

УДК 621.316:681.3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ АРХІТЕКТУРИ ТА СКЛАДУ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ АВАРІЙНИХ СТАНІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЛІНІЙ

І.В. Блінов, канд. техн. наук, **Є.В. Парус**, канд. техн. наук, **О.Б. Рибіна**, канд. техн. наук,

С.С. Танкевич, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр.Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: igorblinov@mail.ru

Висвітлено основи формалізації задачі розробки та використання системи моніторингу аварійних станів розподільних електричних мереж. Визначено основні функції системи моніторингу та засоби реалізації таких функцій. Формалізовано математичну модель задачі вибору оптимальної архітектури системи моніторингу як задачі максимізації прибутку (мінімізації збитків) від встановлення та використання системи моніторингу. Наведено основні складові процесу вибору оптимальної архітектури системи моніторингу. Визначено задачі підсистеми інформаційної підтримки у прийнятті рішень для аналізу оперативної інформації від засобів моніторингу. Бібл. 11.

Ключові слова: індикатори пошкоджень, розподільна лінія, моніторинг аварійних станів.

Вступ. Важливою умовою скорочення незапланованих перерв у електропостачанні є задача мінімізації часу на пошук пошкодженої ділянки розподільної ЛЕП. Ця задача особливо актуальна в розподільних мережах 6/10/35 кВ, для яких характерні велика кількість відгалужень та наявність ділянок з ускладненим доступом до траси ЛЕП. Одним із дієвих способів зменшення часу пошуку місця аварії в таких лініях, що набуває розповсюдження в енергосистемах різних країн, є використання індикаторів пошкодження (ІП) [1, 2]. Ефективність роботи таких пристроїв значно зростає у разі їх використання у складі системи моніторингу аварійних станів (СМАС) розподільних ЛЕП. Проте внаслідок достатньо високої вартості цих пристроїв і елементів системи моніторингу рішення про встановлення ІП на певній розподільній лінії вимагає обґрунтування доцільності та економічної ефективності таких заходів.

Мета статті полягає у формалізації задачі вибору оптимальної конфігурації СМАС у розподільних електричних мережах та визначенні тих задач, які необхідно розв'язати у випадку проектування такої системи в цілому, а також визначення архітектури засобів індикації аварійних станів на ділянках ЛЕП зокрема.

Основні функції СМАС та засоби їх реалізації. До основних функцій, які має виконувати СМАС, належать:

– моніторинг недопустимих режимів, у тому числі пошкоджень у розподільній електричній мережі;

– визначення місця пошкодження ЛЕП;

– інформування про недопустимий режим чи пошкодження ЛЕП.

Тоді як основною функцією СМАС є саме моніторинг режимів розподільних електричних мереж, виявлення аварійного стану ЛЕП має супроводжуватись не тільки інформуванням оперативного персоналу, але і локалізацією місця пошкодження. Тому розробку СМАС слід здійснювати узгоджено як із відповідними засобами релейного захисту та автоматики (РЗА), так і з комутаційним обладнанням. Отже, для реалізації функції моніторингу СМАС має використовувати відповідні засоби контролю режиму ЛЕП у центрі живлення (тобто на понижувальній підстанції) та на ділянках лінії електропередавання.

Основою побудови СМАС у розподільних електричних мережах мають стати засоби РЗА на понижувальних підстанціях. Вони виконують функції моніторингу аварійних станів ЛЕП у цілому та подачі сигналів на вимкнення пошкодженої лінії. Наразі центри живлення електричних мереж 6/10 кВ мають мінімальний набір РЗА для вихідних фідерів підстанції, перш за все максимальний струмовий захист та струмове відсікання. Для рішення задачі ви-

значення пошкодженої ділянки ЛЕП на вихідних фідерах підстанцій необхідно встановлювати також засоби дистанційного визначення місця пошкодження лінії [3] як першочергову складову СМАС. Проте ефективність використання засобів дистанційного визначення місця пошкодження у центрі живлення обмежена в мережах з ізольованою нейтраллю [4]. Такі обмеження спричинені як розгалуженістю та неоднорідністю розподільних електричних мереж 6/10 кВ, так і низькими значеннями аварійних струмів, особливо однофазних замикань на землю (ОЗЗ). Тому для розподільних електричних мереж 6/10 кВ, окрім встановлення в центрі живлення засобів дистанційного визначення місця пошкодження, СМАС мають доповнюватись іншими засобами контролю режимів [5], зокрема, засобами моніторингу аварійних станів за окремими ділянками ЛЕП [6].

У разі проектування архітектури СМАС для розподільних електричних мереж необхідно враховувати наявні та встановлювані засоби секціонування ЛЕП. Дійсно, окрім традиційних задач комутацій сучасні реклоузери здійснюють додатково функції інформаційної підтримки щодо режимів електричних мереж, а також окремі функції автоматичного керування процесами передавання й розподілу електроенергії [5]. Зокрема, секціонування ЛЕП відповідними комутаційними апаратами розглядається як один із способів звуження області пошуку ОЗЗ у розподільних електричних мережах 6/10 кВ. Задачі оптимального секціонування розподільних електричних мереж присвячено багато публікацій, наприклад [7]. Тому в цій статті сконцентруємо увагу виключно на інформаційній складовій засобів секціонування як джерелах оперативної інформації про аварійний стан та структуру електропостачання в електричних мережах.

Важливою інформаційною складовою моніторингу режимів за окремими ділянками розподільних електричних мереж 6/10 кВ у засобах СМАС є ІП, які можуть здійснювати як аналіз величин електромагнітного поля ЛЕП, так і аналіз реактивної складової опору лінії електропередавання [8]. Тоді як ІП не надають повної інформації про аварійний стан ЛЕП, їх використання у складі СМАС дає змогу звужити область пошуку місця пошкодження до окремого відгалуження чи навіть окремої ділянки лінії. Надалі буде формалізовано процедури вибору оптимальної архітектури СМАС розподільних електричних мереж виходячи передусім із технічних та вартісних показників ІП.

Формалізація задачі вибору оптимальної архітектури СМАС. Для вибору оптимальної архітектури та складу СМАС вирішується оптимізаційна задача максимізації різниці приведених до певного розрахункового періоду часу витрат на передавання електроенергії по ЛЕП без застосування системи моніторингу та з нею:

$$B^{(zi)} - B^{(bi)} = \Delta C_{\text{НВ}} + \Delta C_{\text{Ш}} - C_{\text{СМ}} \rightarrow \max, \quad (1)$$

де $B^{(zi)}$ – витрати енергопостачальної компанії за наявності СМАС; $B^{(bi)}$ – витрати енергопостачальної компанії у разі функціонування ЛЕП без СМАС; $\Delta C_{\text{НВ}}$ – різниця у втратах від недовідпуску електроенергії, що стався внаслідок аварії на ЛЕП; $\Delta C_{\text{Ш}}$ – різниця у втратах, пов'язаних із штрафними санкціями за недотримання нормативних показників надійності та безперебійності електропостачання; $C_{\text{СМ}}$ – приведені до розрахункового періоду витрати на встановлення та обслуговування СМАС.

Для спрощення беремо модель радіальної розподільної лінії без секціонування із сумарним розрахунковим навантаженням P_{Σ} та значенням вартості електроенергії $C_{\text{сеп}}$. Для енергопостачальної компанії вартість $C_{\text{сеп}}$ визначається, передусім, тарифом на передавання електроенергії. Нехай середньостатистична аварійність $\tau_{\text{сеп}}$ має рівномірний розподіл на всіх ділянках ЛЕП. Тоді різниця у втратах від недовідпуску електроенергії, що стався внаслідок аварії на ЛЕП, складе

$$\Delta C_{\text{НВ}} = P_{\Sigma} \cdot C_{\text{сеп}} \cdot \tau_{\text{сеп}} \cdot \sum_{i=1}^N (l^{(i)} \cdot (t_{\text{пош}}^{(bi)(i)} - t_{\text{пош}}^{(zi)(i)})), \quad (2)$$

де $l^{(i)}$ – довжина i -ї ділянки ЛЕП; $t_{\text{пош}}^{(bi)(i)}$ – тривалість пошуку місця пошкодження аварії на i -й ділянці лінії при функціонуванні ЛЕП без СМАС; $t_{\text{пош}}^{(zi)(i)}$ – тривалість пошуку місця пошкодження аварії на i -й ділянці лінії у разі функціонування ЛЕП із СМАС.

Втрати від недовідпущення електроенергії, що виникають внаслідок аварій у розподільних електричних мережах, залежать від двох складових часу: тривалості пошуку місця пошкодження та тривалості ремонтно-відновлюваних робіт. Оскільки встановлення та експлуатація СМАС ніяк не впливають на час ремонтно-відновлюваних робіт на пошкодженій ділянці ЛЕП, то ця адитивна складова у разі порівняння двох варіантів не враховується. Тривалість пошуку місця пошкодження $t_{\text{пош}}^*$ у свою чергу залежить від таких трьох взаємопов'язаних чинників: структури розподільної мережі ξ (довжина магістралі, кількість та довжина відгалужень), конфігурації системи моніторингу аварійних станів ζ (передусім кількість і місця встановлення давачів аварійних станів, наявність засобів передавання аварійних сигналів до диспетчерського центру та інші складові системи моніторингу), стратегії пошуку місця пошкодження ψ (маршрут огляду траси ЛЕП для виявлення місця пошкодження) та типу пошкодження θ : $t_{\text{пош}}^* = f(\xi, \zeta, \psi, \theta)$.

За відсутності СМАС чи неможливості точного визначення місця пошкодження в розподільній електричній мережі вибір оптимальної стратегії пошуку місця пошкодження зводиться переважно до задачі вибору оптимального маршруту огляду $\psi_{\text{опт}}$ частини ЛЕП, виділеної за результатами попереднього аналізу після відхилення тих ділянок лінії, де пошкодження відсутнє. Як показали дослідження, маршрут з мінімальним часом огляду траси ЛЕП не завжди забезпечує мінімальні втрати від недовідпуску електроенергії. Тому задачу вибору оптимального маршруту пошуку місця пошкодження ЛЕП слід розв'язувати шляхом використання цільової функції мінімізації втрат від недовідпуску електроенергії за час такого пошуку:

$$\psi_{\text{опт}} \leftarrow \min(P_{\Sigma} \cdot C_{\text{сер}} \cdot \tau_{\text{сер}} \cdot \sum_{i=1}^N (l^{(i)} \cdot t_{\text{пош}}^{(si(i))})).$$

Слід зауважити, що залежно від типу пошкодження в розподільній електричній мережі 6/10 кВ, засоби СМАС спроможні надати інформацію з різним рівнем точності. Так, наприклад, у випадках металевих дво- чи трифазних КЗ СМАС, до складу якої входять засоби визначення відстані до місця КЗ, ІП на кожному відгалуженні лінії та засоби централізованого збирання інформації спроможні достатньо точно визначити місце пошкодження. У цьому випадку оптимальний маршрут зводиться до маршруту ремонтної бригади від початкового положення (наприклад, база РЕС) до місця аварії. У разі виникнення ОЗЗ у розподільній електричній мережі 6/10 кВ СМАС здатні визначити лише фрагмент ЛЕП, отриманий після аналітичного вимкнення тих ділянок лінії, де ОЗЗ однозначно відсутнє. У такій ситуації необхідно визначити оптимальний маршрут огляду тієї частини ЛЕП, де за результатами попереднього аналізу ймовірно ОЗЗ. Особливості аналізу інформації щодо аварійного режиму та впливу типу пошкодження в ЛЕП на вибір оптимального пошуку місця пошкодження є окремою задачею. В цій публікації зазначимо лише, що у разі вибору оптимальної конфігурації СМАС, необхідно окремо здійснювати аналіз металічних КЗ та ОЗЗ із врахуванням частоти виникнення цих типів пошкоджень у конкретній електричній мережі.

В Україні наразі частково сформована нормативно-регламентуюча база [9], але фактично відсутні механізми накладання штрафів електропостачальним компаніям за недотримання нормативних показників надійності та безперебійності електропостачання. Тому втрати від штрафних санкцій $\Delta C_{\text{ш}}$ визначені у рівнянні (1) формально і в практичних розрахунках наразі мають прирівнюватися нулю. Але показники надійності та безперебійності електропостачання (для СМАС – це індекси SAIDI та ENS [10, 11]) можуть використовуватись для оцінки результатів впровадження СМАС у формі обмежень для задачі вибору оптимальної структури СМАС. Тоді варіант конфігурації системи моніторингу ζ вважатиметься допустимим (тобто належатиме множині допустимих варіантів $M_{\text{доп}}$), якщо розраховані для цього варіанта показники $SAIDI_{\text{роз}}$ і $ENS_{\text{роз}}$ не перевищують відповідних нормативних (чи заданих) значень $SAIDI_{\text{норм}}$ і $ENS_{\text{норм}}$:

$$\zeta \in M_{\text{доп}} \leftarrow (SAIDI_{\text{роз}} \leq SAIDI_{\text{норм}}) \wedge (ENS_{\text{роз}} \leq ENS_{\text{норм}}). \quad (3)$$

Отже, задача вибору оптимальної архітектури СМАС ζ розв'язується шляхом використання цільової функції (1) та обмежень (3).

Складові процеси визначення оптимальної архітектури СМАС. Як зазначалося, засоби визначення відстані до місця аварії є важливою складовою СМАС. У загальному випадку інші засоби моніторингу додаються до СМАС для тих ситуацій, коли інформація про відстань до місця аварії відсутня або її недостатньо для визначення місця пошкодження. У таких ситуаціях сигнали ІІ на відгалуженнях ЛЕП дають змогу звузити область пошуку до відповідного відгалуження, а сигнали ІІ по краях ділянок з ускладненим доступом до траси ЛЕП дають можливість визначити найкоротший шлях доступу оперативного персоналу (ремонтної бригади) до аварійної ділянки лінії електропередавання. У свою чергу засоби моніторингу режимів у пунктах секціонування ЛЕП надають додаткову інформацію щодо області пошуку місця пошкодження ЛЕП, а використання комутаційних апаратів у цих пунктах дасть змогу зменшити втрати від недовідпуску електроенергії шляхом локалізації пошкодженої секції та відновлення живлення споживачів у інших секціях ЛЕП. На той же час для електричних мереж, де ОЗЗ складають переважну частину від всіх випадків пошкоджень (у різних публікаціях наводиться статистика кількості ОЗЗ у мережах 6/10 кВ від 40 до 80 % від усіх типів пошкоджень), використання засобів визначення відстані до місця КЗ у складі СМАС може не дати помітного підвищення показників надійності електропостачання, і їх використання буде визнано недоцільним з огляду на вартість їх встановлення.

Крім того, важливим питанням, яке слід вирішити на етапі проектування СМАС, є доцільність встановлення засобів централізованого збору інформації від давачів аварійних станів до диспетчерського центру. Так, централізоване постачання до диспетчерського центру інформації про аварійний стан ЛЕП дасть змогу заздалегідь зменшити область пошуку місця пошкодження, а у ряді випадків точно визначити таке місце. Проте для ЛЕП невеликої довжини засоби централізованого збирання інформації можуть не дати відчутного підвищення показників надійності електропостачання, і їх використання буде визнано недоцільним з огляду на вартість встановлення та експлуатації.

З огляду на зазначені чинники процес визначення оптимальної архітектури СМАС матиме такі складові:

1) основу аналізу має становити функція послідовної імітації аварійних ситуацій на ділянках ЛЕП; при цьому для кожної такої ситуації необхідно здійснювати окремо аналіз ОЗЗ і окремо інших типів пошкоджень;

2) для заданого типу пошкодження при заданій конфігурації СМАС визначається оптимальний маршрут пошуку місця пошкодження з урахуванням вірогідності його виникнення на всіх ділянках ЛЕП;

3) розв'язується задача вибору оптимальної кількості ІІ та місць їх встановлення;

4) виконується оцінка ефекту від використання інших складових СМАС (таких, як засоби визначення відстані до місця аварії та засоби централізованого збору інформації) шляхом порівняння варіантів їх наявності та відсутності.

В [1] наведені методи ефективного розв'язання комбінаторних задач вибору оптимального маршруту огляду ЛЕП та вибору оптимальної кількості і місць встановлення ІІ. За умови ефективного розв'язання цих задач комбінаторний перебір для оцінки ефективності використання інших складових СМАС не викликатиме проблем із обсягом обчислювальних дій. Додатково обсяги обчислень при визначенні оптимальної конфігурації СМАС можливо зменшити способом використання наведених нижче складових аналізу.

Загальна оцінка ефекту від встановлення та використання СМАС. Оскільки основною задачею СМАС є мінімізація часу пошуку місця пошкодження в розподільній електричній мережі, то важливим чинником оцінки ефективності використання цієї системи є рівень спостережуваності засобами моніторингу ділянок ЛЕП. Означимо максимальний рівень спостережуваності аварійних станів ЛЕП як такий, за якого додавання нових давачів аварійних станів вже не призводитиме до зменшення часу пошуку місця пошкодження. Максимальний рівень спостережуваності забезпечується такою конфігурацією СМАС:

- встановлення на фідері підстанції (у центрі живлення ЛЕП) засобів визначення відстані до місця аварії;
- встановлення засобів моніторингу режимів на всіх пунктах секціонування розподільної ЛЕП;
- встановлення ІП на всіх відгалуженнях ЛЕП;
- встановлення ІП по краях ділянок з ускладненим доступом до траси ЛЕП;
- встановлення засобів централізованого збирання інформації про аварійні режими ЛЕП.

Порівняльний аналіз за виразом (1) втрат у разі впровадження архітектури СМАС із максимальним рівнем спостережуваності з втратами за відсутності СМАС дає змогу отримати два основних критерія, за результатами аналізу яких приймаються рішення щодо основних складових СМАС. Цими критеріями є такі розрахункові значення:

- максимально можливе зменшення часу перерв в електропостачанні споживачів, що дає змогу оцінити можливість досягнення заданих показників надійності електропостачання $SAIDI_{\text{норм}}$ та $ENS_{\text{норм}}$ за допомогою СМАС;

- максимально можливе зменшення втрат від недовідпуску електроенергії, що дає змогу оцінити граничне значення витрат на встановлення та експлуатацію СМАС, за якого зберігається економічний ефект від впровадження цієї системи.

Неможливість досягнення заданих показників надійності електропостачання свідчатиме про недоцільність розв'язання поставленої задачі виключно за допомогою СМАС та потребу в реконструкції електричної мережі як мінімум встановленням додаткових засобів секціонування та введення резервів.

Значення максимально можливого зменшення втрат від недовідпущення електроенергії $\Delta C_{\text{ІВ}}^{(\text{max})}$ наразі є основним критерієм оцінки економічної ефективності впровадження та експлуатації СМАС у розподільних електричних мережах. Обрана архітектура СМАС не буде збитковою для електропостачальної організації за виконання такої умови:

$$\Delta C_{\text{ІВ}}^{(\text{max})} \geq B_{\text{кмо}}^{(1\text{ФАС})} \cdot K_{\text{ФАС}}^{(\text{max})} + B_{\text{ІС}} \quad (4)$$

де $\Delta C_{\text{ІВ}}^{(\text{max})}$ – максимально можливе протягом певного розрахункового періоду зменшення втрат від недовідпущення електроенергії внаслідок аварій у розподільних електричних мережах; $B_{\text{кмо}}^{(1\text{ФАС})}$ – приведені до розрахункового періоду витрати на придбання, встановлення і обслуговування одного ІП; $K_{\text{ФАС}}^{(\text{max})}$ – кількість ІП, необхідна для забезпечення повної спостережуваності розподільної електричної мережі; $B_{\text{ІС}}$ – приведені до розрахункового періоду витрати на придбання, встановлення і обслуговування інформаційної системи централізованого збору та аналізу сигналів ІП.

Аналіз розрахованих значень адитивних складових правої частини (4) та їх порівняння з чисельним значенням лівої частини (4) дає змогу прийняти економічно обґрунтоване рішення щодо доцільності впровадження системи централізованого збору і аналізу сигналів щодо аварійного стану ЛЕП. У цьому випадку слід враховувати, що забезпечувана шляхом використання $K_{\text{ФАС}}^{(\text{max})}$ давачів аварійних струмів на лінії максимальна спостережуваність не завжди є економічно обґрунтованим рішенням. Дійсно, ІП встановлюють в окремих місцях ЛЕП для розв'язання таких основних задач:

- моніторингу аварійних струмів за відгалуженнями ЛЕП;
- моніторингу аварійних струмів по краях ділянок з ускладненим доступом до траси ЛЕП.

Як показали дослідження [1], у разі розв'язання обох задач найбільший економічний ефект забезпечують ІП, встановлювані на початку лінії, тобто найближче до джерела живлення. Для більш віддалених ділянок ЛЕП економічний ефект від встановлення та експлуатації ФАС на лінії зменшується. Априорі економічно недоцільно встановлювати ІП на коротких відгалуженнях розподільної лінії довжиною до 200 м. Зменшення кількості ІП за рахунок таких відгалужень не призведе до суттєвого зменшення значення $\Delta C_{\text{ІВ}}^{(\text{max})}$ в (4), але суттєво зменшить сумарне значення правої частини цього відношення. Детальніше метод вибору оптимальної кількості ІП на ЛЕП висвітлений в [1].

Основні функції засобів аналізу аварійних станів ЛЕП. Для розподільних електричних мереж 6/10/35 кВ в Україні характерна велика кількість відгалужень від магістралі, що ускладнює аналіз сигналів СМАС. Тому для ефективного використання засобів моніторингу аварійних станів розподільних електричних мереж слід додатково комплектувати СМАС відповідними програмними засобами інформаційної підтримки у прийнятті рішень. Основними функціями таких засобів мають стати:

- визначення місця, в якому сталася аварія: в спостережуваній чи неспостережуваній частині ЛЕП;
- у разі аварії в спостережуваній частині ЛЕП має бути сформовано оптимальний маршрут доступу до місця пошкодження для ремонтної бригади;
- у разі аварії в неспостережуваній частині ЛЕП має бути сформовано оптимальний маршрут огляду ділянок ЛЕП для пошуку місця пошкодження ремонтною бригадою;
- за відсутності системи централізованого збору сигналів СМАС має комплектуватись засобами динамічного визначення оптимального маршруту подальшого пошуку місця пошкодження за результатами безпосередньої перевірки ремонтною бригадою станів окремих ІІІ.

Висновки. Виходячи з вимог до функцій системи моніторингу аварійних станів розподільних електричних мереж, визначено основні засоби реалізації таких функцій. Формалізовано математичну модель задачі вибору оптимальної архітектури системи моніторингу як задачі максимізації прибутку (мінімізації збитків) від встановлення та використання системи моніторингу. З огляду на недосконалість чинної нормативно-правової бази щодо фінансової відповідальності енергопостачальної компанії за недовідпущення електроенергії, запропоновано додатково здійснювати оцінку ефективності використання системи моніторингу передусім за показниками надійності електропостачання SAIDI та ENS. Запропоновано додатковий спосіб оцінки ефекту від впровадження системи моніторингу аварійних станів розподільних електричних мереж, який полягає у визначенні максимально досяжних у разі використання системи моніторингу показників надійності та економічного ефекту. Результати такої оцінки дають змогу швидко оцінити доцільність впровадження системи моніторингу аварійних станів у розподільній електричній мережі та слугуватимуть початковим наближенням для процесу вибору оптимальної архітектури системи моніторингу, що відбувається шляхом рішення наведених у статті рекурсивно викладених задач. Зазначено необхідність створення засобів аналізу оперативної інформації про аварійний стан електричної мережі. Реалізація наведених у статті функцій у таких засобах дасть змогу надавати ефективну інформаційну підтримку оперативному персоналу для мінімізації часу пошуку місця пошкодження в електричній мережі.

1. Блінов І.В., Парус Є.В., Танкевич С.Є. Оптимізація місць встановлення індикаторів пошкоджень для моніторингу ліній електропередачі. *Електроніка та зв'язок*. 2017. Том 22. № 1 (96). С. 50–57.
2. Блинов И.В., Парус Е.В., Полищук О.Ю., Журвалев И.В. Мониторинг воздушных линий электропередачи с использованием индикаторов повреждений. *Электрические сети и системы*. 2013. № 4. С. 42–46.
3. Луцяк В.В. Дистанційний метод визначення місця міжфазного короткого замикання в розподільній мережі 6-35 кВ з повітряними лініями електропередачі. *Вісник Криворізького технічного університету*. 2006. С. 112–115.
4. Зубко В.М. та ін. Ефективність моніторингу замикань в мережах з ізольованою нейтраллю. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2010. Вип. 102. С. 21–23.
5. Walling R.A., et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on power delivery*. 2008. 23.3. P. 1636–1644.
6. Лежнюк П.Д., Кутіна М.В. Методи і засоби захисту від обриву проводу та пошук місця пошкодження в розподільній мережі зі складною топологією напругою 6–35 кВ. Вінниця: ВНТУ, 2014. 152 р.
7. Гай О.В., Козирський В.В. Вибір оптимальної кількості секціонуючих пристроїв для розподільних мереж напругою 10 кВ. *Електрифікація та автоматизація сільського господарства*. 2004. № 2. С. 12–20.
8. Пазій В.Г. Підвищення ефективності пристроїв контролю адресності місць коротких замикань в електричних розподільних мережах 6-10 кВ на базі PLC технологій. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2014. № 2. С. 14–16.
9. Постанова НКРЕКП України № 685 від 25.05.2017 Про затвердження цільових показників надійності електропостачання на 2017 рік (режим доступу <http://www.nerc.gov.ua/?id=25441>)

10. Jahedi A., Javidan J., Nasiraghdam H. Multi-objective modeling for fault indicators placement using of NSGA II to reduce off time and costs in distribution network. *Technical and Physical Problems of Engineering*. 2014. Vol. 6. Issue 21. No 4. P. 106–111.
11. Bjerkan E., Venseth T. Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. *International Conference on Power Systems Transients (IPST'05)*. 2005. № IPST05. 107 p.

УДК 621.316:681.3

И.В. Блинов, канд. техн. наук, **Е.В. Парус**, канд. техн. наук, **О.Б. Рыбина**, канд. техн. наук, **С.Е. Танкевич**, канд. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ АРХИТЕКТУРЫ И ОСНАЩЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА АВАРИЙНОГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В статье освещены основы формализации задач разработки и использования системы мониторинга аварийных состояний в распределительных электрических сетях. Определены основные функции системы мониторинга и средства реализации таких функций. Формализована математическая модель задачи выбора оптимальной архитектуры системы мониторинга. Основу представленной модели составляет задача максимизации прибыли (или минимизации ущерба) от установки и использования системы мониторинга. Приведены основные составляющие процесса выбора оптимальной архитектуры системы мониторинга. Определены задачи подсистемы информационной поддержки в принятии решений для анализа оперативной информации от средств мониторинга. Библиограф. 11.

Ключевые слова: индикаторы повреждений, распределительная линия, мониторинг аварийных состояний.

I. Blinov, Ye. Parus, O. Rybina, S. Tankevych

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine.

OPTIMAL ARCHITECTURE AND EQUIPMENT OF THE DISTRIBUTION LINE MONITORING SYSTEM

The article focuses on the formalization of the tasks of development and use of the system of monitoring of fault states in distribution electric networks. The basic functions of the monitoring system and means of realization of such functions are determined. The mathematical model of the problem of choosing the optimal architecture of the monitoring system formalized in the article. The basis of the model presented as the task of maximizing profit (or minimizing damage) from the installation and use of the monitoring system. The main components of the process of selecting the optimal architecture of the monitoring system are presented. The tasks of the subsystem of information support in decision making for analysis of operational information from monitoring means are determined. References 11.

Key words: fault indicators, distribution line, monitoring of emergency conditions.

1. Blinov I.V., Parus Ye.V., Tankevych S.Ye. Optimization of fault indicators setting for overhead power lines monitoring. *Elektronika ta zviazok*. 2017. Vol 22. № 1 (96). P. 50–57. (Ukr)
2. Blinov I.V., Parus Ye.V., Polyshchuk O.Iu, Zhurvalov I.V. Monitoring of overhead power lines using fault indicators. *Elektrycheskye sety y systemy*. 2013. № 4. P. 42–46. (Rus)
3. Lutsiak V.V. Remote method for determining the location of interphase short circuit in a 6–35 kV distribution network with overhead transmission lines. *Visnyk Kryvorizkoho tekhnichnoho universytetu*, 2006. P. 112–115. (Ukr)
4. Zubko V.M., et al. Effectiveness of monitoring the closures in networks with isolated neutral. *Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu silskoho hospodarstva im. Petra Vasylenka*. 2010. Vol. 102. P. 21–23. (Ukr)
5. Walling R.A., et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on power delivery*, 2008. № 23. P. 1636–1644.
6. Lezhniuk P.D., Kutina M.V. Methods and means of protection against breakage of wires and finding fault location in distribution network with complex topology voltage 6–35 kV. Vinnitsia: VNTU, 2014. 152 p. (Ukr)
7. Hai O.V., Kozyrskyi V.V. Choosing the optimal number of partitioning devices for 10 kV power distribution networks. *Elektryfikatsiia ta avtomatyzatsiia silskoho hospodarstva*. 2004. Vol. 2. P. 12–20. (Ukr)
8. Pazii V. H. Improving the efficiency of short-circuit targeting devices in 6–10 kV electrical distribution networks based on PLC technologies. *Enerhetyka ta kompiuterno-intehrovani tekhnolohii v APK*. 2014. № 2. P. 14–16. (Ukr)
9. Decree National Commission for the State Regulation Energy and utilities of Ukraine № 685 from 25.05.2017. On approving the reliability of power supply targets for 2017 (<http://www.nerc.gov.ua/?id=25441>)
10. Jahedi A., Javidan J., Nasiraghdam H. Multi-objective modeling for fault indicators placement using of NSGA II to reduce off time and costs in distribution network. *Technical and Physical Problems of Engineering*. 2014. Vol. 6. Issue 21. No 4. P. 106–111.
11. Bjerkan E., Venseth T. Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. *International Conference on Power Systems Transients (IPST'05)*. 2005. Paper № IPST05. 107 p.