Adam GOZDOWIAK, Piotr KISIELEWSKI

Politechnika Wrocławska, Katedra Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych

doi:10.15199/48.2017.11.16

Polowo-obwodowa analiza utraty synchronizmu turbogeneratora podczas anormalnych stanów pracy

Streszczenie. *Artykuł przedstawia wyniki badań symulacyjnych utraty synchronizmu podczas anormalnych stanów pracy turbogeneratora. Obliczenia wykonano przy wykorzystaniu zweryfikowanego pomiarowo polowo-obwodowego modelu turbogeneratora. Analiza dotyczy anormalnych stanów pracy takich jak: praca asynchroniczna, utrata synchronizmu na skutek zwarcia uzwojenia wzbudzenia, trójfazowe zwarcie zacisków stojana turbogeneratora oraz skokową zmianę momentu napędowego. Wskazano możliwość zastąpienia powszechnie stosowanego zabezpieczenia (trajektorii zmian wektora impedancji widzianej z zacisków twornika), pomiarem strumienia magnetycznego w szczelinie między wirnikiem a stojanem w celu wykrycia utraty pola wzbudzenia. Metoda ta jest szybsza, wrażliwsza oraz nie reaguje na kołysania mocy w systemie elektroenergetycznym, co znacząco przyczynia się do wzrostu niezawodności zasilania odbiorców.*

Abstract*. An article presents the simulation results of abnormal operation states of turbogenerator during loss of synchronism. The computations were obtained by using verified turbogenerator's field-circuit model. Presented analysis applies to abnormal operation states such as: asynchronous work, loss of field due to short field winding, three-phase short circuit at generator terminal, heavy load. There is shown the possibility of change the widely used impedance measurement to magnetic flux linkage in order to detect loss of field. This method is quick, sensitive and do not reacts on power swings in the power system and therefore it contribute to increase in the reliability of the power supply to the recipients (**Field-circuit analysis of loss of synchronism during abnormal operating states of turbogenerator**).*

Słowa kluczowe: turbogenerator, metoda elementów skończonych, anormalne stany pracy, utrata synchronizmu.
Keywords: turbogenerator, finite element method, abnormal operating states, loss of synchronism.

Wstęp

Utrata pola wzbudzenia na skutek zwarcia uzwojenia wzbudzenia jest jedną z najczęściej występujących awarii turbogeneratora [9, 10]. Statystyki [10] informują, że 20 % postojów wywołanych awarią spowodowane jest utratą pola wzbudzenia z powodu zwarcia uzwojenia wirnika. Utrata pola wzbudzenia turbogeneratora stwarza poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa turbogeneratora oraz systemu elektroenergetycznego, dlatego istotne jest właściwe ustawienie nastaw w urządzeniach zabezpieczających.

Awarie turbogeneratorów wywołane utratą pola wzbudzenia są znane i analizowane pod względem zabezpieczeniowym od początku istnienia turbogeneratorów. W roku 1949 Mason wprowadził kryterium położenia wektora impedancji widzianej z zacisków turbogeneratora do wykrywania utraty synchronizmu z sygnału napięcia i prądu stojana [11]. Następnie w roku 1954 Trenaine i Blackbum [13] wprowadzili zmiany dotyczące charakterystyki rozruchowej zabezpieczenia zaproponowanej przez Masona, aby ustrzec turbogenerator przed błędnym zadziałaniem zabezpieczenia na skutek zakłóceń w systemie. Obecnie powszechnie wykorzystuje się zabezpieczenie zaproponowane przez Berdy'ego w roku 1975 [1], który udoskonalił to zabezpieczenie poprzez zastosowanie dwóch stref do wykrywania utraty pola wzbudzenia.

Obecnie stosuje się do wykrywania utraty pola wzbudzenia zabezpieczenie polegające na pomiarze trajektorii położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika [3, 14]. Zabezpieczenie to posiada pewną zwłokę czasową, aby wyeliminować możliwość przypadkowego odłączenia maszyny od systemu elektroenergetycznego (SEE) na skutek kołysań mocy. Stwarza to zagrożenie, ponieważ wydłuża się czas pracy turbogeneratora podczas stanu awaryjnego, jakim jest utrata synchronizmu. Może to skutkować przegrzaniem wirnika z powodu indukowania się prądów wirowych. W następstwie pojawienia się dużych prądów (ok. 3 I_{SN} [8]), przegrzaniu może ulec uzwojenie stojana.

Brak odpowiedniego wzbudzenia przyczynia się do poboru mocy biernej z SEE w celu magnesowania obwodów magnetycznych. Wartość pobieranej mocy biernej osiąga wartość 2,5 Q_N. Zapotrzebowanie na dużą moc bierną skutkuje obniżeniem wartości napięć węzłowych w pobliżu turbogeneratora, co może doprowadzić do utyku maszyn potrzeb własnych elektrowni. Konsekwencją braku odpowiedniej wartości prądu wzbudzenia jest wzrost temperatury w skrajnych częściach konstrukcyjnych stojana z powodu nieekranowania strumienia rozproszenia połączeń czołowych uzwojenia stojana.

Nowa metoda wykrywania utraty pola wzbudzenia polega na pomiarze strumienia pochodzącego od przepływu uzwojenia stojana na jego powierzchni [16]. Mierząc wartość siły elektromotorycznej (SEM) w rozłożonych cewkach pomiarowych na podziałce biegunowej uzwojenia twornika wyznacza się sumaryczny strumień w szczelinie tuż przy powierzchni stojana, który jest proporcjonalny do zmierzonej SEM. Metoda ta jest szybsza i wrażliwsza od metody dotychczas powszechnie stosowanej – obserwacji trajektorii położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika. Pomiar strumienia stojana, jako kryterium zabezpieczeniowe eliminuje możliwość przypadkowego zadziałania na skutek kołysań mocy.

Zbadano wpływ wybranych anormalnych stanów pracy turbogeneratora na możliwość ich wykrycia przy wykorzystaniu pomiaru wypadkowego strumienia magnetycznego. Analizowane stany pracy to: dopuszczalna praca asynchroniczna dla M=0,4 M_N, utrata pola wzbudzenia z powodu zwarcia uzwojenia wirnika dla M=M_N, trójfazowe zwarcie zacisków stojana turbogeneratora oraz skokowa zmiana momentu napędowego z M_N do 2M_N. We wszystkich analizowanych przypadkach turbogenerator pracował w znamionowych warunkach przed wystąpieniem stanów anormalnych.

Model turbogeneratora

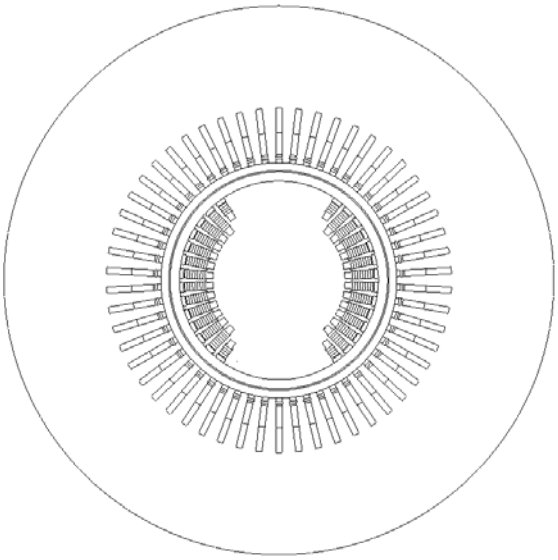
Badaną maszyną jest dwubiegunowy turbogenerator, posiadający 54 żłobki w stojanie i uzwojenie połączone w dwie gałęzie równoległe. Dane znamionowe maszyny zestawiono w tabeli 1.

Zbudowany model symulacyjny składa się z części polowej (rys. 1) oraz obwodowej. W części polowej uwzględniono rzeczywisty rozkład uzwojeń w żłobkach stojana i wirnika oraz obwody tłumiące w postaci klinów wirnika. Oprócz uwzględnienia nieliniowości charakterystyk

magnesowania rdzenia stojana i wirnika, uwzględniono również zjawisko wypierania prądu w klinach wirnika oraz prądy wirowe indukowane w litej stali wirnika. Pominięto zjawisko wypierania prądu w uzwojeniach stojana i wirnika oraz prądy wirowe w pakiecie blach stojana. Przyjęte założenia odzwierciedlają zjawiska zachodzące w turbogeneratorze w stanach nieustalonych. Weryfikacja modelu została przedstawiona w pracy [7].

Tabela 1. Dane znamionowe badanego turbogeneratora

Symbol	Wartość	Jednostka
S_N	500	MVA
U_{SN}	21	kV
I_{SN}	13,75	kA
$cos\varphi_N$	0,80	-
I_{FN}	4,50	kA
n_N	3000	obr/min
M_N	1,273	MNm



Rys. 1. Model polowy turbogeneratora

Badana maszyna posiada jedną parę biegunów oraz dwuwarstwowe uzwojenie stojana. Model polowy jest sprzężony z modelem obwodowym zawierającym elementy skupione, reprezentujące uzwojenia i obwody znajdujące się w części polowej oraz rezystancje i indukcyjności połączeń czołowych uzwojenia stojana, wirnika oraz klinów wirnika, tworzące klatkę tłumiącą.

Wyniki obliczeń

Analiza zjawisk elektromagnetycznych podczas dopuszczalnej pracy asynchronicznej turbogeneratora dla obniżonej wartości momentu (M=0,4 M_N zalecanego podczas celowej pracy asynchronicznej) pokazała, że nie ma ryzyka uszkodzenia elementów konstrukcyjnych na skutek przegrzania lub zbyt dużych sił elektrodynamicznych [4, 6]. Istnieje za to ryzyko odłączenia turbogeneratora od SEE na skutek zadziałania klasycznego zabezpieczenia.

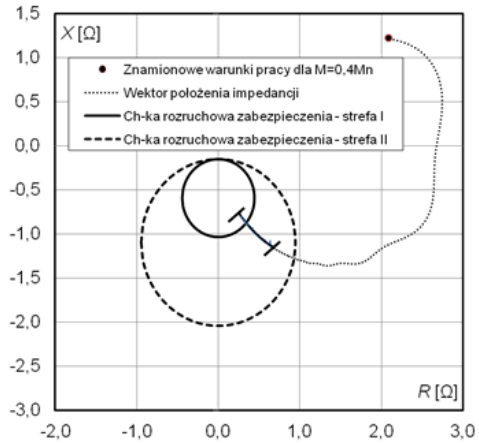
W trakcie dopuszczalnej pracy asynchronicznej wektor impedancji (rys. 2) przechodzi przez obie strefy charakterystyki rozruchowe. Dwoma odcinkami zaznaczono część trajektorii, po której wektor impedancji porusza się podczas pracy asynchronicznej. Pozostała część trajektorii wektora impedancji to przejście turbogeneratora ze stanu pracy synchronicznej do asynchronicznej.

Wyznaczając przebieg potencjału wektorowego, z którego jest wyznaczany strumień magnetyczny, można wykazać przebieg strumienia w funkcji czasu trwania anormalnego stanu pracy turbogeneratora.

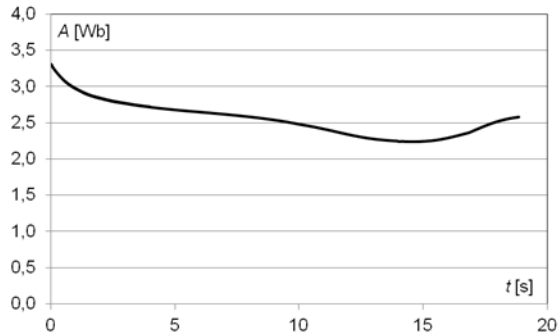
Na rysunku 3 przedstawiono przebieg maksymalnej wartości potencjału wektorowego w szczelinie tuz przy wewnętrznej powierzchni stojana, a na rysunku 4 obwodowy rozkład potencjału wektorowego w stanie pracy synchronicznej i asynchronicznej w chwili maksymalnego poślizgu wirnika. Praca asynchroniczna trwa od chwili czasu t=0.

Zastosowanie metody wykrywania utraty pola wzbudzenia polegającej na pomiarze strumienia pochodzącego od przepływu uzwojenia stojana na jego powierzchni eliminuje przypadkowe odłączenie turbogeneratora od SEE. Maksymalna wartość potencjału spada o 32 % z wartości 3,29 Wb (praca synchroniczna) do 2,25 Wb (praca asynchroniczna). Należy zatem nastawić to zabezpieczenie, aby nie reagowało na wartość strumienia większego od 60 %, jaki powstaje podczas znamionowej pracy turbogeneratora dla M=0,4 M_N.

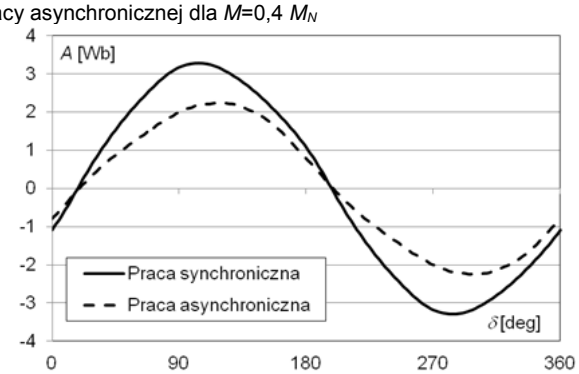
Zmiana strumienia wypadkowego zmienia wartość indukcji w szczelinie. Na podstawie rozkładu składowej normalnej indukcji na obwodzie wewnętrznym stojana wyznaczono pierwszą harmoniczną tej indukcji (rys. 5).



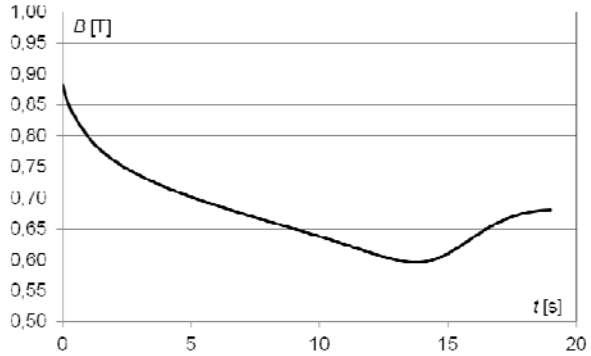
Rys. 2. Trajektoria zmian położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika podczas pracy asynchronicznej dla M=0,4 M_N



Rys. 3. Przebieg maksymalnej wartości potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana podczas pracy asynchronicznej dla M=0,4 M_N



Rys. 4. Obwodowy rozkład potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana podczas pracy synchronicznej i asynchronicznej dla M=0,4 M_N

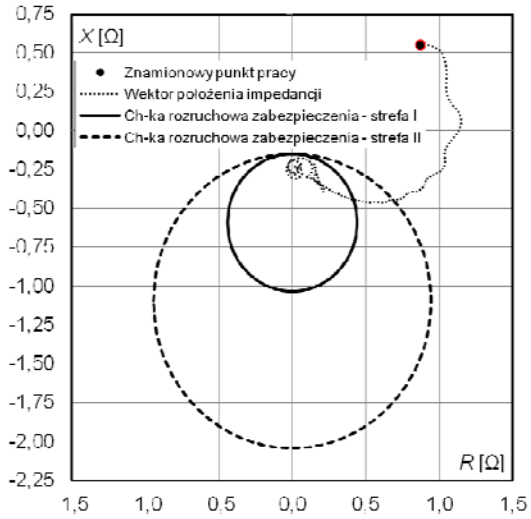


Rys. 5. Rozkład 1-szej harmonicznej indukcji w szczelinie podczas pracy asynchronicznej dla M=0,4 M_N

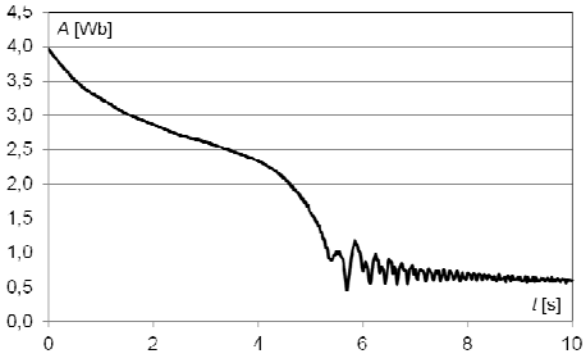
Utrata pola wzbudzenia maszyn synchronicznych powstaje w wyniku przypadkowego zwarcia uzwojenia wzbudzenia, otwarcia uzwojenia wirnika, rozgorzenia pierścieni ślizgowych, awarii układu regulacji prądu wzbudzenia. Utrata pola wzbudzenia dla M=M_N osłabia magnetyczne sprzężenie między stojanem a wirnikiem, które jest za słabe na to, aby całkowita moc turbiny była przetwarzana na moc elektryczną. W tym stanie turbogenerator pobiera z SEE moc bierną indukcyjną przekraczającą dwukrotną wartość znamionowej mocy biernej, jaką generuje w znamionowych warunkach pracy [8]. To powoduje obniżenie napięcia oraz wzrost prądu stojana, a tym samym zmienia się impedancja widziana z zacisków twornika (rys. 6).

Po 3,5 s po wystąpieniu awarii wektor impedancji przechodzi przez strefę II charakterystyki rozruchowej, a po 5,5 s przez strefę I i już z niej nie wychodzi. Strefa I działa ze zwłoką czasową równą 0,1 s [3]. Od czasu wykrycia awarii przez zabezpieczenie do chwili zadziałania głównego wyłącznika mija 450 ms. A zatem długość trwania tej awarii od chwili zwarcia do wyłączenia to nie mniej niż 6 s.

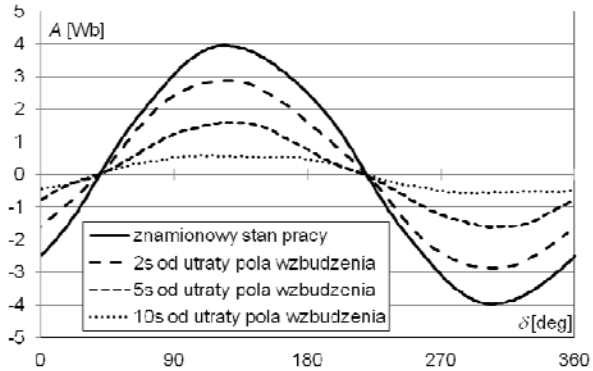
Zastosowanie wypadkowego strumienia, jako kryterium wychwytywania utraty pola wzbudzenia pozwala wykryć zagrożenie zanim maszyna wypadnie z synchronizmu przy odpowiednio dobranej nastawie. Stanowi to istotną zaletę w odniesieniu do klasycznego zabezpieczenia, które zadziała dopiero po wypadnięciu turbogeneratora z synchronizmu.



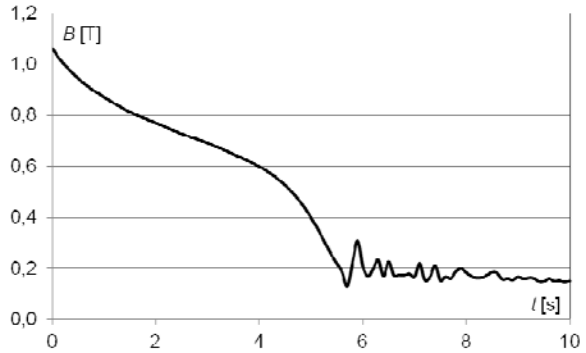
Rys. 6. Trajektoria zmian położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika przy utracie pola wzbudzenia dla M=M_N



Rys. 7. Rozkład potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana przy utracie pola wzbudzenia dla M=M_N



Rys. 8. Obwodowy rozkład potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana przy utracie pola wzbudzenia dla M=M_N



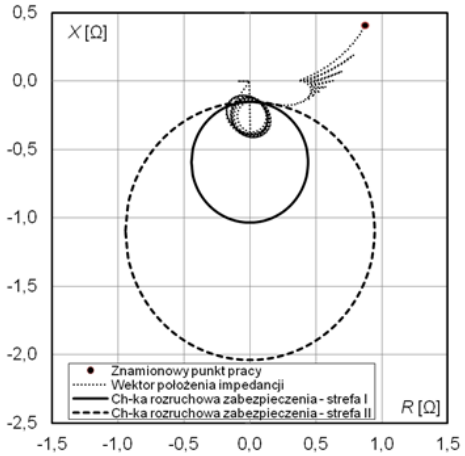
Rys. 9. Rozkład 1-szej harmonicznej indukcji w szczelinie przy utracie pola wzbudzenia dla M=M_N

Na przestrzeni ostatnich lat prowadzono wiele badań na temat możliwości wyeliminowania przypadkowego odłączenia turbogeneratora od SEE na skutek kołysań mocy [2, 12, 15]. Kołysania te powstają z powodu zwarć w SEE, załączenia i wyłączenia grupy odbiorców (linii przesyłowych), nieprawidłowych synchronizacji innych turbogeneratorów znajdujących się w jednym systemie oraz zmiany obciążeń.

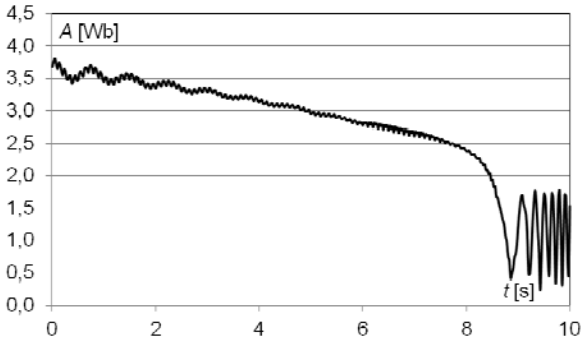
Zbadano najgroźniejszy przypadek kołysania mocy wywołanych skokową zmianą momentu napędowego z M_N do 2 M_N. Badany stan rozpoczął się w chwili czasu t=0.

W pierwszej chwili wektor impedancji porusza się oscylacyjnie w kierunku charakterystyki rozruchowej (rys. 10). Wektor przechodzi przez strefę I i II charakterystyki rozruchowej w podobnym czasie, po 6 s. Wektor ten cyklicznie wchodzi i wychodzi ze strefy rozruchowej, co wydłuża czas zadziałania zabezpieczania, lecz jednocześnie chroni maszynę przed odłączeniem z powodu kołysań mocy.

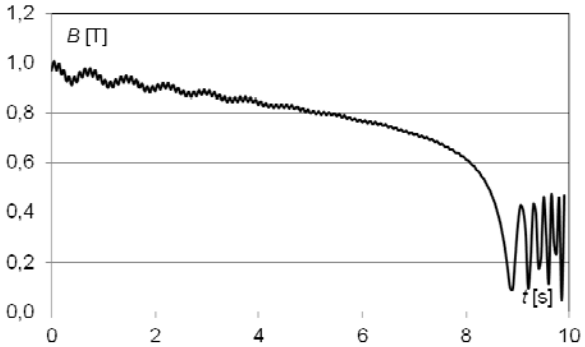
W analizowanym przypadku maszyna wypada z synchronizmu w wyniku dużego obciążenia. Strumień magnetyczny również oscyluje w pierwszej chwili (rys. 11), lecz nie ustala się na nowej wartości, lecz nieustannie maleje.



Rys. 10. Trajektoria zmian położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika podczas skokowej zmiany momentu napędowego z wartości M_N na $2M_N$



Rys. 11. Rozkład potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana podczas skokowej zmiany momentu napędowego z wartości M_N na $2M_N$

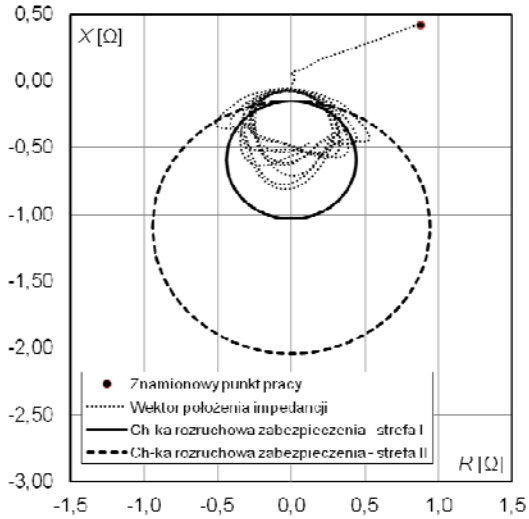


Rys. 12. Rozkład 1-szej harmonicznej indukcji w szczelinie podczas skokowej zmiany momentu napędowego z wartości M_N na $2M_N$

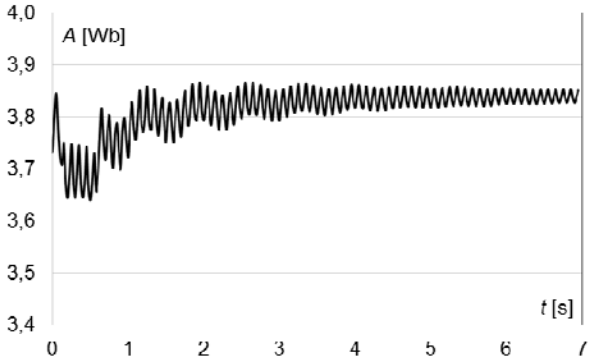
Jednym z najgroźniejszych przypadków, na jaki jest narażony turbogenerator podczas swojej długoletniej eksploatacji jest zwarcie trójfazowe na zaciskach stojana lub trójfazowe zwarcie linii przesyłowej w pobliżu bloku energetycznego [5]. Zabezpieczenie chroniące przed tym zagrożeniem powinno działać szybko. Pomiar zmian położenia wektora impedancji posiada zwłoki czasowe wynikające z konieczności wyeliminowania przypadkowego odłączenia maszyny od SEE na skutek kołysań mocy. Najczęściej stosuje się liczbę cykli wejść/wyjść wektora impedancji do strefy rozruchowej.

W chwili czasu t=0 zwarto zaciski uzwojenia twornika na okres 0,5 s. Maszyna w analizowanym przypadku wypada z synchronizmu. Trajektoria zmian wektora impedancji (rys. 13) przypomina trajektorię otrzymaną podczas skokowej zmiany obciążenia (rys. 10). Wektor ten cyklicznie przenika strefy rozruchowe, co wpływa na wydłużenie czasu zadziałania zabezpieczenia. Stwarza to duże ryzyko uszkodzenia maszyny z powodu przegrzania i powstających dużych sił elektrodynamicznych na wale turbozespołu oraz połączeń czołowych uzwojenia stojana.

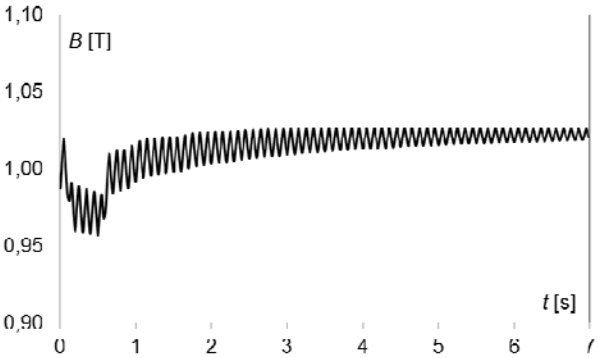
Wartość wypadkowego strumienia magnetycznego pochodzącego od przepływu uzwojenia stojana na jego powierzchni (rys. 14) w pierwszej chwili maleje, a następnie wzrasta.



Rys. 13 Trajektoria zmian położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika podczas zwarcia trójfazowego



Rys. 14. Rozkład potencjału wektorowego w szczelinie tuż przy wewnętrznej powierzchni stojana podczas zwarcia trójfazowego



Rys. 15. Rozkład 1-szej harmonicznej indukcji w szczelinie podczas zwarcia trójfazowego

Wnioski

Obliczenia polowo-obwodowe stanów anormalnych turbogeneratora wykazały, że wykorzystanie wartości strumienia stojana, jako kryterium wykrywania utraty pola wzbudzenia jest możliwe. Ponadto jest metodą znacznie szybszą i wrażliwszą od obecnie powszechnie stosownego kryterium zmiany położenia wektora impedancji widzianej z zacisków twornika. Wartość strumienia na powierzchni stojana, jako kryterium zadziałania zabezpieczenia eliminuje możliwość przypadkowego odłączenia turbogeneratora od SEE na skutek kołysań mocy. Zabezpieczenie to pozwala wykryć utratę pola wzbudzenia zanim maszyna wypadnie z synchronizmu, co w klasycznym zabezpieczeniu nie jest możliwe.

Wadą tego zabezpieczenia jest montaż u producentów turbogeneratorów cewek pomiarowych lub podczas przestojów remontowych przy wyciągniętym wirniku.

***Autorzy**: mgr inż. Adam Gozdowiak, dr inż. Piotr Kisielewski Politechnika Wrocławska, Katedra Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych, ul. Smoluchowskiego 19, 50-372 Wrocław,*
E-mail: adam.gozdowiak@pwer.edu.pl,
piotr.kisielewski@pwr.edu.pl

LITERATURA

[1] Berdy J., *Loss of excitation protection for modern synchronous generators*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, pages: 1457-1463, 1975
[2] Bérubé GR, Hajagos M. *Coordination of Under Excitation Limiters and Loss of Excitation Relays with Generator Capability*, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1-8, 2009
[3] IEEE C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*
[4] Gozdowiak A., Antal L., *Analiza pracy asynchronicznej turbogeneratora*, *Maszyny Elektryczne - Zeszyty Problemowe*, nr 105, s. 33-37, 2015
[5] Gozdowiak A., Antal L., *Wpływ forsowania prądu wzbudzenia na przebieg zjawiska utraty synchronizmu turbogeneratora*, *Maszyny Elektryczne - Zeszyty Problemowy*, R. 105, nr 4, s. 71-75, 2015
[6] Gozdowiak A., Kisielewski P., *Zjawiska elektromagnetyczne zachodzące w wirniku turbogeneratora podczas pracy asynchronicznej*, *Maszyny Elektryczne – Zeszyty Problemowe*, nr 2, s. 95–100, 2017
[7] Gozdowiak A. Kisielewski P., *Wyznaczanie i weryfikacja parametrów turbogeneratora z symulacji polowej i polowo-obwodowej*, *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej. Studia i Materiały*, nr 34, s. 303-314, 2014
[8] Gozdowiak A., Kisielewski P., *Utrata pola wzbudzenia turbogeneratora*, *Maszyny Elektryczne – Zeszyty Problemowe*, nr 2, s. 89–94, 2017
[9] Guo K. Z., Zhu W. D., Tan F. W., Jin R. L., Wang G., *Analysis of Large Turbogenerators's Asynchronous Operation during Loss of field*, *Power System Technology*, vol. 2, page 935-940, 1998
[10] Hu J., Liang Y., Chen J., Huang H., *Simulation Analysis for Asynchronous Operation Capacity of Turbogenerator under Excitation-Loss*, *Strategic Technology*, pages: 529-532, 2011
[11] Mason C. R., *A new loss-of-excitation relay for synchronous generators*, *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 68, pages: 1240-1245, 1949
[12] Mozina CJ. *Coordinating generator protection with transmission protection and generator control-NERC standards and pending requirements*. *63rd Annual Conference for Protective relay Engineers*; Texas USA, pages: 1-12, 2010
[13] Tremaine R. L., Blackburn J. L., *Loss of field protection for synchronous machines*, *Transaction of the American Institute of Electrical Engineers, Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 73, pages: 765-777, 1954
[14] Winkler W., Wiszniewski A., *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2009
[15] Working Group J-5 of the Rotating Machinery Subcommittee, Power System Relay Committee. *Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability, 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pages 150-164, 2009
[16] Yaghobi H., Mortazavi H., Mashhadi H. R., *Study on application of flux linkage of synchronous generator for loss of excitation detection*, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, pages: 802-817, 2013