

The normalization of electric networks for parallel operation

The ensembles of networks are used in the up-to-date power transmission systems, because they allow increasing reliability and stability of work. However, parallel work networks with transmission lines of different voltages and constructions causes to occurrence of such factor as heterogeneity of a network. If the ratio between reactance and resistance is identical for all branches of electrical networks, these networks may be called homogeneous ones. A network, which is building with cables of the same mark or overhead transmission lines with the same type of wire and design, is quite homogeneous. Obviously, all-existing or future electrical networks are non-homogeneous ones. The heterogeneity is accompanied by lots of negative consequences: increasing level of energy losses, decreasing of power quality and overloading of transmission lines. Therefore, decreasing of heterogeneity is one of the most significant goals of network optimization. The paper presents the analysis of abnormal steady states in the heterogeneous parallel electrical networks. The correction of a load flow for approaching it to load flow in a homogeneous network is the solution of problem. The equilibrating electromotive forces must be applied to closed loops of an electrical network for load flow normalizing. The equilibrating voltage value can be found from the condition of coincidence current flow in a homogeneous electrical network (this current flow is called "economic", as it is accompanied by minimum of energy losses) with natural current flow in r -circuit of the network (it is the circuit, in which longitudinal elements consist of only resistances). The tensors analysis of networks is the most preferable for the obtaining of loop model. This theory allows deriving expressions in the most compact and generalized forms, and expands the results of studying some single system for all systems. It should be noted the use of the loop network model, which allows to determine the necessary corrective influence on the internal parameters of electric network, not on the outside, as it was taken for the nodal model. The proposed method is more simple and effective in practice. References 6.

Key words: electrical network, tensor model of the electrical network, homogeneous electric network, parallel operation, normalization of steady state.

Надійшла 4.02.2015

Received 4.02.2015

УДК 621.316

ЗМЕНШЕННЯ ЧАСУ ВІДНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ІНДИКАТОРІВ ПОШКОДЖЕННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

О.Ю. Бець, асп.

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03680, Україна

Запропоновано спосіб зменшення часу відновлення електропостачання споживачів за рахунок використання індикаторів пошкодження повітряних ліній електропередачі з урахуванням впливу місця встановлення таких індикаторів у мережі. На прикладі схеми мережі 110 кВ показано ефективність запропонованого способу на основі аналізу звітних для енергопостачальних компаній України показників надійності електропостачання за відсутності та при встановленні оптимальної кількості індикаторів пошкоджень. На основі проведених досліджень визначено цільову функцію та систему обмежень, що дають змогу оптимізувати кількість індикаторів пошкоджень у мережі з урахуванням вигоди від зменшення розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії споживачам і витрат на встановлення та використання таких пристроїв. Бібл. 6, рис. 3, табл. 3.

Ключові слова: SAIDI, ENS, індикатори пошкодження, час відновлення енергопостачання споживачів.

Значна кількість пошкоджень, що виникають на лініях електропередачі та призводять до порушення функціонування роботи електроенергетичних мереж, впливає на надійність електропостачання споживачів. Тому необхідність швидкого та точного визначення місця пошкодження повітряної лінії (ПЛ) скоротить перерви у електропостачанні, зменшить транспортні витрати на обхід ПЛ та мінімізує загальний час організації ремонтно-відновлюваних робіт. Причому особливої актуальності задача пошуку пошкодженої ділянки набуває у розподільних електричних мережах 6...110 кВ, які характеризуються як наявністю кількох фідерів на шинах підстанції, так і великою кількістю розгалужень на самих ЛЕП, зокрема 6...35 кВ.

Для контролювання ефективності роботи систем енергопостачання в Україні Національною компанією розподілення енергії (НКРЕ) [1] введені поняття індексів показників надійності. Значення цих індексів відображають роботу електроенергетичних мереж та впливають на загальну роботу енергосистеми України. Для підвищення ефективності моніторингу стану розподі-

льних електричних мереж необхідно впровадження нових технологій пошуку аварійних ділянок ліній електропередач (ЛЕП). Одним із напрямків розвитку систем моніторингу розподільних електричних мереж є встановлення індикаторів пошкоджень ПЛ електропередачі – засобів, що набувають дедалі більшого розповсюдження в електричних мережах європейських країн.

Здійснення ефективного контролю роботи електроенергетичних мереж, надійності постачання електроенергії споживачам потребує можливостей впливу на постачальників та заохочення їх до прагнення безперебійної подачі електроенергії кінцевим споживачам. З цією метою НКРЕ вводить показники для оцінки надійності, що базуються на стандартах IEEE. Кожного року НКРЕ відповідною постановою затверджує показники якості послуг з електропостачання, що дають можливість здійснювати оцінку безперервності та характеризуються тривалістю й кількістю перерв у електропостачанні з вини компаній, та оприлюднює фактичні значення цих величин. Серед них – значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі *SAIDI*, індексів середньої частоти довгих перерв у електропостачанні в системі *SAIFI*, індексів середньої частоти коротких перерв у електропостачанні в системі *MAIFI* та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії *ENS*.

За різницею між фактичними та розрахунковими даними можна оцінити рівень надійності постачання електроенергії, його очікуване та наявне значення.

Перерви, що виникають у роботі електричних мереж, є причиною зниження надійності електропостачання, а отже, впливають на значення індексів показників надійності. Причому час визначення пошкодженої ділянки мережі значно залежить від тривалості пошуку та об'їзду території ремонтною бригадою. Отже, для підвищення надійності роботи електроенергетичної системи та покращення значень показників надійності шляхом зменшення часу визначення місця аварійної ділянки ПЛ запропоновано встановлення індикаторів пошкодження у розподільних мережах.

Індикатори пошкоджень є пристроями, що здійснюють моніторинг окремих параметрів ПЛ та виявляють факт пошкодження лінії. Розрізняють два типи їх встановлення: на опорі та на провід ПЛ. Кожен з таких типів реагує на різні пошкодження, тому передбачається встановлення їх для роботи при сумісному підвищенні на ПЛ різних класів напруги. Так, індикатори на провід є однофазними. Вони реагують на міжфазні КЗ та замкнення на землю. Для повноцінного функціонування та локалізації пошкоджень у ПЛ розподільних мереж їх бажано встановлювати на кожному проводі перегону мережі. Пристрої, що встановлюються на опорі ПЛ, використовуються для одно- та трифазних ПЛ та здатні розрізняти двофазні КЗ і замкнення на землю у мережі при достатньому значенні струму пошкодження.

Принцип дії індикаторів пошкодження ліній електропередачі полягає у вимірюванні складових напруженості електричного та магнітного полів. Пристрій вимірює значення величин електромагнітної області нижче самої лінії електропередачі, що забезпечує визначення ділянки на наявність пошкоджень та здійснює візуальне сигналізування.

Підвищення ефективності роботи мережі з точки зору зменшення тривалості відключень електроенергії можна досягти при встановленні на лінії електропередачі індикаторів пошкодження [2]. Ці прилади визначають місце виникнення аварії на ПЛ та допомагають візуально визначити напрям куди слід рухатись ремонтним бригадам для усунення пошкодження задля відновлення електропостачання. У реальних умовах індикатори зможуть покращити показники надійності *SAIDI* та *ENS* шляхом зменшення часу відсутності електроенергії у споживачів.

Зважаючи на зазначене, проаналізуємо та здійснимо розробку способів підвищення надійності електропостачання за рахунок використання індикаторів пошкоджень, що дають змогу зменшити час на відновлення електропостачання та відповідно покращити показники надійності електропостачання електричних мереж.

Розглянемо порядок розрахунку основних міжнародних показників ефективності роботи енергосистеми та надійності електропостачання, що визначаються в [1]:

а) індекс *SAIDI* (хв) розраховується за формулою (1) як відношення сумарної тривалості відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв у електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}, \quad (1)$$

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 у електропостачанні протягом звітного періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

б) індекс ENS (тис. кВт·год) розраховується за формулою (2) як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i^z \cdot Q^z}{43800}, \quad (2)$$

де z – ознака рівня напруги та відповідної території (0,4 кВ – міський населений пункт, 0,4 кВ – сільський населений пункт, 6...20 кВ – міський населений пункт, 6...20 кВ – сільський населений пункт, 27,5...35 кВ, 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.

Час t_i у формулах (1), (2) складається з часу, витраченого на пошук та встановлення місця пошкодження, та часу, що витрачає ремонтна бригада на відновлення електропостачання:

$$t_i = t_{\text{пошуку}} + t_{\text{відновлення}}.$$

Індекс $SAIDI$ характеризує середню тривалість відключень за рік на одного споживача та розраховується на кожному рівні напруги. Значення цього показника надійності залежить у першу чергу від кількості відключених точок та тривалості простою мережі, отже, зі зменшенням цих величин значення індексу $SAIDI$ буде зменшуватись. Індекс $SAIDI$ представляє загальну роботу мережі, враховує організацію бізнес-процесів, оскільки вміщує в собі організаційні питання щодо швидкості відновлення відключеного або пошкодженого обладнання [3].

Індекс ENS , як величина недопоставленої енергії, залежить від часу переривання електропостачання споживачів та тривалості відновлюваних робіт у певних точках продажу на визначених територіях. Чим більшою є тривалість перерв, тим менш ефективною є робота мережі, а значення показника є більшим.

Як видно з формул (1) та (2) на індекси $SAIDI$ та ENS значено впливає час, за який відбувається пошкодження, визначення місця аварії у мережі та відновлення електропостачання. При зменшенні тривалості відсутності, простою та відновлення електроенергії ці показники

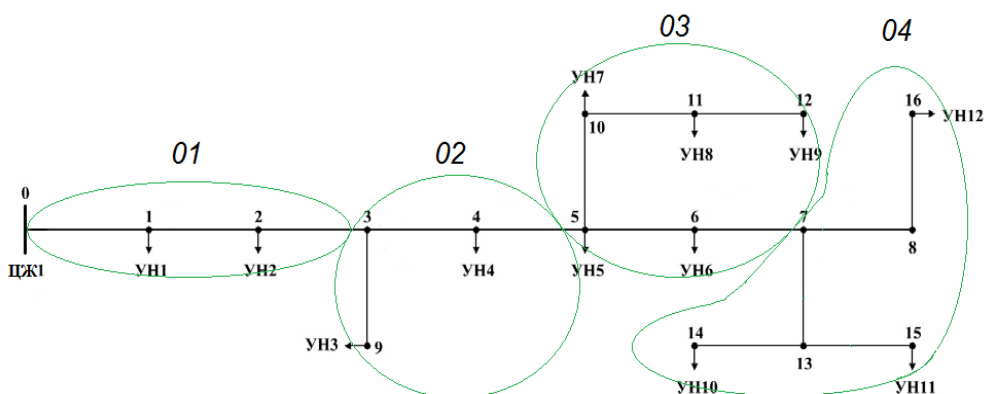


Рис. 1

ки набуватимуть менших значень і тим вищим буде рівень надійності енергопостачання [4]. Показники $SAIFI$, $MAIFI$ також визначені у постанові, залежать від частоти перерв та при здійсненні меншої кількості відключення

чень набуватимуть менших значень.

Для аналізу рівня надійності електричної мережі при використанні індикаторів пошкодження, що встановлюються на ПЛ електропередачі, розглянемо як приклад схему розподільної лінії 110 кВ та розрахуємо показники надійності *SAIDI* та *ENS*, які мали б місце при такій топології, із розбиттям схеми на чотири ділянки за розташуванням та приналежністю до окремих елементів (рис. 1) та змодельюємо випадки пошкодження на ділянках вказаної схеми.

Для розрахунку індексів показників надійності, що залежать від часу відсутності енергопостачання, використаємо необхідні дані з таблиць, які заповнюють обленерго для подальшого аналізу НКРЕ [1]. До таких даних належать відомості про рівень напруги у мережі, класифікація перерв, дата та час початку і кінця перерви в електропостачанні, тривалість та тип перерви, кількість відключених трансформаторів та точок продажу міських та сільських населених пунктів на рівні напруги 0,4 та 6...20 кВ, та кількість відключених точок продажу електричної енергії на рівні напруги 27,5...35 та 110...154 кВ. Показники надійності для цієї схеми наведено у табл. 1 (розрахункові значення індексів показників надійності без урахуванням показів індикаторів).

Значення індексів показників надійності у кожному випадку залежать від конфігурації мережі, класу напруги та кількості приєднаних абонентів до обраної мережі, а також кількості та тривалості перерв на кожній ділянці.

Розглянемо випадки виникнення пошкоджень у мережі з встановленими індикаторами пошкодження та розрахуємо на скільки зменшиться час пошуку пошкодження на кожній ділянці. У змодельованому прикладі вважається, що обхід лінії або її ділянки виконується повністю, незважаючи на місце пошкодження.

Згідно з використаними даними на схемі (рис. 2) пошкодження виникають на прогонах 2-2', 4-4', 5-6 та 8-16. Змодельюємо ці випадки та розрахуємо максимальне значення часу, що необхідно для огляду та визначення місця пошкодження за такою формулою:

$$t_{\text{огл.макс.}m} = t_{\text{огл.макс.}(m-1)} + \Delta t_m, \quad (3)$$

де $t_{\text{огл.макс.}(m-1)}$ – максимальний час, потрібний для огляду попередньої ділянки мережі, хв; Δt_m – різниця часу огляду m -ї ділянки з/та без урахування економії часу внаслідок показів індикатора, хв; m – номер ділянки, що розглядається, $m = 01, \dots, 04$;

$$\Delta t_m = t_{\text{огл.заг.}m} - t_{\text{ек.інд.}m}, \quad (4)$$

$t_{\text{огл.заг.}m}$ – загальний час, необхідний для обходу m -ї ділянки без індикаторів пошкодження, хв; $t_{\text{ек.інд.}m}$ – час, необхідний для обходу m -ї ділянки із встановленими індикаторами пошкодження, хв.

Визначення часу знаходження місця пошкодження у будь-якій точці мережі залежить від відстані, кількості розгалужень ділянки, швидкості руху ремонтно-пошукової бригади тощо. При аналізі наведеної схеми та встановленні семи індикаторів пошкодження враховуємо час пошуку.

За умови, що ремонтна бригада починає рух від точки 0 та ділянки 01 і рухається через всю мережу, враховуючи покази індикаторів, скорочення часу для огляду становитиме для прогону 2-2' ділянки 01, час $t_{\text{ек.інд.}01} = 0$ хв (рис. 2).

Наявність індикатора на ділянці 01 не має істотного впливу на час знаходження місця аварії, адже ремонтній бри-

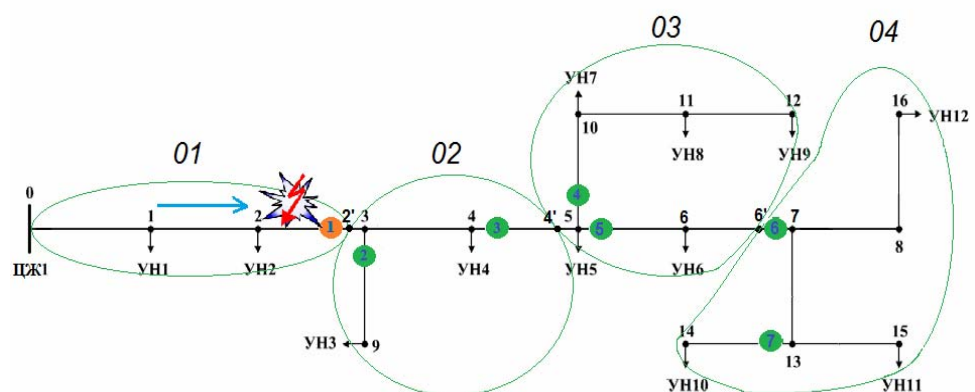


Рис. 2

Таблиця 1

Ділянка	SAIDI, хв	ENS, тис. кВт·год
1	0,0757	2,3014
2	0,1362	4,7671
3	0,2706	8,8767
4	0,7654	27,9452
Всього	1,2480	43,8904

68,4 хв відповідно. Скорочення часу огляду на прогоні 4-4' відбувається за рахунок аналізу показів індикатора 2 (прогон 3-9). Оскільки він працює у звичному режимі, це означає, що аварія відбулась на відгалуженні, що не підпорядковується йому. Скорочення часу огляду на прогоні 5-6 відбувається за рахунок індикатора 4, що встановлено на прогоні 5-10 та показує відсутність пошкоджень на прогонах 10-11 та 11-12, а також зменшення відстані для огляду прогону 6-6'.

Скорочення часу для огляду ділянки 8-16 становитиме $t_{ек.інд.04}=72$ хв (рис. 3).

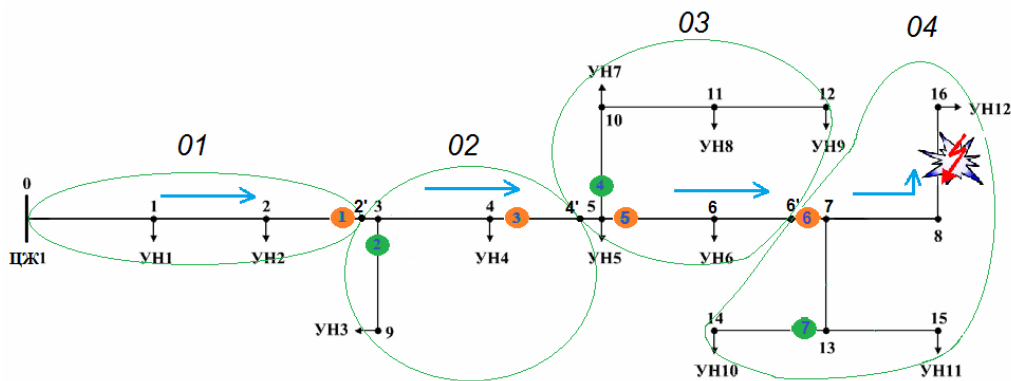


Рис. 3

Зменшення часу відбувається за рахунок показів індикатора 4, що миготить червоним у випадку пошкодження за місцем його встановлення, та індикатора 6, що встановлено на прогоні 13-14. Отже, залежно від місця виникнення пошкодження на ПД (рис. 3) ремонтна бригада потребуватиме менше заявленого часу ($t_{огл.заг.м}$) при можливості збільшення швидкості обходу тих ділянок, на яких напевно відомо про відсутність пошкоджень.

Розглянемо розрахункові значення часу огляду ділянок ПД, наведені у табл. 2, які отримані за допомогою формул (3), (4).

Таблиця 2

Значення	01 ділянка	02 ділянка	03 ділянка	04 ділянка
$t_{ек.інд.м}, хв$	0	18	68,4	72
$t_{огл.заг.м}, хв$	50,4	54	90	111,6
$\Delta t_m, хв$	50,4	36	21,6	39,6
$t_{огл.макс.(m-1)}, хв$	0	50,4	86,4	108
$t_{огл.макс.м}, хв$	50,4	86,4	108	147,6

Розрахуємо показники надійності з урахуванням отриманих значень часу, замінюючи значення відповідних величин на отримані значення тривалості довгої перерви $t_{огл.макс.м}$ на кожній ділянці. Розрахункові значення

індексів показників надійності з урахуванням показів індикаторів наведені у табл. 3.

При порівнянні розрахункових даних табл. 1 та 3 виходить, що зменшення величини індексу SAIDI становить 32 %, а

Таблиця 3

Ділянка	SAIDI, хв	ENS, тис. кВт·год
01	0,0757	2,3014
02	0,1235	3,9452
03	0,1504	4,9315
04	0,4900	13,4795
Всього	0,8396	24,6575

зменшення розрахункового обсягу ENS складає 56 %.

Для узагальнення та формалізації запропонованого підходу, а також врахування капітальних та експлуатаційних вкладень на встановлення та обслуговування індикаторів пошкодження використовуємо цільову функцію мінімізації витрат на встановлення таких засобів:

$$\left[\sum_i B(t) - \sum_i C(t) \right] \rightarrow \max ,$$

де $B(t)$ – функція, що представляє зменшення величини втраченої вигоди від недовідпуску електроенергії, грн; $B(t) = ENS_{\text{інд}} - ENS_{\text{без інд}}$; $C(t)$ – функція капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення та обслуговування індикаторів пошкодження, грн.; $C(t) = C_k(t)$, де k – період, що розглядається, рік, $k = 0, \dots, CU_{FI}$; CU_{FI} – термін корисної роботи індикатора (8 років); для $k = 0$, $C_k(t) = COST_{FI}$, $COST_{FI}$ – річні експлуатаційні витрати на один індикатор, грн.; для $k = 1, \dots, CU_{FI}$, $k = 1, \dots$, $C_k(t) = CM_{FI}$, де CM_{FI} – щорічна вартість обслуговування індикатора (грн); при виконанні таких умов:

$$SAIDI(t) \leq SAIDI(t)_{\max}, \quad ENS(t) \leq ENS(t)_{\max}, \quad C(t)_{\min} \leq C(t) \leq C(t)_{\max}.$$

З наведених обмежень видно, що при встановленні індикаторів мають враховуватися цільові показники індексів надійності електропостачання, а також капітальні та експлуатаційні витрати на встановлення і обслуговування індикаторів пошкодження.

Слід зазначити, що важливою вхідною інформацією для виконання оптимізаційних розрахунків є топологія мережі та інформація щодо початкової точки (або точок) пошуку місця пошкодження, на основі якої необхідно задавати початкові дані [6].

Для більшої автоматизації розв'язання задачі пошуку місця пошкодження ПЛ та його локалізації з використанням індикаторів місць пошкодження доцільним є побудова автоматичної системи моніторингу та визначення місць пошкодження, яка здійснюватиме дистанційний контроль стану індикаторів та керуватиме комутаційними апаратами електричної мережі, використовуючи при цьому інформаційні мережі GSM-зв'язку та інтеграцію з відповідними SCADA-системами [5].

Висновки. Проведений аналіз свідчить про суттєве зменшення часу перерви у зв'язку зі скороченням тривалості пошуку ремонтною бригадою місця пошкодження та суттєве зменшення величини розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії. Додаткові знання щодо принципу пошуку пошкодження на конкретній лінії (наприклад, вибір відгалуження по якому відбувається першим) також можуть бути враховані. Це підвищить точність наведених розрахунків.

Залежно від конфігурації мережі, класу напруги та кількості приєднаних абонентів до мережі змінюватиметься кількість необхідних для функціонування системи індикаторів пошкодження, а величини індексів $SAIDI$ та ENS матимуть різні значення. Отже, з урахуванням відомостей про мережу, потрібно проводити аналіз доцільності використання індикаторів пошкодження у кожному конкретному випадку з урахуванням капітальних та експлуатаційних витрат на встановлення та обслуговування індикаторів пошкодження.

Запропоновано підхід, що дає змогу зменшити тривалість пошуку пошкодженого місця ПЛ та мінімізувати загальний час організації ремонтно-відновлюваних робіт за рахунок використання індикаторів пошкодження та системного підходу щодо їх встановлення у мережі.

Сформовано цільову функцію, що враховує вигоду від зменшення обсягу недовідпущеної електроенергії та витрати на використання індикаторів пошкодження. Визначені обмеження до такої функції дають змогу зменшити індекси показників надійності, тим самим покращуючи роботу електроенергетичної системи.

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., Полищук О.Ю., Журавльов І.В. Моніторинг стану повітряних ліній електропередачі з використанням індикаторів пошкоджень // Енергетика та електрифікація. – 2013. – № 9. – С. 7–11.
3. Тухас В.А. Тенденции развития международной нормативной базы в области качества электроэнергии и разработка новых средств измерения типа «Прорыв» // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: // <http://proryvnp.ru/novosti/506/>
4. David J., Krajnak P.E. Faulted Circuit Indicators and System Reliability // Rural Electric Power Conference, Louisville, KY, USA, May 07-09, 2000. – P. A4-1–A4-4.
5. Smallwood C., Lattner M., Gardner T. Expansion of Distribution Automation with Communicating Faulted Circuit Indicators // 2011 Rural Electric Power Conference, New York, USA, April 10-13, 2011. – P. B6-1–B6-6.
6. Usida W.F., Coury D.V., Flauzino R.A., Silva I.N. Efficient Placement of Fault Indicators in an Actual Distribution System Using Evolutionary Computing // IEEE Transactions, Power Systems. Nov. 2012. – Vol. 27. – P. 1841–1849.

УДК 621.316

Е.Ю. Бец, асп.

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03680, Украина

Уменьшение времени восстановления электроснабжения потребителей с использованием индикаторов повреждения воздушных линий

Рассмотрено влияние перерывов, возникающих в работе электрических сетей, на снижение надежности электроснабжения. Время для определения места повреждения участка сети значительно зависит от продолжительности поиска и осмотра территории ремонтной бригадой. Предложен способ по уменьшению времени восстановления электроснабжения потребителей за счет использования индикаторов повреждения воздушных линий электропередачи с учетом влияния места установки таких индикаторов в сети. Это приборы, которые определяют участок возникновения аварии на воздушных линиях и помогают визуально определить направление движения ремонтным бригадам для восстановления электроснабжения. Рассмотрен порядок расчета основных международных индексов показателей надежности энергоснабжения SAIDI и ENS. Проведен анализ влияния продолжительности времени поиска места повреждения воздушной линии электропередачи на значения таких индексов надежности. На примере схемы распределительной сети 110 кВ показана эффективность предложенного способа на основании анализа отчетных показателей для компаний Украины, которые поставляют электроэнергию потребителям, показателей надежности электроснабжения при отсутствии и с учетом установки оптимального количества индикаторов повреждений. Определены основные особенности работы сети, которые следует учитывать при установке индикаторов повреждения с учетом возможностей их работы на воздушных линиях электропередачи в распределительных сетях. На основании проведенных исследований определены целевая функция и система ограничений, которые позволяют оптимизировать количество индикаторов повреждений в сети с учетом выгоды от уменьшения расчетного объема недоотпущенной электроэнергии потребителям и затрат на установку и эксплуатацию таких приборов. Библ. 6, рис. 3, табл. 3.

Ключевые слова: SAIDI, ENS, индикаторы повреждения, время отсутствия энергоснабжения потребителей.

O.Yu. Bets

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

Reduce restoration time of power supply to consumers with using fault indicators of overhead lines

In this article the effect of breaks which occurs in electrical networks and reduces the reliability of power supply are considered. Definition time of fault place in network greatly depends on the duration of the search and inspection activities of maintenance team. The method of reducing restoration time with using fault indicators and influence of their placement in network is offered. Fault indicators are devices that determine the section of the accident on overhead lines and help to visually determine the direction for maintenance teams to restore power supply. The procedure of computation of the basic international reliability indexes of power supply SAIDI and ENS is considered. The influence of the duration of time fault location in overhead lines on the values of the indexes of reliability is carried out. On an example of the scheme of a distributive network 110 kV efficiency of the proposed method based on the analysis of accounting for Ukrainian power supply companies and indexes of reliability of power supply with absence and with taking into account installation of optimum quantity of fault indicators are shown. The basic features of the network that should be considered when setting fault indicators with taking into account the ability of their work on overhead lines in distribution networks are defined. Based on these studies is defined the objective function and the constraint system which allows to optimize the number of fault indicators to the network, taking into account the benefits of reducing the estimated volume not supplied energy to consumers and the costs of installation and operation of fault indicators are defined. References 6, figures 3, tables 3.

Key words: SAIDI, ENS, fault indicators, time of the absence of power supply to consumers.

Надійшла 15.01.2015

Received 15.01.2015