

Wpływ zjawiska spływu prądów na pomiary impedancji w sieci wysokiego napięcia

Streszczenie. Artykuł obrazuje wpływ instalacji dodatkowego źródła napięciowego na przebiegi napięć i prądów w sieci wysokiego napięcia. Na podstawie wyników symulacji komputerowej można określić wpływ dodatkowego źródła energii elektrycznej na działanie urządzeń automatyki zabezpieczającej, działającej głównie w oparciu o kryterium podimpedancyjne. W artykule zostały przedstawione przebiegi napięć i prądów oraz analiza otrzymanych wyników.

Abstract. The article illustrates the influence of the installation of an additional voltage source on voltage and current waveforms in a high-voltage network. Based on the results of computer simulation, it is possible to determine the impact of an additional voltage source on the operation of protection automation devices, operating mainly on the basis of the subimpedance criterion. The article presents the waveforms of voltages and currents and the analysis of the obtained results. (**Influence of current leakage phenomenon on impedance measurements in high voltage networks**).

Słowa kluczowe: elektroenergetyka, automatyka zabezpieczeniowa, zabezpieczenia odległościowe, zwarcia w sieciach.

Keywords: power engineering, safety automation, distance protection, short circuits.

Wstęp

Z perspektywy co najmniej pięciu dekad można na świecie obserwować charakterystyczne fale zmian w szeroko rozumianej strukturze systemów elektroenergetycznych. Pierwsza fala przebiegała na gruncie wymuszonej przez świadomość społeczeństw samoorganizacji: w kolejnych, rozwiniętych, krajach następowało odejście od monopolu energetyki, w kierunku wprowadzenia wolnej konkurencji. Pociągnięto to za sobą wprowadzanie do eksploatacji źródeł energii o coraz większej mocy jednostkowej oraz sieci elektroenergetycznych o wyższych napięciach. Postępowało łączenie systemów AC (a przynajmniej AC – DC - AC) które osiągały rozpiętości terytorialne rzędu kilku tysięcy km. Cechy jakie można im przypisać to niezawodność i rezerwowanie. Na tych drogach osiągnięto pułapy technologiczne, swoiste optima rozwojowe.

Kolejna fala spowodowała ewolucję w automatyce elektroenergetycznej i sterowaniu SEE, oraz powstanie nowych sieci *nerwoobieg* SEE – pojawiły się sieci WAMS (na coraz większych obszarach i o coraz większych możliwościach). Od kilku dekad, równolegle, przebiega wprowadzanie rozwiązań energoelektronicznych (systemy FACTS, D-FACTS i in.). Także od kilku dekad przebiega na świecie wprowadzanie do pracy źródeł wytwórczych generacji rozproszonej (w tym systemów OZE), co jest naturalnie wiązane z szeroko rozumianymi przedsięwzięciami proekologicznymi.

Osiąganie tych swoistych optimumów rozwojowych, w warunkach wolnej konkurencji musi przebiegać w *zestknięciu* ze wskaźnikami ekonomicznymi, dotykającymi bardzo bezpośrednio każdego członka społeczeństwa.

Z siecią tych zależności muszą współgrać realne ramy rozwojowe SEE. Dlatego systemy (ogólnie energetyczne) będą się rozwijać raczej na drodze ewolucyjnej. Jeszcze wyższą formą funkcjonowania złożonych organizmów jest forma utrzymywania integralności (tu – w szerszym sensie – integralności energetycznej, nawet takiej, którą można osiągnąć np. na drodze zespolenia (w zintegrowany system energetyczny) systemów operujących na różnych mediach)).

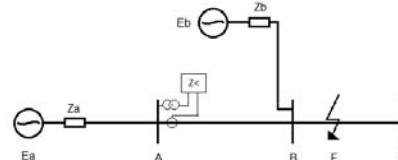
Dlatego tematem artykułu jest pokazanie drogi obniżenia kosztów niektórych rozwiązań automatyki elektroenergetycznej – tutaj szeroko stosowanych zabezpieczeń podimpedancyjnych na linii WN – poprzez wykorzystanie istniejącego zabezpieczenia głównej linii przesyłowej, jeśli planuje się dołączenie do tej linii źródła

o niedużej mocy (mała elektrownia ciepła lub źródło OZE w postaci farmy fotowoltaicznej lub wiatrowej – pojawił się inwestor, jednak deklarujący inwestowanie tylko w elektrownię).

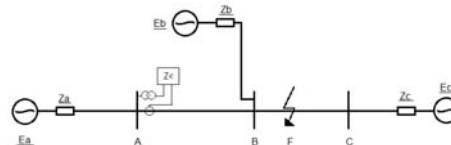
W artykule występują nawiązania do niektórych cech opisu zjawiska będącego wynikiem pracy kilku źródeł energii na zwarcie, metody parametryzacji zabezpieczeń odległościowych oraz wyniki symulacji wpływu dodatkowego źródła na pomiar impedancji przez zabezpieczenia.

Ekwiwalentny model matematyczny (zjawisko spływu prądów, w połączeniu ze specyfiką modelu matematycznego nowego źródła)

Linie wysokiego napięcia są liniami pracującymi w układach sieci oczkowych – rys. 2 – a niektóre (rys. 1) mogą pracować promieniowo (na schematach zaznaczono też potencjalną obecność nowego źródła).



Rys.1. Ciąg liniowy z zabezpieczeniem odległościowym w stacji A; praca promieniowa; Ea, Eb – źródła napięcia (SEM., napięcie zgodne), Za, Zb – impedancje wewnętrzne (zespolone, zgodne) źródeł zastępczych (z dodaniem ekwiwalentu pasywnej sieci łączącej)



Rys.2. Ciąg liniowy z zabezpieczeniem odległościowym w stacji A; praca pierścieniowa; Ea, Eb, Ec – źródła napięcia (SEM., napięcie zgodne), Za, Zb, Zc – impedancje wewnętrzne (zespolone, zgodne) źródeł zastępczych (z dodaniem ekwiwalentu pasywnej sieci łączącej)

Na powyższych schematach zaznaczono umiejscowienie zabezpieczenia podimpedancyjnego oraz miejsce (potencjalnego) zwarcia trójfazowego (bezpśredniego). Chcąc zachować ogólność przyjęto (w przybliżeniu), że źródło b jest źródłem z generatorem synchronicznym o małej mocy.

Zwarcie trójfazowe (bezpośrednie) może powstać na odcinku AB linii – wtedy zabezpieczenie w stacji A będzie działać w sposób klasyczny:

$$(1) \quad \underline{Z}_p = \frac{U_p}{I_p}$$

gdzie: \underline{Z}_p - impedancja zmierzona przez zabezpieczenie odległościowe; U_p – zmierzone napięcie (po ew. korektach, jeśli zwarcie nie jest $3f$ bezpośrednie); I_p – zmierzony prąd (po ew. korektach, jeśli zwarcie nie jest $3f$ bezpośrednie).

Jeśli zwarcie trójfazowe (bezpośrednie) powstanie na odcinku BC linii – wtedy w węźle B nastąpi wspomniany spływ prądów i (bez korekty) zabezpieczenie w stacji A wskaże impedancję:

$$(2) \quad \frac{Z_p}{I_p} = \frac{U_p}{I_p} = Z_{AB} + Z_{BF} \left(1 + \frac{I_{BB}}{I_{AB}} \right)$$

Współczynnik będący ilorazem prądów systemów nosi nazwę współczynnika rozgałęziowego. Zmierzona impedancja będzie obciążona błędem w stopniu zależnym, przede wszystkim, od wielkości źródła, a w stopniu bardziej bezpośrednim od tego współczynnika oraz od impedancji związanej z usytuowaniem źródła zdalnego, a miejscem zwarcia: Z_{BF} .

Pojawia się tutaj – odbiegająca od głównego nurtu klasycznego podejścia przy obliczeniach zwarciovych – potrzeba zdecydowania o stopniu uwzględnienia (w modelu matematycznym) specyfiki modelu źródła zdalnego.

Spektrum rozwiązań przebiega od klasycznego modelu matematycznego generatora synchronicznego, poprzez rozwiązania (ze źródłami wiatrowymi) DFIG i rozwiązania z generatorami asynchronicznymi (ze źródłem mocy biernej) oraz rozwiązania asynchroniczne z modułami energoelektronicznymi – aż do rozwiązań farm fotowoltaicznych (pomijając rozwiązania wodne i magazyny energii). Po prawej stronie tego spektrum lokuje się parki fotowoltaiczne, których układy energoelektroniczne mogą (w przedziale czasu na który nastawia się pierwszą strefę klasycznego zabezpieczenia podimpedancyjnego) przerwać pętlę zwarciovą i nie podtrzymywać prądu zwarcia. Można to (w uproszczeniu) odwzorować wprowadzając funkcje modyfikujące SEM nowego źródła:

$$(3) \quad \underline{E}_b = \underline{E}_b^0 \cdot \alpha_b(t)$$

i/lub impedancję zastępczą pomiędzy SEM a punktem (węzłem) spływu:

$$(4) \quad \underline{Z}_{bB} = \underline{Z}_{bB}^0 \cdot \beta_{bB}(t)$$

Jeśli zastosować jedynie formułę (3) to SEM nowego źródła może (w przybliżeniu) pozostać z klasyczną wartością a korekta (zwiększenie modułu) impedancji \underline{Z}_{bB} poprowadzi tę impedancję w stronę dużych wartości, co praktycznie wyeliminuje to źródło jako źródło prądu zwarciovego.

Wspomniane współczynniki korekcyjne są uzależnione od czasu, a ściślej biorąc – powinny uwzględniać zależność od charakteru akcji zabezpieczenia nowego źródła.

Potrzeba koordynacji na gruncie uwzględniającym tę specyfikę jest przedmiotem zainteresowania departamentów automatyki systemowej koncernów energetycznych. Jednak swoista filozofia, na tym gruncie, ewoluowała na poziom oparcia logiki zabezpieczeń na przejrzystości kształtowanej rozpiętością klasycznych prądów zwarciovych. Jeśli możliwości układów energoelektronicznych pozwalają na szybkie wygaszanie prądów zwarciovych zabezpieczanych elementów systemu,

to klasycznie ukształtowana cała logika zabezpieczeń powinna ulec przebudowie i przeniesieniu na wyższy poziom złożoności i kosztów.

Jak wspomniano (np. w publikacjach IE Gdańsk, i in.) doświadczenia zebrane na gruncie wielkich awarii systemowych wskazują, że niejednokrotnie (i przy mniejszych kosztach) można dla większych źródeł OZE wprowadzić obowiązek uczestnictwa w podtrzymywaniu rozpiętości prądów zwarciovych. Tak, aby kosztowna infrastruktura zabezpieczeniowa nie traciła przejrzystości w dziele chronienia kosztownych obiektów zapewniających zasilanie w energię elektryczną na poziomie kontynentalnym. Samoczynne odłączanie się niektórych źródeł generacji rozproszonej może bowiem skutkować wejściem SEE na ścieżkę krytyczną, wielomiliardowymi stratami oraz zagrożeniem życia.

Powracając jednak do głównych tez artykułu – operator SEE może zawrzeć w warunkach pozwolenia na przyłączenie do sieci źródła o mniejszej mocy, lecz wyposażonego w układy o funkcjonalności harmonizującej z automatyką elektroenergetyczną SEE. W formułach (3) oraz (4) wymogi, co do współczynników korekcyjnych $\alpha_b(t)$ oraz $\beta_{bB}(t)$ mogłyby być zatem przedmiotem negocjacji na drodze inwestor – operator SEE.

Specyfika zabezpieczeń podimpedancyjnych obejmuje także zagadnienie przebiegu zaburzenia. Obok domeny zwarc bezpośrednich lokuje się nurt zwarc łukowych. Rezystancja łuku zmienia się często w charakterystyczny sposób (podczas przebiegu zwarcia). Lecz z punktu widzenia modeli matematycznych do pętli zwarciovych wchodzi też rezystancja z tego tytułu (co można uwzględnić w rozszerzonej formule (2)). Jednak w wariancie z rys. 2 istnieje potrzeba uwzględnienia oddziaływania części (zmieniającej się w trakcie trwania zwarcia) przepływów pochodzących ze stanu przedzwarciovego (ze względu na ramy artykułu, te zagadnienia nie będą poruszane).

Parametryzacja zabezpieczenia podimpedancyjnego

W przypadku, gdy źródło zdalne pracuje dorywczo na sieć, np. jest to farma fotowoltaiczna pracująca tylko przy odpowiednim nasłonecznieniu, zabezpieczenie w stacji A, rysunek 1, powinno współpracować z zabezpieczeniem stacji B przez łącze komunikacyjne.

Na rysunku 1 został przedstawiony ciąg liniowy składający się z linii biegnącej od stacji A do B oraz od B do C. Do węzła A jest przyłączone źródło napięciowe E_a o impedancji Z_a , na którą składa się reaktancja generatora oraz transformatora blokowego (ogólnie – źródła wytwórczych) i pasywny ekwiwalent systemu. Do stacji B jest przyłączone źródło napięciowe o impedancji Z_b – przyjęto, że równej impedancji Z_a .

Skomunikowanie zabezpieczeń pozwala na odpowiednią ich reakcję. Wówczas ryzyko błędnego zadziałania, bez znaczenia czy źródło E_b pracuje czy nie, jest znikome, gdyż zabezpieczenia wymieniają między sobą informację o konieczności zadziałania lub niezadziałania.

Sytuacja jest inna wówczas, gdy źródło zdalne pracuje w sposób ciągły. Wówczas nie trzeba stosować komunikacji między zabezpieczeniami dwóch stacji, a wystarczy w odpowiedni sposób sparametryzować ich charakterystyki rozruchowe. Znając stosunek prądów jakie oba źródła wprowadzają do sieci, można wykorzystać współczynnik rozgałęziowy do konfiguracji zabezpieczenia.

Zakładając, że zabezpieczenie odległościowe znajduje się w stacji A (stacja bazowa dla zabezpieczenia) – w tej stacji interesuje nas wpływ dodatkowego źródła na pomiar – wtedy parametryzacja może odbywać się w oparciu o wzory przedstawione w tabeli 1 [7].

Zakładając, że współczynnik rozgałęzienny ma charakter zespolony, a zwarcia powstające w systemie mają charakter metaliczny, charakterystykę rozruchową zabezpieczenia można wyznaczyć w oparciu o wzory znajdujące się w tabeli 2 [7].

Tabela 1. Zależności charakterystyki roboczej zabezpieczenia odległościowego [7]

Strefa	Zasięg strefy	Czas zadziała zad
Z_{IA}	$0,9 \cdot Z_{AB}$	$t_1 = 0,1 s$
Z_{IIA}	$0,9 \cdot (Z_{AB} + 0,9 \cdot (1 + Re(k_{rg})) \cdot Z_{BC});$	$t_2 = t_1 + \Delta t$
Z_{IIIA}	$0,9 \cdot (Z_{AB} + 0,9 \cdot (1 + Re(k_{rg})) \cdot (Z_{BC} + 0,9 \cdot Z_{CD}))$	$t_3 = t_2 + \Delta t$

Tabela 2. Zależności na wyznaczenie stref reaktancyjnych zadziałania zabezpieczenia odległościowego oraz zasięgu ich działania [7]

Strefa ochrony	Zasięg działania
$D_I = \frac{X_I}{X_{AB1}}$	$x_I = D_I \cdot l_{AB}$
$D_{II} = \frac{X_{II} - X_{AB1}}{(1 + Re(k_{rg})) \cdot X_{BC1}}$	$x_{II} = l_{AB} + D_{II} \cdot l_{BC}$
$D_{III} = \frac{X_{III} - X_{AB1} - (1 + Re(k_{rg})) \cdot X_{BC1}}{(1 + Re(k_{rg})) \cdot X_{CD1}}$	$x_{III} = l_{AB} + l_{BC} + D_{III} \cdot l_{CD}$

Na charakterystykę składają się: strefa podstawowa oraz dwie strefy rezerwowe. Parametry X_I , X_{II} , X_{III} są częściami urojonymi impedancji stref wyznaczonej w tabeli 1. Reaktancje X_{AB1} , X_{BC1} oraz X_{CD1} dotyczą parametrów odpowiednio linii: AB, BC oraz CD (z rysunku 1). Parametry l_{AB} , l_{BC} oraz l_{CD} oznaczają długości odpowiednio linii: AB, BC oraz CD i są wyrażone w kilometrach.

Parametryzację stref rezystancyjnych prowadzi się w oparciu o parametr R_{max} będący maksymalną rezystancją nastawianą w danym zabezpieczeniu. Jest ona uzależniona od minimalnej wartości rezystancji obciążenia.

Moduł impedancji minimalnej obciążenia wyznacza się z zależności:

$$(5) \quad Z_{obc_min} = \frac{0,9 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot I_{dop}};$$

gdzie: I_{dop} - dopuszczalna obciążalność prądowa linii; U_n - napięcie znamionowe linii.

Nastawa maksymalna rezystancyjnego zasięgu stref zabezpieczenia stanowi 80 % modułu minimalnej impedancji obciążenia. Dodatkowo należy uwzględnić kształt charakterystyki pomiarowej i odjąć od obliczonej wartości wartość wynikającą z kąta charakterystycznego linii [7]. Wtedy otrzymujemy wzór na maksymalny zasięg rezystancyjny:

$$(6) \quad R_{max} = 0,8 \cdot Z_{obc_min} - Z_{obc_min} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{max}} \cdot \frac{R_{AB}}{X_{AB}};$$

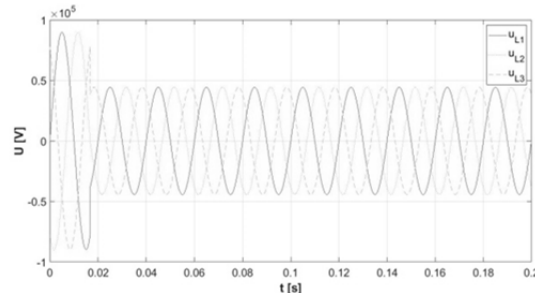
Przekroczenie wartości rezystancji maksymalnej powoduje wejście w stan pracy normalnej i może powodować niepotrzebne działanie zabezpieczenia.

Wyniki symulacji

Wpływ zjawiska splywu prądów na pomiar impedancji w przekazywniku działającym w oparciu o kryterium podimpedancyjne, zbadano przy pomocy symulacji wykonanej w środowisku Matlab Simulink. Model

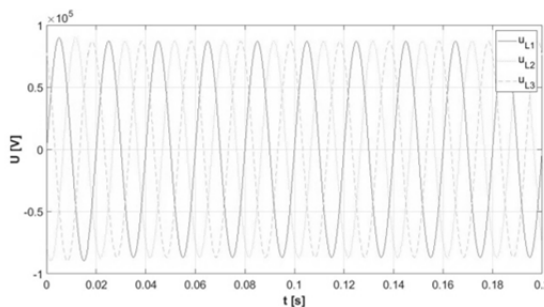
wykorzystany do symulacji powstał jako model linii trójfazowej w oparciu o czwórnik typu π . Ciąg linii ma długość 50 km. Tworzą go: źródło napięciowe pracujące w sposób ciągły na linię, punkt pomiarowy znajdujący się w odległości 25 km od źródła trójfazowego, nazywany stacją A, stacji źródła zdalnego (stacja B). W stacji A znajduje się zabezpieczenie odległościowe, które w oparciu o pomiary prądu i napięcia wyznacza impedancję. W czasie pracy linii powstało zwarcie trójfazowe.

Wynikami symulacji są przebiegi prądów i napięć. Przykładowe przebiegi zostały przedstawione na rysunkach 2 i 3 (przebiegi napięć fazowych) oraz 4 i 5 (przebiegi prądów fazowych).



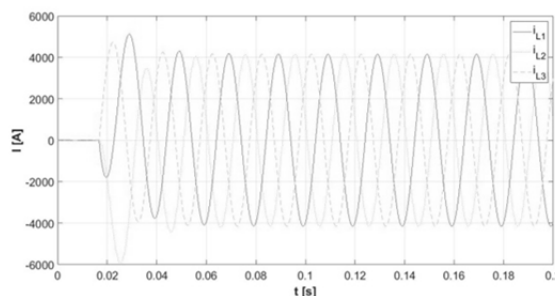
Rys.3. Przebiegi napięć fazowych podczas pracy jednego źródła na zwarcie.

W momencie powstania zwarcia (rysunek 3) napięcie maleje we wszystkich fazach. Rozkłada się równomiernie wzdłuż linii, dlatego też w czasie zwarcia napięcie wynosi połowę napięcia przed zwarcie – punkt pomiarowy znajduje się w połowie odległości pomiędzy źródłem na początku linii i miejscem powstania zwarcia na końcu linii.



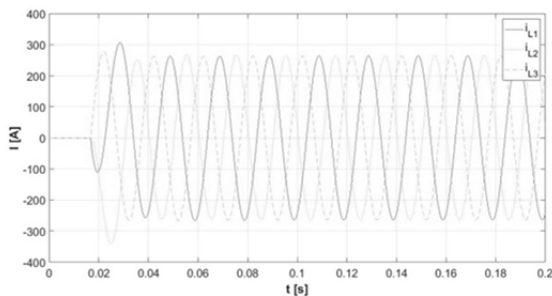
Rys.4. Przebiegi napięć fazowych podczas pracy dwóch źródeł na zwarcie.

Porównując wartości napięć na rysunku 3 i na rysunku 4 można zauważyć, że napięcie podczas pracy dwóch źródeł maleje nieznacznie. Wynika to z faktu, że dodatkowe źródło podnosi napięcie i pomiar jest sfalszowany.



Rys.5. Przebiegi prądów fazowych podczas pracy jednego źródła na zwarcie.

Analiza wpływu źródła zdalnego na pomiar napięć i prądów, a przez to na wyznaczenie impedancji, przedstawiona została w postaci tabeli 3. Powstała ona na podstawie pomiaru napięć i prądów przy różnym usytuowaniu miejsca zwarcia. Odległość pomiędzy stacją A, a miejscem zainstalowania źródła zdalnego jest stała i wynosi 12,5 km.



Rys.6. Przebiegi prądów fazowych podczas pracy dwóch źródeł na zwarcie.

Tabela 3. Wartości napięć (U), prądów (I) i impedancji (Z) przy różnych lokalizacjach miejsca zwarcia

	1	2	3	4	5
U_{max}	44180	86970	82530	29000	24,36
I_{max}	4101	263,8	612,6	5506	8101
Z	$4,1+j9,9$	$126+j305$	$51,6+j125$	$2,02+j4,87$	$0+j0$

W tabeli 3 cyframi od 1 do 5 oznaczono sytuacje:

1 – praca jednego źródła napięciowego. Zwarcie powstało 25 km od stacji A. Jest zatem zwarcie eliminowanym przez przełącznik odległościowy z czasem drugiej strefy; 2 – praca dwóch źródeł. Zwarcie powstało na końcu modelowanej linii; 3 – praca dwóch źródeł. Zwarcie powstało w odległości 17,5 km od stacji A i 5 km od stacji B; 4 – praca dwóch źródeł. Zwarcie powstało w stacji B, w której jest zainstalowane źródło zdalne; 5 – praca dwóch źródeł. Zwarcie powstało w stacji A, w której jest zainstalowany przełącznik odległościowy.

Analiza wyników symulacji

W sytuacji 1 zwarcie zostało poprawnie zdiagnozowane przez zabezpieczenie odległościowe znajdujące się w stacji A. Zmierzona impedancja, wynosząca $(4,12+j9,95) \Omega$, jest elektryczną interpretacją odległości 25 km. Z uwagi na selektywność działania zabezpieczeń, zwarcie to zostanie wyeliminowane z czasem drugiej strefy. Znajduje się ono bowiem w strefie rezerwowej tego zabezpieczenia. Podstawowym zabezpieczeniem dla tego odcinka linii jest zabezpieczenie znajdujące się w stacji B.

W sytuacji 2 i 3 wystąpiło zwarcie, na które pracują dwa źródła. W 3 sytuacji zwarcie znajduje się bliżej punktu pomiarowego niż w sytuacji 2. Z tego powodu napięcie jest niższe, a prąd większy. Jednak wartości impedancji są dużo większe niż w przypadku 1, pomimo faktu iż zwarcie znajduje się w tym samym miejscu na linii. Wynika to z faktu, że mamy do czynienia ze zjawiskiem splywu prądów. Zabezpieczenie odległościowe zignoruje powstałe zwarcie, przy założeniu że podczas konfiguracji nie uwzględniono współczynnika rozgałęziowego. Jeżeli zabezpieczenie znajdujące się w stacji B zawiedzie, linia zostanie wyłączona dopiero z czasem III strefy od zabezpieczenia znajdującego się w stacji wyprawdzającej moc z elektrowni. Powoduje to zbyt długie trwanie zwarcia, co jest niebezpieczne dla systemu.

W sytuacji 4 zwarcie wystąpiło w pobliżu stacji B. Przełącznik zainstalowany w stacji A poprawnie zmierzy impedancję, która jest elektryczną interpretacją odległości 12,5 km. Zabezpieczenia zadziała poprawnie z czasem drugiej strefy, gdyż zabezpiecza ono 0,85 długości linii od stacji A do B.

W sytuacji 5 powstało zwarcie bezpośrednio w stacji A. Dlatego też impedancja zmierzona przez przełącznik jest równa teoretycznie (zgodnie z symulacją) $(0+j0) \Omega$. W rzeczywistości ma ona jednak niewielką wartość wynikającą z nieznaczącej odległości od miejsca zainstalowania przekładników prądowych oraz ich uchybu.

Zabezpieczenie zadziała w tym przypadku z czasem strefy pierwszej, będącej strefą podstawową, ponieważ widzi bezpośrednie zagrożenie na zabezpieczanej przez siebie linii.

W sytuacjach 4 i 5 nie nastąpiło sfalszowanie pomiaru przez źródło zdalne, z uwagi na fakt, że miejsce wystąpienia zwarcia znajdowało się przed punktem zainstalowania dodatkowego źródła. Obwód zwarciowy zamykał się przez źródło podstawowe, impedancję linii od źródła do stacji A oraz od stacji A do miejsca zwarcia.

Przybliżony model matematyczny do szacowania błędu uchybu lokalizacji zwarcia

Jeśli przyjmiemy model matematyczny układu z rys. 1, zwarcie trójfazowe bezpośrednie i źródło zdalne jako źródło klasycznie podtrzymujące prąd zwarcia, tj.: $\alpha_b(t) \approx 1$ oraz $\beta_{bb}(t) \approx 1$, a także przyjmiemy, że nowe źródło jest sytuowane na dystansie

$$(7) \quad \chi \approx \frac{Z_{AB}}{Z_{AC}}$$

względnej długości linii AC, zaś miejsce zwarcia występuje na dystansie

$$(8) \quad \zeta \approx \frac{Z_{AF}}{Z_{AC}}$$

względnej długości linii AC, przy czym $\chi < \zeta$, to wówczas poprzez nieskomplikowane przekształcenia możemy otrzymać zależność

$$(9) \quad \underline{Z}_p = \chi \underline{Z}_{AC} + (\zeta - \chi) \underline{Z}_{AC} + (\zeta - \chi) \frac{Z_{aA} + \chi Z_{AC}}{Z_{bB}} \underline{Z}_{AC};$$

Wtedy obciążona błędem względna długość linii AC, na której sygnalizowane jest zwarcie wynosi:

$$(10) \quad \zeta^{\uparrow} \approx \frac{Z_p}{Z_{AC}} \approx \underline{Z}_p = \chi + (\zeta - \chi) \left(1 + \frac{Z_{aA} + \chi Z_{AC}}{Z_{bB}} \right).$$

Zatem błąd względny (w przybliżeniu) wynosi

$$(11) \quad \delta \approx \left(1 - \frac{\chi}{\zeta} \right) \frac{Z_{aA} + \chi Z_{AC}}{Z_{bB}}$$

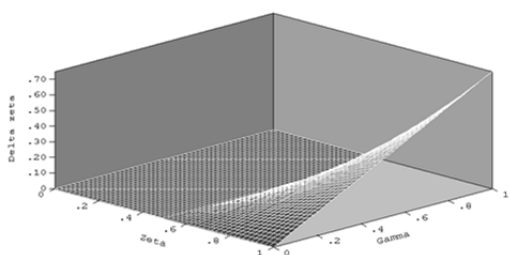
W przedstawionym w poprzednim punkcie przykładzie wyników symulacji – w przybliżeniu otrzymalibyśmy (przyjmując zastępcze reaktancje w naturalnych jednostkach):

$$(12) \quad \delta \approx \left(1 - \frac{0,5}{\zeta} \right) \frac{j25 + 0,5 \cdot j25}{\gamma^{-1} \cdot j25}$$

Współczynnik γ można interpretować jako stosunek zgrubnie potraktowanej mocy zwarciowej nowego źródła (w węźle B) w odniesieniu do zgrubnie potraktowanej mocy zwarciowej głównego źródła w węźle A (lub przybliżenie w postaci odpowiedniego ilorazu reaktancji zastępczych). Przyjmując, że $\gamma^{-1} \approx 100$ oraz rzeczywisty dystans odniesienia zbliżony do krańca linii AC ($\zeta \approx 1$), np. jako $\zeta \approx 0,9$ otrzymamy błąd względny przy szacowaniu dystansu około 0,0067, czyli wskazanie na poziomie $\zeta \approx 0,9067$.

Przyjmując, że oba źródła różnią się mocami zwarcioowymi w stopniu dziesięciokrotnie mniejszym, np. $\gamma^{-1} \approx 10$ otrzymamy błąd względny dziesięciokrotnie większy, a wskazanie na poziomie $\zeta \approx 0,967$, co może wymagać uwzględnienia odpowiednich współczynników korygujących.

Decyzja dotycząca stopnia uwzględnienia odpowiednich współczynników korygujących może być powzięta na drodze analizy zależności, które można przedstawić w postaci wykresu – np. takiego jak na rys. 7.



Rys.7. Przykładowa zależność współczynnika korygującego do uściślenia dystansu wystąpienia zwarcia.

Wykres powstał na bazie przykładu użytego w symulacjach. Poszerzono jednak zakres mocy znamionowych nowego źródła w kierunku mniejszych jednostek wytwórczych. W przykładzie symulacyjnym $\gamma = 1$, a na wykresie powyżej nowe źródło może być też znacząco mniejsze (lub wręcz może nie występować przy $\gamma = 0$).

W przykładzie wykorzystanym w symulacjach węzeł B był usytuowany w połowie długości linii AC, czyli przy $\chi = 0,5$, co wskazuje, że przy zwarcia w odległości $\zeta > 0,5$ zaczyna się zaznaczać potrzeba ew. wprowadzenia współczynnika korygującego, gdyż bez korekt otrzymalibyśmy wskazanie $\zeta^{\uparrow} = \zeta + \Delta\zeta$. W przykładzie ζ^{\uparrow} może przewyższać rzeczywiste ζ nawet o 70 %.

Podsumowanie i wnioski

Na wstępie przedstawiono kilka nurtów obecnych w procesach ewolucji systemów elektroenergetycznych ostatnich dekad. Postęp technologiczny oraz poszerzanie udziału źródeł generacji rozproszonej wywołuje przemiany, wśród których działania proekologiczne zyskują na znaczeniu. Tworzenie obszarów systemu w wymiarze mikrosystemów oraz wprowadzanie systemów powszechnej komunikacji, przesyłania sygnałów i sterowania na drodze optymalizacji odpowiedniej dla dużo mniejszych grup społecznych – wprowadza zmiany i rodzi szereg nowych pytań. We wstępie nawiązano do tych pytań i problemów.

Od strony ekonomicznej prowadzone są dyskusje dotyczące tych procesów ewolucyjnych, kierunków tych przemian, lecz (idealistycznie patrząc) powinno to przebiegać w ujęciu maksymalizacji Dobrobytu Społecznego. Na styku działań gremiów reprezentujących SEE i działań potencjalnych nowych inwestorów pojawia się szereg sugestii wskazujących na możliwości obniżenia kosztów energii czy funkcjonowania SEE. Niektóre z potencjalnych działań mogą godzić w ustawowo regulowane wskaźniki jakości sektora energetycznego. Niektóre mogą wskazywać na ścieżki, które dla operatora SEE mogą się wydawać marginalne, lecz dla inwestora mogą być atrakcyjnym rozwiązaniem.

Na tym tle możliwość wykorzystania niektórych istniejących elementów systemu w podwójnej roli, akceptującej pojawienie się elementu o mniejszych nominałach jednostkowych, lecz wzbogacających funkcjonalność SEE, może się okazać dobrym posunięciem. Jednym z przykładów ilustrujących takie działania jest wykorzystanie istniejących zabezpieczeń podimpedancyjnych, przyjmujących rolę zabezpieczenia np. rezerwowego dla nowo wprowadzanej jednostki wytwórczej (bez pogorszenia funkcjonalności głównych torów przesyłowych).

W artykule poruszono szczegóły i uwarunkowania techniczne z tym związane, przygotowano i zrealizowano symulacje pracy takich układów (w ujęciu chwilowym procesów przejściowych), opracowano formuły wskazujące na niekłopotliwe poszerzenie marginesów takich działań.

Poruszono zagadnienie *zderzenia się* dwóch koncepcji funkcjonowania elementów systemu w stanach zakłóceń (szczególnie zwarciovych). Tradycyjnie ugruntowana koncepcja bazuje na przejrzystości zmian napięć, przepływów prądów w stanach zwarciovych, tak aby system zabezpieczeń reagował w uporządkowany sposób. Na tym tle zachowanie się mniejszych źródeł może przypominać – żartobliwie upraszczając – postawę typu *to nie moja sprawa*. W węższej, lokalnej perspektywie, takie zachowanie jest usprawiedliwione i świadczy o dobrej woli operatora źródła. W szerszej perspektywie problemem jest zjawisko masowych zachowań tego typu, mogących wywołać wielką katastrofę systemową. Wskazano na źródła, które mogą wywoływać tego typu zjawisko (czyli prawie wszystkie źródła OZE), lecz z punktu widzenia zabezpieczeń podimpedancyjnych pomniejsza to problem badany jako przedmiot symulacji (symulacje przeprowadzono w bardziej wymagającym wariancie podtrzymywania prądu zwarcia). Całościowym rozwiązaniem byłoby harmonizowanie zachowań elementów automatyki systemowej poprzez zwielokrotnienie kanałów przepływu informacji i powiększenie funkcjonalności elementów automatyki. Rozwiązaniem o znaczeniu lokalnym byłoby przesyłanie sygnałów: nowe źródło – stacja w węzle A. Koordynacja na tej drodze rozwiązałaby szereg problemów.

Pomyślnym unormowaniem obecnym w KSE jest, aby w stacjach najwyższych napięć były stosowane podwójne zabezpieczenia podstawowe (jeśli odległościowe, to każde z nich powinno pochodzić od innego producenta, a drugie zabezpieczenie stanowi rezerwę). W stacjach z napięciem znamionowym 110 kV może to nie być stosowane, dlatego właściwy dobór, właściwa konfiguracja – będzie podnosić stopień poprawności działania.

Autorzy: inż. Aleksandra Skuza, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych;
dr inż. Marek Suproniuk, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych,
E-mail: marek.suproniuk@wat.edu.pl
dr hab. inż. Stanisław Ziemiąnek, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych,
E-mail: stanislaw.ziemiamek@wat.edu.pl

LITERATURA

- [1] Suproniuk M., Skibko Z., Stachno A., *Work disruptions of electronics devices in hospital objects*, Proceedings of SPIE, vol. 11442, 2020, ss. 114421
- [2] Suproniuk M., Paś J., *Analysis of electrical energy consumption in a public utility buildings*, Przegląd elektrotechniczny, R95, 11/2019, ss. 97-100,
- [3] Suproniuk M., Skibko Z., Stachno A., *Diagnostyka wybranych parametrów energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach wiatrowych*, Przegląd elektrotechniczny, R95, 11/2019, ss. 105-108,
- [4] Borkiewicz K., *Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym*, ZIAD Bielsko-Biała S.A., Bielsko-Biała 2005;
- [5] Kacejko P., Machowski J., *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych*, Warszawa 2009;
- [6] Korniluk W., Woliński K., *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, Białystok 2012;
- [7] Niedopytański M., *Ocena zdolności wykrywania zwarc pośrednich dla różnych sposobów parametryzacji zabezpieczeń odległościowych linii wysokich napięć o zintensyfikowanych zdolnościach przesyłowych – Część I (sposoby parametryzacji)*, Elektryka, zeszyt 2, 2015;
- [8] Witek B., *Projektowanie elektroenergetycznych układów przesyłowych*, Gliwice 2013.