

**Analiza warunków tłumienia oscylacji
synchronicznych w systemie
elektroenergetycznym z wykorzystaniem
rozmytego regulatora wzbudzenia
turbogenerators**

Analiza warunków tłumienia oscylacji synchronicznych w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem rozmytego regulatora wzbudzenia turbogeneratora

Dmytro Zemlianoi, Eugeniusz Rosołowski – Katedra Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

Streszczenie

Referat przedstawia niektóre wyniki badań związanych z zastosowaniem rozmytego regulatora wzbudzenia (FLC) turbogeneratora do tłumienia synchronicznych oscylacji w systemie elektroenergetycznym. Otrzymane charakterystyki dynamiczne są porównywane z rezultatami uzyskanymi z zastosowania standardowego regulatora wzbudzenia (DC1A) w podobnych warunkach symulacji. Badania przeprowadzono z wykorzystaniem modelu elektrowni z dwoma blokami energetycznymi pracującymi na wspólny system elektroenergetyczny. Wymuszenia są zadawane w postaci kilku rodzajów zwarć w linii łączącej elektrownię z systemem. Badania pokazały tylko nieznaczne różnice w tłumieniu pojawiających się oscylacji. Poczynione obserwacje wskazują na bardzo ograniczone możliwości tłumienia rozpatrywanych oscylacji poprzez modyfikację regulatora wzbudzenia lub funkcji PSS. Wynika z nich również potencjalna możliwość usprawnienia kontroli analizowanej dynamiki poprzez modyfikację budowy wybranych turbogeneratorów.

1. Wstęp

Obecny stan rozwoju energetyki charakteryzuje się znacznym zwiększeniem skali systemów elektroenergetycznych (SEE), komplikacją ich struktury, dużym udziałem źródeł opartych na przekształtnikach, wzrostem obciążeń oraz wzmocnieniem powiązań między systemami. Procesom tym towarzyszy pojawianie się bardziej złożonych stanów eksploatacji systemu oraz wzrost aktywności procesów oscylacyjnych, co stawia wyższe wymagania w zakresie zapewnienia stabilności pracy systemów elektroenergetycznych.[1] [3] W warunkach rosnących obciążeń i nasilających się procesów dynamicznych szczególne znaczenie zyskuje zadanie utrzymania stabilności statycznej i dynamicznej turbogeneratorów synchronicznych (STG) oraz całego SEE.

W niniejszym referacie zostały omówione niektóre wyniki badań związane z zastosowaniem rozmytego regulatora wzbudzenia oraz PSS (FLC). Głównym celem proponowanego rozwiązania było sprawdzenie możliwości uzyskania lepszych warunków tłumienia synchronicznych oscylacji kątów fazowych między STG pracującymi równolegle oraz między STG a SEE w porównaniu z rezultatami stosowania tradycyjnego regulatora wzbudzenia. Dążenie do poprawy stopnia tłumienia wskazanych oscylacji wynika z faktu, że w przypadku niestabilnych stanów STG lub między STG a SEE wzrasta ryzyko wystąpienia sytuacji awaryjnej w całym systemie elektroenergetycznym. W przypadku pojawienia się trybu awaryjnego w SEE uruchamiana jest automatyka zapobiegająca rozprzestrzenianiu się awarii (AZRA), jednak nie zawsze jest ona w stanie opanować sytuację. Przykładem jest Hiszpania/Portugalia „Iberyjski” blackout 28 kwietnia 2025 r.. W wyniku oscylacji o częstotliwości $\approx 0,2\text{--}0,25$ Hz oraz oscylacji międzystrefowych (inter-area) nastąpiło rozłączenie z siecią kontynentalną i szybki wzrost ROCOF. [5] Masowe wyłączenia mocy ~ 15 GW w systemie elektroenergetycznym w ciągu kilku sekund doprowadziły do dużych strat gospodarczych, oszacowanych przez CEOE na kwotę 1,6 mld euro (około 0,1% PKB).[6]

Awaryjne tryby pracy SEE prowadzą do przyspieszonego zużycia STG oraz turbin parowych (ST), ponieważ powstające podczas zakłóceń drgania mechaniczne negatywnie wpływają na wał i złącze wałów oraz tunelów przepustowych wałów ST i STG. Oscylacje mocy czynnej P i biernej Q i wektorów kątów fazowych $\Delta\varphi$ powodują wzrost temperatury w strefach końcowych (brzegowych) uzwojeń stojana STG, co prowadzi do nierównomiernego rozkładu prądu w uzwojeniu stojana, przyspieszając starzenie izolacji i skracając żywotność STG. Remont generatorów często łączy się z koniecznością przewijania uzwojeń stojana STG, co jest bardzo kosztownym przedsięwzięciem, gdyż łączy się z jego wyłączeniem i długim okresem naprawy. Jedna godzina postoju bloku energetycznego elektrowni wynosi $100000 \text{ €} \pm x\%$ ($x\%$ zależne od wartości PKB oraz innymi czynnikami).

Zjawisko oscylacji synchronicznych obejmuje zbiór stanów wymiany energii między odległymi i lokalnymi maszynami, różniących się szeregiem objawów. Do głównych cech takich stanów należą:

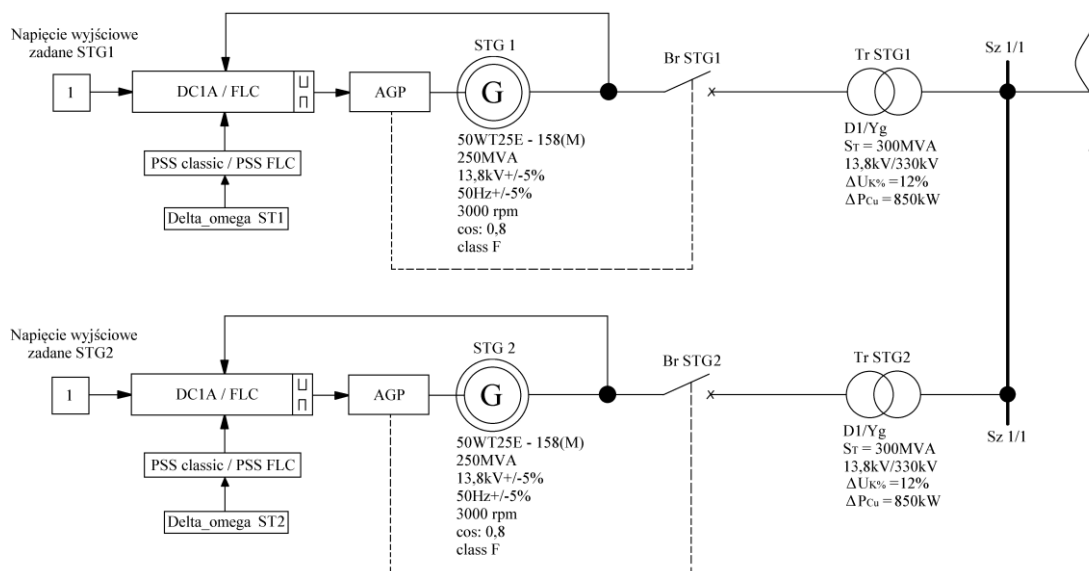
- Zakres częstotliwości: niskoczęstotliwościowe mody międzystrefowe zwykle mieszczą się w przedziale 0,1–1 Hz i lokalne — rzędu 0,7–2,0 Hz oraz więcej;
- Struktury wektorów własnych – określenie koherencji poszczególnych grup generatorów;
- Objawy przepływu mocy biernej; zaburzenia mechaniczne; a także zakłócenia w pracy ARW.

W praktyce synchroniczne oscylacje objawiają się jako oscylacje mocy i faz, powodujące odchylenia kątów wirnika oraz napięcia na szynach. Na obiektach przejawia się to w postaci okresowych zmian prądu i napięcia na szynach turbogeneratora, częstych zadziałań AZRA niepożądanych wibracji turbozespołów oraz wzrostu temperatury w strefach brzegowych uzwojeń stojana turbogeneratora.

W rozpatrywanym modelu stosowana jest linia z kompensacją równoległą, która prowadzi do zwiększonego ryzyka wystąpienia oscylacji synchronicznych.[4]

2. Model rozpatrywanej elektrowni podłączonej do SEE

Schemat modelu analizowanego systemu jest pokazany na rys. 1. System wytwórczy złożony jest z dwóch jednakowych bloków energetycznych wyposażonych w turbogeneratory STG1 oraz STG2, które połączone są z SEE poprzez transformatory blokowe. W modelu reprezentowane są także turbiny parowe wraz z regulatorami.

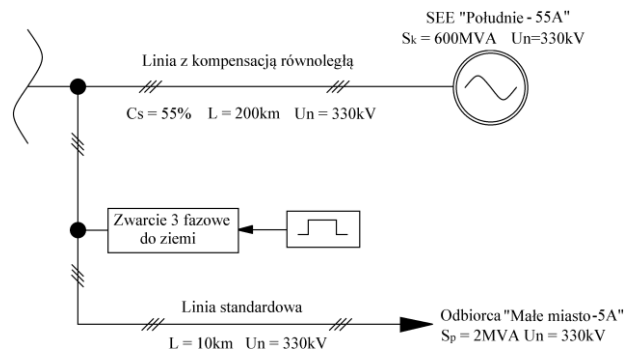


Rys. 1. Koncepcja wykonanego modelu do symulacji w Simulink, część I

Każdy generator wyposażony jest w regulator wzbudzenia z odpowiednim ogranicznikiem na wyjściu. Wyjście to jest limitowane do maksymalnych dopuszczalnych wartości napięcia U_f i prądu wzbudzenia I_f . Dla danego generatora $U_{f_max} = 1,5 p.u.$ oraz $I_{f_max} = 1,5 p.u.$. Przekroczenie tych wartości jest niedopuszczalne; w przeciwnym przypadku uzwojenie wzbudzenia ulegnie zniszczeniu, co wiązałoby się z koniecznością przewożenia wirnika.

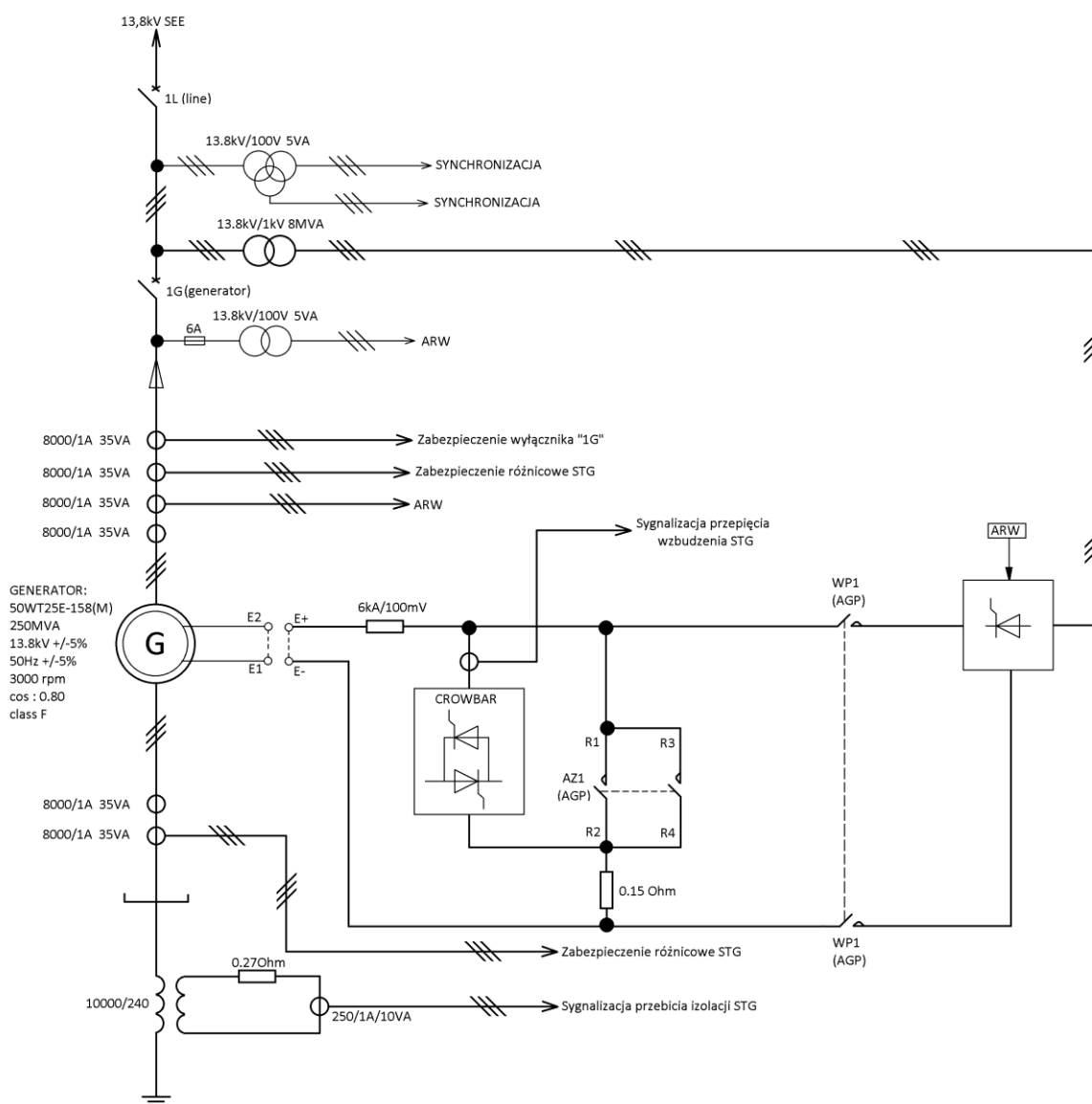
Automatyka AGP przeznaczona jest do awaryjnego zatrzymania STG a tym samym, całego bloku energetycznego, aby zapobiec zniszczeniu uzwojenia wzbudzenia. Jest to istotne, ponieważ prąd I_f w uzwojeniu wzbudzenia może gwałtownie przekroczyć dopuszczalną wartość przy $U_f = const$ ze względu na działanie siły Lorentza w środku generatora synchronicznego.

Na rys. 2 przedstawiono drugą część modelu. Widać na nim, że dwa bloki energetyczne są podłączone do SEE linią 600 MVA 330 kV 200 km z równoległą kompensacją 55%. Ten typ linii jest korzystny pod względem przesyłu energii elektrycznej, ale jednocześnie staje się przyczyną powstawania oscylacji subsynchronicznych i synchronicznych. Symulowane zwarcie występuje w pobliżu elektrowni; w takiej samej odległości znajduje się linia 330 kV 2 MVA, w której zadziała automatyka ponownego załączenia (SPZ) przy obciążeniu 500 kVA oraz 2 MVA [2].



Rys. 2. Koncepcja wykonanego modelu do symulacji w Simulink, część II

Bardziej szczegółowy schemat jednego bloku energetycznego przedstawiono na rys. 3 [3]. Można zauważyć, że blok energetyczny zawiera dwa wyłączniki (wyłącznik liniowy „1L” oraz wyłącznik generatorowy „1G”) oraz zabezpieczenie nadprądowe wyłącznika generatorowego. Zasilanie uzwojenia wzbudzenia realizowane jest przez transformator 8 MVA. Ograniczenie przepięć w uzwojeniu wzbudzenia zapewnia szybki energoelektroniczny układ blokujący (CROWBAR). Zasilanie uzwojenia wzbudzenia odbywa się za pomocą stycznika „WP1”. Zwarcie uzwojenia wzbudzenia realizowane jest przez stycznik „AZ1” przy otwartym styczniku „WP1”.



Rys. 3. Schemat zastępczy bloku energetycznego elektrowni

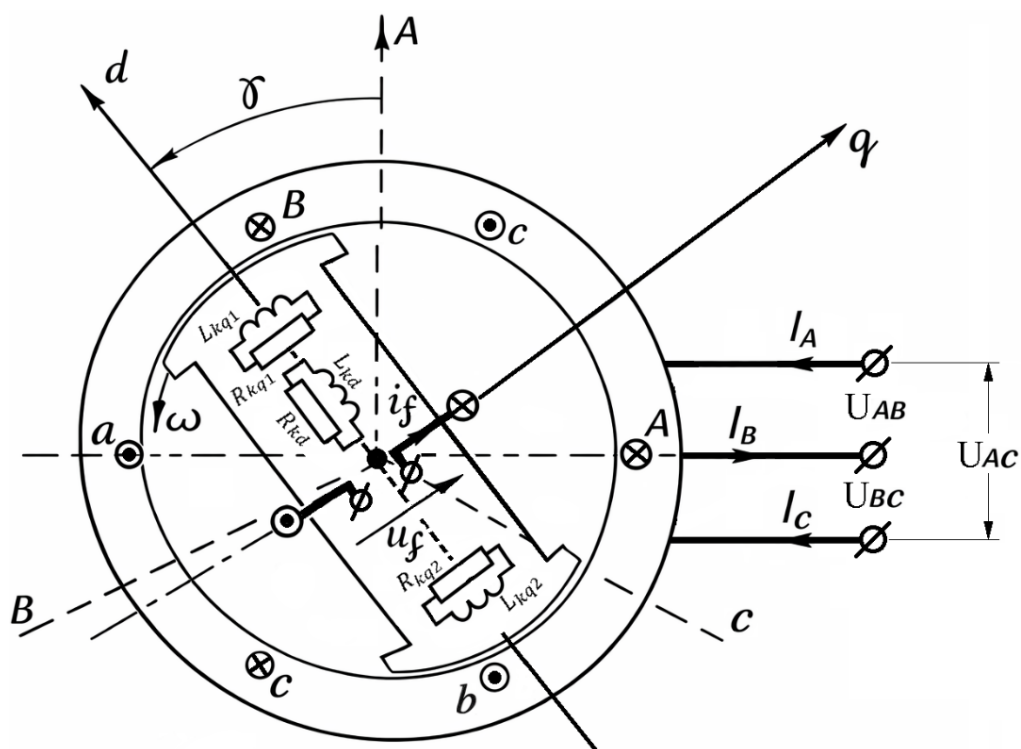
Załączanie bloku energetycznego odbywa się po osiągnięciu znamionowej prędkości obrotowej wału STG przy wyłączonych wyłącznikach „1L” i „1G”. Dla danego generatora wynosi ona 3000 obr./min. Następnie

odbywa się załączenie wyłącznika liniowego „1L”. Napięcie zasilania podawane jest na transformator synchronizacyjny, układ sterowania wzbudzeniem oraz transformator wzbudzenia. Gdy układ synchronizacji wykryje, że kąty wektorów fazowych STG i SEE są zsynchronizowane, następuje załączenie wyłącznika „1G”. Wyłącznik ten posiada ściśle określony czas załączania, ponieważ jest to jeden z kluczowych momentów procesu synchronizacji STG z SEE. Z kolei, następuje zamknięcie stycznika „WP1” i zasilenie uzwojenia wzbudzenia. Następnie układ sterowania wzbudzeniem reguluje napięcie wzbudzenia.

W przypadku wystąpienia silnego stanu nieustalonego, zadziała automatyka AGP w celu ochrony uzwojenia wzbudzenia, gdyż podczas silnych stanów nieustalonych dochodzi do gwałtownego przeciwdziałania strumienia magnetycznego stojana ψ_s względem strumienia magnetycznego wirnika ψ_f . W wyniku tego efektu, siła Lorentza przekształca wirnik z odbiornika w źródło siły elektromotorycznej (SEM), a prąd w uzwojeniu wzbudzenia może wielokrotnie przekroczyć wartości dopuszczalne.

3. Wyniki symulacji

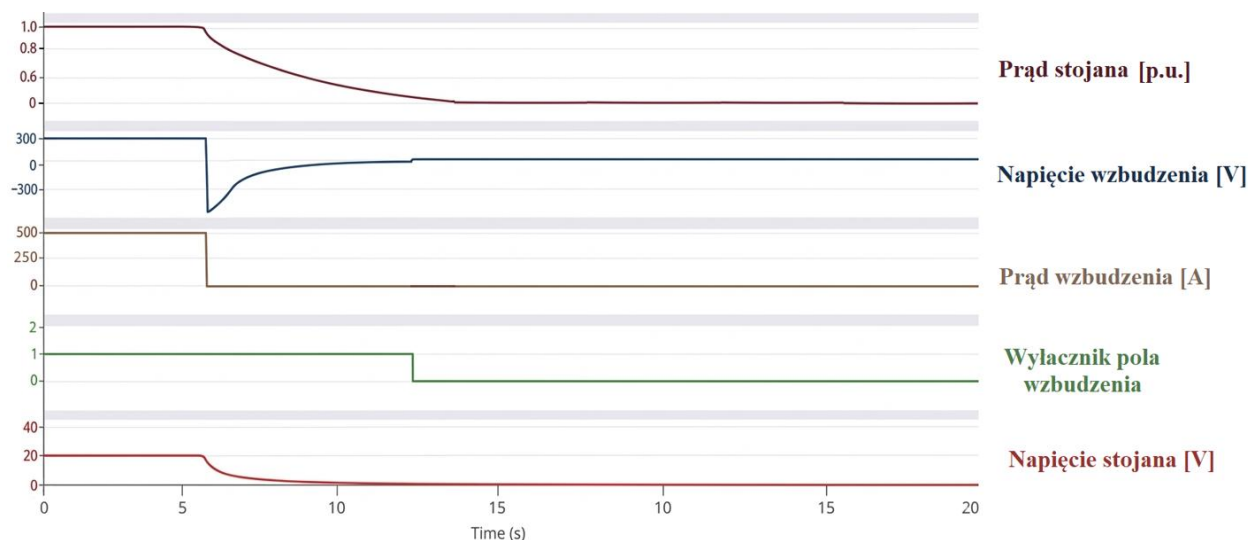
Stan dynamiczny STG opisuje układ równań różniczkowych Parka-Goreva, zwany inaczej równaniami maszyny synchronicznej w układzie współrzędnych dq0. Na rys. 4 przedstawiono schemat zasadniczy generatora synchronicznego z jawnymi biegunami oraz dwoma uzwojeniami tłumiącymi na osi q i jednym na osi d.



Rys. 4. Test modelu STG; γ – kąt między wirującym polem magnetycznym stojana i wirnika.

Jawnobiegunowa maszyna synchroniczna jest magnetycznie niesymetryczna. Uzwojenia tłumiące przeznaczone są do łagodzenia procesów przejściowych, aby łatwiej utrzymywać generator w trybie pracy synchronicznej.

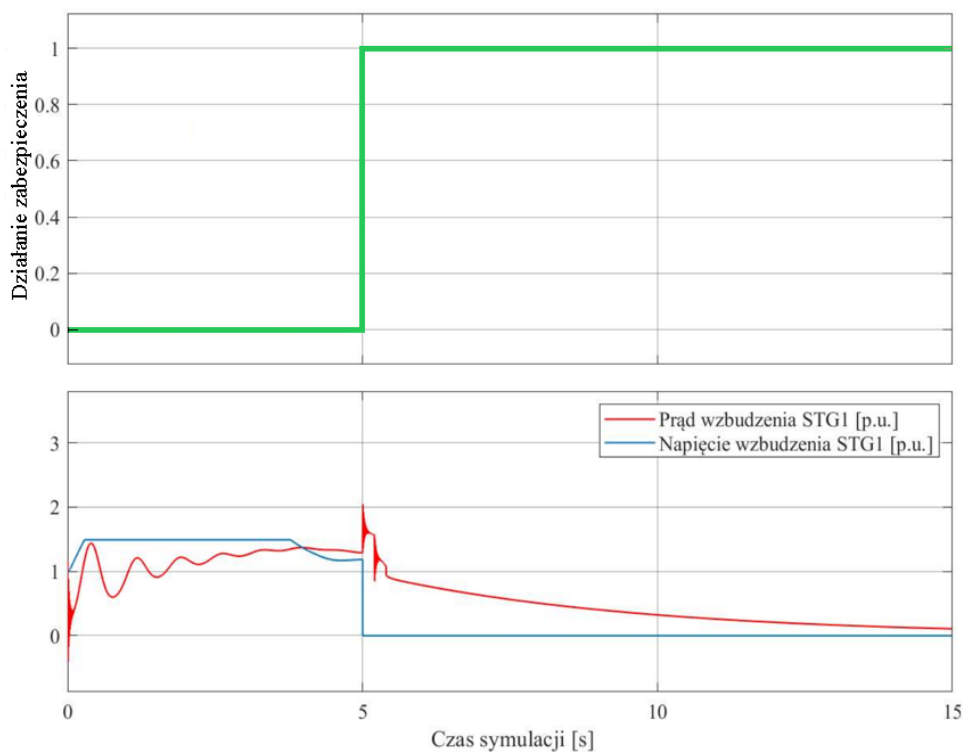
Na rys. 5 przedstawiono przebiegi wybranych wielkości podczas szybkiego wyłączenia generatora, dowodzące, że przygotowany model odpowiada rzeczywistości. Zachowanie modelu dokładnie odzwierciedla zachowanie turbogeneratora synchronicznego w rzeczywistych warunkach. Z wykresów wynika, że w celu przyspieszonego zatrzymania generatora zastosowano podanie ujemnego napięcia wzbudzenia. W wyniku tego przyspieszono odwzbudzenie maszyny synchronicznej.



Rys. 5. Test modelu STG

3.1. Wyniki symulacji dla STG z AGP sterowanego przez DC1A

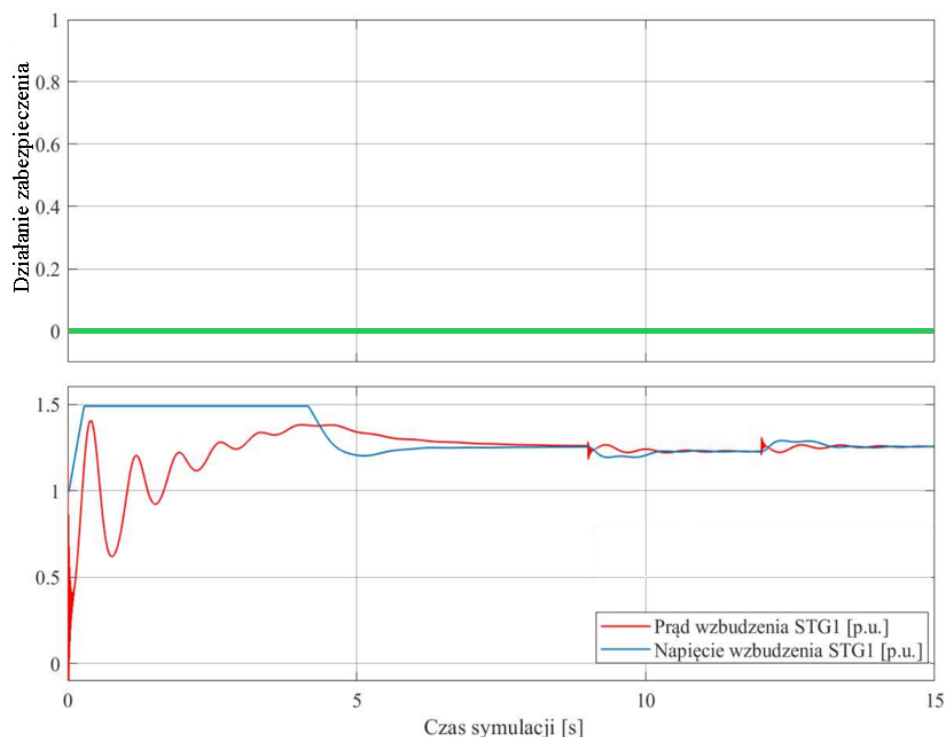
Na rys. 6 przedstawiono przebiegi towarzyszące działaniu zabezpieczenia uzwojenia wzbudzenia generatora synchronicznego w przypadku zwarcia 1-fazowego w pobliżu w STG1.



Rys. 6. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia gdy występuje zwarcie 1 fazowe, zabezpieczenie włączone

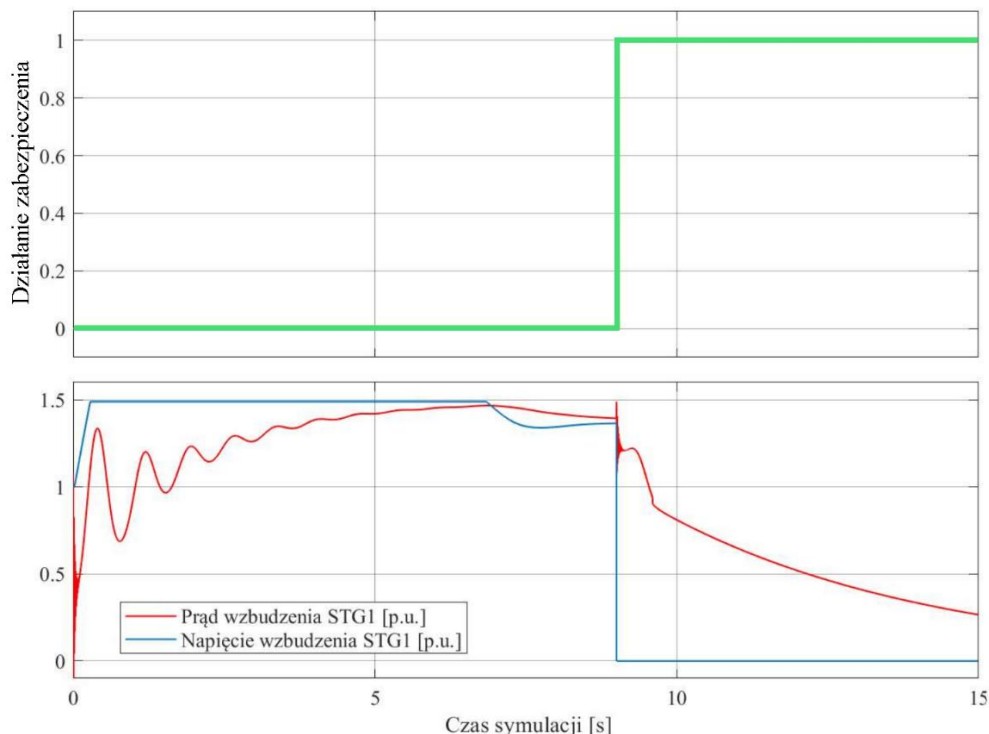
Widać, jak następuje natychmiastowe zadziałanie AGP i odłączenie STG od SEE. Ze względu na to, że wirnik STG1 ma bardzo duże wymiary, a w konsekwencji dużą stałą czasową wirnika, prąd zmienia się z niewielką prędkością.

Na rys. 7 przedstawiono wykresy prądu i napięcia wzbudzenia STG związane z działaniem zabezpieczenia uzwojenia wzbudzenia.



Rys. 7. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia STG1, gdy w pobliżu następuje zadziałanie układu APW na linii 330 kV 500 kVA, regulator DC1A

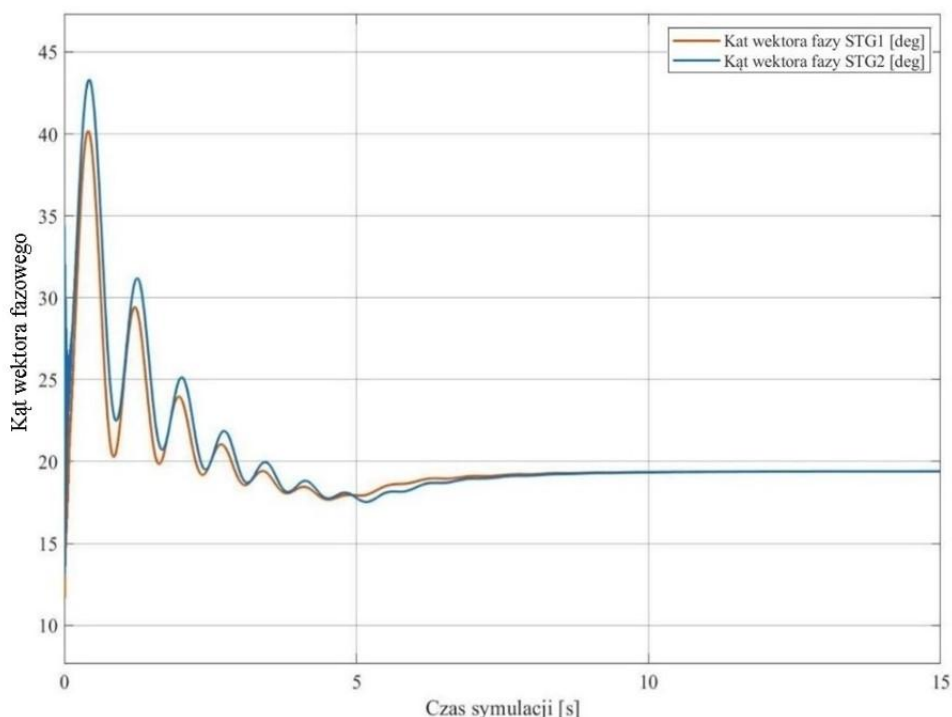
Na podstawie przebiegów przedstawionych na rys. 7 widać, że zabezpieczenie uzwojenia wzbudzenia nie zadziałało, gdyż dany stan przejściowy nie powoduje powstawania wysokiej wartości siły Lorentza. Na rys. 8 przedstawiono wykresy, związane z zadziałaniem APW, które powoduje zadziałanie AGP. Taka sytuacja powstaje, gdy moc odbiornika na linii przekracza dopuszczalną moc znamionową. Odłączenie odbiornika o mocy 2 MVA powoduje oscylacje, które wywołają zadziałanie AGP.



Rys. 8. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia STG1, gdy w pobliżu następuje zadziałanie układu APW na linii 330 kV 2 MVA, regulator DC1A

Wykres na rys. 9 pokazuje, że działanie obu analizowanych klasycznych regulatorów DC1A powoduje pełną synchronizację kątów fazowych synchronicznych turbogeneratorów STG1 oraz STG2. Całkowita

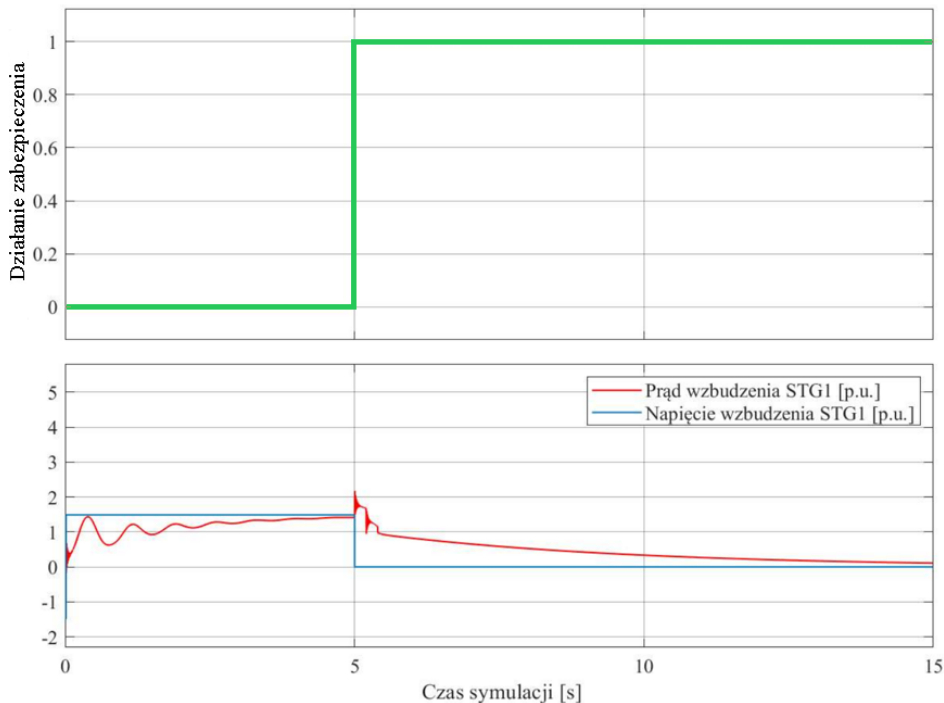
synchronizacja następuje po czasie 7,7 s. Przy danej różnicy kątów wektorów fazowych, automatyka AGP nie zadziałała.



Rys. 9. Wykres kątów fazowych STG1 oraz STG2, gdy wał STG2 jest przesunięty względem wału STG1 na 5°, sterowanie wzbudzeniem obu STG przez DC1A

3.2. Wyniki symulacji dla STG z AGP sterowanego przez FLC

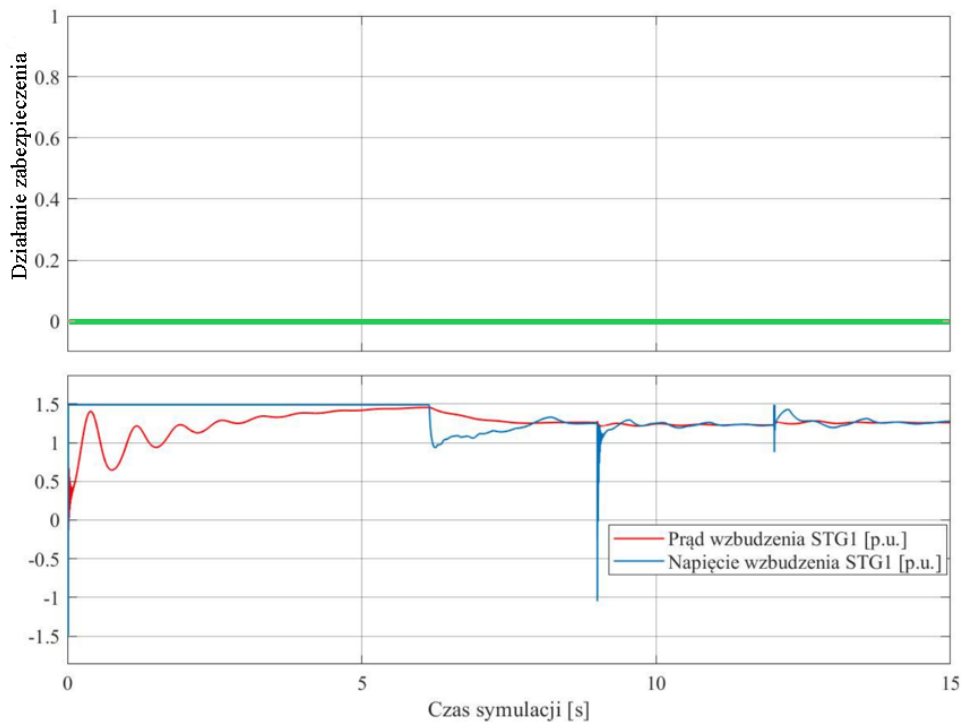
Na rys. 10 przedstawiono przebiegi związane z działaniem zabezpieczenia uzwojenia wzbudzenia generatora synchronicznego w przypadku zwarcia 1-fazowego w pobliżu w STG1.



Rys. 10. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia gdy występuje zwarcie 1 fazowe, zabezpieczenie włączone

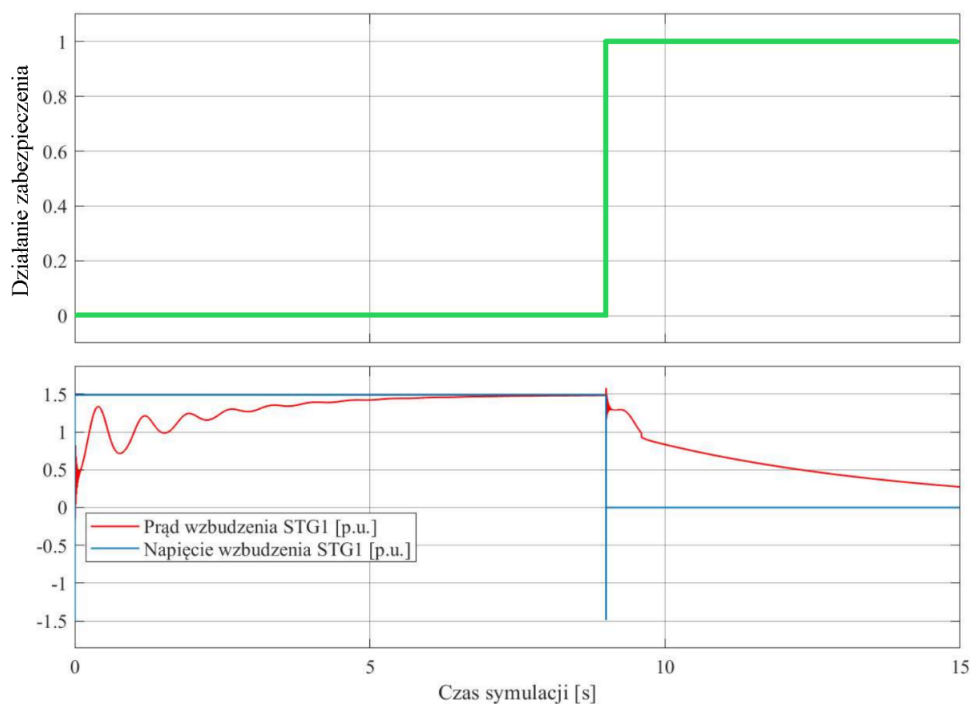
Można zauważyć, że występuje natychmiastowe zadziałanie AGP i odłączenie STG od SEE. Ze względu na to, że wirnik STG1 ma bardzo duże wymiary, a w konsekwencji dużą stałą czasową wirnika, prąd zmienia się z niewielką prędkością.

Na rys. 11 przedstawiono wykres prądu i napięcia wzbudzenia STG oraz flagi działania zabezpieczenia uzwojenia wzbudzenia.



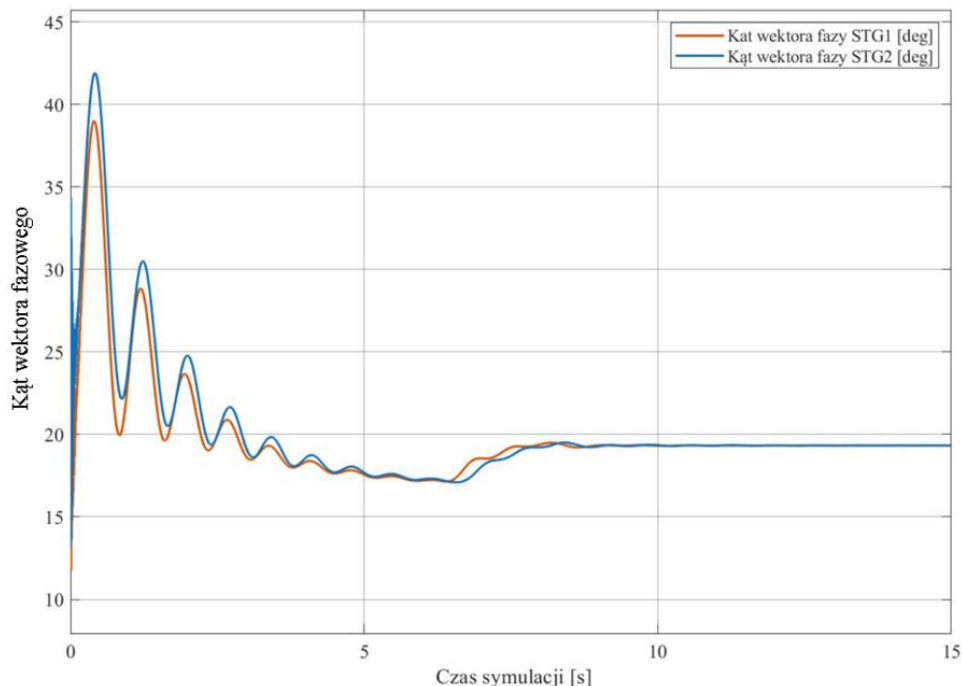
Rys. 11. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia STG1, gdy w pobliżu następuje zadziałanie układu APW na linii 330 kV 500 kVA, regulator FLC

Na podstawie wykresu przedstawionego na rys. 11 widać, że zabezpieczenie uzwojenia wzbudzenia nie zadziało, gdyż obserwowany stan przejściowy nie powoduje powstawania wysokiej wartości siły Lorentza. Na rys. 12 przedstawiono przebiegi związane z działaniem APW, które inicjuje zadziałanie automatyki AGP. Dana sytuacja występuje w przypadku, gdy moc odbiornika na linii przekracza dopuszczalną moc znamionową. Odłączenie odbiornika o mocy 2 MVA powoduje oscylacje, które wyzwalają zadziałanie AGP.



Rys. 12. Wykres prądu i napięcia wzbudzenia STG1, gdy w pobliżu następuje zadziałanie układu APW na linii 330 kV 2 MVA, regulator FLC

Na rys. 13 przedstawiono przebiegi zmian kątów wektorów faz między STG1 a STG2 z zastosowaniem rozmytych regulatorów wzbudzenia. Widać, że odbywa się synchronizacja: po czasie 7,7 s., generator STG2 jest zsynchronizowany z STG1 oraz z SEE.



Rys. 13. Wykres kątów fazowych STG1 oraz STG2, gdy wał STG2 jest przesunięty względem wału STG1 na 5°, sterowanie wzbudzeniem obu STG przez regulator rozmyty

Porównując przebiegi z rys. 9 oraz rys. 13, można zauważyć nieco mniejsze oscylacje wektorów kątów fazowych pomiędzy STG1 i STG2 w przypadku stosowania regulatorów rozmytych. Jest to związane z tym, że regulator FLC nie powoduje przeregulowania.

4. Podsumowanie

W referacie przeanalizowano wyniki porównawczych badań symulacyjnych odnoszących się do stanów dynamicznych generatorów synchronicznych (STG) współpracujących z SEE podczas sterowania wzbudzeniem generatorów za pomocą klasycznych regulatorów oraz regulatorów rozmytych. Badanie dynamiki tych systemów przeprowadzono przy wymuszeniu związanym z przypadkami wystąpienia najbardziej niebezpiecznych sytuacji w SEE.

Na podstawie wykresów przedstawionych na rys. 6 i rys. 10 można stwierdzić brak istotnych zmian wpływających na reakcję STG podczas jednofazowego zwarcia doziemnego. Różnica jest widoczna jedynie w gwałtowności wzrostu napięcia wzbudzenia U_f , ponieważ regulator FLC charakteryzuje się wysoką szybkością działania. Jednakże zachowanie prądu wzbudzenia I_f praktycznie pozostaje niezmiennie.

Na podstawie przebiegów przedstawionych na rys. 7 i rys. 11 można stwierdzić charakterystyczną różnicę w zmianach napięcia i prądu wzbudzenia. W przypadku zadziałania automatyki SPZ w odbiorze o mocy 500 kVA, zasilanym z linii 2 MVA, w STG sterowanym przez regulator FLC nie następuje zadziałanie układu AGP. Jednakże dochodzi do bardzo gwałtownych zmian napięcia wzbudzenia, co jest zagrożeniem dla sterowanego prostownika tyrystorowego. W momencie pojawienia się „szpilek” napięcia wzbudzenia, siła elektromotoryczna (SEM) oddawana przez uzwojenie wzbudzenia oraz indukcyjność szyn może doprowadzić do uszkodzenia tyrystora. Potwierdza to również fakt, że nagłe odłączenie i załączenie odbiornika o dużej mocy ma bezpośredni wpływ na STG. Powoduje to skok prądu wzbudzenia powyżej wartości dopuszczalnej, co stało się przyczyną zadziałania układu AGP w momencie gwałtownego odłączenia odbiornika o mocy 2 MVA.

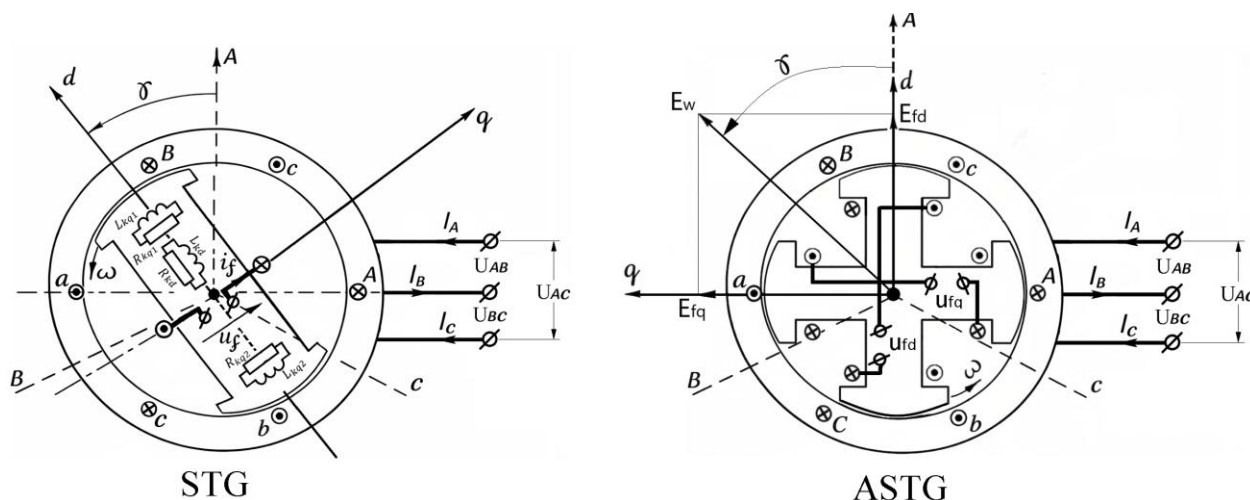
Na podstawie wykresów przedstawionych na rys. 9 i rys. 13 można stwierdzić, że występuje nieznaczna różnica w oscylacjach kątów wektorów fazowych między STG1 i STG2. W przypadku sterowania STG1 za pomocą regulatora FLC, amplituda oscylacji jest nieco mniejsza niż przy sterowaniu regulatorem DC1A.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można stwierdzić, że stosowanie regulatora FLC w miejsce standardowego regulatora DC1A nie jest uzasadnione, ponieważ zachowanie STG w sytuacjach awaryjnych jest zbliżone, niezależnie od typu regulatora wzbudzenia.

Przeprowadzone badania symulacyjne oraz pogłębione studia literaturowe pokazują, że trudno jest uzyskać istotną poprawę stabilizacji dynamiki stanu systemu elektroenergetycznego poprzez modyfikację regulatorów wzbudzenia generatorów synchronicznych. Ostatnie publikacje w tym zakresie wskazują na możliwość uzyskania obiecujących rezultatów poprzez zmiany w konstrukcji samych generatorów.[1] W szczególności, podniesienia stabilności dynamicznej i statycznej STG można oczekiwać poprzez

modyfikację wirnika, pozwalającą na obracanie wynikowym wektorem pola magnetycznego wirnika. Generatory z tego typu wirnikiem nazywane są turbogeneratorami asynchronizowanymi (ASTG). Obracający się wektor pola magnetycznego wirnika pozwala na zapewnienie praktycznie zerowego kąta obciążenia γ , dzięki czemu maszyna ta będzie zawsze utrzymywać synchronizm podczas silnych stanów nieustalonych. Nie chroni to jednak przed zwarciami, w związku z czym kontrola prądu w uzwojeniach wzbudzenia nadal będzie niezbędna.

Na rys. 14 przedstawiono koncepcyjne różnice między STG a ASTG.



Rys.14. Koncepcyjne różnice między STG a ASTG

Literatura

- [1] Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, WPW, Warszawa 2007
- [2] PSE OPERATOR S.A., Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia – Politechnika Warszawska, 2010
- [3] Anderson P.M., Fouad A.A., Power System Control and Stability Volume I, AMES, IOWA USA, 2003
- [4] P. M. Anderson, B. L. Agrawal, and J. E. Van Ness, Subsynchronous Resonance in Power Systems. Wiley-IEEE Press, 1999
- [5] Factual Report, Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025, ICS Investigation Expert Panel
- [6] <https://www.reuters.com/business/energy/post-blackout-spain-portugal-companies-count-cost-2025-04-29/>