

ВИЗНАЧЕННЯ ВІДДАЛІ ДО МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ НА ЛІНІЇ З БАГАТЬМА ВІДГАЛУЖЕННЯМИ ЗА КООРДИНАТАМИ РЕЖИМУ ПОЧАТКУ ЛІНІЇ

© Баран П.М., Кідиба В.П., Дмитрик С.В., 2009

Розроблено алгоритм визначення віддалі до місця пошкодження на лініях електропересилання з багатьма відгалуженнями за координатами режиму початку лінії.

The algorithm was developed for definition of the distance to the fault place in energy transmission lines with single branch under condition of lack of input information.

Постановка проблеми. Більшість аварій, які виникають в електроенергетичних системах, припадає на лінії електропересилання (ЛЕП) [1]. Тому питанням визначення віддалі до місця пошкодження приділяється багато уваги.

Ця задача є актуальною, особливо для ліній електропересилання напругою 110 кВ з багатьма відгалуженнями. Для таких ліній, як правило, встановлюється лише один реєструючий прилад на початку лінії. Інформація про координати аварійного режиму у відгалуженнях відсутня. Особливо актуальною ця проблема є для ліній, які розташовані у важкодоступних місцях, наприклад, в горах, де пошук місця пошкодження пов'язаний зі значними труднощами.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Вирішенню цієї проблеми присвячується значна кількість публікацій в фахових журналах [1,2], проведення науково-технічних конференцій як в Україні, так і за кордоном. Пропонуються різні алгоритми визначення місця пошкодження на лініях з багатьма відгалуженнями [3]. Останнім часом кількість практичних впроваджень таких алгоритмів в енергосистемах України зросла. Особливо перспективними є пристрої, виконані на цифровому принципі.

Найбільша кількість пошкоджень на ЛЕП припадає на однофазні к.з. – до 85 %. Визначити відстані до місця пошкодження під час виникнення однофазних к.з. є доволі важко.

Для ЛЕП без відгалужень проблема визначення місця пошкодження під час будь-яких к.з., зокрема однофазних, є практично вирішеною. Наявність відгалужень на ЛЕП, а таких ЛЕП напругою 110 кВ та вище є близько 40 % від загальної кількості, істотно ускладнює завдання визначення місця пошкодження. Також істотно впливає на точність визначення віддалі до місця пошкодження наявність паралельних ліній, особливо при розміщенні їх на тих самих опорах.

Задача досліджень. Розроблення підходу для визначення виду к.з. та розрахунок відстані до місця пошкодження на ЛЕП в електричній мережі з ефективно заземленими нейтральними з багатьма відгалуженнями на основі аналізу оберненої послідовності координат аварійного режиму за умов недостатньої інформації.

Порівняно з існуючими алгоритмами, які базуються на аналізі складових струмів і напруг нульової послідовності та фазних координат, запропонований підхід має такі переваги:

- не потрібно здійснювати розрахунок всієї електрично зв'язаної мережі, як це має місце під час розрахунку з врахуванням струму нульової послідовності;
- не потрібно враховувати координати до аварійного режиму, оскільки вони не містять в собі складових оберненої послідовності;

- не потрібно враховувати впливу близьких ліній, тому що система симетричних складових струмів та напруг оберненої послідовності є симетрично зрівноваженою (особливо це актуально для двоколових ліній);
- не потрібно встановлювати додаткові реєстратори на відгалуженнях;
- не потрібно враховувати перехідний опір дуги, яка здебільшого виникає в місці замикання.

Виклад основного матеріалу. В експлуатації дуже часто використовується система електропостачання споживачів, під'єднаних як відгалуження вздовж лінії. Особливо багато таких схем є в Україні на лініях напругою 110 кВ (рис. 1).

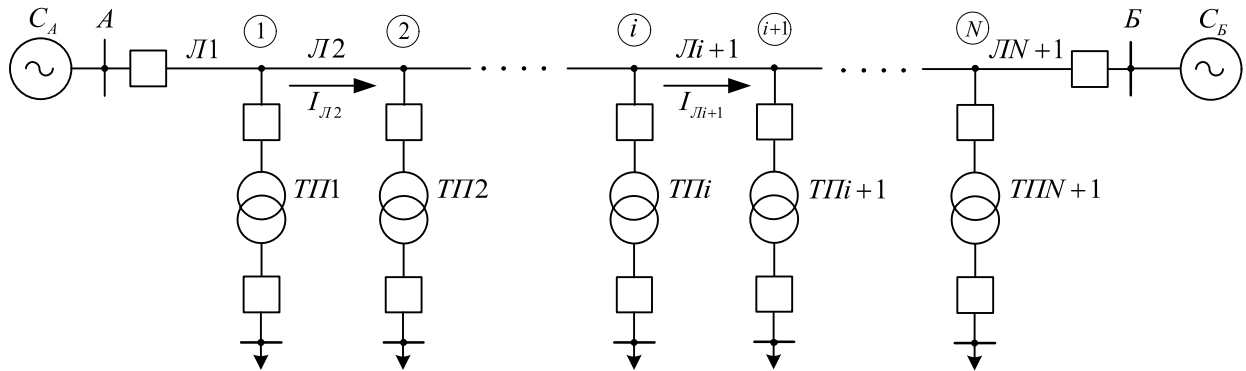


Рис. 1. Схема лінії з багатьма відгалуженнями

Для таких схем здебільшого реєстратор аварійних ситуацій є лише на початку лінії. Тобто існує проблема визначення місця пошкодження на такій лінії з відгалуженнями, коли відома інформація про координати режиму лише на початку лінії.

Для принципової схеми, рис. 1, розрахункова схема має вигляд як на рис. 2.

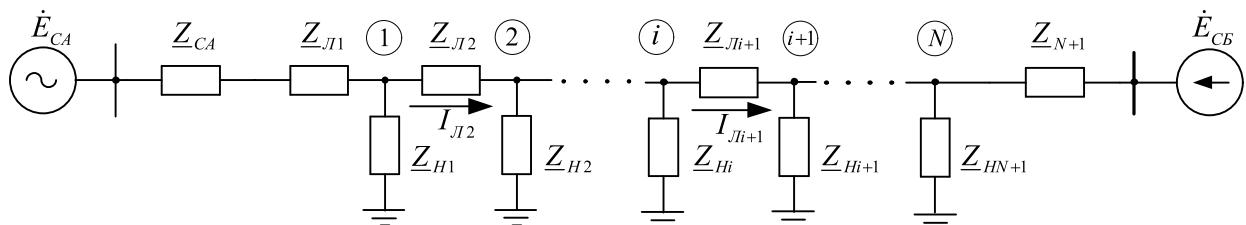


Рис. 2. Розрахункова схема лінії з багатьма відгалуженнями

Виведемо формули визначення місця пошкодження для однофазного к.з., яке найчастіше зустрічається на лініях і алгоритми визначення віддалі до місця цього пошкодження є найскладнішими.

В загальному випадку під час однофазного к.з. на лінії можна записати рівняння

$$\dot{U}_A - \dot{I}_A \cdot d_f \cdot \underline{Z}_L - \dot{I}_{K3}^{(1)} \cdot R_f = 0, \quad (1)$$

де d_f – частина лінії до місця КЗ у відносних одиницях; \dot{U}_A – напруга пошкодженої фази (приймаємо особливу (пошкоджену) фазу – фазу А); \dot{I}_A – еквівалентний струм пошкодженої фази, який визначається на основі симетричних складових; $\dot{I}_{K3}^{(1)}$ – струм в місці к.з.; R_f – перехідний опір у місці замикання (опір дуги).

У цьому рівнянні є три невідомих: d_f , R_f , $\dot{I}_{K3}^{(1)}$. Рівняння (1) можна розписати як два рівняння – для дійсної складової та уявної складової. У результаті отримаємо два рівняння з трьома невідомими. Ці рівняння доповнимо рівнянням, яке враховує особливості однофазного к.з.

На основі законів про симетричні складові, струм у місці к.з. під час однофазного к.з. через значення симетричних складових визначається як

$$\dot{I}_{K3}^{(1)} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_0. \quad (2)$$

Для однофазного к.з. в місці пошкодження виконується таке співвідношення:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0. \quad (3)$$

Враховуючи рівняння (3), рівняння (2) можна записати у вигляді

$$\dot{I}_{K3}^{(1)} = 3 \cdot \dot{I}_1 = 3 \cdot \dot{I}_2 = 3 \cdot \dot{I}_0. \quad (4)$$

Тобто струм в місці к.з. можна виразити через струм прямої, оберненої або нульової послідовностей.

Визначати струм к.з. через струм прямої послідовності недоцільно, тому що в заступній схемі присутній крім струму к.з. і струм, зумовлений навантаженням. Для точності розрахунку цей струм необхідно усунути з сумарного струму к.з.

Визначати струм к.з. через струм нульової послідовності також недоцільно, оскільки в цьому разі необхідно враховувати в розрахунковій схемі вплив паралельних ліній, а також всі електрично пов'язані елементи електричної мережі з заземленими нейтраліями.

Струм в місці к.з. можна визначити через відоме значення струму оберненої послідовності та через значення коефіцієнта струморозподілу, який визначається на основі співвідношення імпедансів мережі.

Узагальнюючи вищевказане, запишемо рівняння під час пошкодження на $i+1$ ділянці лінії:

$$\dot{U}_{L(i)} - \dot{I}_{L(i)} \cdot d_f \cdot \underline{Z}_{L(i+1)} - \frac{3 \cdot \dot{I}_{2L(i+1)}}{(1-d_f) \cdot \underline{Z}_{L(i+1)} + \underline{Z}_{\Sigma B}} \cdot R_f = 0, \quad (5)$$

$$\underline{Z}_{\Sigma A} + \underline{Z}_{L(i+1)} + \underline{Z}_{\Sigma B}$$

де $\underline{Z}_{\Sigma A}$ – еквівалентний опір від системи А до вузла з номером i ; $\underline{Z}_{\Sigma B}$ – еквівалентний опір від системи Б до вузла з номером $(i+1)$; $\dot{I}_{L(i)}$ – струм пошкодженої фази на i -й ділянці; $\dot{U}_{L(i)}$ – напруга пошкодженої фази на початку i -ї ділянки лінії; $\dot{I}_{2L(i+1)}$ – струм оберненої послідовності на $(i+1)$ ділянці лінії; $\underline{Z}_{L(i+1)}$ – опір $(i+1)$ ділянки лінії.

Струм на $(i+1)$ ділянці лінії визначається як

$$\dot{I}_{L(i+1)} = \dot{I}_{L(i)} - \dot{I}_{H(i)} \quad (6)$$

де $\dot{I}_{H(i)}$ – струм навантаження в i -му вузлі; $\dot{I}_{L(i)}$ – струм на i -й ділянці лінії.

Струм навантаження визначається як

$$\dot{I}_{H(i)} = \frac{\dot{U}_{(i+1)}}{\underline{Z}_{ТП(i)} + \underline{Z}_{H(i)}}, \quad \dot{U}_{(i+1)} = \dot{U}_{(i)} - \underline{Z}_{L(i)} \cdot \dot{I}_{L(i)} \quad (7)$$

де $\underline{Z}_{ТП(i)}$ – опір трансформатора відгалуження у i -му вузлі, $\underline{Z}_{H(i)}$ – опір навантаження, приєднаного до вторинної обмотки трансформатора ТП; $\dot{U}_{(i)}$, $\dot{U}_{(i+1)}$ – напруга в i -му та $i+1$ -му вузлі відповідно.

Після перетворень рівняння (5) отримаємо рівняння

$$\dot{A} \cdot d_f^2 + \dot{B} \cdot d_f + \dot{C} \cdot R_f + \dot{D} = 0, \quad (8)$$

де $\dot{A} = -\dot{I}_{L(i+1)} \cdot \underline{Z}_{L(i+1)}$; $\dot{B} = -\dot{U}_{L(i)} - \dot{I}_{L(i+1)} \cdot \underline{Z}_{L(i+1)} - \dot{I}_{L(i+1)} \cdot \underline{Z}_{\Sigma B}$; $\dot{D} = \dot{U}_{L(i)} \cdot (\underline{Z}_{L(i+1)} + \underline{Z}_{\Sigma B})$;
 $\dot{C} = -3 \cdot \dot{I}_{L(i+1)} \cdot (\underline{Z}_{\Sigma A} + \underline{Z}_{L(i+1)} + \underline{Z}_{\Sigma B})$.

Запишемо рівняння (8) для дійсної та уявної складових:

$$\begin{cases} A_R \cdot d_f^2 + B_R \cdot d_f + C_R \cdot R_f + D_R = 0, \\ A_J \cdot d_f^2 + B_J \cdot d_f + C_J \cdot R_f + D_J = 0. \end{cases} \quad (9)$$

В результаті ми отримали систему двох рівнянь з двома невідомими: d_f та R_f . Виключивши з системи рівнянь (9) невідоме R_f , отримаємо квадратичне рівняння з одним невідомим d_f .

В результаті розв'язку цього рівняння отримаємо два корені. Розглянемо можливі випадки результату розв'язку квадратичного рівняння:

- обидва корені від'ємні. Це значить, що пошкодження є не на цій ділянці лінії;
- один корінь від'ємний, другий додатний. Від'ємний корінь не розглядаємо. Значення додатного кореня може бути більшим від 1 або меншим від 1. Якщо значення кореня більше від 1, це означає, що пошкодження поза межами цієї ділянки лінії. Якщо значення кореня менше від 1, це значить, що пошкодження є на цій $i+1$ ділянці лінії. Значення d_f вказує на відносне значення відстані від початку ділянки лінії до місця пошкодження.

Отже, для лінії з багатьма відгалуженнями, коли інформація про координати режиму є тільки для першої ділянки лінії, визначення місця пошкодження здійснюється почерговим рішенням рівняння (5) для кожної ділянки лінії. Напруга вузла ділянки та струм для i -ї ділянки визначається на основі рівнянь (6) та (7). Рівняння (5) формується та розв'язується до тих пір, поки один з коренів рівняння d_f не прийме значення $0 \leq d_f \leq 1$. Це свідчить про те, що пошкодження є саме на цій ділянці лінії. Коли таких коренів немає, можна зробити висновок, що пошкодження на цій лінії немає, воно є на іншій лінії.

Запропонований алгоритм реалізований в цифровому комплексі GRANOS, який призначений для аналізу цифrogram, отриманих з пристроїв релейного захисту та автоматики енергосистем [4].

Для прикладу були проведені дослідження алгоритму на цифровій моделі [5] реальної лінії 110 кВ Бібрка – Золочів з трьома проміжними відгалуженнями, які являють собою проміжні трансформаторні підстанції, розміщені в селищах Свірж, Перемишляни, Гологори. Результати досліджень показали ефективність запропонованого алгоритму. Похибка визначення місця пошкодження на цифровій моделі не перевищувала 2 %.

Висновки. Запропонований алгоритм дає змогу визначити віддаль до місця пошкодження під час однофазного к.з. на лінії з багатьма відгалуженнями, коли відомі координати аварійного режиму лише на початку лінії.

Доведена ефективність алгоритму під час перевірки його на цифровій моделі лінії з відгалуженнями.

Запропонований алгоритм реалізований в комплексі GRANOS, що призначений для аналізу цифrogram, отриманих з пристроїв релейного захисту та автоматики, які експлуатуються в енергосистемах України.

1. Попов М.Г. *Определение мест коротких замыканий на высоковольтных линиях передач // Энергетика. – 2004. – № 2.* 2. Арцусевский Я.Л. *Определение мест повреждения в сетях с заземленной нейтралью. – М.: Высш. шк., 1998. – 94 с.* 3. Баран П.М., Кідиба В.П., Равлик О.М., Чорний Н.І. *Визначення місця пошкодження на лініях з відгалуженнями // Вісн. Нац. ун-ту*

“Львівська політехніка”. – 2006. – № 563. – С. 10–13. 4. Баран П.М., Кідиба В.П., Пришляк Я.Д., Шмагала В.М. Програмне забезпечення аналізу інформації з цифрових пристроїв захисту та автоматики // Вісн. Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2003. – № 479. – С. 10–17. 5. Равлик О.М., Гречин Т.М., Лисяк Г.М. Програмний комплекс для дослідження електротехнічних систем // Тез. доп. наук.-техн. конф. “Математичне моделювання в електротехніці та електроенергетиці”. – Львів, 1995. – 79 с.

УДК 621.311

З.М. Бахор

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра ЕСМ

КЛАСИФІКАЦІЯ РЕЖИМІВ НАВАНТАЖЕНЬ ТРАНСФОРМАТОРІВ ПІДСТАНЦІЙ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

© Бахор З.М., 2009

Запропоновано класифікацію режимів навантажень силових оливних трансформаторів підстанцій електричних мереж, враховуючи виконання завдань розпізнавання режимів трансформаторів та оперативного керування їх роботою.

Classification of the modes of loading of power oily transformers of substations of electric networks is offered, coming from the decision of tasks of recognition of the modes of transformers and operative management work of transformers.

Постановка проблеми. Здебільшого режими силових оливних трансформаторів підстанцій електричних мереж не відповідають номінальним, оскільки навантаження їх під час експлуатації постійно змінюється. Для більшості трансформаторів підстанцій електричних мереж характерним є добовий цикл зміни навантажень. Протягом доби на одних часових інтервалах трансформатори можуть працювати з навантаженнями, які не перевищують номінальних значень, а в інші частини доби вони можуть працювати з перевантаженнями. Перевантаження силових оливних трансформаторів призводить до прискореного зношення ізоляції, зниження електричної міцності ізоляції, скорочення строку експлуатації трансформаторів, а в деяких випадках до їх пошкодження. Тому під час оперативного керування режимами трансформаторів підстанцій електричних мереж, необхідно виконувати завдання допустимості режимів навантажень трансформаторів як поточних, так і перспективних, які будуть мати місце у майбутньому з часом упередження від десятків хвилин до декількох годин, враховуючи ефективне використання перевантажувальної здатності трансформаторів і забезпечуючи їхню тривалу, надійну та раціональну експлуатацію. Для цього режими навантажень трансформаторів підстанцій повинні бути класифіковані, що дозволить серед множини режимів навантажень трансформаторів розпізнавати поточні та відповідно до них приймати ефективні рішення стосовно перевантажувальної здатності трансформаторів.

Аналіз результатів останніх досліджень. Оливні трансформатори підстанцій можуть працювати: в режимі тривалих допустимих навантажень, в режимі систематичних навантажень, в режимі тривалих аварійних перевантажень, в режимі короткочасних аварійних перевантажень [1– 4]. Допустимість та тривалість існування кожного з режимів навантажень трансформаторів – визначена, враховуючи погіршення загального їх стану або ризику раптового виходу з ладу трансформаторів. Зважаючи на характеристику режимів навантаження трансформаторів підстанцій електричних мереж, наведену в [1–4], запропоновано їхню класифікацію стосовно оперативних