

IDENTYFIKACJA ZWARĆ W SIECIACH ROZDZIELCZYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Streszczenie

Sieć średniego napięcia generuje najwięcej problemów w zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej. Aby sprostać tym wyzwaniom firmy dystrybucyjne modernizują sieci ŚN w celu szybkiej identyfikacji zwarć oraz rekonfiguracji sieci dla przywrócenia zasilania jak największej liczby odbiorców. W pracy przedstawiono zagadnienia związane z instalowaniem w głębi sieci automatyki zabezpieczeniowej współpracującej z łącznikami zdalnego sterowania w celu identyfikowaniu zakłóceń i restytucji zasilania.

WSTĘP

Niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców należy do głównych wyzwań dla dystrybutorów energii. W sieciach średnich napięć, które generują najwięcej problemów związanych z przerwami w dostawach energii elektrycznej [3, 16], wdrażane są środki techniczne dla poprawy wskaźników jakości dostaw energii elektrycznej [2, 3, 10, 17, 18, 21].

Niezawodność zasilania odbiorców oceniana jest na podstawie wielu wskaźników [4]:

- oczekiwana roczna liczba krótkich przerw zasilania, tj. w czasie porównywalnym z czasem działania automatyki sieciowej,
- oczekiwana roczna liczba przerw długich zasilania,
- średni czas pojedynczej przerwy zasilania,
- czas najdłużej trwającej pojedynczej przerwy zasilania w roku,
- oczekiwany roczny czas przerw zasilania,
- oczekiwana roczna niedostarczona energia.

Minister Gospodarki zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do publikowania następujących wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej [22]:

- przeciętny systemowy czas trwania przerwy długiej (SAIDI – System Average Interruption Duration Index), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy a ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- przeciętna systemowa częstość przerw długich (SAIFI - System Average Interruption Index), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców, wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych,
- przeciętna częstość przerw krótkich (MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index), stanowiąca liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

1. ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWE INSTALOWANE W POLACH ROZDZIELNI GŁÓWNYCH PUNKTÓW ZASILAJĄCYCH (GPZ)

Dla szybkiego przywrócenia zasilania istotna jest szybka i pewna identyfikacja zakłócenia, izolacja odcinka w którym wystąpiło zwarcie i dokonanie przełączeń restytucyjnych.

Ze względu na promieniowy charakter zasilania w sieciach ŚN, jako zabezpieczenia od zwarć międzyfazowych stosowane są proste zabezpieczenia nadprądowe. W przypadku współpracy sieci

z lokalnymi źródłami energii (OZE, elektrociepłownie, lokalne elektrownie), uzupełnia się je w czony kierunkowe. W specjalnych przypadkach mogą być zainstalowane zabezpieczenia odległościowe lub różnicowe.

O rodzaju zabezpieczeń ziemnozwarciowych decyduje sposób pracy punktu zerowego sieci. Sieci ŚN w Polsce pracują:

- z izolowanym punktem zerowym,
- z uziemionym przez dławik punktem zerowym (cewka Peterse- na lub transformator Baucha) - sieć skompensowana,
- z punktem zerowym uziemionym przez rezystor ograniczającym prąd ziemnozwarciowy do określonego poziomu.

Identyfikacja, lokalizacja i eliminacja zwarć doziemnych w sieciach ŚN jest jednym z trudniejszych problemów automatyki zabezpieczeniowej. Problem ten jest najbardziej złożony w sieciach skompensowanych. Wielkości ziemnozwarciowe mają charakter składowych zerowych prądu I_0 i napięcia U_0 , dlatego zabezpieczenia ziemnozwarciowe zasilane są z filtrów składowych zerowych prądu i napięcia. Prąd ziemnozwarciowy I_0 mierzony jest w każdej linii, napięcie U_0 mierzone jest centralnie w GPZ.

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe instalowane w GPZ reagują na wielkości ziemnozwarciowe głównie w stanie ustalonym. Są to zabezpieczenia:

- nadprądowe,
- admitancyjne,
- kierunkowe,
- porównawczo - amplitudowe,
- porównawczo - fazowe.

Prąd ziemnozwarciowy przyjmuje w linii doziemionej wartość maksymalną. Fakt ten jest wykorzystany w zabezpieczeniach nadprądowych. Wymagania związane ze współczynnikiem czułości zabezpieczeń oraz dokładnością pomiaru prądu powodują, że zabezpieczenia te stosuje się w sieciach z izolowanym punktem zerowym, głównie w sieciach kablowych.

Wartością rozruchową może być moduł admitancji zerowej linii Y_{0i} lub jedna z jej składowych: konduktancyjna lub susceptancyjna. Zabezpieczenia admitancyjne oparte są na kilku różnych kryteriach działania, reagujące na [10, 15]:

- moduł admitancji – admitancyjne,
- wartość bezwzględna konduktancji,
- wartość i znak susceptancji,
- przyrost admitancji (konduktancji lub susceptancji) powodowany wymuszonym dodatkowym prądem zwarcia z ziemią (głównie AWSZ) - porównawczo admitancyjne YY_0 .

Zabezpieczenia o charakterze admitancyjnym stosuje się we wszystkich sieciach ŚN niezależnie od sposobu pracy ich punktu zerowego. Cechują się wysoką skutecznością działania [11, 14].

Zabezpieczenie kierunkowe biernomocowe polega na określeniu kierunku przepływu składowej biernej prądu ziemnozwarciowego. Stosowane jest w sieciach z izolowanym punktem zerowym. Zabezpieczenie czynnomocowe określa kierunek przepływu składowej czynnej prądu i stosowane jest w sieciach skompensowanych.

W sieciach kompensowanych, w przypadku zabezpieczeń admittancejnych oraz zabezpieczeń czynnomocowych, stosowane są układy wymuszania dodatkowej składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego – AWSCz.

Kryterium porównania amplitud prądów ziemnozwarciowych w poszczególnych liniach zasilanych z tych samych szyn zbiorczych, jest wykorzystane w zabezpieczeniach porównawczo amplitudowych. Zabezpieczenia oparte na tym kryterium nie znalazło szerszego zastosowania w praktyce [15].

Zabezpieczenia porównawczo – fazowe wykorzystują fakt, że fazy prądów doziemnych w liniach zdrowych są przesunięte w stosunku do prądu w linii doziemionej o 180 stopni.

W identyfikacji zwarć doziemnych próbuje się wykorzystać stany przejściowe wielości ziemnozwarciowych. Przebiegi przejściowe prądu pierwszego półokresu w liniach zdrowych mają polaryzację przeciwną w stosunku do pierwszego półokresu prądu przejściowego w linii z dozie mieniem [7, 15]. To podejście może być stosowane w sieciach z izolowanym punkcie zerowymi i w sieciach kompensowanych, w których przebiegi przejściowe nie są mocno tłumione.

2. LOKALIZACJA ZWARĆ PRZEZ AUTOMATYKĄ ROZPROSZONĄ

Sieci dystrybucyjne średniego napięcia pracują promieniowo. Budowane są jednak najczęściej jako struktury zamknięte ale pracują w konfiguracji otwartej. Dla sekcjonowania elektrycznego ciągu linii, wprowadzenie podziału linii, odłączanie odgałęzień stosowane są różnego rodzaju łączniki. Obecnie łączniki te zastępowane są rozłącznikami, które wyposażane są w zdalne serowanie ich napędem i służą do wydzielenia uszkodzonego odcinka sieci oraz do jej rekonfiguracji po działaniach automatyki zabezpieczeniowej.

2.1. Łączniki instalowane w sieciach

Rozwój automatyki zabezpieczeniowej rozproszonej w głębi sieci ŚN można realizować poprzez instalowanie zdalnie sterowanych reklozerów i rozłączników. Reklozer spełnia rolę wyłącznika, wyposażony jest w zabezpieczenia nadprądowe i ziemnozwarciowe oraz automatykę samoczynnego ponownego załączenia (SPZ) umożliwiającą likwidację zwarć przemijających [16]. Instalowanie reklozerów stosowane jest z reguły w sieciach napowietrznych, których długość wynosi 80% wszystkich sieci ŚN. Dla wypełnienia funkcji zabezpieczeniowych reklozer wyposażony jest w układy pomiarowe. Dla pomiaru napięcia stosowane są w zasadzie dzielniki pojemnościowe. Spotyka się też układy z dzielnikami rezystancyjnymi. Do pomiaru prądu najczęściej stosowane są przekładniki prądowe rdzeniowe. W ostatnich latach popularność zyskują przekładniki powietrzne - cewki Rogowskiego. Charakteryzują się one liniową charakterystyką oraz szerokim zakresem pomiarowym. Stosowanie cewek Rogowskiego obniża masę układu pomiarowego. Reklozer wyposażony jest w tym przypadku w 6 przekładników powietrznych.

Inne podejście polega na instalowaniu rozłączników sterowanych zdalnie, wyposażonych w sygnalizatory zwarć. W trakcie pracy automatycznej zwarcie jest wyłączone w GPZ a odcinek w którym nastąpiło zwarcie jest odłączany od sieci w przerwie SPZ [10, 16]. Informacje o działaniu sygnalizatorów zwarć, w które wyposażone są rozłączniki i o stanie rozłączników służą do rekonfiguracji sieci w celu przywrócenia zasilania dla odcinków „zdrowych”. Układy po-

miarowe instalowane z rozłącznikami służą do pomiaru prądów w fazach i prądu kolejności zerowej, podobnie jak w reklozerach. Najczęściej rozłączniki nie wyposaża się w układy do pomiaru napięcia. Wyjątki stanowią przypadki instalowania czujników prądu zwarciego reagujących na pole elektromagnetyczne i czujników do pomiaru napięć, reagujących na pole elektryczne [7, 16].

2.2. Sygnalizatory zwarć

Wykrywanie zwarć w sieciach ŚN dzielimy na zwarcia międzyfazowe i doziemne. Do identyfikacji zwarć międzyfazowych konieczny jest pomiar prądów fazowych. Przekładniki prądowe w celu wykrycia zwarć międzyfazowych instaluje się w dwu fazach.

Dla potrzeb związanych z wykrywaniem zwarć doziemnych konieczne są pomiary prądów kolejności zerowej I_0 i często napięcia kolejności zerowej U_0 .

Określanie prądów ziemnozwarciowych odbywa się poprzez:

- pomiar na wyjściu filtru składowej zerowej prądu w układzie Holmgreena w sieciach napowietrznych, w przekładniku Ferrantiego w sieciach kablowych i w liniach napowietrznych z wypro wadzeniami kablowymi, w otwartym trójkącie w przypadku ce wek Rogowskiego,
- obliczanie prądu składowej zerowej I_0 z trzech prądów fazowych (stosowane głównie przy pomiarze prądów fazowych przez przekładniki instalowane na przewodach fazowych i których ob wód pierwotny stanowi przewód fazowy
- pomiar pola magnetycznego generowanego przez prąd zwarc iowy, przy zastosowaniu czujników pola magnetycznego.

Pomiar napięcia kolejności zerowej w otwartym trójkącie prze kładników pomiarowych odbywa się w zasadzie w GPZ. W przypad ku reklozerów napięcie kolejności zerowej U_0 można obliczyć z trzech napięć fazowych. W rozłącznikach dla sygnalizatorów wielokryterialnych napięcie U_0 uzyskuje się najczęściej z czujników pola elektrycznego.

Obecnie instalowane są sygnalizatory wykorzystują zarówno pomiar przebiegów ustalonych jak i przejściowych.

Sygnalizatory zwarć instalowane w rozłącznikach mogą pracować w różnych wariantach:

- sygnalizować stan działania (zarówno dla sygnalizatorów wyposażonych w komunikację z OSD jak też dla brygad pogotowia)
- wpływać na wyłączenie uszkodzonego odcinka sieci w czasie przerwy bezprądowej w cyklu SPZ.

Podstawowym celem sygnalizatorów jest wskazanie czy zwarcie wystąpiło za miejscem zainstalowania sygnalizatorem czy przed, czyli na określeniu odcinka na którym wystąpiło zwarcie.

Sygnalizatory pracują w oparciu o następujące kryteria:

- Analizę prądu kolejności zerowej (analizę wartości skutecznej I_0 , jego przebiegu $i(t)$, zmienności prądu w czasie di/dt ; [3, 7, 11, 12].
- Porównanie przebiegów prądów fazowych po odseparowania od nich prądów roboczych z przebiegiem prądu kolejności zerowej. Przebieg prądu kolejności zerowej $i_0(t)$ ma duże podobieństwo z przebiegiem prądu ziemnozwarciowego w fazie zwartej [7].
- Porównaniu wartości skutecznych prądów ziemnozwarciowych w poszczególnych fazach. Po odseparowaniu prądów roboczych otrzymujemy prądy zwarcie w poszczególnych fazach. Gdy wartość skuteczna jednego z nich wielokrotnie różni się będzie od pozostałych, oznaczać to będzie, że zwarcie wystąpiło za sygnalizatorem od strony GPZ [7].
- Analizę w oparciu o pomiar U_0 i I_0 . Dotyczy to zarówno wartości skutecznych jak też przejściowych [7, 11, 14, 21].

3. SKUTECZNOŚĆ DZIAŁANIA SYGNALIZATORÓW ZWARĆ

Sygnalizatory działające poprzez pomiar prądów kolejności zerowej mają zastosowanie w sieciach z uziemionym punktem zerowym przez rezystor i w niektórych sieciach z izolowanym punktem neutralnym. Dla poprawy skuteczności działań sygnalizatorów stosowana jest analiza chwilowej wartości prądu $i_0(t)$ w pierwszych kilkudziesięciu milisekundach od powstania zwarcia. Wykorzystywany jest fakt pojawiania się prądów oscylacyjnych podczas zwarcia doziemnego. Porównywany jest przebieg napięcia $u_0(t)$ z przebiegiem prądu w pierwszych kilkudziesięciu milisekundach. Przebieg pierwszego półokresu prądu w linii doziemionej ma polarność przeciwna z polarnością pierwszego półokresu napięcia kolejności zerowej. Sygnalizatory tego typu zasilane są z reaktancyjnych dzielników napięcia lub z czujników reagujących na pole elektryczne wytwarzane przez napięcie kolejności $u_0(t)$. Oscylacje nie występują jednak w przypadku zwarcń oporowych i dlatego metoda ta nie nadaje się do linii napowietrznych [15, 16]. Zwiększenie skuteczności działania sygnalizatorów uzyskuje się również przez analizę przyrostu prądu I_0 bądź prądów fazowych po pojawieniu się składowej czynnej prądu zwarcia wymuszonym przez automatykę AWSCz. Przy zwiarcach rezystancyjnych metoda ta traci swoją czułość [11].

- Najwyższą skuteczność identyfikacji zwarcń doziemnych uzyskuje się w oparciu o pomiar i analizę prądu kolejności zerowej I_0 i napięcia kolejności zerowej U_0 . W tym przypadku występują dwa podejścia. Pierwsze polega na pomiarze obu wielkości w miejscu zainstalowania sygnalizatora. Wykorzystuje się do tego celu czujniki wykrywające pole elektryczne dla pomiaru U_0 i czujniki pola magnetycznego do pomiaru I_0 . Rozwiązanie to nie jest oceniane jako skuteczne [11]. Niejednoznaczność działania czujników pola związana jest między innymi z ich wrażliwością na zmieniającą się geometrię montażu w różnych punktach sieci, prądy obciążenia linii, prądy płynące w infrastrukturze ukrytej w ziemi [11]. Są zawodne przy zwiarcach rezystancyjnych. Dla poprawy skuteczności identyfikowania zwarcń doziemnych wprowadza się lokalne pomiary wektorów prądów kolejności zerowej. Chodzi zarówno o dokładną wielkość wartości skutecznej prądu jak też fazy. Wielkości tego rodzaju w literaturze nazywane są synchrofazorami lub wskazami [11]. Dla centralnej analizy zakłócenia, otrzymuje się wielkości w postaci cyfrowej, dokładnie zsynchronizowane, poddane wcześniej filtracji. Synchrofazory mogą posłużyć do identyfikacji zwarcń doziemnych poprzez zastosowanie:
 - Metody porównawczo - fazowej, wykorzystującej fakt, że fazy synchrofazorów prądów zwarcia mają różne znaki w sygnalizatorach przed zwiarcem i za zwiarcem [11].
 - Kryterium kierunkowo - mocowego, dla którego konieczny jest synchrofazor I_0 mierzony w linii i synchrofazor U_0 „mierzony centralnie w GPZ [21].
 - Kryterium admitancyjnego, dla którego podobnie jak w kryterium kierunkowo - mocowym konieczne są synchrofazory U_0 i I_0 . [11, 14, 15].

4. AUTOMATYZACJA IDENTYFIKACJI ZWARĆ

Sieć ŚN, która generuje najwięcej problemów w zakresie przerw w dostawie energii, wymaga szczególnego podejścia firm dystrybucyjnych. Już obecnie, aby sprostać wysokim wymaganiom w zakresie niezawodności dostawy energii elektrycznej pracuje się nad rozwiązaniami zmierzającymi do automatyzacji procesów identyfikacji zwarcń i zdalnego zarządzania siecią [2, 5, 6, 7, 8, 19].

W zależności od planów rozwoju sieci i możliwych nakładów inwestycyjnych, proces automatyzacji może przebiegać w trzech etapach:

- Stosowanie prawidłowo dobranych i skutecznych wskaźników przepływu prądu zwarcia zarówno w sieci kablowej i napowietrznej. Identyfikacja zwarcia następowalaby przez brygady pogotowia na podstawie sygnałów zadziałania wskaźników zainstalowanych na liniach.
- Stosowanie wskaźników przepływu prądu zwarcia ze zdalną komunikacją. Identyfikacja zwarcia przeprowadzona byłaby przez dyspozytora w OSD na podstawie informacji z sygnalizatorów zwarcń. Operator podejmowałby decyzje o rekonfiguracji połączeń i poprzez zdalne sterowanie rozłącznikami przywracałby zasilanie do „zdrowych” odcinków linii.
- Identyfikacja zwarcia przez inteligentny system zarządzania dystrybucji energii elektrycznej zainstalowany w OSD. System ten wymaga pełnej komunikacji między ośrodkiem dystrybucyjnym i punktami pomiarowymi zainstalowanymi w sieci oraz rozłącznikami sterowanymi zdalnie. Oczekuje się że system sterujący automatycznie będzie identyfikował zakłócenie oraz będzie przeprowadzał restytucję zasilania.

Dla lokalizacji uszkodzenia i rekonfiguracji sieci wprowadzane są dwie funkcje. Pierwsza – FRID (Fault Detection, Isolation & Restoration), wspomaga operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) i obejmuje całą zarządzaną przez system sieć [2, 8, 9]. Drugi typ to przedstawiona w [6, 7] funkcja Self – Healing Grid (SHG) przeprowadzająca rekonfigurację w linii, po wystąpieniu zakłócenia, po wymianie informacji między sąsiednimi sterownikami zainstalowanymi w linii oraz informacji o definitywnym otwarciu wyłącznika w rozdzielni głównej. W pierwszej fazie na podstawie wskaźników wskaźników zwarcia, system będzie określał odcinek w którym wystąpił zwarcie – otwierał rozłączniki między końcami tego odcinka. W fazie drugiej na podstawie logicznej analizy stanu rozłączników i wskaźników zwarcń przywraca zasilanie dla „zdrowych” części linii.

Od wyboru funkcji FRID lub SHG zależy wybór sposobu identyfikacji zwarcń. W przypadku zastosowania funkcji SHG decyzje podejmowane są w sterownikach lokalnych i praktyczne uniemożliwia to korzystania z metod identyfikacji zwarcia w oparciu o dane pomiarowe obszarowe.

PODSUMOWANIE

W dotychczasowo instalowanych reklozerach zabezpieczenia ziemnozwarciowe nie dorównują jakością zabezpieczeniom admitancyjnym i w celu poprawy skuteczności lokalizacji zwarcń doziemnych, należy je wyposażać w zabezpieczenia porównywalne z zabezpieczeniami admitancyjnymi [11]. Wadą stosowania reklozerów jest wydłużenie czasu trwania zwarcń występujących bliżej punktu zasilającego kolejności zerowej $i_0(t)$, kształcie jego przebiegu nie uzyskują dostatecznej czułości, zwłaszcza przy

Wskaźniki przepływu prądu zwarcia bazujące na analizie amplitudy prądu kolejności zerowej $i_0(t)$, kształtu jego przebiegu nie uzyskują dostatecznej czułości, zwłaszcza przy zwiarcach oporowych. Stosowanie kryterium przyrostowego prądu I_0 po załączeniu automatyki wymuszania składowej czynnej (AWSCz) zwiększa czułość identyfikacji zwarcia, jednak przy zwiarcach oporowych metoda ta traci swoją czułość [11].

W przypadku stosowania czujników reagujących na pole elektryczne wytwarzane przez napięcie kolejności zerowej U_0 i pola elektromagnetyczne generowane przez prąd kolejności zerowej I_0 należy się liczyć z problemami niejednoznaczności działań wskaźników zwarcń. Są zawodne głównie przy zwiarcach rezystancyjnych [11, 16].

Ocenia się [11], że najwyższą skuteczność działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych posiadają zabezpieczenia admitancyjne. Dlatego zastosowanie rozwiązań bazujących na pomiarze admitancji do identyfikacji zwarć w głębi sieci, powinno być wdrażane w miarę pojawiania się możliwości technicznych.

Zagadnienia ziemnozwarciowe ze względu na ich złożoność, nadal są w polu zainteresowania specjalistów. Poszukuje się nowych kryteriów ich identyfikacji. W [17] przedstawiono metodę określania zwarcia ziemnozwarciowego na podstawie sumy fazorowej dla składowej zerowej, będącą sumą fazorów admitancji w pewnym interwale czasu. Natomiast w [13] przedstawiono badania zmierzające do zastosowania analizy falkowej do wykrywania zwarć ziemnozwarciowych. Na zwiększenie skuteczności wygaszania zwarć łukowych ma wpływ stosowanie urządzeń kompensacyjnych z automatyczną regulacją reakcji [1].

BIBLIOGRAFIA

1. Andryszkiewicz J., Lorenc J., Staszak B.: *Kompensacja nadążna pojemnościowych prądów ziemnozwarciowych w sieciach ŚN*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/12, str. 37-41;
2. Babś A.: *Automatyzacja sieci rozdzielczych jako podstawowy element sieci inteligentnych*. Automatyka – Elektryka – Zakłócenia 2013/2;
3. Baprawska B.: *System szybkiego diagnozowania i lokalizacji zwarć w sieciach ŚN – poprawa ciągłości zasilania w energię elektryczną*. Wiadomości Elektrotechniczne 2011/5, str. 46-49;
4. Bargiel J., Goc W., Sowa P., Teichman B.: *Niezawodność zasilania odbiorców z sieci średniego napięcia*. Rynek Energii 2010/4;
5. Czyżewski R., Babś A., Madajewski K.: *Sieci inteligentne – wybrane cele i kierunki działania systemu dystrybucyjnego*. Acta Energetica 2012/1;
6. Floryn J.: *Wdrożenie rozproszonego systemu automatyki restytucyjnej typu Self-Healing Grid produkcji Schneider Electric na terenie TAURON Dystrybucja Oddział we Wrocławiu*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/5 str. 24-29;
7. Grabarczyk B.: *Obniżanie współczynników SAIDI/SAIFI przy wykorzystaniu innowacyjnego systemu restytucyjnego Self-Healing Grid*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/5 str. 10 – 27;
8. Kalusiński K.: *Automatyka FRID w systemie dystrybucyjnym WindEx – przykład wdrożenia dla krajowego Operatora Sieci Dystrybucyjnej*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/5 str. 39-40;
9. Kubacki S., Świdzki S., Tarasiuk M.: *Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci ŚN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii*. Acta Energetica 2012/1;
10. Kuran Z.: *Sposób identyfikacji uszkodzonego zwarcie doziemnym odcinka sieci ŚN*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/6, str. 43-46;
11. Lorenc J.: *Admitancyjne zabezpieczenia ziemnozwarciowe*. Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2007;
12. Marciniak L.: *Efektywność ziemnozwarciowych zabezpieczeń impulsowo prądowych*. Przegląd Elektrotechniczny 2014/4, str. 133-136;
13. Marciniak L.: *Określenie nastaw zabezpieczeń ziemnozwarciowych z falkowymi kryteriami działania*. Przegląd Elektrotechniczny 2014/6, str. 261-264;
14. Olewnik B.: *Lokalizacja miejsca zwarcia doziemnego w skompensowanych sieciach średniego napięcia*. Electrical Engineering Nr 82, 2015 Poznań University of Technology;
15. Sywał B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław 2003;
16. Schwann M.: *Poprawa niezawodności sieci średniego napięcia przez instalację łączników z telesterowaniem*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/7, str. 10-22;
17. Warlos A., Alton J., Balcerek P., Zubic S., Dawidowski P., Krakowski M.: *Wieloczęstotliwościowe zabezpieczenia admitancyjne*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/12, str. 43-46;
18. Zięba M.: *Poprawienie jakości sieci elektroenergetycznych dzięki zdalnemu systemowi sygnalizacji zwarć w sieciach ŚN*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/1, str. 33-34;
19. Żurowski J.: *Szybkie wykrywanie i dokładna lokalizacja awarii rozproszonych w sieciach ŚN*. Wiadomości Elektrotechniczne 2010/11, str. 27-30;
20. Żurowski J.: *Telemetria danych rozproszonych jako istota funkcjonalności inteligentnej sieci dystrybucyjnej*. Wiadomości Elektrotechniczne 2011/5, str. 41-45;
21. Żurowski J.: *Lokalizacja zwarć o małej wartości prądu doziemnego w miejscach rozproszonych*. Wiadomości Elektrotechniczne 2016/9, str. 83- 87;
22. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz.U.2007.93623

IDENTIFICATION OF FAULTS IN POWER MEDIUM VOLTAGE NETWORKS

Abstract

Power medium voltage (MV) network generates the most problems in the supply of electricity when accidental power failure occurs. To deal with these problems the distribution companies modify the MV power network for quick identification of the ground fault. Companies reconfigure the power network to restore as many users as possible. The work presents the issues related to the installation in the depth of network the protection automatics, which cooperates with remote control connectors to identify interferences and restoration of the power supply

Autorzy:

dr hab. inż. **Dionizy Saniawa** – Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny w Radomiu, Wydział Transportu i Elektrotechniki; d.saniawa@uthrad.pl

mgr inż. **Eryk OSTAPIUK** - Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny w Radomiu, Wydział Transportu i Elektrotechniki, doktorant Eryk.Ostapiuk@interia.pl