\text{ІП}}^{(k)} - 1$.
 10. Для ЛЕП з кількістю ІП $K_{\text{ІП}}^{(k-1)}$ розраховуємо втрати від недопостачання електроенергії та коефіцієнт ефективності $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}}^{(k-1)})$.
 11. Якщо $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}}^{(k-1)}) > K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}}^{(k)})$, то оптимальне рішення не досягнуто, повертаємося до пункту 9 аналізу. В протилежному випадку оптимальним вважається варіант з $K_{\text{ІП}}^{(k)}$ індикаторами і процес аналізу завершується.
 12. Кінець аналізу.
- Узагальнимо основні положення метода визначення оптимальної кількості ІП та місць їх встановлення на відгалуженнях ЛЕП.
1. Здійснюється розрахунок максимально можливої вигоди від використання ІП на відгалуженнях ЛЕП як різниця між значенням втрат за час пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП без використання ІП та значенням втрат за час пошуку пошкодженої ділянки ЛЕП за умови повної спостережуваності аварійних станів на відгалуженнях ЛЕП.
 2. Розраховується економічно обґрунтована кількість ІП на відгалуженнях ЛЕП. Приймається рішення про доцільність використання ІП на ЛЕП. Визначається кількість ІП на відгалуженнях ЛЕП як початкове наближення для оптимізації.
 3. Здійснюється пошук кількості ІП в області визначення $K_{\text{ІП}} = [0, K_{\text{ЛС}}]$, за якої критерій ефективності $K_{\text{еф}}(K_{\text{ІП}})$ набуває максимального значення покроковим ви-

лученням ІП з відгалужень ЛЕП у порядку зростання ваги цих відгалужень.

Висновки. Таким чином, розділення задачі вибору оптимальної кількості ІП та місць їх встановлення на кілька взаємопов'язаних підзадач дозволило усунути проблему комбінаторної складності. За рахунок використання запропонованого в статті методу розв'язання задачі вибору оптимальної кількості ІП на відгалуженнях ЛЕП максимальна комбінаторна

складність поставленої задачі зведена до лінійної залежності, обумовленої кількістю відгалужень ЛЕП, що прийнятно для задач проектування. В свою чергу, це дозволяє врахувати топологічні особливості радіальних електричних мереж при виконанні аналізу та обґрунтуванні ефективності використання індикаторів пошкоджень для розв'язання задачі швидкого і точного визначення місця пошкодження в радіальних електричних мережах.

Надійшла до редакції 29 серпня 2016 р.

Література

1. Стогній Б.С. Интеллектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50. <http://techned.org.ua/article/10-6/st7.pdf>
2. Wesley Fernando Usida, Denis Vinicius Coury, Rogerio Andrade Flauzino, Ivan Nunes da Silva "Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing," IEEE Transactions on power systems, PISCATAWAY, v. 27, n. 4, pp. 1841-1849, NOV 2012. DOI: [10.1109/TPWRS.2012.2190625](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2190625)
3. E. Bjerkan, T. Venseth "Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators," International Conference on Power Systems Transients (IPST'05): Paper № IPST05 –107p., 2005. http://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2005/05IPST107.pdf
4. C. Ho, T. Lee, C. Lin "Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 1, pp. 38–45, 2011. DOI: [10.1109/TPWRS.2010.2048725](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2048725)
5. A. Shahsavari, S. M. Mazhari, A. Fereidunian, H. Lesani "Fault Indicator Deployment in Distribution Systems Considering Available Control and Protection Devices: A Multi-Objective Formulation Approach," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, pp. 2359–2369, 2014. DOI: [10.1109/TPWRS.2014.2303933](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2303933)
6. Fortnow, Lance (2009) "The status of the P versus NP problem" (PDF). Communications of the ACM 52 (9): 78–86. DOI:[10.1145/1562164.1562186](https://doi.org/10.1145/1562164.1562186)
7. Reza Baradaran Hendi, Seyed-Jalal Seyed-Sheneva, Majid Gandomkar "Electrical Distribution System Reliability Improvement by Optimal Placement of Fault Indicators using Immune Algorithm," International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA), Vol. 2, Issue 2, pp.1383-1390, Mar-Apr 2012, ISSN: 2248-9622. <https://pdfs.semanticscholar.org/28c0/6a2a644dc5253f500c404e9128425e337a0a.pdf>.
8. D. L. Applegate, R. M. Bixby, V. Chvátal, W. J. Cook "The Traveling Salesman Problem", ISBN 0-691-12993-2.
9. Бець О.Ю. Спосіб оцінки ефективності встановлення індикаторів пошкоджень на повітряних лініях електропередачі / Бець О.Ю., Блінов І.В., Парус Є.В., Танкевич С.Є. // Праці ІЕД НАНУ. – 2015. – Вип. 42. – С. 32–36.

УДК 621.317

Блінов І. В., к.т.н., OrcID [0000-0001-8010-5301](https://orcid.org/0000-0001-8010-5301)

e-mail: igorblinov@mail.ru

Парус Є. В., к.т.н., OrcID [0000-0001-9087-3902](https://orcid.org/0000-0001-9087-3902)

e-mail: paruseugene@gmail.com

Танкевич С.Є., к.т.н., OrcID [0000-0001-5655-6102](https://orcid.org/0000-0001-5655-6102)

e-mail: tankevych.s@gmail.com

Институт электродинамики Национальной академии наук Украины



ОПТИМИЗАЦИЯ МЕСТ УСТАНОВКИ ИНДИКАТОРОВ ПОВРЕЖДЕНИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Статья посвящена анализу функции потерь при решении задачи выбора оптимального количества индикаторов повреждений и мест их установки для мониторинга на ответвлениях распределительных электрических сетей. Проведен анализ свойств функции выгоды от использования индикаторов повреждений. Приведен метод и алгоритм поиска оптимального решения с линейным уровнем комбинаторной сложности.

Библ. 9, рис. 2.

Ключевые слова: *распределительные электрические сети; мониторинг аварийных состояний; индикаторы повреждений.*

UDC 621.317

Blinov I. V., PhD, OrCID [0000-0001-8010-5301](https://orcid.org/0000-0001-8010-5301)

e-mail: igorblinov@mail.ru

Parus Ie. V., PhD, OrCID [0000-0001-9087-3902](https://orcid.org/0000-0001-9087-3902)

e-mail: paruseugene@gmail.com

Tankevych S. Ie., PhD, OrCID [0000-0001-5655-6102](https://orcid.org/0000-0001-5655-6102)

e-mail: tankevych.s@gmail.com

Institute of electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine

OPTIMIZATION OF FAULT INDICATORS SETTING FOR OVERHEAD POWER LINES MONITORING

The analyze of the loss function in solving the problem of choosing the optimal number of fault indicators and locations of their installation for fault states monitoring in branch of distribution electrical grids are researched. The analysis of the properties of profit function from the use of fault indicators are made. The method and algorithm of finding the optimal solution with linear level of combinatorial complexity are presented.

Reference 9, Figures 2.

Keywords: *distribution electric network; fault states monitoring; fault indicators.*

References

- [1]. B.S. Stognii, O.V. Kyrylenko, S.P. Denysiuk "Intelektualni elektrychni merezhi elektroenergetychnykh system ta ikhnie tekhnolohichne zabezpechennia [Intelligent networks of the power systems and the technological supplements]", *Technichna elektrodynamika*, № 6, pp. 44–50, 2010. <http://techned.org.ua/article/10-6/st7.pdf>
- [2]. Wesley Fernando Usida, Denis Vinicius Coury, Rogerio Andrade Flauzino, Ivan Nunes da Silva "Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing," *IEEE Transactions on power systems*, PISCATAWAY, v. 27, n. 4, pp. 1841-1849, NOV 2012. DOI: [10.1109/TPWRS.2012.2190625](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2190625)
- [3]. E. Bjerkan, T. Venseth "Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators," *International Conference on Power Systems Transients (IPST'05): Paper № IPST05 –107p.*, 2005. http://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2005/05IPST107.pdf
- [4]. C. Ho, T. Lee, C. Lin "Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 38–45, 2011. [10.1109/TPWRS.2010.2048725](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2048725)



- [5]. A. Shahsavari, S. M. Mazhari, A. Fereidunian, H. Lesani "Fault Indicator Deployment in Distribution Systems Considering Available Control and Protection Devices: A Multi-Objective Formulation Approach," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 29, pp. 2359–2369, 2014. DOI: [10.1109/TPWRS.2014.2303933](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2303933)
- [6]. Fortnow, Lance (2009) "The status of the P versus NP problem" (PDF). Communications of the ACM 52 (9): 78–86. DOI: [10.1145/1562164.1562186](https://doi.org/10.1145/1562164.1562186)
- [7]. Reza Baradaran Hendi, Seyed-Jalal Seyed-Sheneva, Majid Gandomkar "Electrical Distribution System Reliability Improvement by Optimal Placement of Fault Indicators using Immune Algorithm," International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA), Vol. 2, Issue 2, pp.1383-1390, Mar-Apr 2012, ISSN: 2248-9622. <https://pdfs.semanticscholar.org/28c0/6a2a644dc5253f500c404e9128425e337a0a.pdf>.
- [8]. D. L. Applegate, R. M. Bixby, V. Chvátal, W. J. Cook "The Traveling Salesman Problem", ISBN 0-691-12993-2.
- [9]. O.Yu. Bets, I.V. Blinov, Ye.V. Parus, S.Ye. Tankevych "Sposib otsinky efektyvnosti vstanovleniya indyikatoriv poshkodzhenn na povitrianykh liniyakh elektroperedach [Method of evaluation of efficiency of fault indicators setting on over-head power lines]", Pratsi IED NASU, Vol. 42, pp. 32-36, 2015.