

УДК 621.311.1.014.7

**ТОЧНІСТЬ ВИМІРЮВАННЯ ВІДСТАНІ ДО МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ
ДИСТАНЦІЙНИМ МЕТОДОМ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

*Кутін В.М., д.т.н., проф., Луцяк В.В., аспірант
Вінницький національний технічний університет
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95
E-mail: fpke@rambler.ru*

Предложен дистанционный метод определения расстояния до места междуфазного к. з. в воздушной линии со сложной топологией по результатам односторонней фиксации параметров нормального и аварийного режимов. Показано, что методическую погрешность можно значительно уменьшить, если ток нагрузки фиксировать на каждом присоединении.

Ключевые слова: сложная топология линии, поиск повреждения.

The distance method of damage place destination measuring in complex topology lines based on normal and failure regime parameters fixing are proposed. It is shown that the methodological lapse can be considerably reduced if the load current is fixed on each connection.

Key words: complex topology lines, fault location.

Вступ. Як об'єкт діагностування розподільні мережі (РМ) 6-35 кВ є складною системою. В таких системах існує значна неоднорідність. Крім цього РМ мають низький технічний рівень. Наряду з цим вони складаються з різних конструктивних елементів, розподілені в просторі, мають високу ціну відмов, автономні, підлягають впливу великої кількості різних факторів, що призводить до великої кількості пошкоджень і складностей в їх усуненні [1-3].

Основними видами пошкоджень в електричних мережах залишаються короткі замикання (к. з.), самими тяжкими серед яких є міжфазні к. з.

Можливість створення високоточних розподілених в просторі систем визначення місць пошкоджень (ВМП) обмежується фінансуванням. Розробляються і вдосконалюються методи дистанційного ВМП для мереж напругою 110 кВ і вище. Це дозволяє в значній мірі автоматизувати процес ВМП. Однак, для РМ 10 кВ розробки обмежуються автоматичними пристроями секціонування [3], що скоріше за все обумовлено вище наведеними особливостями даного класу мереж.

В загальному випадку відстань до місця пошкодження l_{Π} розраховують ітераційним методом [4], суть якого полягає в послідовному розрахунку струмів та напруг к. з. при переміщенні точки к. з. вздовж магістралі (сканування) та порівнянні попередньо обчислених параметрів аварійного режиму (ПАР) з виміряними. Місце к. з. знаходять в точці, де розрахункові параметри найбільш близько відповідають виміряним.

В якості критерію наближення множини розрахункових ПАР з множиною виміряних використовують функцію:

$$F(l_{\Pi}) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} \left(\frac{\Pi_{pi}}{\Pi_{pj}} - \frac{\Pi_i}{\Pi_j} \right), \quad (1)$$

де $\Pi_i, \Pi_j, \Pi_{pi}, \Pi_{pj}$ - відповідно виміряні і розраховані параметри; $i, j = 1, 2, \dots, n$.

Коефіцієнт a_{ij} відображає вагові частини різних складових функції $F(l_{\Pi})$. Розраховують також очікувану похибку $\pm \Delta l_{\Pi}$, що визначає необхідну зону обходу лінії підчас пошуку пошкоджень на її трасі.

Серед відомих дистанційних методів в РМ 10 кВ найбільш ефективним методом ВМП є метод однієї фіксації ПАР: струму к. з. $I_{кз}$, реактивної складової напруги петлі U_p і струму навантаження на вводі в підстанцію I_H . Визначення відстані до місця к. з. відбувається за алгоритмом [5, 4]:

$$l_{\Pi} = \frac{U_p}{|I_{кз} - I_H| X_{\Pi}}, \quad (2)$$

де X_{Π} - реактивний питомий опір повітряної лінії.

Недолік цього методу – значна похибка вимірювання – до 50 %, яка робить неефективним його застосування.

Мета роботи. Підвищити точність ВМП шляхом зменшення методичної і інструментальної похибки фіксації ПАР.

Матеріал і результати дослідження. Запропоновано метод ВМП [6], який на відміну від попереднього ґрунтується на вимірюванні і фіксації струму навантаження і к. з. на кожному приєднанні.

Методичну похибку вимірювання можна визначити як відносну середньоквадратичну з виразу (2):

$$\zeta_{l_{\Pi}} = \sqrt{\left(\frac{\partial l_{\Pi}}{\partial U_p} \cdot \frac{dU_p}{l_{\Pi}} \right)^2 + \left(\frac{\partial l_{\Pi}}{\partial I_{кз}} \cdot \frac{dI_{кз}}{l_{\Pi}} \right)^2 + \left(\frac{\partial l_{\Pi}}{\partial I_H} \cdot \frac{dI_H}{l_{\Pi}} \right)^2 + \left(\frac{\partial l_{\Pi}}{\partial X_{\Pi}} \cdot \frac{dX_{\Pi}}{l_{\Pi}} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\zeta_{U_P}^2 + \zeta_{I_{K3}}^2 + \zeta_{I_H}^2 + \zeta_{X_{\Pi}}^2}, \quad (3)$$

де $\zeta_{U_P} = \frac{dU_P}{U_P}$ - гранична відносна похибка визначення реактивної напруги петлі к. з.;

$\zeta_{I_{K3}} = \frac{dI_{K3}}{|I_{K3} - I_H|}$ - гранична відносна похибка визначення струму к. з.;

$\zeta_{I_H} = \frac{dI_H}{|I_{K3} - I_H|}$ - гранична відносна похибка визначення струму навантаження;

$\zeta_{X_{\Pi}} = \frac{dX_{\Pi}}{X_{\Pi}}$ - гранична відносна похибка визначення реактивної складової питомого опору.

Із виразу (3) видно, що методична похибка вимірювання залежить від похибки визначення $U_P, I_{K3}, I_H, X_{\Pi}$. Проведемо дослідження дійсних значень цих величин.

Для теоретичного обґрунтування методичної похибки використаємо схему (рис. 1).

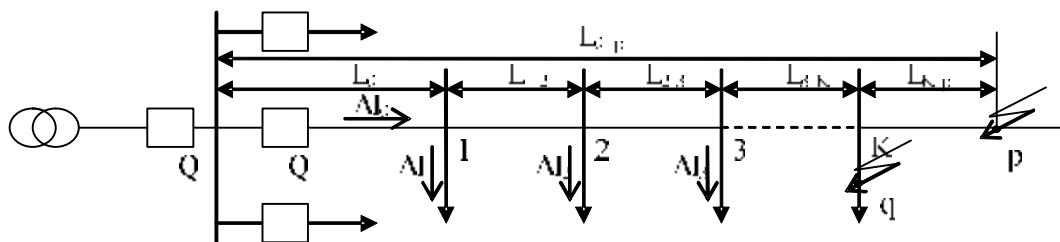


Рисунок 1 – Розрахункова схема повітряної мережі

В разі виникнення двофазного к. з. в точці P (рис. 1) між фазами B і C напруга на шинах підстанції:

$$U_{BC} = Z_{\Pi}(I_{0-p}\Delta I_p - \sum_{i=1}^n I_{i-p}\Delta I_i), \quad (4)$$

де $\Delta I_0 = I_B - I_C$ - різниця струмів в пошкоджених фазах на початку мережі; $\Delta I_i = (I_p - I_C)$ - різниця струмів в пошкоджених фазах за i-тим вузлом; $i = 1, 2, \dots, n$; l_{0-1}, l_{0-2}, \dots - довжина магістралі мережі між відповідними вузлами; l_{i-p} - відстань від i-го вузла до точки к. з. на магістралі; Z_{Π} - питомий опір мережі (Ом/км).

Враховуючи те, що $\Delta I_0 = \Delta I_p + \sum_{i=1}^n \Delta I_i$, де ΔI_p -

комплекс струму короткого замикання на магістралі, повний опір до місця к. з.:

$$Z_B = \frac{U_{BC}}{\Delta I_p} = Z_{\Pi}(l_{0-p} + \sum_{i=1}^n l_{i-p} \frac{\Delta I_i}{\Delta I_p}). \quad (5)$$

Метод передбачає визначення реактивної складової повного опору. Із виразу (5) маємо для вимірюваного реактивного опору:

$$X_B = X_{\Pi}l_{0-p} + r_{\Pi} \sum_{i=1}^n l_{i-p} k_i \sin(\phi_i - \phi_p) + X_{\Pi} \sum_{i=1}^k k_i l_{0-i} \cos(\phi_i - \phi_p), \quad (6)$$

де $k_i = \frac{I_{mi}}{I_{mp}}$; $\Delta I_i = I_{mi} e^{j\phi_i}$; $\Delta I_p = I_{mp} e^{j\phi_p}$, тоді вимірювана відстань:

$$I_B = I_{0-p} + \sum_{i=1}^n l_{i-p} k_i \left(\frac{r_{\Pi}}{X_{\Pi}} \sin(\phi_i - \phi_p) + \cos(\phi_i - \phi_p) \right). \quad (7)$$

В тому випадку, коли к. з. виникає на відгалуженні, наприклад, в точці g, то за аналогією з попереднім:

$$I'_B = I_{0-g} + \sum_{i=1}^n l_{i-g} k'_i \left(\frac{r_{\Pi}}{X_{\Pi}} \sin(\phi_i - \phi_g) + \cos(\phi_i - \phi_g) \right), \quad (8)$$

де $l_{0-g} = l_{0-k} + l_{k-g}$; $k'_i = \frac{I_{mi}}{I_{mg}}$; $\Delta I_g = I_{mg} e^{j\phi_g}$ -

комплекс струму короткого замикання в разі замикання на відгалуженні.

В разі трифазного к. з. отримуємо аналогічні результати.

Відносна методична похибка вимірювання струму на кожному приєднанні:

$$\epsilon_M (\%) = \frac{I_B - I_{0-p}}{I_{0-p}} \cdot 100\% = \frac{\sum_{i=1}^n l_{0-i} k_i \left(\frac{r_{\Pi}}{X_{\Pi}} \sin(\phi_i - \phi_p) + \cos(\phi_i - \phi_p) \right)}{I_{0-p}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

Для кількісної оцінки похибки розглянемо самий несприятливий випадок, коли к. з. виникає в кінці лінії, оцінимо складові виразу (9). Коефіцієнт k_i відображає співвідношення усталених амплітудних значень струмів навантаження і к. з. в мережі. Для захисту мереж від к. з. переважно використовують двоступеневий струмовий захист [7], де в якості другого ступеня захисту використовують максима-

льний струмовий захист. Коефіцієнт його чутливості:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5. \quad (10)$$

З врахуванням того, що:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{Н}} k_3 I_{\text{р.макс}}}{k_{\text{П}}} = \frac{k_{\text{Н}} k_3 k I_{\text{від}}}{k_{\text{П}}}, \quad (11)$$

де $k_{\text{Н}} = 1,2$; $k_3 = 2 \div 7$; $k_{\text{П}} = 0,85$ - відповідно коефіцієнти надійності, запуску та повернення; $I_{\text{від}}$ - струм відгалуження; k - кількість відгалужень з однаковими струмами:

$$k_i = \frac{I_{\text{р.макс}}}{I_{\text{к.з.мін}}} \leq \frac{k_{\text{П}}}{k_{\text{ч}} k_{\text{Н}} k_3 k} = \frac{0,236}{k}. \quad (12)$$

Якщо вважати, що відгалуження розташовані через однакову відстань вздовж магістралі мережі, а струми відгалуження однакові і к. з. виникло за k -тим відгалуженням, то:

$$\epsilon_{\text{М}} = \frac{0,236}{k} \cdot \frac{k}{2} \left(\frac{r_{\text{П}}}{X_{\text{П}}} \sin(\phi_i - \phi_{\text{р}}) + \cos(\phi_i - \phi_{\text{р}}) \right), \quad (13)$$

Враховуючи характеристику дроту, що використовується для ПЛІ напругою 10 кВ, можна вважати,

що $\frac{r_{\text{П}}}{X_{\text{П}}} = 2,5 - 0,8$, а $\phi_{\text{р}} \approx 25^\circ \div 45^\circ$. Для навантажень відгалужень $\phi_i = 25^\circ \div 45^\circ$, тому

$\frac{r_{\text{П}}}{X_{\text{П}}} \sin(\phi_i - \phi_{\epsilon_i}) + \cos(\phi_i - \phi_{\epsilon_i}) \approx 1$ і методичну похибку можна подати у вигляді:

$$\epsilon_{\text{М}} = 0,118 \cdot 100\% = 11,8\%. \quad (14)$$

Таким чином при вибраних обмеженнях методична похибка не перевищує 11,8%.

В даному методі $\Delta I_{\text{р}}$ визначається як різниця абсолютних значень струмів в приєднанні ΔI_0 та

$\sum_{i=1}^n \Delta I_i$ без врахування кута між ними, тобто:

$$\Delta I_{\text{р}} = \left| \Delta I_0 - \sum_{i=1}^n \Delta I_i \right|. \quad (15)$$

Оцінку похибки можна провести так:

$$\epsilon'_{\text{М}} = \frac{\Delta I_{\text{р}\phi} - \Delta I_{\text{р}}}{\Delta I_{\text{р}\phi}} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\sqrt{\left(1 + \frac{\Delta I_{\phi}}{\sum_{i=1}^n \Delta I_i} \right)^2 + \left(\frac{2\Delta I_0 \cos \phi}{\sum_{i=1}^n \Delta I_i} - 1 \right)^2}}{\frac{\Delta I_{\phi}}{\sum_{i=1}^n \Delta I_i}} \right) \cdot 100\%, \quad (16)$$

де $\Delta I_{\phi} = \sqrt{\Delta I_0^2 + \left(\sum_{i=1}^n \Delta I_i \right)^2 + 2\Delta I_0 \sum_{i=1}^n \Delta I_i \cos \phi}$; ϕ - значення кута зсуву між векторами струмів ΔI_0 та $\sum_{i=1}^n \Delta I_i$.

Аналіз рівняння (16) показав, що в самому несприятливому випадку в умовах сільськогосподарських мереж в разі к. з. в кінці мережі похибка $\epsilon'_{\text{М}}(\%) \leq 5,5\%$. На методичну похибку буде також впливати точність визначення питомого реактивного опору лінії.

Висновки. Запропонований метод дистанційного визначення відстані до місця пошкодження забезпечує у самому несприятливому випадку методичну похибку яка не перевищує 20%, що майже вдвічі менше ніж в найбільш досконалих існуючих дистанційних методах. Найбільший ефект можна отримати при сумісному використанні дистанційних, топографічних методів та методу послідовного ділення мережі.

БІБЛЮГРАФІЧНІ ДАНІ

1. Зорин В.В., Тисленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения. - К.: Вища шк., головное изд-во, 1984. - 192 с.
2. Кутин В.М., Кульматицкий О.И. Диагностирование электрических распределительных сетей. - К.: Техніка, 1993 - 160 с.
3. Толкачев А.И. Техн. перевооружение распределительных электросетей 6-10 кВ на базе современного оборудования // Электро, №2, 2005 г. - с. 43-47.
4. Айзенфельд А.И., Шалыт Г.М. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 160 с.: ил.
5. Стасенко Р.Ф., Фещенко П.П. Автоматизация сельских электросетей. - К.: Техніка, 1982 - 128 с.
6. Устройство для определения сопротивления до места короткого замыкания в трехфазной сети с изолированной нейтралью: А.С. 1205081 СССР. - МКИ G01R31/08/В.М. Кутин, В.Н. Волненовский, А.Г. Разумный, А.В. Кобылянский, А.Е. Рубаненко, В.В. Зигаре (СССР №3735006) 24-21. Заявлено 04.05.84. Оpubл. 15.01.86 Бюл №2 - 5с.
7. Шабад М.А. Расчет релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 2-е, перераб. и доп. Л., Энергия, 1976. -282 с.

Стаття надійшла 10.04.2007 р.