

KONCEPCJA OBSZAROWEGO ALGORYTMU POMIAROWEGO ZABEZPIECZENIA ODLEGŁOŚCIOWEGO LINII DLA ZWARĆ JEDNOFAZOWYCH

Mateusz SZABLICKI¹, Adrian HALINKA², Piotr RZEPKA³

1. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów; PSE Innowacje sp. z o.o. tel.: 32 237 1481, e-mail: mateusz.szablicki@polsl.pl; mateusz.szablicki@pse.pl
2. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów tel.: 32 237 1481, e-mail: adrian.halinka@polsl.pl
3. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów; PSE Innowacje sp. z o.o. tel.: 32 237 1481, e-mail: piotr.rzepka@polsl.pl; piotr.rzepka@pse.pl

Streszczenie: Klasyczne zabezpieczenia odległościowe, obecnie stosowane w liniach WN i NN, identyfikują stan pracy chronionej linii, kontrolując parametry impedancji pętli zwarcia. Powoduje to dużą wrażliwość poprawności ich działania na czynniki fałszujące „pomiar” impedancji. Jest to podyktowane wyznaczeniem impedancji wyłącznie na podstawie sygnałów napięciowych i prądowych dostępnych lokalnie, w miejscu zainstalowania zabezpieczenia. Dotyczy to zarówno zwarć wielofazowych, jak i jednofazowych. Dla zwarć wielofazowych autorzy opracowali koncepcję nowych algorytmów wyznaczania impedancji, dla których wykazano niewrażliwość na czynniki fałszujące występujące w zabezpieczeniach klasycznych. W publikacji przedstawiono koncepcję tożsamego algorytmu dedykowanego dla zwarć jednofazowych. Zamieszczono także wyniki badań symulacyjnych dowodzących poprawności tego algorytmu.

Słowa kluczowe: elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa, zabezpieczenia odległościowe linii, algorytm pomiarowy.

1. WPROWADZENIE

1.1. Warunki działania klasycznych zabezpieczeń odległościowych linii

Zabezpieczenia odległościowe są stosowane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w liniach WN i NN. Są predestynowane do realizacji zadania ochrony tych linii przed negatywnymi skutkami zwarć w obrębie linii przypisanej do danego zabezpieczenia oraz zwarć zlokalizowanych w sąsiedztwie tej linii.

W celu identyfikacji aktualnego stanu pracy chronionej linii algorytm pomiarowy zabezpieczenia w sposób ciągły wyznacza tzw. impedancję „pomiarową”. Wymaga to doprowadzenia do zabezpieczenia kombinacji napięć i prądów pozyskiwanych z krańca linii, w którym zainstalowano zabezpieczenie. Znajomość parametrów (lub składowych) impedancji pozwala wykryć zwarcie w linii lub w jej sąsiedztwie. Realizuje to algorytm decyzyjny – zabezpieczenie zadziała, jeśli koniec wektora impedancji „pomiarowej” znajdzie się wewnątrz charakterystyki działania. Wówczas nastąpi wyłączenie linii.

Przedstawiony schemat działania zabezpieczenia odległościowego linii wskazuje, że poprawność jego reakcji silnie zależy od poprawności wyznaczenia impedancji przez

algorytm pomiarowy. Tym samym błędy przy obliczaniu impedancji mogą spowodować, że zabezpieczenie zidentyfikuje zwarcie w linii jako zakłócenie zlokalizowane poza linią (co prowadzi do nieuzasadnionego wydłużenia czasu przepływu prądu zwarcia przez linię) lub odwrotnie, gdy zakłócenie poza linią zostanie zidentyfikowane jako zwarcie w linii (co prowadzi do nieuzasadnionego bezzwłocznego wyłączenia linii). W skrajnie niekorzystnej sytuacji zabezpieczenie może dokonać błędnej identyfikacji stanu pracy linii i sklasyfikować zwarcie jako stan pracy normalnej – wówczas wymagane wyłączenie linii nie nastąpi. Każdy z wymienionych przypadków jest niedopuszczalny, ponieważ może zagrażać bezpieczeństwu pracy sieci i jej użytkowników.

Główną przyczyną przedstawionych możliwych błędnych zaszereżeń zabezpieczeń odległościowych linii jest silny wpływ m.in. warunków pracy otoczenia sieciowego linii na cechy sygnałów napięciowych i prądowych doprowadzanych do zabezpieczenia. Może to powodować zafałszowanie wyników obliczeń impedancji wykonywanych przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia z wykorzystaniem tych sygnałów, co utrudnia poprawną identyfikację stanu pracy linii przez algorytm decyzyjny zabezpieczenia.

Dotychczas podejmowane próby poprawy warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii koncentrują się przede wszystkim na modyfikacji kształtu charakterystyki działania tych zabezpieczeń [1, 2]. Zwykle dokonuje się rozpoznania możliwego błędu wyznaczenia impedancji implikowanego danym czynnikiem fałszującym „pomiar” impedancji i tak „rozciąga się” charakterystykę działania zabezpieczenia, aby objąć obszar płaszczyzny zespolonej, na którym zlokalizowany jest koniec błędnie wyznaczonego wektora impedancji. Jednak w wielu przypadkach takie podejście jest niewystarczające, co przedstawiono m.in. w [3-5] dla linii z odczepem, linii równoległej, linii z przesuwnikami fazowymi. Jest to podyktowane zbyt wysokim poziomem błędów obliczania impedancji przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia (sięgającym nawet tysięcy %), co wyklucza możliwość aż tak znacznego „rozciągnięcia” charakterystyki działania zabezpieczenia

(jej część pokrywałyby się z obszarem właściwym dla stanu pracy normalnej linii, co jest niedopuszczalne).

1.2. Poprawa warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii

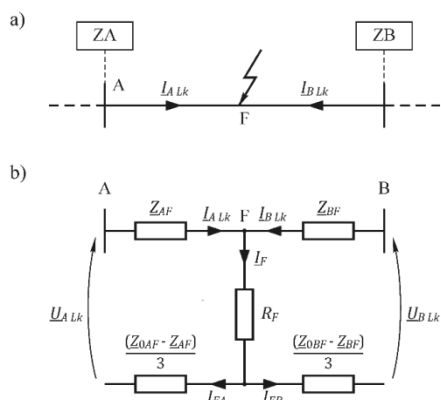
Ważność roli zabezpieczeń odległościowych linii (w KSE zabezpieczenia te traktuje się jako podstawowe zabezpieczenia linii WN i NN, wespół z zabezpieczeniami odcinkowymi) stanowiła przesłankę do poszukiwania rozwiązania znacząco poprawiającego warunki ich działania, poprzez wyeliminowanie lub zminimalizowanie wrażliwości tych zabezpieczeń na czynniki fałszujące zabezpieczenia klasyczne. W [6-11] przedstawiono możliwe rozwiązanie. Opracowano koncepcję nowego obszarowego zabezpieczenia odległościowego (podimpedancyjnego) linii. Na potrzeby tego rozproszonego systemu automatyki zdefiniowano nowe obszarowe algorytmy pomiarowe i decyzyjne. Obszarowość algorytmów pomiarowych polega na wyznaczaniu impedancji nie tylko z wykorzystaniem sygnałów pomiarowych dostępnych lokalnie (jak ma to miejsce w zabezpieczeniach klasycznych), ale również sygnałów prądowych pochodzących z pozostałych krańców chronionej linii lub ciągu obiektów z linią. Przeprowadzona weryfikacja symulacyjna i laboratoryjna wykazała niewrażliwość uzyskiwanych wyników obliczeń impedancji na czynniki fałszujące „pomiar” zabezpieczeń klasycznych. Pozwoli to zastąpić klasyczne zabezpieczenia odległościowe linii i poprawi warunki ochrony linii przed skutkami zwarć.

Przedstawione w [6-9] koncepcje nowych algorytmów wyznaczania impedancji są predestynowane dla zwarć wielofazowych. Tożsamą koncepcję algorytmu zdefiniowano dla zwarć jednofazowych – nowe równania wyznaczania impedancji przedstawiono w niniejszej publikacji.

2. KONCEPCJA OBSZAROWEGO ALGORYTMU POMIAROWEGO DLA ZWARĆ JEDNOFAZOWYCH

2.1. Nowe równania wyznaczania impedancji

Na rysunku 1 przedstawiono układ elektroenergetyczny z linią AB. Punkty zabezpieczeniowe są zlokalizowane na obu krańcach tej linii. Oczekuje się, że poszukiwany nowy algorytm pomiarowy dla zwarć jednofazowych zapewni uzyskanie impedancji „widzianych” z tych punktów zgodnych z oczekiwanymi (poprawnymi). Przyjęto, że w punkcie F linii AB zaistniało zwarcie pośrednie o rezystancji przejścia R_F .



Rys. 1. Linia elektroenergetyczna z jednofazowym zwarcie pośrednim w punkcie F fazy L_k (gdzie $k = 1, 2$ lub 3): a) układ pierwotny z zaznaczonym przyjętym rozplywem prądów zwarcioowych; b) uproszczony schemat zastępczy

Dla linii przedstawionej na rysunku 1, przy zwarcie pośrednim fazy L_k , sygnał napięciowy pozyskiwany przez klasyczne zabezpieczenie odległościowe – przykładowo – w punkcie A linii można wyrazić za pomocą zależności:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{U}_{ALk} = \underline{I}_{ALk} \underline{Z}_{AF} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}_{0AF} - \underline{Z}_{AF}}{3} + \underline{I}_F R_F, \quad (1)$$

gdzie: \underline{Z} – impedancje linii (lub jej odcinków) dla składowej zgodnej, \underline{Z}_0 – impedancje linii dla składowej zerowej, \underline{I}_E – prąd obwodu ziemnopowrotnego, \underline{I}_F – prąd płynący w miejscu zwarcia; \underline{I}_{Lk} – prąd płynący fazą objętą zwarcie.

Natomiast wejściowy sygnał prądowy zabezpieczenia klasycznego, doprowadzany w celu wyznaczenia impedancji pętli zwarcia jednofazowego, stanowi kombinację \underline{I}_{ALk} i \underline{I}_{EA} , zgodnie z zależnością wyprowadzoną w [1]:

$$\underline{I}_{A class} = \underline{I}_{ALk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}_{0AB} - \underline{Z}_{AB}}{3}. \quad (2)$$

Zakładając, że parametry linii są równomiernie rozłożone na całej jej długości, impedancje dla składowej zgodnej i zerowej można wyrazić jako iloczyn jednostkowej impedancji (lub jednostkowych rezystancji i reaktancji) i długości linii lub jej odcinków. Wówczas zależności (1) i (2) przyjmą postać:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{Z}'_{AF} \left(\underline{I}_{ALk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'}{3} \right) + \underline{I}_F R_F, \quad (3)$$

$$\underline{I}_{A class} = \underline{I}_{ALk} + \underline{I}_{EA} \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'}{3}. \quad (4)$$

Porównując zależności (3) i (4), można stwierdzić, że składnik zależności (3) umieszczony w nawiasie odpowiada zależności (4). Tym samym zależność (3) można sprowadzić do postaci:

$$\underline{U}_{A class} = \underline{I}_{A class} \underline{Z}'_{AF} + \underline{I}_F R_F. \quad (5)$$

Dla tak określonych zależności opisujących sygnały wejściowe klasycznego zabezpieczenia odległościowego impedancję obliczaną przez dotychczasowy algorytm pomiarowy tego zabezpieczenia dla zwarć jednofazowych przedstawia zależność:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{A class} &= \frac{\underline{U}_{A class}}{\underline{I}_{A class}} = \frac{\underline{I}_{A class} \underline{Z}'_{AF} + \underline{I}_F R_F}{\underline{I}_{A class}} = \\ &= \underline{Z}'_{AF} + \frac{\underline{I}_F}{\underline{I}_{A class}} R_F. \end{aligned} \quad (6)$$

Poprawna wartość impedancji, jaką powinno wyznaczyć zabezpieczenie klasyczne w punkcie A linii przy zwarcie

w punkcie F, jest równa \underline{Z}_{AF} . Tym samym zestawiając uzyskaną ($\underline{Z}_{A class}$) i oczekiwaną (\underline{Z}_{AF}) impedancję pętli zwarcia, można wskazać, że ostatni składnik zależności (6) to błąd wyznaczania impedancji implikowany niezerową wartością rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. W celu uniezależnienia wyniku wyliczonego przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia od tego czynnika fałszującego, należy wyeliminować z zależności (6) składnik odpowiadający za ten błąd. Proponuje się przedstawienie ilorazu prądów tego składnika zależności (6) jako:

$$\frac{\underline{I}_F}{\underline{I}_{A class}} = \underline{\beta} = \beta^{Re} + j\beta^{Im}. \quad (7)$$

Wskazuje się, że oba składniki lewej strony zależności (7) są znane, ponieważ $\underline{I}_{A class}$ to sygnał prądowy doprowadzany do zabezpieczenia klasycznego, natomiast \underline{I}_F to prąd płynący w miejscu zwarcia, stanowiący sumę geometryczną prądów dopływających do tego miejsca od obu krańców linii w fazie objętej zwarcie ($\underline{I}_{A Lk}$ i $\underline{I}_{B Lk}$). Tym samym także $\underline{\beta}$ staje się wielkością o znanej wartości.

Wobec powyższego zależność (6) można sprowadzić do postaci:

$$\underline{Z}_{A class} = \underline{Z}'l_{AF} + \underline{\beta}R_F. \quad (8)$$

Rozpisując zależność (8) osobno dla części rzeczywistej i urojonej, otrzymuje się układ równań:

$$\begin{cases} R_{A class} = R'l_{AF} + \beta^{Re}R_F \\ X_{A class} = X'l_{AF} + \beta^{Im}R_F \end{cases} \quad (9)$$

W zależności (9) nieznane są jedynie wartości R_F (przyczyna błędu klasycznego zabezpieczenia odległościowego linii AB) i szukana odległość od początku linii do miejsca zwarcia (l_{AF}). Wykonanie przekształceń powstałego układu dwóch równań z dwiema niewiadomymi pozwala wyrugować z zależności (9) nieznaną rezystancję przejścia i wyznaczyć szukane poprawne wartości składowych impedancji pętli zwarcia jednofazowego (jako iloczyn jednostkowych parametrów impedancji i l_{AF}). Opisuje to zależność:

$$\begin{cases} R_{A new} = \frac{R'(\beta^{Im}R_{A class} - \beta^{Re}X_{A class})}{\beta^{Im}R' - \beta^{Re}X'} \\ X_{A new} = \frac{X'(\beta^{Im}R_{A class} - \beta^{Re}X_{A class})}{\beta^{Im}R' - \beta^{Re}X'} \end{cases} \quad (10)$$

Zależność (10) to równania nowego obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczenia odległościowego. Wszystkie składniki prawej strony tej zależności są znane, ponieważ wynikają z parametrów technicznych linii (R' i X'), są wyliczane przez klasyczne zabezpieczenie ($R_{A class}$ i $X_{A class}$) lub doprowadzane z drugiego końca linii (sygnał $\underline{I}_{B Lk}$ niezbędny do wyliczenia $\underline{\beta}$). Przyjęty zbiór wielkości uwzględnianych w zależności (10) pozwala domniemywać, że zastosowanie opracowanego algorytmu pomiarowego umożliwi uzyskiwanie przez nowe zabezpieczenie obszarowe wyników obliczeń impedancji niewrażliwych na niezerową wartość rezystancji przejścia w miejscu zwarcia – stanowiło to cel poszukiwania nowej postaci równań algorytmu pomiarowego. Podstawą tego domniemania jest ujęcie

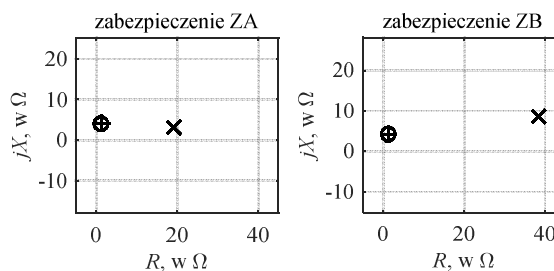
w zdefiniowanych równaniach składnika odpowiadającego skutkowi wystąpienia rozpatrywanego czynnika fałszującego, tj. „powiększenia” sygnału napięciowego o stratę napięcia wynikającą z przepływu prądu zwarciovego przez rezystancję przejścia. Uwzględniono to w układzie równań zależności (10) poprzez wielkość $\underline{\beta}$. Należy podkreślić, że przyjęty sposób wyprowadzenia $\underline{\beta}$ (patrz zależność (7)) oraz wyznaczania szukanych wartości składowych impedancji pozwolił wyeliminować z zależności (10) rezystancję przejścia. Wobec powyższego, wyznaczenie impedancji pętli jednofazowego zwarcia pośredniego przy użyciu wyprowadzonych równań nie wymaga wcześniejszego szacowania spodziewanej wartości tej rezystancji. Stanowi to duże ułatwienie aplikacyjne proponowanego nowego algorytmu pomiarowego.

2.2. Symulacyjna analiza porównawcza dotychczasowego i nowego algorytmu pomiarowego

W celu wykonania symulacyjnych badań weryfikujących poprawność wyników uzyskiwanych przez nowe zabezpieczenie odległościowe z zaimplementowanym nowym obszarowym algorytmem pomiarowym opracowano model fragmentu sieci elektroenergetycznej WN, dedykowany do analiz elektromagnetycznych stanów przejściowych występujących podczas zakłóceń zwarciovych. Uproszczonym reprezentantem modelu jest układ przedstawiony na rysunku 1. Założono, że linia AB ma 20 km długości, a jednostkowe rezystancja i reaktancja tej linii wynoszą – odpowiednio – 0,12 Ω /km i 0,41 Ω /km (są to typowe parametry linii WN – patrz [12]). Strukturę elementów otoczenia sieciowego linii AB i ich parametry dobrano w taki sposób, aby moce zwarciovowe w punktach A i B wynosiły – odpowiednio – 1000 MV·A i 500 MV·A. Model układu sieciowego wykonano w programie MATLAB Simulink. W programie MATLAB opracowano również modele zabezpieczeń odległościowych (klasycznego i nowego).

Przygotowane modele sieci i zabezpieczeń pozwoliły na realizację szczegółowych badań symulacyjnych warunków działania zabezpieczeń odległościowych linii. Stan początkowy każdej symulacji odwzorowywał normalną pracę sieci elektroenergetycznej, podczas której parametry opisujące warunki pracy tej sieci pozostawały niezmiennie (stan quasi-ustalony). Temu stanowi przypisywano ujemne chwile czasowe. W 0 sekundzie symulacji symulowano wystąpienie zwarcia jednofazowego. Przyjęte podejście do symulacji pozwoliło na badanie reakcji zabezpieczeń odległościowych linii także w pierwszych chwilach czasowych po zaistnieniu zakłóceń. Dodatkowo dokonano porównania warunków działania klasycznego i nowego zabezpieczenia odległościowego linii. Pozwoliło to na prostą identyfikację skali poprawy działania proponowanego nowego obszarowego algorytmu pomiarowego.

Na rysunku 2 zestawiono impedancję niepoprawnie wyznaczoną przez algorytm pomiarowy zabezpieczenia klasycznego i impedancję poprawnie wyznaczoną przez nowy algorytm pomiarowy dla jednofazowego zwarcia pośredniego ($R_F = 20 \Omega$) zlokalizowanego w połowie długości linii AB. Błąd wyznaczania parametrów impedancji przez klasyczne zabezpieczenie ZB sięga 3100% (dotyczy rezystancji), co sprawia, że zabezpieczenie „widzi” zwarcie jako oddalone od punktu B o prawie 320 km, przy rzeczywistej odległości do miejsca zwarcia równej 10 km. Natomiast błąd opracowanego algorytmu pomiarowego jest pomijalny i wynosi 2,23% dla ZA oraz 0,27% dla ZB.



Rys. 2. Położenia końców wektorów impedancji wyznaczonych przez klasyczny i obszarowy algorytm pomiarowy zabezpieczeń odległościowych linii AB w stanie ustalonym zwarcia (znakiem + oznaczono Z_{ocz} ; x – Z_{class} ; o – Z_{new})

Skala nieprawidłowości działania klasycznego zabezpieczenia odległościowego silnie zależy od wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia. Potwierdzają to wyniki symulacji zestawione w tabelicy 1. W tabelicy zamieszczono również wyniki uzyskane dla nowego algorytmu pomiarowego dla identycznych scenariuszy zwarc. Działanie tego algorytmu jest praktycznie niewrażliwe na pojawienie się rezystancji przejścia w miejscu zwarcia o niezerowej wartości. Nawet dla $R_F = 50 \Omega$ błąd wyznaczania impedancji jest pomijalnie mały i nie przekracza 5%, co pozwoli na poprawną detekcję zwarcia w linii AB.

Tabela 1. Względny błąd procentowy wyznaczania rezystancji (δR) i reaktancji (δX) przez klasyczny i obszarowy algorytm pomiarowy zabezpieczenia ZB linii AB dla różnych wartości rezystancji przejścia w miejscu zwarcia jednofazowego zlokalizowanego w połowie linii AB

$R_F, w \Omega$	klasyczny algorytm pomiarowy		obszarowy algorytm pomiarowy	
	$\delta R, w \%$	$\delta X, w \%$	$\delta R, w \%$	$\delta X, w \%$
10	1443,89	43,32	-3,27	-3,27
20	3099,83	116,41	0,27	0,27
30	4998,23	220,48	2,42	2,42
40	7191,17	368,24	1,68	1,68
50	9744,33	578,68	-4,87	-4,87

3. WNIOSKI KOŃCOWE

Wykonane badania symulacyjne dowiodły poprawności wyników uzyskiwanych przy wykorzystaniu zdefiniowanego nowego obszarowego algorytmu pomiarowego zabezpieczeń odległościowych linii. Zmiana postaci równań algorytmu i rozszerzenie zestawu sygnałów prądowych używanych do wyliczania impedancji pętli zwarcia pozwoliły na znaczącą poprawę działania tych podstawowych zabezpieczeń linii WN i NN. Przypuszcza się, że w nieodległej przyszłości wymiana zabezpieczeń klasycznych na proponowane nowe zabezpieczenia może być niezbędna, aby nadal stosować zabezpieczenia odległościowe. Jest to podyktowane obserwowanymi diametralnymi zmianami warunków działania automatyki zabezpieczeniowej w sieciach elektroenergetycznych, implikowanymi m.in. powstawaniem coraz bardziej złożonych funkcjonalnie i konfiguracyjnie struktur sieciowych.

4. BIBLIOGRAFIA

1. Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2004.
2. Ziegler G.: Numerical distance protection: principles and applications, Berlin and Munich 1999.
3. Halinka A., Szablicki M.: Wpływ sposobu przyłączania farm wiatrowych do sieci dystrybucyjnej WN na działanie zabezpieczeń odległościowych, Przegląd elektrotechniczny, Nr 8 (86), 2010, s. 50-56.
4. Iżykowski J., Bożek M.: Adaptacyjne zabezpieczenie odległościowe linii dwutorowych dla zwarc z udziałem ziemi, Przegląd elektrotechniczny, Nr 9a (88), 2012, s. 22-26.
5. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M.: Warunki działania zabezpieczeń odległościowych linii w układach sieciowych z przesuwnikami fazowymi, Przegląd elektrotechniczny, Nr 3 (93), 2017, s. 28-31.
6. Halinka A., Szablicki M.: Metoda estymacji składowych impedancji niewrażliwa na odczepowe przyłączenie źródeł wiatrowych, Przegląd elektrotechniczny, Nr 9a (88), 2012, s. 1-11.
7. Halinka A., Szablicki M.: Zabezpieczenia odległościowe linii n -odczepowych (nowe metody wyznaczania impedancji), Przegląd elektrotechniczny, Nr 9 (90), 2014, s. 131-134.
8. Szablicki M., Rzepka P., Sowa P., Halinka A.: New area measuring and decision algorithm concepts for power lines' distance protection, 18th International Scientific Conference EPE, Kouty 2017, s. 649-653.
9. Szablicki M., Bednarczyk T., Halinka A., Rzepka P.: The concept of a new of wide area distance protection – virtual test using RelaySimTest, Protection, Automation & Control World Conference, Sofia 2018, s. 1-17.
10. Halinka A., Rzepka P., Szablicki M.: Agent model of multi-agent system for area power system protection, Conference MEPS, Wrocław 2015, s. 191-194.
11. Halinka A., Szablicki M.: Nowe kryterium sum impedancji algorytmu decyzyjnego obszarowych zabezpieczeń odległościowych, Przegląd elektrotechniczny, Nr 3 (90), 2014, s. 63-67.
12. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2002.

THE CONCEPT OF AREA MEASUREMENT ALGORITHM OF LINE DISTANCE PROTECTION FOR SINGLE-PHASE FAULTS

Classic line distance protection, previously used in high and extra high voltage, are sensitive to factors falsifying the measurement of impedance (among others: non-zero fault resistance, fault leakage current phenomenon, passive and active outflow of the power line). This determines the high risk of incorrect operation of these protections. As a result, this may lead to unwanted switching off the line which work normal network conditions or the lack of the required shutdown the line affected by the fault. The main cause of incorrect operation of the power line protection is identification of the line operation status based on the impedance determined by the measurement algorithm based only on voltage and current signals available locally at the protection location. This applies to phase-to-phase faults and single-phase faults. For phase faults authors have already developed the concept of new measurement algorithms. Simulations and laboratory study have demonstrated the insensitivity of these algorithms to the factors falsifying the operation of classical distance protections. Currently, the authors have defined a similar concept a new measurement algorithm dedicated to single-phase faults. The publication presents equations this new algorithm and the results of simulation verification tests.

Keywords: Power system protection, line distance protection, measurement algorithm.