

# Sterowanie szeregowego rezystora hamującego poprawiające stabilność systemu elektroenergetycznego przy zdarzeniach ekstremalnych w sieciach przesyłowych

**Streszczenie.** Dla każdego typowego (wiarygodnego) zdarzenia, takiego jak trójfazowe zwarcie zlikwidowane przez zabezpieczenia podstawowe z czasem normalnym, generatory synchroniczne pracujące w systemie elektroenergetycznym muszą zachować synchronizm (stabilność kątowna przejściowa). Dla zdarzeń nietypowych (ekstremalnych) ryzyko utraty synchronizmu można zmniejszyć stosując zabezpieczenia specjalne nazywane też automatykami przeciwawaryjnymi. Artykuł dotyczy automatyki przeciwawaryjnej, w której szeregowy rezystor hamujący wykorzystywany jest do ratowania synchronizmu generatorów synchronicznych po wystąpieniu trójfazowego zwarcia w linii przesyłowej bliskiego elektrowni likwidowanego z czasem opóźnionym wskutek uszkodzenia wyłącznika lub zabezpieczenia podstawowego. Omówiono kryteria doboru rezystancji szeregowego rezystora hamującego i zaproponowano dwa algorytmy sterowania rezystora. Rozważania teoretyczne potwierdzono za pomocą symulacji komputerowej dla systemu testowego.

**Abstract.** For each typical (credible) contingency, such as three phase short circuit cleared by main protection with normal time, synchronous generators operating in power system must retain synchronism (transient angle stability). For unusual (extreme) contingency the risk of loss of synchronism can be minimized by using special stability enhancing protection also referred to as emergency control. This paper deals with emergency control in which a series braking resistor is used to save from loss of synchronism of synchronous generators after a three phase short circuit in transmission line near the power plant cleared with delay caused by circuit breaker failure or malfunctioning of the main protection. Dimensioning of the braking resistor is discussed and two control algorithms of the resistor are proposed. Theoretical consideration is validated by simulation results for test system. (**Stability enhancing control of series braking resistor under extreme contingency in transmission network**)

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, poprawa stabilności, zdarzenia ekstremalne, szeregowy rezystor hamujący  
**Key words:** power system, stability enhancement, extreme contingency, series braking resistor

## 1 Wstęp

Dla zapewnienia pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej i bezpieczeństwa współczesnych systemów elektroenergetycznych stosuje się odpowiednio kryteria planowania rozwoju oraz pracy systemów elektroenergetycznych [1-3]. Kryteria te zakładają, że dla najbardziej prawdopodobnych zdarzeń (nazywanych zdarzeniami wiarygodnymi) system ma spełniać standardy akceptowalnego zachowania obejmujące takie zagadnienia jak: występowanie przeciążeń elementów sieci, ograniczenia zasilania odbiorców, statyczne i dynamiczne zmiany napięć, stabilność kątowna (zachowanie synchronizmu), stabilność [4,5], występowanie kaskadowych wyłączeń elementów sieci. Poprzez zdarzenie rozumie się zakłócenie wraz z jego likwidacją (np. zwarcie zlikwidowane przez definitywne wyłączenie zwartego elementu lub zlikwidowane w cyklu udanego lub nieudanego SPZ). Dla mało prawdopodobnych zdarzeń (nazywanych ekstremalnymi) system nie musi spełniać wszystkich standardów akceptowalnego zachowania lub może je spełniać z pomocą zabezpieczeń specjalnych. Są one przeznaczone do identyfikowania stanów nienormalnych i podejmowania działań w celu utrzymania wymaganych poziomów napięć, likwidacji przeciążeń, ratowania synchronizmu generatorów synchronicznych.

Działania zabezpieczeń specjalnych mogą polegać na zmianie poboru mocy przez odbiory (odciążanie podnapięciowe i/lub częstotliwościowe), zmianie mocy wytwarzanej (wyłączanie części generatorów), zmianie konfiguracji sieci, wykorzystanie dodatkowych środków poprawy stabilności takich jak szybka regulacja turbin, załączanie rezystorów hamujących. W Polsce zabezpieczenia specjalne o takim przeznaczeniu nazywane są "automatyką przeciwkołysaniowo-odciążającą" w skrócie APK-O lub sterowaniem w stanach zagrożenia. Do działań zabezpieczeń specjalnych nie wlicza się wyłączenia zwarcia, gdyż jest to zadanie zwykłych zabezpieczeń.

Z analiz porównawczych [6-8] wynika, że zasadnicze różnice w dokumentach dotyczących kryteriów planowania

dotyczą klasyfikacji zdarzeń i zaliczenia ich do wiarygodnych lub ekstremalnych. Zaliczenie bardzo skomplikowanych zdarzeń trudnych dla systemu elektroenergetycznego do zdarzeń wiarygodnych (dla których muszą być spełnione standardy) zwiększa bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego lecz pociąga za sobą nakłady na niezbędne inwestycje sieciowe. Nakłady inwestycyjne można zmniejszyć zaliczając takie trudne zdarzenia do zdarzeń ekstremalnych przy założeniu, że dla ograniczenia ich skutków i zapobieżenia powstawaniu awarii obszarowych lub systemowych stosuje się odpowiednie zabezpieczenia specjalne.

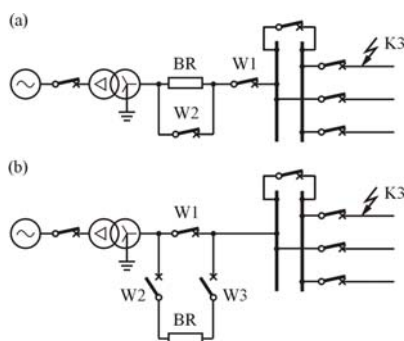
Zdarzeniami trudnymi zaliczanymi [2] do zdarzeń ekstremalnych groźącymi utratą synchronizmu generatorów synchronicznych są zwarcia trójfazowe bliskie elektrowni w liniach wyprowadzenia mocy zlikwidowane z czasem opóźnionym wskutek nie zadziałania zabezpieczeń podstawowych lub uszkodzenia wyłącznika i działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Skutecznym sposobem ratowania synchronizmu w przypadku takich zdarzeń może być załączanie na chwilę rezystora bocznikowego lub rezystora szeregowego. Rezystory takie nazywa się rezystorami hamującymi w skrócie BR (ang. Braking Resistor) [4,5]. Bocznikowe rezystory hamujące są stosowane w praktyce od wielu lat. Przykładowe instalacje i metody sterowania opisano w [9-15].

Zastosowanie szeregowych rezystorów hamujących jest też przedmiotem zainteresowania od wielu lat. Przykładem może tu być publikacja [16]. W ostatnich latach zainteresowanie to powraca w kontekście generatorów o małej inercji instalowanych w sieciach dystrybucyjnych [17] oraz turbogeneratorów bardzo dużej mocy [18], których wyłączenie po zwarcie w sieci stanowi bardzo duże i groźne zaburzenie dla systemu elektroenergetycznego.

Ten artykuł jest poświęcony załączaniu rezystorów szeregowych w przypadku zdarzeń ekstremalnych takich jak trójfazowe zwarcie bliskie elektrowni zlikwidowane z czasem opóźnionym wskutek uszkodzenia wyłącznika lub zabezpieczenia.

## 2 Szeregowy rezystor hamujący

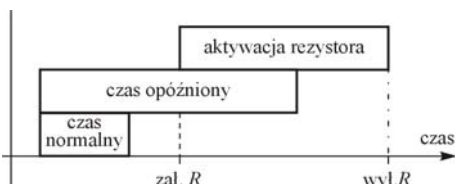
Jest kilka możliwych sposobów włączania szeregowego rezystora do obwodu zespołu wytwórczego. Dwa z nich pokazano na Rys. 1. Sposób z wyłącznikiem zwierającym (Rys. 1a) jest najprostszy, gdyż załączanie i wyłączenie rezystora nie jest powiązane z wyłącznikiem blokowym W1. Do włączenia rezystora należy otworzyć wyłącznik W2, a do wyłączenia rezystora z obwodu zamknąć wyłącznik W2. Wadą tego rozwiązania jest, że zawsze, gdy zespół wytwórczy pracuje rezystor jest pod napięciem. Uszkodzenie rezystora zmusza do odstawienia zespołu wytwórczego. W przypadku sposobu z dwoma wyłącznikami (Rys. 1b) w stanie normalnym rezystor jest wyłączony spod napięcia. Do załączenia rezystora trzeba zamknąć wyłączniki W2, W3 oraz otworzyć wyłącznik bloku W1. Do wyłączenia rezystora z obwodu zespołu wytwórczego należy zamknąć wyłącznik blokowy W1 i otworzyć wyłączniki W2, W3.



Rys. 1. Schemat ideowy załączenia szeregowego rezystora hamującego w polu blokowym (a) z wyłącznikiem zwierającym, (b) z dwoma wyłącznikami

Korzystając z Rys. 1 można omówić przypadek awarii wyłącznika w polu liniowym. Gdy po zwarcie nie następuje otwarcie wyłącznika liniowego następuje załączenie szeregowego rezystora hamującego oraz pobudzenie lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW) i po upływie zadanego czasu następuje otwarcie sąsiednich wyłączników. W przypadku jak na Rys. 1 jest to otwarcie wyłącznika sprzęgającego szyny i otwarcie wyłączników pozostałych linii pracujących na szyny do których przyłączona jest linia zwarta. Zespół wytwórczy z załączonym rezystorem pracuje na drugie szyny i przyłączone do niej linie.

Warto tu podkreślić, że analizując zachowanie się układu z szeregowym rezystorem hamującym należy brać pod uwagę, że czas otwierania i zamykania współczesnych wyłączników wysokiego napięcia jest rzędu kilkudziesięciu ms, co powoduje opóźnienie włączenia rezystora do obwodu i jego wyłączenia z obwodu.



Rys. 2. Diagram czasowy aktywacji rezystora hamującego

Rys. 2 ilustruje realny diagram czasowy załączenia i wyłączenia szeregowego rezystora hamującego. Załączenie rezystora następuje kilkadziesiąt ms po zadziałaniu zabezpieczenia podstawowego, gdy nie pojawia się sygnał potwierdzający otwarcie wyłącznika. Wyłączenie

rezystora następuje po upływie czasu jego aktywacji. Wybór momentu wyłączenia rezystora jest bardzo istotny z punktu widzenia stabilności systemu elektroenergetycznego i będzie dalej dokładnie analizowany. Istotny jest również dobór rezystancji rezystora hamującego. Rezystor włączony do obwodu zespołu wytwórczego wpływa nie tylko na przebieg ruchu wirnika w trakcie i po danym zwarciu, ale także na przebiegi wszystkich wielkości elektrycznych. Z tego względu dobierając rezystor hamujący powinno się uwzględnić następujące czynniki:

- Intensywność hamowania wirnika generatora w trakcie zwarcia.
- Wpływ rezystora na przebieg napięcia generatora w trakcie zwarcia i po jego likwidacji.
- Oddziaływanie rezystora na ruch wirnika po wyłączeniu zwarcia.
- Momenty udarowe na wale zespołu wytwórczego w trakcie załączania i wyłączenia rezystora.

W dalszej części zostanie pokazane, że w trakcie zwarcia największą moc czynną uzyskuje się przy rezystancji rezystora szeregowego równej reaktancji zespołu generator-transformator blokowy, czyli  $R = X_g$  gdzie  $X_g$  jest reaktancją zespołu wytwórczego w stanie podprzebiegowym. Taki wybór rezystancji zapewnia najsilniejsze hamowanie wirnika w trakcie zwarcia. Dla wartości rezystancji mniejszych lub większych od tej wartości moc czynna pobierana przez rezystor w trakcie zwarcia jest mniejsza.

Z punktu widzenia utrzymania w pracy zespołu wytwórczego (a w szczególności jego potrzeb własnych) w trakcie zwarcia likwidowanego z czasem opóźnionym istotny jest przebieg napięcia na zaciskach generatora. Wymaga się [1,3] by w trakcie zwarcia i po jego likwidacji przebieg napięcia mieścił się między dwoma krzywymi łamanymi odpowiednio HVRT (ang. high voltage ride through) od góry oraz LVRT (ang. low voltage ride through) od dołu. Ograniczenie górne HVRT wynika z przepisów wymagających ograniczenia przepięć w zasilaniu silników napędów potrzeb własnych elektrowni, zaś ograniczenie dolne LVRT z konieczności uniknięcia utyku i wyłączeń tych silników. Wg przepisów w stanie przed wystąpieniem zwarcia napięcie powinno mieścić się w przedziale  $\pm 5\%$  wartości znamionowej. W ciągu 0,25s od momentu powstania zwarcia napięcie powinno wzrosnąć do wartości  $\geq 25\%$  oraz po 0,75s do wartości  $\geq 90\%$  wartości znamionowej. Po likwidacji zwarcia w ciągu 1s napięcie powinno wrócić do wartości w przedziale  $\pm 10\%$  wartości znamionowej. Z punktu widzenia przebiegu napięcia w trakcie załączenia rezystora im większa wartość rezystancji tym większe jest to napięcie i tym lepsze warunki do utrzymania w pracy potrzeb własnych elektrowni mimo opóźnienia się wyłączenia zwarcia.

Zbyt duża wartość rezystancji jest natomiast niekorzystna z punktu widzenia wpływu rezystora na stan po wyłączeniu zwarcia. W dalszej części zostanie pokazane, że wybranie wartości rezystancji  $R > X_g$  nie jest korzystne dla stanu po wyłączeniu zwarcia, gdyż duże wartości rezystancji powodują obniżenie kątowej charakterystyki mocy dla dużych kątów obciążenia, co powoduje pogorszenie stabilności układu.

Załączaniu i wyłączaniu rezystora towarzyszą skokowe zmiany mocy czynnej [19] i tym samym skokowe zmiany momentów działających na wał zespołu wytwórczego. Skokowe zmiany mocy czynnej pojawiające się w bliskich od siebie momentach czasowych mogą wywoływać silne oscylacje skrętne wału [5] i tym samym nadmierne jego

zmęczenie [ang. shaft fatigue). Odnosnie ruchowych operacji łączeniowych w sieci przesyłowej przewodnik [20] zaleca by ruchowe operacje łączeniowe w sieci nie wywoływały skoków mocy czynnej zespołów wytwórczych większych od połowy ich mocy znamionowej  $\Delta P \leq 0,5 P_n$ . Jest to bardzo ostry wymóg. Dla incydentalnych zdarzeń jak przeciwdziałanie utracie synchronizmu przez załączenie rezystora hamującego można dopuścić skokowe zmiany mocy większe od połowy mocy znamionowej. Z punktu widzenia zagrożenia wału zespołu wytwórczego warto jednak założyć, że w trakcie zwarcia moc pobierana przez rezystor powinna spełniać warunek:

$$(1) \quad P_{K3} \leq \kappa \cdot P_n$$

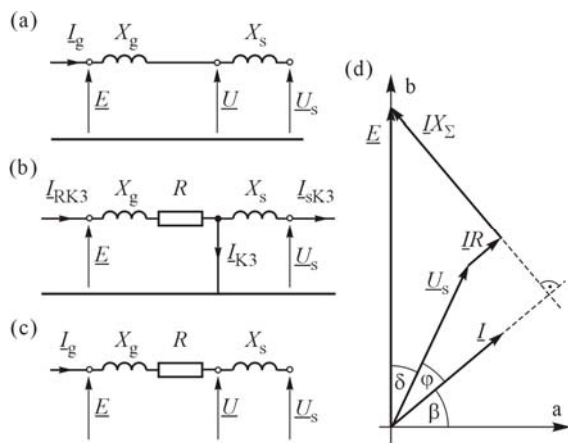
gdzie  $P_n$  jest mocą znamionową, zaś  $\kappa$  jest współczynnikiem. Przyjęcie małej wartości współczynnika  $\kappa \leq 1$  zapewnia małe skokowe zmiany mocy czynnej ale nie daje silnej poprawy stabilności. Przyjęcie dużej wartości współczynnika  $\kappa \geq 1$  daje lepszą poprawę stabilności, ale jest przyczyną większych skoków mocy czynnej i tym samym większego zmęczenia wału zespołu wytwórczego. Dobór wartości współczynnika  $\kappa$  i co za tym idzie wartości rezystancji  $R$  musi być kompromisem między obu czynnikami.

### 3 Analiza układu generator - sieć sztywna

Analiza czynników wpływających na dobór rezystora i algorytmy decyzyjne wyboru czasu jego aktywacji zostanie przeprowadzona dla układu generator - sieć sztywna.

#### 3.1 Schematy zastępcze

Odpowiednie schematy oraz wykres fazorowy dla stanu zwarcia i po wyłączeniu zwarcia podano na Rys. 3. Lewa strona schematów odpowiada schematowi zastępczemu zespołu wytwórczego przy czym  $X_g = (X_d'' + X_T)$  jest reaktancją zastępczą generatora dla stanu przejściowego i transformatora blokowego,  $E$  jest zastępczą siłą elektromotoryczną generatora dla stanu przejściowego,  $R$  jest rezystancją rezystora hamującego,  $X_s$  jest reaktancją zastępczą systemu elektroenergetycznego,  $U_s$  jest napięciem zastępczym systemu elektroenergetycznego.



Rys. 3. Schematy zastępcze i wykres fazorowy układu z rezystorem szeregowym (a) stan przed zakłóceniem, (b) stan przy wystąpieniu bliskiego zwarcia trójfazowego, (c) stan po wyłączeniu zwarcia przed wyłączeniem rezystora, (d) wykres fazorowy dla schematu (c)

Przy typowych parametrach generatora i transformatora blokowego reaktancja zastępcza zespołu wytwórczego jest większa od reaktancji zastępczej systemu [21], tj. zachodzi

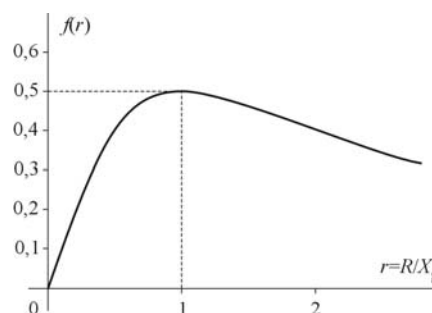
$X_g \geq X_s$ . Dla typowych stanów obciążenia generatora mocą czynną i bierną indukcyjną przejściowa siła elektromotoryczna generatora jest większa od napięcia generatora i tym samym większa od napięcia zastępczego systemu, czyli zachodzi  $E > U_s$ .

#### 3.2 Stan bliskiego zwarcia trójfazowego

W stanie bliskiego zwarcia trójfazowego generator jest obciążony mocą czynną odpowiadającą stratom mocy czynnej na rezystancji  $R$  wywołanej prądem zwarcia (Rys. 3), czyli  $P_{K3} = I_{K3}^2 R$ , gdzie:  $I_{K3} = E / \sqrt{X_g^2 + R^2}$ . Stąd otrzymuje się:

$$(2) \quad P_{K3} = \frac{E^2}{X_g} f(r); \quad f(r) = \frac{r}{r^2 + 1}; \quad r = \frac{R}{X_g}$$

Wykres funkcji  $f(r)$  pokazano na Rys. 4. Funkcja ta osiąga maksimum przy  $r=1$  tj. gdy  $R = X_g$ . Jest to wartość rezystancji rezystora hamującego przy której w trakcie zwarcia uzyskuje się największą moc czynną, czyli najsilniejsze z możliwych hamowanie wirnika generatora.



Rys. 4. Wykres funkcji  $f(r)$  występującej we wzorach (2)

Można zatem napisać, że:

$$(3) \quad P_{K3} = 2P_{K3 \max} f(r); \quad P_{K3 \max} = \frac{1}{2} \frac{E^2}{X_g}$$

Należy zwrócić uwagę, że moc maksymalna  $P_{K3 \max}$  jest w przybliżeniu równa połowie mocy zwarciowej generatora przy zwarciu na szynach wysokiego napięcia oraz około dwukrotnie większa od mocy znamionowej, czyli  $P_{K3 \max} > P_n$ . Przykładowo. Dla  $X_d'' = 0,18$ ;  $X_T = 0,12$ ;  $X_g = 0,3$ ;  $E = 1,1$  moc zwarciowa zespołu wytwórczego  $S_{K3} = 1,1^2 / 0,3 = 4,033$ ; moc maksymalna rezystora  $P_{K3 \max} = 2,017 > P_n$ , gdzie  $P_n = 1$ .

Przy  $r = R/X_g = 1$  uzyskuje się maksymalną moc czynną pobieraną przez rezystor w trakcie zwarcia. Wartość rezystancji przy której pobór mocy jest mniejszy od maksymalnego można uzyskać rozwiązując względem  $r = R/X_g$  równanie  $P_{K3} = P_{K3 \max} / \alpha$  gdzie  $\alpha \geq 1$ . Po podstawieniu do tego równania wartości wynikających z równań (3) (2) otrzymuje się:

$$(4) \quad r^2 - 2\alpha r + 1 = 0$$

Równanie to ma dwa pierwiastki:

$$(5) \quad r_{1,2} = \alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - 1}$$

Większy z tych pierwiastków odpowiada prawej stronie funkcji  $f(r)$  pokazanej na Rys. 4, zaś mniejszy lewej stronie tej funkcji. Niżej zostanie pokazane, że wybór dużych wartości rezystancji jest niekorzystny dla stabilności ze względu na negatywny wpływ dużych wartości rezystancji na kątową charakterystykę mocy dla stanu po wyłączeniu zwarcia. Z tego względu należy wybrać mniejszą wartość odpowiadającą mniejszemu pierwiastkowi (5). Oznacza to, że ogólnie należy przyjąć:

$$(6) \quad R \leq X_g \left( \alpha - \sqrt{\alpha^2 - 1} \right)$$

Oczywiście dla  $\alpha = 1$  tj, gdy  $P_{K3} = P_{K3 \max}$  otrzymuje się  $R = X_g = (X_d'' + X_T)$ .

W trakcie zwarcia (Rys. 3) napięcie na zaciskach generatora odpowiada napięciu na rezystorze i można je obliczyć z mocy pobieranej przez rezystor, gdyż  $P_{K3} = U^2 / R = 2P_{K3 \max} f(r)$ . Wynika stąd, że:

$$(7) \quad U = E \frac{r}{\sqrt{r^2 + 1}} = E \cdot \varphi(r); \quad \varphi(r) = \frac{r}{\sqrt{r^2 + 1}}$$

Funkcja  $\varphi(r)$  jest funkcją rosnącą dążącą do 1. Wynika z tego, że im większa jest rezystancja rezystora tym większe jest napięcie w trakcie pracy rezystora i tym lepiej spełniony jest warunek szybkiego powrotu napięcia powyżej krzywej LVRT. Dla  $r=1$  otrzymuje się  $U = E / \sqrt{2} \cong 0,707 \cdot E$ , czyli już w trakcie zwarcia następuje powrót napięcia do dość dużej wartości (jak na warunki zwarcia).

### 3.3 Stan po likwidacji zwarcia

Dla stanu po zlikwidowaniu zwarcia przy załączonym rezystorze szeregowym moc czynna generatora dana jest wzorem  $P_R = EI_g \cos(\delta + \varphi)$ , gdzie  $(\delta + \varphi)$  jest kątem między fazorem siły elektromotorycznej  $\underline{E}$  a fazorem prądu generatora  $\underline{I}_g$ , zaś  $\delta$  jest kątem między fazorem siły elektromotorycznej  $\underline{E}$  a fazorem napięcia sieci sztywnej  $\underline{U}_s$  (Rys. 3). Można wykazać [5], że przy uwzględnieniu parametrów schematu zastępczego wzór na moc przekształca się do następującej postaci:

$$(8) \quad P_R(\delta) = P_R = \frac{X_\Sigma}{Z_\Sigma} \frac{EU_s}{Z_\Sigma} \sin \delta - \frac{R}{Z_\Sigma} \frac{EU_s}{Z_\Sigma} \cos \delta + \frac{R}{Z_\Sigma} \frac{E^2}{Z_\Sigma}$$

$$(9) \quad X_\Sigma = X_g + X_s; \quad Z_\Sigma = R + jX_\Sigma; \quad Z_\Sigma^2 = R^2 + X_\Sigma^2$$

Indeks R dodano dla podkreślenia, że wzór (8) określa charakterystykę układu z załączonym rezystorem szeregowym.

Dla stanu normalnego gdy rezystor szeregowy jest wyłączony zachodzi  $R=0$  oraz  $Z_\Sigma = X_\Sigma$  i powyższy wzór (8) przyjmuje następującą postać.

$$(10) \quad P(\delta) = P = \frac{EU_s}{X_\Sigma} \sin \delta$$

Wpływ rezystora na kątową charakterystykę mocy jest następujący:

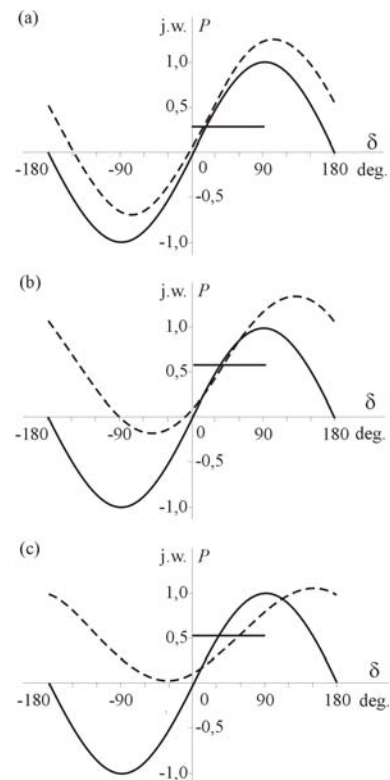
(a) Rezystor zmniejsza amplitudę składnika zależnego od  $\sin \delta$ , gdyż stosunek amplitudy tego składnika w (8) do

amplitudy w (10) dany jest wzorem  $X_\Sigma^2 / Z_\Sigma^2$ , przy czym dla  $R > 0$ , zachodzi  $Z_\Sigma > X_\Sigma$ .

(b) Dla kątów  $0 \leq \delta < \pi/2$  drugi składnik wzoru (8) zależny od  $\cos \delta$  pomniejsza moc czynną generatora oraz powiększa moc czynną generatora dla kątów  $\pi/2 < \delta < \pi$ .

(b) Trzeci składnik wzoru (8) podnosi kątową charakterystykę mocy powiększając moc czynną generatora.

Przykład kątowej charakterystyki mocy bez rezystora (linie ciągłe) oraz z rezystorem szeregowym (linie przerywane) dla trzech wartości rezystancji rezystora pokazano na Rys. 5. Dodatkowo linie poziome odpowiadają mocy czynnej pobieranej przez rezystor w czasie zwarcia. Największą moc czynną w stanie zwarcia (linia pozioma) oraz największą wartość mocy maksymalnej charakterystyki po wyłączeniu zwarcia (linia przerywana) uzyskuje się dla  $R = 1,0X_g$  (Rys. 5b). Dla  $R \leq 1,0X_g$  szeregowy rezystor hamujący ma istotny wpływ na moc czynną po wyłączeniu zwarcia dla dużych wartości kąta obciążenia (Rys. 5a). Z punktu widzenia ratowania synchronizmu jest to cenna cecha, gdyż przy opóźnionym czasie likwidacji zwarcia kąt obciążenia uzyskuje duże wartości i wtedy rezystor ma silny wpływ na hamowanie wirnika generatora.



Rys. 5. Przykłady charakterystyki mocy dla trzech wartości rezystancji przy:  $U_s = 1$ ;  $E = 1,2$ ;  $X_g = 1,0$ ;  $X_s = X_g / 5$

(a) dla  $R = 0,3X_g$ ; (b) dla  $R = 1,0X_g$ ; (c) dla  $R = 2,0X_g$

Zastosowanie wartości rezystancji  $R > 1,0X_g$  nie jest uzasadnione, gdyż dla takich wartości charakterystyka obniża się (rys. 5c), co ma niekorzystny wpływ na stabilność.

## 4 Algorytmy sterowania

Sterowanie rezystora hamującego polega na jego załączeniu i wyłączeniu.

#### 4.1 Stały zadany czas aktywacji

W przypadku bocznikowych rezystorów hamujących załączenie rezystora dokonuje się na stały zadany czas rzędu kilkuset ms. W podręcznikach [4,5] zwrócono jednak uwagę na fakt, że przy zbyt długim czasie załączenia rezystora może dojść do utraty synchronizmu.

Dla rezystora szeregowego w artykule [18] zaproponowano również załączanie rezystora na stały zadany czas. Załączenie rezystora następuje w trakcie trwania zwarcia likwidowanego z czasem opóźnionym, a wyłączenie po upływie 200 ms.

Niżej zostanie wykazane, że przyjęcie w algorytmie decyzyjnym stałego czasu aktywacji nie gwarantuje bezpiecznej pracy systemu dla rozmaitych stanów przed i po zakłóceniu i nie pozwala na maksymalne wykorzystanie rezystora do hamowania wirnika (maksymalizacja krytycznego czasu trwania zwarcia).

#### 4.2 Analiza wpływu rezystora

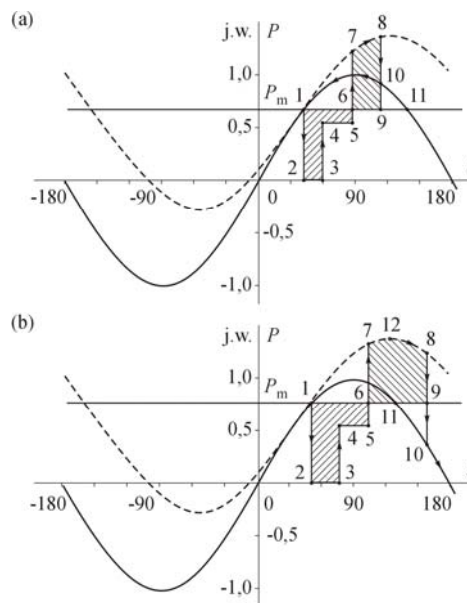
Wpływ szeregowego rezystora hamującego na stabilność można omówić za pomocą metody równych pól, co ilustruje Rys. 6. Oba przypadki pokazane na tym rysunku są dla tych samych danych lecz różnią się mocą mechaniczną  $P_m$ .

Na Rys. 6b przyjęto moc mechaniczną większą niż dla rysunku Rys. 6a. W obu przypadkach przed wystąpieniem bliskiego zwarcia trójfazowego układ pracuje w punkcie równowagi 1 tj. na przecięciu prostej  $P_m$  oraz kątowej charakterystyki mocy  $P(\delta)$  dla stanu bez rezystora. Wskutek bliskiego zwarcia trójfazowego moc czynna maleje do zera do punktu 2. Wirnik przyspiesza i w krótkim czasie pokonuje drogę 2-3. Zakłada się, że w punkcie 3 następuje załączenie rezystora hamującego i układ przechodzi do punktu 4 tj. moc czynna zwiększa się do mocy  $P_{K3}$  odpowiadającej wzorom (2) (3). Ponieważ zakłada się, że zwarcie trwa nadal (opóźniony czas likwidacji zwarcia) wirnik nadal przyspiesza wykonując drogę 4-5. W punkcie 5 następuje likwidacja zwarcia i układ przechodzi do punktu 7 leżącego na charakterystyce  $P_R(\delta)$  odpowiadającej wzorowi (8). Dla tak dużych kątów charakterystyka ta leży znacznie wyżej od charakterystyki  $P(\delta)$  bez rezystora odpowiadającej wzorowi (10). W rezultacie dostępne pole hamowania jest duże i układ nie traci synchronizmu. Wirnik wychyla się do punktu 8 w którym pole hamowania 6,7,8,9 równoważy pole przyspieszenia 1,2,3,4,5,6. W punkcie 8 wirnik następuje zmiana znaku poślizgu tzn. poślizg z dodatniego (wybieganie wirnika) zmienia się na ujemny (powrót wirnika).

W obu przypadkach pokazanych na Rys. 6 układ jest stabilny. Przypadki te dobrano jednak tak by pokazać, że zarówno wyłączenie rezystora hamującego przed dojściem wirnika do punktu zmiany poślizgu jak i w punkcie zmiany poślizgu może prowadzić do utraty synchronizmu. W przypadku Rys. 6a, gdyby rezystor był wyłączony tuż za punktem 7, dostępne pole hamowania (sięgające do punktu 11) mogłoby być za małe do spełnienia warunku stabilności i układ utraciłby synchronizm. Analogiczna i znacznie trudniejsza sytuacja dotyczy przypadku Rys. 6b. Tutaj dostępne pole hamowania jest bardzo małe i nie ma szans na uratowanie synchronizmu jeśli rezystor jest wyłączony zaraz za punktem 7.

W przypadku Rys. 6a, gdyby rezystor był wyłączony w punkcie zmiany poślizgu 8, to stabilność byłaby zachowana i począwszy od punktu 10 układ wracałby w stronę punktu równowagi 1. Praca hamowania wirnika w ruchu wstecznym byłaby mała, gdyż odpowiadałaby polu 10,1,9. Punkt 1 przekroczony byłby wskutek bezwładności

wirnika i wirnik zakotyłałby się wstecznie w kierunku małych (lub nawet ujemnych) wartości kąta aż do punktu, w którym praca przyspieszania zrównoważyłaby poprzednio wykonaną pracę hamowania.



Rys. 6. Ilustracja wpływu szeregowego rezystora hamującego przy  $U_s = 1$ ;  $E = 1,2$ ;  $X_g = 1,0$ ;  $X_s = X_g/5$ ;  $R = 0,8X_g$  (a) dla  $P_m = 0,66$ , (b) dla  $P_m = 0,76$

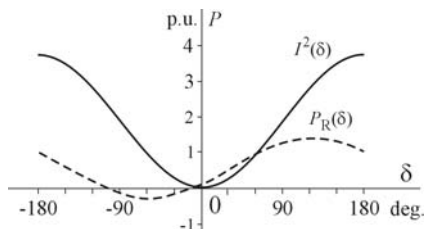
Zupełnie odmienna jest sytuacja w przypadku Rys. 6b. Gdyby tutaj rezystor był wyłączony w punkcie zmiany poślizgu 8, to układ byłby niestabilny, gdyż po wyłączeniu rezystora układ przeszedłby do punktu 10, w którym moc elektryczna jest mniejsza od mocy mechanicznej. Nastąpiłoby przyspieszanie wirnika, zwiększanie kąta, utrata synchronizmu.

Z powyższych rozważań wynika, że dopóki wirnik wybiega (dodatni poślizg) tj. kąt położenia wirnika zwiększa się korzystne jest utrzymywanie rezystora hamującego w stanie załączenia, gdyż przy włączonym rezystorze większa jest moc hamująca i większe jest dostępne pole hamowania. Przyjęcie stałej wartości czasu aktywacji (niezależnej od przebiegu stanu nieustalonego) nie zapewnia maksymalizacji krytycznego czasu trwania zwarcia. Nie jest więc rozwiązaniem optymalnym. Ponadto może to prowadzić do utraty synchronizmu wskutek przeskoczenia układu na część charakterystyki  $P(\delta)$  leżącą poniżej mocy mechanicznej  $P_m$ .

Jak wynika z Rys. 6 przeskoczenie na charakterystykę  $P(\delta)$  poniżej mocy mechanicznej  $P_m$  nie nastąpi, gdy rezystor będzie wyłączony dla kątów mniejszych od niestabilnego punktu równowagi (punkt 11 na Rys. 6). Niestety nie ma prostej metody zidentyfikowania tego punktu poprzez pomiar wielkości elektrycznych tym bardziej, że punkt ten dotyczy charakterystyki  $P(\delta)$  dla stanu po wyłączeniu rezystora, podczas gdy ruch wsteczny i tym samym dokonywane pomiary dotyczą charakterystyki  $P_R(\delta)$  przy włączonym rezystorze. Z tego względu w dalszej części sformułowane są dwa algorytmy wyboru momentu wyłączenia rezystora oparte na identyfikowaniu kierunku ruchu wirnika w oparciu o zmiany kwadratu prądu oraz mocy czynnej.

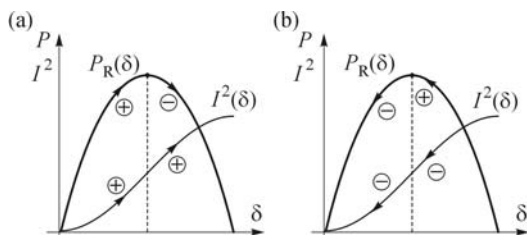
### 4.3 Identyfikacja kierunku ruchu

Kwadrat prądu generatora  $I_g^2(\delta)$  jest funkcją monotoniczną kąta obciążenia generatora  $\delta$  w całym zakresie kątów, co ilustruje Rys. 7. Z tego względu śledzenie w trakcie kołysań wirnika wartości funkcji  $I_g^2(\delta)$  i jej pochodnej pozwala zidentyfikować kierunek ruchu wirnika tj. czy wirnik wybiega (wtedy  $d(I_g^2)/dt > 0$ ) czy też znajduje się w ruchu wstecznym (wtedy  $d(I_g^2)/dt < 0$ ).



Rys. 7. Zależność mocy czynnych i kwadratu prądu od kąta położenia wirnika (kąta obciążenia)

Pomiar mocy czynnej  $P_R$  i kwadratu prądu  $I_g^2$  oraz ich pochodnych w czasie pozwala w danym momencie stwierdzić po której stronie charakterystyki  $P_R(\delta)$  znajduje się wirnik i w którym kierunku zmierza. Ilustruje to Rys. 8. Wirnik znajduje się po lewej stronie charakterystyki  $P_R(\delta)$  i wybiega, gdy obie pochodne są dodatnie (Rys. 8a). Wirnik znajduje się po lewej stronie charakterystyki  $P_R(\delta)$  i jest w ruchu wstecznym, gdy obie pochodne są ujemne (Rys. 8b).



Rys. 8. Znaki pochodnych mocy czynnej i kwadratu prądu przy: (a) wybieganiu wirnika, (b) ruchu wstecznym

Warto tu dodać, że w technice cyfrowej pomiar kwadratu prądu jest prosty np. za pomocą algorytmu Phadke-Ibrahim [22,23]. Z przebiegu sinusoidalnego z zadaną częstotliwością próbkowania pobierane są próbki (wartości chwilowe) z których oblicza się składowe ortogonalne fazora prądu, a następnie kwadrat prądu. Analogicznie można obliczyć składowe ortogonalne napięcia. Wymnażając odpowiednio składowe ortogonalne prądu i składowe ortogonalne napięcia otrzymuje się odpowiednio moc czynną i moc bierną.

### 4.4 Proponowane algorytmy

W oparciu o przeprowadzoną analizę niżej zaproponowano dwa algorytmy decyzyjne dotyczące momentu wyłączenia rezystora.

**Algorytm 1.** Wyłączenie rezystora wykonuje się w ruchu wstecznym w pobliżu stabilnego punktu równowagi (punkt 1 na Rys. 6).

Korzystając z pochodnych mocy czynnej i kwadratu prądu kryterium decyzyjne tego algorytmu można wyrazić za pomocą następującego iloczynu logicznego (koniunkcja trzech warunków):

$$(11) \quad \frac{d(I_g^2)}{dt} < 0 \quad \cap \quad \frac{dP_R}{dt} < 0 \quad \cap \quad (P_R - P_0) < \varepsilon_{\Delta P}$$

gdzie  $P_0 = P_m$  jest mocą czynną dla stanu przed wystąpieniem zakłócenia,  $\varepsilon_{\Delta P} \geq 0$  jest małą wartością pozwalającą stwierdzić, że moc jest bliska wartości w punkcie równowagi.

Algorytm oparty na kryterium (11) zapewnia możliwość maksymalnego wykorzystania dostępnego pola hamowań uzyskanego dzięki rezystorowi hamującemu. Tym samym algorytm ten pozwala uzyskać maksymalny możliwy krytyczny czas trwania zwarcia.

Wadą algorytmu jest fakt, że w ruchu wstecznym praca hamowania jest duża (na Rys. 6 pole 8,7,1,9) i wsteczne zakłócenie wirnika w stronę małych lub nawet ujemnych wartości kąta jest duże. Oczywiście to zakłócenie i dalsze kołysania mogą być zmniejszane dzięki działaniu stabilizatora systemowego (PSS) w układzie regulacji wzbudzenia generatora.

**Algorytm 2.** Wyłączenie rezystora wykonuje się w ruchu wstecznym na lewo od ekstremum charakterystyki  $P_R(\delta)$  tj. poniżej mocy maksymalnej z załączonym rezystorem (punkt 12 na Rys. 6b).

Kryterium decyzyjne tego algorytmu polega na sprawdzeniu czy spełnione są równocześnie trzy następujące warunki pomiarowe:

$$(12) \quad \frac{d(I_g^2)}{dt} < 0 \quad \cap \quad \frac{dP_R}{dt} < \varepsilon_{\Delta P} \quad \cap \quad (P_R - P_0) > 0$$

gdzie  $\varepsilon_{\Delta P} < 0$  jest małą liczbą ujemną. Dobór liczby  $\varepsilon_{\Delta P}$  decyduje o tym jak daleko za wierzchołkiem charakterystyki nastąpi wyłączenie rezystora.

Algorytm oparty na kryterium (12) również zapewnia możliwość maksymalnego wykorzystania dostępnego pola hamowań uzyskanego dzięki rezystorowi hamującemu i pozwala uzyskać maksymalny możliwy krytyczny czas trwania zwarcia. Zakłócenie wsteczne jest mniejsze niż w przypadku algorytmu 1.

Powstaje pytanie czy przy zastosowaniu algorytmu 2 istnieje realne ryzyko przełączenia układu na charakterystykę  $P(\delta)$  poniżej mocy mechanicznej  $P_m$ , co prowadziłoby do utraty synchronizmu. Ryzyko to zależy od tego na ile wierzchołek charakterystyki  $P_R(\delta)$  z załączonym rezystorem (punkt 12 na Rys. 6b) jest wysunięty na prawo poza niestabilny punkt równowagi leżący na charakterystyce  $P(\delta)$  dla danego obciążenia gdzie  $P_0 = P_m$ .

Poniżej zostanie wykazane, że w typowych sytuacjach wierzchołek ten nie wychodzi poza niestabilny punkt równowagi, a przy nietypowych sytuacjach wychodzi bardzo nieznacznie, tak że przyjmując małą liczbę  $\varepsilon_{\Delta P} < 0$  oraz uwzględniając opóźnienie wyłączenia rezystora powodowane czasem działania wyłączników (kilkadziesiąt ms) nie ma ryzyka przeskoku poniżej  $P_0 = P_m$  i wywołania utraty synchronizmu.

Wierzchołek charakterystyki  $P_R(\delta)$  odpowiada jej ekstremum i leży w punkcie w którym pochodna funkcji (8) dana wzorem

$$(13) \quad \frac{\partial P_R}{\partial \delta} = \frac{X_\Sigma}{Z_\Sigma} \frac{EU_s}{Z_\Sigma} \cos \delta + \frac{R}{Z_\Sigma} \frac{EU_s}{Z_\Sigma} \sin \delta$$

jest równa zero, czyli zachodzi:

$$(14) \quad X_\Sigma \cos \delta + R \sin \delta = 0$$

Rozwiązując to równanie otrzymuje się:

$$(15) \quad \delta_{R(\max)} = \arctg\left(-\frac{X_{\Sigma}}{R}\right)$$

gdzie (zgodnie z (9))  $X_{\Sigma} = X_g + X_s$ . Do dalszych rozważań warto wprowadzić współczynnik  $k_s = X_g / X_s$ , czyli:  $X_s = X_g / k_s$  oraz  $X_{\Sigma} = X_g(1 + k_s) / k_s$ .

Uwzględniając ten współczynnik otrzymuje się:

$$(16) \quad \delta_{R(\max)} = \arctg\left[-\frac{X_g}{R} \frac{1 + k_s}{k_s}\right]$$

Duże wartości współczynnika  $k_s$  odpowiadają małym reaktancjom zastępczym systemu (duża moc zwarciowa systemu). Przy typowych parametrach generatora i transformatora blokowego zachodzi  $X_g \geq X_s$ , czyli  $k_s \geq 1$ .

Zgodnie z (10) charakterystyka  $P(\delta)$  dla stanu po wyłączeniu zwarcia i rezystora określona jest wzorem  $P(\delta) = P_{\max} \sin \delta$ , gdzie  $P_{\max}$  jest wierzchołkiem tej charakterystyki (moc graniczna). Przy mocy  $P(\delta) = P_m = P_0$  zachodzi  $P_0 = P_{\max} \sin \hat{\delta}_s$ , gdzie  $\hat{\delta}_s$  określa współrzędną stabilnego punktu równowagi. Stąd

$$(17) \quad \hat{\delta}_s = \arcsin \frac{P_0}{P_{\max}} = \arcsin \frac{1}{1 + k_p}$$

gdzie  $k_p = (P_{\max} - P_0) / P_0$  jest współczynnikiem zapasu stabilności lokalnej. Niestabilny punkt równowagi ma współrzędne  $\hat{\delta}_N = (\pi - \hat{\delta}_s)$ . Biorąc to pod uwagę z (17) otrzymuje się:

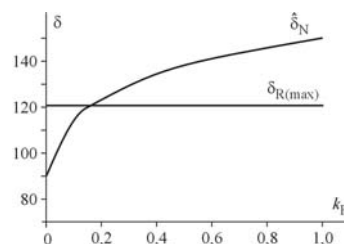
$$(18) \quad \hat{\delta}_N = \pi - \arcsin \frac{1}{1 + k_p}$$

Warto zauważyć, że położenie niestabilnego punktu równowagi omawianego układu generator-sieć sztywna dla charakterystyki  $P(\delta)$  bez rezystora zależy tylko i wyłącznie od współczynnika zapasu stabilności lokalnej  $k_p$ . Natomiast położenie wierzchołka charakterystyki  $P_R(\delta)$  z rezystorem zależy od rezystancji  $R$  rezystora hamującego oraz reaktancji zespołu wytwórczego  $X_g$  i reaktancji zastępczej systemu  $X_s$  lub współczynnika  $k_s = X_g / X_s$ .

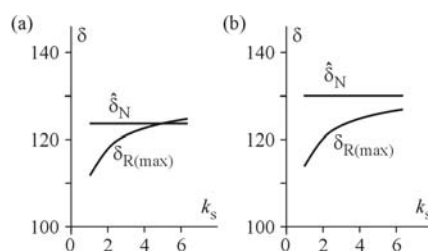
Na Rys. 9 pokazano jak współrzędne niestabilnego punktu równowagi bez rezystora i wierzchołka charakterystyki z rezystorem zależą od współczynnika zapasu stabilności. Widać, że dla współczynnika zapasu stabilności  $k_p \geq 0,17$  niestabilny punkt równowagi leży poza wierzchołkiem charakterystyki z rezystorem, czyli (tak jak na Rys. 6a) nie ma zagrożenia by algorytm 2 spowodował przełączenie na charakterystykę poniżej  $P_m$  i spowodował utratę synchronizmu.

Na Rys. 10 pokazano zależność położenia niestabilnego punktu równowagi bez rezystora i wierzchołka charakterystyki z rezystorem w funkcji współczynnika  $k_s = X_g / X_s$  dla dwóch wartości współczynnika zapasu stabilności lokalnej  $k_p = 0,2$  oraz  $k_p = 0,4$ . Dla małych wartości  $k_s = X_g / X_s$  (tj. dla parametrów w których może wystąpić zagrożenie stabilności) niestabilny punkt

równowagi leży poza wierzchołkiem charakterystyki z rezystorem.



Rys. 9. Wartości współrzędnych niestabilnego punktu równowagi  $\hat{\delta}_N$  bez rezystora oraz wierzchołka  $\delta_{R(\max)}$  charakterystyki z rezystorem w funkcji współczynnika zapasu stabilności lokalnej  $k_p$  dla:  $U_s = 1$ ;  $E = 1,2$ ;  $X_g = 1,0$ ;  $X_s = X_g / 1,5$ ;  $R = X_g$



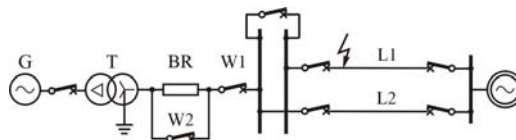
Rys. 10. Wartości współrzędnych niestabilnego punktu równowagi  $\hat{\delta}_N$  bez rezystora oraz wierzchołka  $\delta_{R(\max)}$  charakterystyki z rezystorem w funkcji współczynnika  $k_s = X_g / X_s$  dla:  $U_s = 1$ ;  $E = 1,2$ ;  $X_g = 1,0$ ;  $X_s = X_g / 6$ ;  $R = 0,8 X_g$  oraz (a)  $k_p = 0,2$ ; (b)  $k_p = 0,4$

Z powyższych rozważań wynika, że algorytm 2 nie wprowadza zagrożenia utraty synchronizmu wskutek przełączenia na charakterystykę poniżej  $P_m$ .

## 5 Przykłady wyników symulacji

Badania symulacyjne działania proponowanych algorytmów sterowania wykonano dla systemu testowego układ generator - sieć sztywna.

Badany model układu generator-sieć sztywna (Rys. 11) składa się z generatora o mocy  $S_n = 1127$  MVA i transformatora blokowego o typowych parametrach dla generatorów i transformatorów tej wielkości, dwóch linii przesyłowych L1 i L2 o napięciu znamionowym 400 kV i reaktancji  $X_L = 29,2 \Omega$  każda, źródła zastępującego system o mocy zwarciowej  $S_{K3} = 27022$  MVA tj. reaktancji zastępczej  $X_s = 5,9 \Omega$ . W stanie poprzedzającym zwarcie generator obciążony jest mocą znamionową  $P = P_n = 965$  MW przy napięciu  $1,05 U_n = 28,35$  kV. Przy tym obciążeniu napięcie źródłowe za reaktancją zastępczą



Rys. 11. Schematy badanego układu generator – sieć sztywna

Założono, że w trakcie likwidacji zwarcia trójfazowego następuje uszkodzenie wyłącznika i zwarcie jest likwidowane przez otwarcie wyłącznika sprzęgła. Normalny czas likwidacji zwarcia wynosi 100 ms, zaś czas opóźniony

wskutek uszkodzenia wyłącznika wynosi 350 ms. Po upływie normalnego czasu likwidacji zwarcia upływa około 20 ms na podjęcie decyzji o aktywacji rezystora i około 50 ms na jego załączenie. W rezultacie załączenie rezystora do obwodu następuje po upływie 170 ms od momentu powstania zwarcia.

Obliczenia wykonano w jednostkach względnych przyjmując za jednostki odniesienia odpowiednio  $[S]=1127 \text{ MVA}$  oraz  $[U]=27 \text{ kV}$ . Przy takich jednostkach dla danego stanu obciążenia otrzymano:  $X_g=0,41$ ;  $E=1,181$ ;  $P_n=0,85$ ;  $P_{K3 \max}=1,689$ .

Symulację wykonano za pomocą programu MATLAB/SIMULINK. Generator zamodelowano za pomocą równań różniczkowych 6-tego rzędu opisanych w podręczniku [5]. Automatyczną regulację wzbudzenia

uwzględniono za pomocą modelu IEEE AC4, a stabilizator systemowy z sygnałem wejściowym poślizgu generatora za pomocą modelu IEEE PSS1A. Turbiny i jej układu nie modelowano zakładając stałość mocy czynnej, co jest dopuszczalne ze względu na krótki czas symulowanych przebiegów. Kąt położenia wirnika mierzony jest względem napięcia sieci sztywnej.

Bez załączenia rezystora krytyczny czas trwania zwarcia  $t_{kr}=0,281 \text{ s}$  jest mniejszy od założonego opóźnionego czasu likwidacji zwarcia. Wartości krytycznego czasu trwania zwarcia uzyskane w przypadku z rezystorem hamującym wyłączanym wg czterech różnych metod i czas aktywacji rezystora podano w Tab. 1.

W wszystkich przypadkach czasy krytyczne uzyskane przy zastosowaniu rezystora hamującego są znacząco większe niż przy braku rezystora. Wyłączenie rezystora w momencie zgodnym z proponowanymi algorytmami zapewnia duże wartości krytycznego czasu trwania zwarcia i jest bezpieczne, gdyż nie grozi przeskokiem poniżej mocy mechanicznej i szybką utratą synchronizmu.

Tab. 1. Czasy krytyczne przy zastosowaniu rezystora hamującego

Lp.	Sposób wyłączenia rezystora	dla $R/X_g=0,268$		dla $R/X_g=1,0$	
		$t_{kr}$ [s]	$t_{ak}$ [s]	$t_{kr}$ [s]	$t_{ak}$ [s]
1	w momencie likwidacji zwarcia	0,367	0,197	0,820	0,650
2	w momencie zmiany znaku poślizgu	0,433	0,513	0,600	0,219
3	algorytm 1	0,451	1,489	0,785	2,412
4	algorytm 2	0,451	1,341	0,785	2,184

$t_{kr}$  = krytyczny czas trwania zwarcia,  $t_{ak}$  = czas aktywacji rezystora. Bez rezystora  $t_{kr}=0,281 \text{ s}$

Tab. 2. Ocena tłumienia kołysań w przypadku  $t_{zw}=0,35 \text{ s}$  oraz  $r=R/X_g=0,268$

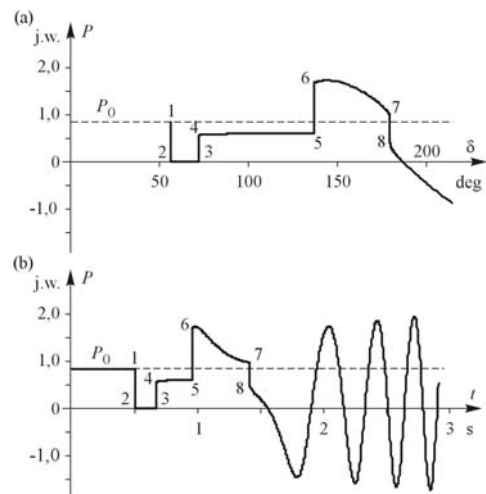
Lp.	Sposób wyłączenia rezystora	Całka					$t_{ak}$ [s]
		$ \Delta\omega $	$ \Delta\dot{\delta} $	$ \Delta P $	HVRT	LVRT	
1	w momencie likwidacji zwarcia	9,377	2,577	2,419	0,494	0,084	0,180
2	w momencie zmiany znaku poślizgu	8,388	2,053	2,213	0,365	0	0,341
3	algorytm 1	9,439	2,063	2,539	0,292	0	0,659
4	algorytm 2	8,662	1,998	2,294	0,324	0	0,458

Tab. 3. Ocena tłumienia kołysań w przypadku  $t_{zw}=0,35 \text{ s}$  oraz  $r=R/X_g=1,0$

Lp.	Sposób wyłączenia rezystora	Całka					$t_{ak}$ [s]
		$ \Delta\omega $	$ \Delta\dot{\delta} $	$ \Delta P $	HVRT	LVRT	
1	w momencie likwidacji zwarcia	4,505	1,098	1,284	0,144	0	0,180
2	w momencie zmiany znaku poślizgu	4,281	1,046	1,221	0,127	0	0,209
3	algorytm 1	3,768	0,816	1,123	0,045	0	0,440
4	algorytm 2	4,152	1,015	1,185	0,118	0	0,225

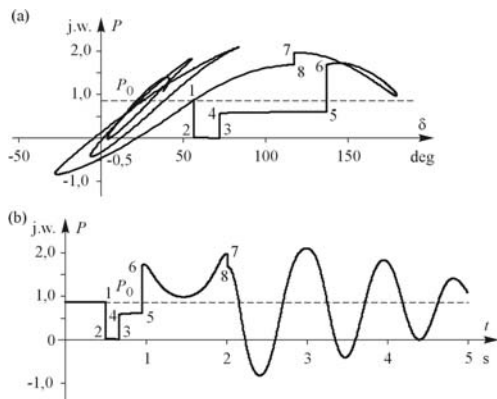
Zagrożenie utraty synchronizmu występuje w przypadku wyłączenia rezystora w momencie likwidacji zwarcia lub zmiany poślizgu. Przykład wyniku symulacji dla takiego przypadku pokazano na Rys. 12. Założono, że zwarcie trwa  $t_{zw}=0,450 \text{ s}$ . Początkowym punktem pracy jest punkt 1. W momencie zwarcia moc zmniejsza się do zera (punkt 2) i wirnik przyspiesza. W punkcie 3 następuje załączenie rezystora hamującego. W punkcie 5 następuje wyłączenie zwarcia, ale rezystor jest nadal załączony. Moc zmienia się wg krzywej 6-7. W punkcie 7 następuje wyłączenie rezystora i przeskoczenie do punktu 8, co powoduje przyspieszenie wirnika i utratę synchronizmu. Moc czynna zaczyna oscylować z wartości dodatnich do ujemnych itd.

Na Rys. 13 pokazano przebiegi uzyskane przy wyłączeniu rezystora zgodnie z algorytmem 2. Wyłączenie rezystora następuje w ruchu wstecznym wirnika w momencie przechodzenia przez wierzchołek kątowej charakterystyki mocy. Skok mocy z punktu 7 do punktu 8 towarzyszący temu wyłączeniu jest mały. Dalej następują kołysania synchroniczne i dążenie do nowego punktu równowagi.



Rys. 12. Ilustracja utraty synchronizmu  $t_{zw}=0,450 \text{ s}$  oraz  $r=R/X_g=0,268$





Rys. 13. Ilustracja zachowania synchronizmu po wyłączeniu rezystora zgodnie z proponowanym algorytmem 2  
 $t_{zw} = 0,451\text{ s}$ ;  $r = R/X_g = 0,268$

Ocenę poszczególnych wyżej omówionych wariantów wyłączenia rezystora wykonano za pomocą wyliczenia całki z bezwzględnej wartości odchylenia kilku wielkości od ich wartości w stanie ustalonym:

$$(19) \quad I_1 = \int_{t=0}^{t_k} |\varepsilon_x(t)| dt$$

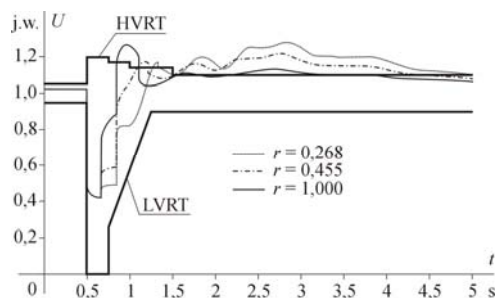
gdzie  $\varepsilon_x(t)$  jest odchyleniem danej wartości. Do oceny przyjęto odchylenia następujących wielkości:

$$\varepsilon_\omega(t) = \Delta\omega(t); \quad \varepsilon_\delta(t) = \delta(t) - \delta_0; \quad \varepsilon_P(t) = P(t) - P_0;$$

$$\varepsilon_{HVRT}(t) = U(t) - HVRT; \quad \varepsilon_{LVRT}(t) = U(t) - LVRT,$$

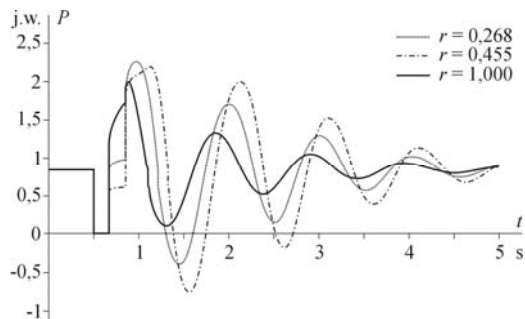
czyli odpowiednio: poślizg wirnika  $\Delta\omega(t)$ , kąt położenia wirnika  $\delta(t)$ , moc czynną  $P(t)$ , napięcie  $U(t)$ , gdzie  $HVRT$  oraz  $LVRT$  są ograniczeniami wartości napięcia odpowiednio od góry i od dołu. Do oceny jakości tłumienia kołysań przyjęto przypadek z czasem likwidacji zwarcia  $t_{zw} = 0,350\text{ s}$  wynikającym z uszkodzenia wyłącznika i działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej. Zachowanie się modelu układu generator - sieć sztywna symulowano 5 s przebiegu stanu nieustalonego. Wyniki zestawiono w Tab. 2 oraz Tab. 3.

Dla małej wartości rezystancji  $r = R/X_g = 0,268$  algorytm 2 wykazuje mniejsze wartości całek poślizgu, kąta i mocy czynnej. Natomiast dla algorytmu 1 mniejsze są przekroczenia górnego ograniczenia napięcia HVRT. Dla dużej wartości rezystancji  $r = R/X_g = 1,0$  najmniejsze wartości wszystkich całek uzyskana dla algorytmu 1. W szczególności algorytm ten cechuje się bardzo małym przekroczeniem górnej granicy napięcia HVRT.



Rys. 14. Zmiany napięcia generatora: czas zwarcia  $t_{zw} = 0,350\text{ s}$ , załączenie rezystora po 0,170 s, wyłączenie rezystora wg algorytmu 1

Dla obu algorytmów i wszystkich wyżej wymienionych wartości rezystancji nie ma przekroczenia dolnej granicy napięcia LVRT, co wynika z faktu, że już w momencie załączenia rezystora dla  $t = 170\text{ ms}$  (co jest  $< 250\text{ ms}$ ) następuje podniesienie się napięcia. Wskutek intensywnego działania regulatora po wyłączeniu zwarcia następuje przeregulowanie i przekroczenie górnego ograniczenia. Ilustruje to Rys. 14. Najmniejsze przekroczenia uzyskano dla  $r = R/X_g = 1,0$ .



Rys. 15. Zmiany mocy czynnej generatora: czas zwarcia  $t_{zw} = 0,350\text{ s}$ , załączenie rezystora po 0,170 s, wyłączenie rezystora przy przekraczaniu stabilnego punktu (algorytm 1)

Na Rys. 15 pokazano zmiany mocy czynnej generatora wywołane zwarcie 3-fazowym likwidowanym z czasem opóźnionym i wykorzystaniu rezystora hamującego dla ratowania synchronizmu. W przypadku zastosowania algorytmu 1 (wyłączenie rezystora przy przechodzeniu przez stabilny punkt równowagi) pierwszy skok mocy w górę występuje w momencie załączenia rezystora i drugi skok w momencie wyłączenia zwarcia. W momencie wyłączenia rezystora w pobliżu wartości  $P(t) = P_0 = P_m$  skokowe zmiany mocy są bardzo małe i praktycznie niezauważalne (Rys. 15). Wynika to z faktu, że w pobliżu stabilnego punktu równowagi kątowe charakterystyki mocy z rezystorem i bez rezystora są bardzo bliskie siebie (Rys. 6). W przypadku zastosowania algorytmu 2 (wyłączenie rezystora przy przechodzeniu przez wierzchołek charakterystyki) oprócz skoków mocy towarzyszących załączeniu rezystora i wyłączeniu zwarcia występują też skokowe zmiany mocy w dół towarzyszące wyłączeniu rezystora. Są to jednak skokowe zmiany mniejsze od  $0,5 P_n$ , czyli niegroźne dla zespołu wytórczego z punktu widzenia naprężeń wału.

## 6 Podsumowanie i wnioski

Załączanie rezystora szeregowego może być skutecznym sposobem ratowania synchronizmu w przypadku zwarć bliskich elektrowni likwidowanych z czasem opóźnionym wskutek awarii wyłącznika lub zabezpieczenia.

Rezystancja zastępczej zespołu generator-transformator blokowy, czyli  $R \leq X_g$ . Im mniejsza jest rezystancja rezystora tym słabsze jest hamowanie wirnika i gorsza poprawa stabilności. Im większa jest rezystancja rezystora tym większe są skokowe zmiany mocy czynnej i większe zagrożenie dla wału zespołu wytórczego, Im większa jest rezystancja rezystora tym większe jest napięcie w trakcie pracy rezystora i tym lepiej spełniony jest warunek szybkiego powrotu napięcia powyżej krzywej LVRT.

Oba proponowane algorytmy wyboru momentu wyłączenia rezystora dają znaczne wydłużenie krytycznego czasu trwania zwarcia i nie powodują dużych groźnych skoków mocy czynnej i zapewniają przebieg napięcia

gwarantujący utrzymanie się w pracy potrzeb własnych elektrowni (krzywa LVRT). Z punktu widzenia minimalizacji skoków mocy czynnej oraz bezpieczeństwa pracy SEE proponowany algorytm 1 ma przewagę nad algorytmem 2.

#### Autorzy:

dr. inż. *Konrad Gryszpanowicz*, Politechnika Warszawska, e-mail: [konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl](mailto:konrad.gryszpanowicz@ien.pw.edu.pl), prof. dr hab. inż. *Jan Machowski*, Politechnika Warszawska, e-mail: [jan.machowski@ien.pw.edu.pl](mailto:jan.machowski@ien.pw.edu.pl), prof. dr hab. inż. *Sylwester Robak*, Politechnika Warszawska, e-mail: [sylwester.robak@ien.pw.edu.pl](mailto:sylwester.robak@ien.pw.edu.pl)

#### LIERATURA

- [1] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wancerz M.: "Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju" Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) ISSN 0033-2097, R. 89 NR 6/2013
- [2] North American Electric Reliability Corporation (NERC), "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems in North America," August 4, 2011. <http://www.nerc.com>
- [3] "Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators" ENTSO-E, 27 October 2011
- [4] Kundur P.: "Power System Stability and Control" McGraw-Hill, New York, 1994
- [5] Machowski J., Bialek J., Bumby J.: "Power System Dynamics. Stability and Control" John Wiley & Sons, Chichester, New York 1997, 2008, 2012
- [6] CIGRE Technical Brochure No. 325: Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques, <http://www.e-cigre.org>
- [7] "Integrated Security Analysis", Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), July 2004 <http://certs.lbl.gov/pdf/certs-isa-final.pdf>
- [8] Kacejko P., Miller P., Wancerz M., Jędrychowski R., Machowski J., Robak S., Baczyński D., Wójtowicz T., Lubośny Z.: "Analiza stabilności SEE w planowaniu długoterminowym rozwoju KSE". Praca na zlecenie PSE Operator S.A., Zamówienie Nr DS/RB/DS/Z/MJ/2011, Warszawa 2012
- [9] Ellis H.M., Hardy J.E., Blythe A.L., Skooglund J.W.: "Dynamic Stability of the Peace River Transmission System", IEEE Transactions on Power Systems, PAS-85, no. 6, pp. 586–600, June 1966.
- [10] Shelton, M.L., Winkelman, P.F., Mittelstadt, W.A. and Bellerby, W.J., "Bonneville Power Administration's 1400 MW Braking Resistor", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 2, pp. 602–611, March/April 1975.
- [11] Peelo D.F., Hein D.W. and Peretti F., "Application of a 138 kV 200 MW braking resistor", Power Engineering Journal, vol. 8, no. 4, pp. 188–192, 1994.
- [12] CIGRE SC38-WG02 Report "State of Art in Non-Classical Means to Improve Power System Stability" Electra No. 118, pp. 88-113, May 1988
- [13] Machowski J., Smolarczyk A., Bialek J.: "Damping of power swings by control of braking resistors" International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 23 (2001), ISSN 0142-0615, pp. 539-548
- [14] Rubaai Ahmed, Ofofi Abdul R., Cobbinah Donatus, Kankam Mark David: "Two-Layer Supervisory Controller-Based Thyristor-Controlled Braking Resistor for Transient Stability Crisis" IEEE Transactions on Industry Applications, VOL. 41, NO. 6, November/December 2005
- [15] Habel Stefan, Schmuelling Christoph, Schmuelling Stefan: "Braking Resistor as a Smart-Grid Technology" 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)
- [16] Bergvall R.C., "Series Resistance Method of Increasing Transient Stability Limit Series Resistance Inserted into Generator Circuit Loads Machines During Fault and Retards Subsequent Overswing", Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. 50, no. 2, pp. 490–494, June 1931.
- [17] Tumilty R.M., Bright C.G., Burt G.M., Anaya-Lara O., McDonald J.R.: "Applying series braking resistors to improve the transient stability of low inertia synchronous distributed generators" CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution Vienna, 21-24 May 2007 Paper 0045 CIRED 2007 Session 3 Paper No 0045 Page 1/4
- [18] Wämundson M., Lindahl S., Hagman J., Johansson D., Heyman F.: "Dimensioning of EHV Series Braking Resistor for Large Thermal Generators" 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control –IX (IREP), August 25–30, 2013, Rethymnon, Greece
- [19] Machowski J., Kacejko P., Miller P.: "Impedance method used to calculate initial switching currents in transmission networks and generator real power" GSTFJournal of Engineering Technology (JET) ISSN: 2251-3701, E-periodical: 2251-371X, Vol. 3, No 1, July 2014 pp. 42-52
- [20] „IEEE screening guide for planned steady-state switching operations to minimize harmful effects on steam turbine-generators” A report prepared by the IEEE Working Group on the Effects of Switching on Turbine-Generators, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4 July/Aug 1980
- [21] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wancerz M.: "Short-circuit power as important reliability factor for power system planning" 18<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference, Wrocław University of Technology, Poland, August 18-22, 2014
- [22] Szafran J., Wiszniewski A.: "Algorytmy pomiarowe i decyzyjne cyfrowej automatyki elektroenergetycznej" WNT Warszawa 1999, ISBN 83-204-2287-6
- [23] Rosołowski E.: "Cyfrowe przetwarzanie sygnałów w automatyce elektroenergetycznej" Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2001, ISBN 83-87674-38-9