

Предложены модель и методическое обеспечение решения проблемы управления техническим состоянием электрооборудования тяговых подстанций (ТП) железных дорог в процессе эксплуатации. Рассмотренные стратегии управления техническим состоянием силового электрооборудования ТП могут использоваться в целях повышения надежности его работы и достижения оптимальной эксплуатации электрооборудования в течение всего жизненного цикла. Такой подход позволит обеспечить решение ряда стратегических задач эффективного управления техническим состоянием электрооборудования ТП в процессе эксплуатации. В соответствии с целью, принципами и заданиями управления предложен показатель эффективности управления техническим состоянием электрооборудования, а также разработана модель измерения и регистрации диагностических параметров силового электрооборудования ТП и управления основными параметрами электрооборудования в процессе эксплуатации на основе модели определения остаточного ресурса. Библ. 7, рисунок.

Ключевые слова: тяговые подстанции, электрооборудование, техническая эксплуатация, остаточный ресурс, техническое состояние, эффективность управления.

O.O. Matusevych

Dnipropetrovsk National University of Railway Transport named after Academician V. Lazaryan,
st. Lazaryan, 2, Dnipropetrovsk, 49010, Ukraine

Management strategies technical condition and repair of traction substations

Theoretical approaches and methodological support of solving actual scientific and technical problems of control the technical condition of electric traction substations during the operation are proposed. Strategies for managing the technical condition of power electrical equipment traction substations which were considered can be used to enhance the reliability of its work and optimal operation of electrical equipment throughout the life cycle. This approach will allow solving a number of strategic tasks effective management of technical condition of electric equipment of traction substations during the operation. In accordance with the purpose, principles and objectives of management next steps are proposed. There are indicator of management efficiency of electrical equipment technical condition, measurement model and registration of diagnostic parameters of power electrical equipment substations and traction control of electrical equipment key parameters during the operation based on model for determining residual life. References 7, figure.

Key words: traction substations, electrical equipment, technical maintenance, life remaining, technical condition, effectiveness of management.

Надійшла 15.05.2015

Received 15.05.2015

УДК 621.317

СПОСІБ ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ВСТАНОВЛЕННЯ ІНДИКАТОРІВ ПОШКОДЖЕНЬ НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

О.Ю. Бець, асп., І.В. Блінов, канд. техн. наук, Є.В. Парус, канд. техн. наук, С.Є. Танкевич, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03680, Україна
e-mail: igorblinov@mail.ru

Розглянуто особливості постановки задачі вибору оптимальної кількості та місць встановлення індикаторів пошкоджень на повітряних лініях електропередачі. Наведено цільову функцію максимізації економічного ефекту від встановлення індикаторів та основні обмеження, що відображають нормативні показники якості послуг з постачання електроенергії. Показано можливості зменшення множини комбінаторних рішень з врахуванням особливостей постановки задачі. Бібл. 8, рис. 3.

Ключові слова: індикатори пошкодження, пошук місця пошкодження, маршрут огляду, показники надійності.

Показники якості надання послуг з електропостачання значною мірою залежать від безперебійності роботи електричних мереж. Так, НКРЕКП запровадив ряд індексів [1], якими оцінюється ефективність роботи електропостачальних організацій, зокрема індекс середньої тривалості довгих перерв у електропостачанні SAIDI та розрахунковий обсяг невідпущеної електроенергії ENS. Обидва показники безпосередньо залежать від часу перерви в еле-

ктропостачанні. В свою чергу час перерви в електропостачанні значною мірою залежить від швидкості визначення місця аварії. Ця задача особливо актуальна для повітряних ліній електропередач (ЛЕП) у радіальних розподільних мережах 6, 10 і 35 кВ. Складність пошуку пошкоджених ділянок ЛЕП у цих мережах обумовлена їх протяжністю, наявністю відпайок та проблемністю доступу до окремих ділянок траси ЛЕП.

Одним із напрямків підвищення ефективності пошуку аварійних ділянок ЛЕП у радіальних розподільних мережах є встановлення індикаторів пошкоджень (ІП): засобів, що набувають дедалі більшого розповсюдження в електричних мережах європейських країн. Такі пристрої реагують на широкий спектр пошкоджень як замикання на землю, так і різні види міжфазних КЗ. При цьому фіксуються як стійкі, так і нестійкі пошкодження незалежно від типу нейтралі. Принцип дії ІП на ЛЕП полягає у порівнянні значень напруженостей електричного і магнітного полів та визначенні швидкості їх зміни [2].

Вибір кількості та місць встановлення ІП є *NP*-важкою, але не *NP*-повною комбінаторною задачею. Для ЛЕП з великою кількістю розгалужень неможливо підібрати оптимальне рішення шляхом аналізу всіх можливих варіантів. Тому для розв'язання поставленої задачі нерідко пропонується використання евристичних алгоритмів, наприклад [5-8]. Такі методи дають змогу знайти рішення поставленої задачі за прийнятний час, проте не гарантують досягнення глобального екстремуму. Іншим підходом до розв'язання задачі вибору кількості та місць встановлення індикаторів пошкоджень є застосування експертних знань, які, враховуючи особливості структури лінії та режимів її роботи, дають змогу априорі відхиляти неефективні рішення.

Метою статті є формування способу розв'язання задачі вибору кількості та місць встановлення ІП з використанням експертних знань, якими враховуються особливості структури ЛЕП та режимів її роботи.

Вибір оптимальної кількості та місць встановлення ІП на ЛЕП здійснюється шляхом розв'язання задачі максимального зниження втрат від недовідпуску електроенергії:

$$D_{\max} - (D_{\text{інд}} + C_{\text{інд}}) \rightarrow \max, \quad (1)$$

де D_{\max} – втрати від недопостачання електроенергії внаслідок аварій на ЛЕП; $D_{\text{інд}}$ – втрати від недопостачання електроенергії при встановлених на ЛЕП ІП; $C_{\text{інд}}$ – витрати на встановлення та обслуговування ІП.

Означимо поняття ділянки ЛЕП як частину лінії, яка не містить відпайок, причому ІП встановлюються на початку або в кінці такої ділянки. Тоді втрати від недопостачання електроенергії внаслідок аварій на ЛЕП у загальному випадку розраховуються за формулою

$$D(t_{\text{пош}}^{\Sigma i}) = \sum_{i=1}^l l_i \cdot \tau_i \cdot \partial_i \cdot (t_{\text{пош}}^{(i)} + t_{\text{рем}}^{(i)}), \quad (\text{грн.}) \quad (2)$$

де $t_{\text{рем}}^{(i)}$ – час ремонтно-відновлюваних робіт при аварії на i -й ділянці ЛЕП (год); $t_{\text{пош}}^{(i)}$ – час пошуку місця пошкодження при аварії на i -й ділянці ЛЕП (год); ∂_i – зведений збиток від недопостачання електроенергії внаслідок аварії на i -й ділянці ЛЕП (грн./год); τ_i – зведена кількість аварій протягом розрахункового періоду для i -ї ділянки (аварій/км); l_i – довжина i -ї ділянки (км).

Оптимізаційною змінною в (1) є час пошуку місця пошкодження на лінії $t_{\text{пош}}^{(i)}$, а сама ця величина залежить від обраного маршруту огляду ЛЕП. У свою чергу вибір оптимального маршруту огляду ЛЕП є дискретною задачею комбінаторної оптимізації, що належить до класу *NP*-важких. Залежно від заданого рівня деталізації, вибір оптимального маршруту огляду ЛЕП можливо звести до однієї з модифікацій задачі комівояжера [4]. Аналіз задачі вибору оптимального маршруту огляду ЛЕП та особливості її розв'язання для пошуку оптимальної кількості та місць встановлення ІП виходить за межі цієї публікації. Відзначимо лише, що існують методи пошуку глобального екстремуму задач комівояжера без необхідності перебору всіх варіантів, наприклад, метод Літтла [3].

Очевидно, що використання ІІ не впливає на час ремонтно-відновлюваних робіт $t_{\text{рем}}^{(i)}$. Тому при порівнянні варіантів розв'язку поставленої задачі ця складова у виразі (2) не враховується. Проте $t_{\text{рем}}^{(i)}$ слід враховувати при оцінці таких показників надійності електропостачання, як SAIDI та ENS.

Індекс SAIDI (хв) розраховується за формулою $SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}$, де t_i – тривалість i -ї

довгої перерви в електропостачанні, хв; n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$.

Індекс ENS (тис.кВт·год) розраховується як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги: $ENS = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i^z \cdot Q^z}{43800}$, де z – ознака рівня напруги

та відповідної території (z_1 – 0,4 кВ – міський населений пункт, z_2 – 0,4 кВ – сільський населений пункт, z_3 – 6...20 кВ – міський населений пункт, z_4 – 6...20 кВ – сільський населений пункт, z_5 – 27,5...35 кВ, z_6 – 110/154 кВ); i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$; n_i^z – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.; t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв; Q^z – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис.кВт·год; 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилини.

Розраховані для оптимального рішення показники SAIDI та ENS повинні задовольняти визначеним нормативним показникам:

$$\begin{cases} SAIDI_{\text{розр}} \leq SAIDI_{\text{норм}} \\ ENS_{\text{розр}} \leq ENS_{\text{норм}} \end{cases}$$

де $SAIDI_{\text{розр}}$ та $ENS_{\text{розр}}$ – розрахункові показники надійності для оптимального варіанту встановлення індикаторів протягом розрахункового періоду; $SAIDI_{\text{норм}}$ та $ENS_{\text{норм}}$ – нормовані показники надійності.

Використання ІІ вважається ефективним, якщо оптимальний варіант встановлення цих індикаторів забезпечує економічну вигоду для енергопостачальної компанії: $D_{\text{max}} - (D(t_{\text{пош}}^{\Sigma i}) + C_{\text{інд}}) > 0$.

Додатковим критерієм, що дає змогу оцінити ефективність використання ІІ на ЛЕП, є термін їх окупності ($T_{\text{окуп}}$): $T_{\text{окуп}} \leq T_{\text{окуп}}^{\text{норм}}$.

Якщо оптимальний варіант встановлення індикаторів пошкоджень не забезпечує економічну вигоду або така вигода недостатньо висока для забезпечення прийнятної терміну окупності, то встановлення ІІ економічно недоцільне і виправдане лише у випадку підвищення показників надійності до встановлених нормативних значень.

На вибір оптимального варіанту встановлення ІІ впливають конструктивні особливості ЛЕП, наприклад: відношення довжини магістралі до загальної довжини відпайок, кількість та довжина відпайок та ряд інших показників. Приклад якісної оцінки економічного ефекту від застосування ІІ на ЛЕП різної структури та довжини відображено на рис. 1. Так, для деяких розподільних ліній встановлення індикаторів дає можливість не тільки вирішити проблему зменшення часу, затраченого на пошук пошкодженої ділянки, але й отримати економічний прибуток від застосування ІІ. Проте для радіальних ліній невеликої довжини з не-

великою кількістю відпайок економічний ефект від зменшення часу пошуку місця пошкодження не покриває витрати на встановлення та обслуговування індикаторів. Для таких ліній використання ІП є економічно недоцільним і може обґрунтовуватись лише забезпеченням нормативних вимог з надійності електропостачання. Крім того, в районах з великою щільністю навантаження (велика кількість відносно коротких відпайок) встановлення індикаторів пошкоджень також є збитковим.

Таким чином, аналізуючи особливості структури ЛЕП, можливо зменшити кількість варіантів розв'язання задачі (1), відхиляючи априорі неефективні рішення із встановлення індикаторів. Розглянемо деякі напрямки зменшення кількості варіантів розв'язання задачі вибору кількості та місць встановлення ІП.

Важливим фактором, що впливає на вибір місць встановлення ІП, є чутливість індикаторів до аварійних режимів. Зі збільшенням відстані від центру живлення до місця пошкодження зменшується значення аварійних струмів.

Тому для розподільної лінії існує межа чутливості ІП. Якщо пошкодження відбулося в межах області чутливості (рис. 2 а), то ІП на лінії зафіксують аварійну ситуацію. При пошкодженні ЛЕП за межею чутливості (рис. 2 б) індикатори не спрацюють. Таким чином, ІП доцільно встановлювати лише в межах області їх чутливості до аварійних режимів.

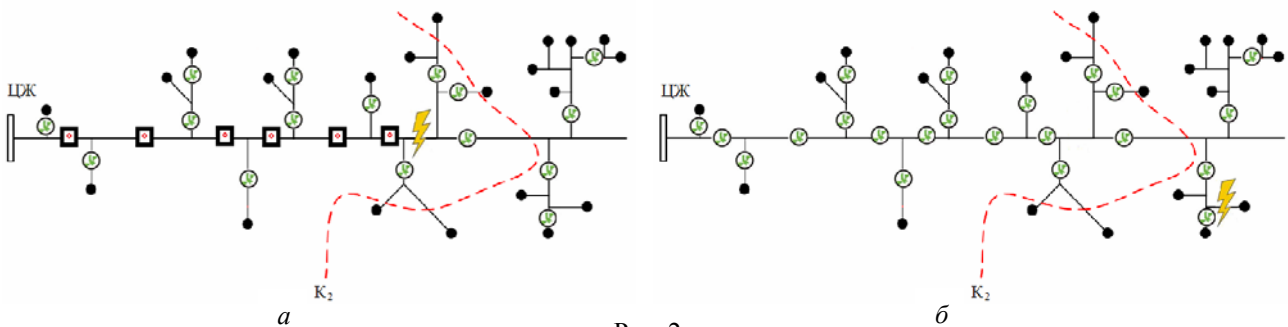


Рис. 2

Необхідність врахування області чутливості ІП особливо актуальна для розподільних мереж 6...10 кВ, які функціонують у режимі ізольованої нейтралі. Так, наприклад, область чутливості ІП до замикання однієї фази на землю для повітряних ЛЕП 10 кВ з проводами АС-95 не перевищує 12,5 км від центру живлення.

Зменшення кількості варіантів встановлення ІП досягається врахуванням особливостей топології лінії. Так, наприклад, для вузла з N розгалуженнями достатньо встановити $N-1$ індикатор (рис. 3). У цьому випадку, якщо всі індикатори знаходяться в режимі очікування, то аварія станеться на відпайці без індикатора. В той же час при аварії на відгалуженні з ІП цей індикатор однозначно вказуватиме на подальший напрямок пошуку. Нескладно довести, що максимізація цільової функції (1) досягається у випадку, коли ІП не встановлюється на

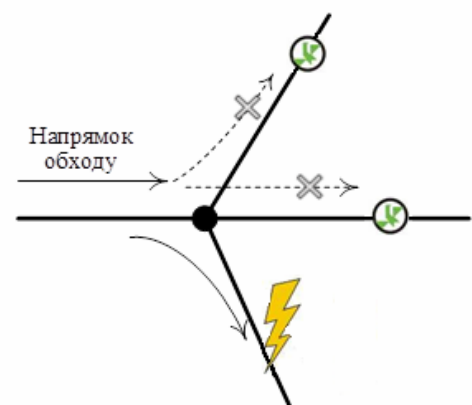


Рис. 3

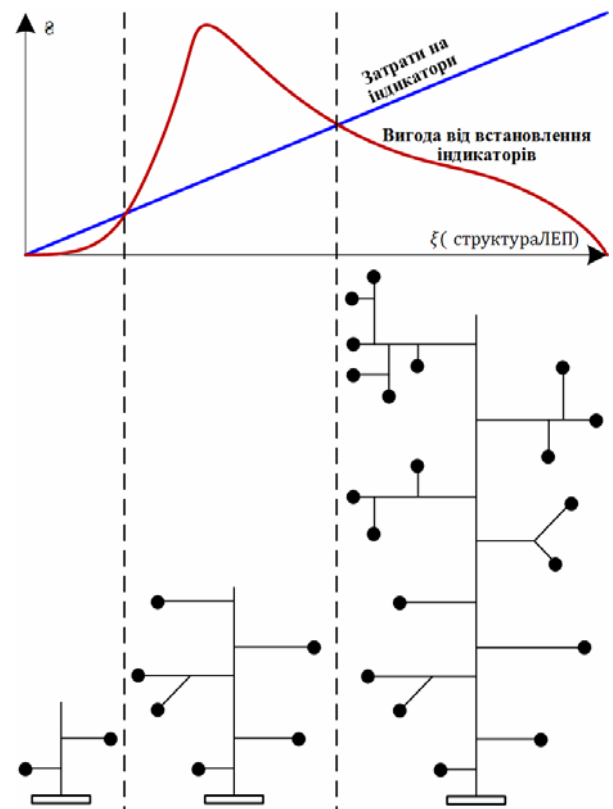


Рис. 1

найкоротшій відпайці. Крім того, відсутня необхідність у встановленні ІІ на короткому відгалуженні, де вся траса ЛЕП знаходиться в зоні прямої видимості від магістралі.

Таким чином, у статті наведено спосіб розв'язання задачі вибору кількості та місць встановлення ІІ, заснований на максимальному зниженні втрат від недовідпуску електроенергії. Сформовано цільову функцію, систему обмежень поставленої задачі та додаткові критерії, що дають змогу оцінити економічну ефективність використання ІІ. Запропоновано використовувати експертні знання для відхилення апріорі неефективних рішень на основі врахування особливостей топології ЛЕП та режимів її роботи з метою зменшення комбінаторних рішень при розв'язанні задачі вибору кількості та місць встановлення ІІ.

1. *Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення / Постанова НКРЕ України № 1015 від 25.07.2013 р.*
2. *Блінов І.В., Парус С.В., Поліщук О.Ю., Журавльов І.В.* Моніторинг стану повітряних ліній електропередачі з використанням індикаторів пошкоджень // *Енергетика та електрифікація.* – 2013. – № 9. – С. 7–11.
3. *Костевич Л. С.* Математическое программирование: Информационные технологии оптимальных решений: Учеб. пособие. – Мн.: Новое знание, 2003. –150 с.
4. *Applegate, D.L., Bixby, R.M., Chvátal, V., Cook, W.J.* The Traveling Salesman Problem // *Combinatorial Optimization Algorithms and Combinatorics* – 2008. – Vol. 21. – P. 527–562.
5. *Ho C., Lee T., Lin C.* Optimal Placement of Fault Indicators Using the Immune Algorithm // *IEEE Transactions on Power Systems* – 2011. – Vol. 26. – No. 1. – P. 38–45.
6. *Shahsavari A., Mazhari S. M, Fereidunian A., Lesani H.* Fault Indicator Deployment in Distribution Systems Considering Available Control and Protection Devices: A Multi-Objective Formulation Approach // *IEEE Transactions on Power Systems* – 2014. – Vol. 29. – P. 2359–2369.
7. *Teng J., Huang W., Luan S.* Automatic and Fast Faulted Line-Section Location Method for Distribution Systems Based on Fault Indicators // *IEEE Transactions on Power Systems.* – 2014. – Vol. 27. – No. 4. – P. 1653–1662.
8. *Usida W.F., Coury D.V., Flauzino R.A.* Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing // *IEEE Transactions on Power Systems.* – 2012. – Vol. 27. – No. 4. – P. 1841–1849.

УДК 621.317

Е.Ю. Бец, асп., **І.В. Блінов**, канд. техн. наук, **Е.В. Парус**, канд. техн. наук, **С.Е. Танкевич**, канд. техн. наук
 Інститут електродинаміки НАН України,
 пр. Перемоги, 56, Київ, 03680, Україна

Способ оценки эффективности установки индикаторов повреждения на воздушных линиях электропередачи
Рассмотрены особенности постановки задачи выбора оптимального количества и мест установки индикаторов повреждений на воздушных линиях электропередачи. Приведены целевая функция максимизации экономического эффекта от установки индикаторов и основные ограничения, отражающие нормативные показатели качества услуг по поставке электроэнергии. Показаны возможности уменьшения множества комбинаторных решений с учетом особенностей постановки задачи. Библ. 8, рис. 3.

Ключевые слова: индикаторы повреждения, поиск места повреждения, маршрут поиска, показатели надежности.

O.Yu. Bets, I.V. Blinov, Ye.V. Parus, S.Ye. Tankevych

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
 Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

Method of evaluation of efficiency of fault indicators setting on overhead power lines

In the article the features of the task of choosing the optimal number and placement location of fault indicators on overhead power line are considered. An objective function of maximizing economic benefits from the indicators installation is given. The main constraints that reflect standard rates of the electricity supply quality is considered. The possibilities of reducing the set of combinatorial solutions with consideration of the specific problem statement is shown. References 8, figures 3.

Key words: indicators damage, search the site of injury, the route search, reliability.

Надійшла 17.07.2015

Received 17.07.2015