

Aleksander ŻYWIEC, Andrzej BOBOŃ, Piotr MALICKI

WYZNACZANIE OPTYMALNEJ LOKALIZACJI STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM NA PODSTAWIE ANALIZY WARTOŚCI I WEKTORÓW WŁASNYCH

Streszczenie. Przedstawiono dwie metody wyznaczania optymalnej lokalizacji stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym: metodę wektorów własnych i logarytmicznych dekrementów tłumienia oraz metodę czynników udziału. Podano przykład obliczeniowy lokalizacji stabilizatorów w krajowym systemie elektroenergetycznym w rejonie Rogowca.

DETERMINATION OF OPTIMUM LOCATION OF STABILIZERS IN POWER SYSTEM BASED ON ANALYSIS OF EIGENVALUES AND EIGENVECTORS

Summary. A method of determination of generating nodes of an electric power system in which installed power system stabilizers lead to the most effective damping oscillations, based on analysis of eigenvectors of the system as well as a method using participation factors are presented. Computations has been performed for the part of national power system surrounding Rogowiec.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ СИСТЕМНЫХ СТАБИЛИЗАТОРОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА СОБСТВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ И ВЕКТОРОВ

Резюме. Представлены два метода определения оптимальной локализации системных стабилизаторов в энергетической системе: метод собственных векторов и логарифмических декрементов затухания а также метод весовых коэффициентов. Приведен пример расчета локализации стабилизаторов в энергетической системе в районе Роговца.

1. WPROWADZENIE

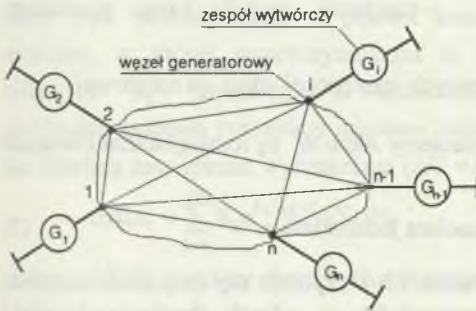
W złożonych systemach elektroenergetycznych często występują słabo tłumione kołysania generatorów synchronicznych, które w warunkach dużych obciążeń lub w stanach niedowzbudzenia generatorów mogą prowadzić do utraty stabilności systemu. Tłumienie tych kołysań zależy zarówno od struktury i stanu pracy systemu, jak i od charakterystyk dynamicznych układów regulacji wzbudzenia generatorów. Dlatego najczęściej stosowanym sposobem tłumienia takich kołysań jest stosowanie tzw. stabilizatorów systemowych, wprowadzających sygnały sprzężeń zwrotnych do regulatorów napięć generatorów, zależne od prędkości kątowych generatorów bądź od ich mocy czynnych. Skuteczność działania stabilizatorów systemowych zależy nie tylko od nastaw ich parametrów ale również od miejsc ich zainstalowania w systemie elektroenergetycznym. Duże znaczenie problemu optymalnego wyznaczenia takich miejsc (wyznaczenia lokalizacji stabilizatorów) wynika z obawy, aby stabilizatory nie pogorszyły tłumienia kołysań w systemie, jak i z chęci uniknięcia zbyt dużych kosztów modernizacji układów regulacji wzbudzenia generatorów.

Stosowane metody wyznaczania lokalizacji stabilizatorów systemowych opierają się na zlinearyzowanych równaniach systemu elektroenergetycznego zredukowanego do zastępczego układu wielomaszynowego, uwzględniających w miarę możliwości dokładne modele matematyczne generatorów synchronicznych z układami regulacji wzbudzenia. Linearyzacja równań systemu wokół punktu pracy umożliwia wykorzystanie efektywnych metod analizy modalnej i metod teorii wrażliwości. Na podstawie wartości własnych i wektorów własnych systemu elektroenergetycznego, charakteryzujących jego właściwości dynamiczne podczas kołysań, można przeprowadzić analizę wpływu stabilizatorów systemowych zainstalowanych w różnych zespołach wytwórczych systemu na poprawę tłumienia kołysań.

W niniejszej pracy przedstawiono dwie metody wyznaczania optymalnej lokalizacji stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym: metodę wektorów własnych i logarytmicznych dekrementów tłumienia oraz metodę czynników udziału [1÷6]. Metody te wykorzystano w programie komputerowym przeznaczonym do obliczeń lokalizacji i koordynacji parametrów stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym i wdrażanym do użytkowania przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Przykładowe obliczenia lokalizacji stabilizatorów systemowych wykonano dla krajowego systemu elektroenergetycznego w rejonie Rogowca, sprowadzonego do układu 19- i 27-maszynowego.

2. MODEL MATEMATYCZNY WIELOMASZYNOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Do rozważań przyjęto wielomaszynowy system elektroenergetyczny, składający się z n węzłów generatorowych, połączonych ze sobą za pośrednictwem sieci linii przesyłowych (rys.1).



Rys.1. System elektroenergetyczny n -maszynowy

Fig. 1. n -machine electric power system

Do każdego węzła generatorowego dołączony jest zespół wytwórczy, w którym grupę pracujących generatorów synchronicznych zastąpiono jednym zastępczym generatorem wyposażonym w układ regulacji wzbudzenia. Sieć linii przesyłowych, wiążących ze sobą węzły generatorowe, wraz z transformatorami sieciowymi i węzłami odbiorczymi, przy zadanym rozplywie mocy czynnej i biernej oraz zadanym poziomach napięć węzłowych zastąpiono przez ekwiwalentną sieć z wyeliminowanymi węzłami

odbiorczymi, reprezentowaną przez sieć admittancji własnych i wzajemnych, sprowadzonych do wspólnego napięcia i mocy odniesienia. Model matematyczny układu sformułowano przy pominięciu napięć transformacji w równaniach tworników maszyn synchronicznych zastępczych i w równaniach linii przesyłowych. Po połączeniu zlinearyzowanych równań zespołów wytwórczych ze zlinearyzowanymi równaniami zastępczej sieci linii przesyłowych, zapisanych we wspólnym układzie odniesienia (D,Q), otrzymuje się następujące równania stanu całego systemu elektroenergetycznego:

$$\Delta \dot{X} = A \Delta X + B \Delta U, \quad (1)$$

w których: $\Delta X = [\Delta X_{G1}, \Delta X_{G2}, \dots, \Delta X_{Gn}]^T$ - wektor stanu,

$$\Delta U = [\Delta U_{GZ}, \Delta M_{GM}]^T \quad \text{- wektor wymuszeń,}$$

$$A = A_G + B_G (Y_S + Y_G)^{-1} C_G \quad \text{- macierz stanu,} \quad (2)$$

$$B = [B_{GZ}, B_{GM}] \quad \text{- macierz wymuszeń,}$$

gdzie: $\Delta X_{Gi} = [\Delta X_{Mi}, \Delta X_{Ri}, \Delta X_{Si}]^T$ - wektor stanu i -tego zespołu wytwórczego, składający się z wektorów stanu maszyny synchronicznej ΔX_{Mi} , układu regulacji napięcia ΔX_{Ri} oraz stabilizatora systemowego ΔX_{Si} ,

$\Delta U_{GZ} = [\Delta U_{GZ1}, \Delta U_{GZ2}, \dots, \Delta U_{GZn}]^T$ - wektor napięć zadanych w układach regulacji napięcia zastępczych maszyn synchronicznych,

$\Delta M_{GM} = [\Delta M_{GM1}, \Delta M_{GM2}, \dots, \Delta M_{GMn}]^T$ - wektor momentów mechanicznych turbin zespołów wytwórczych,

$A_G = \text{diag}\{A_{Gi}\}, \quad B_G = \text{diag}\{B_{Gi}\}, \quad C_G = \text{diag}\{C_{Gi}\},$

$Y_G = \text{diag}\{Y_{Gi}\}, \quad B_{GZ} = \text{diag}\{B_{GZi}\}, \quad B_{GM} = \text{diag}\{B_{GMi}\},$

$A_{Gi}, B_{Gi}, B_{GZi}, B_{GMi}, C_{Gi}, Y_{Gi}$ - macierze modelu i -tego generatora ($i=1, 2, \dots, n$),

Y_s - macierz admitancji węzłowych zastępczej sieci przesyłowej.

Wartości własne λ_h ($h = 1, 2, \dots, m$) macierzy stanu A są rozwiązaniem równania charakterystycznego

$$\det(\lambda_h I - A) = 0 \quad \text{gdzie } I - \text{macierz jednostkowa.} \quad (3)$$

W ogólnym przypadku z rozwiązania równania (3) otrzymuje się zespolone wartości własne $\lambda_h = \alpha_h + j\omega_h$, przy czym część rzeczywista α_h określa tłumienie, a część urojona ω_h określa częstotliwość składowych przemennych występujących w przebiegach nieustalonych.

Poszczególnym wartościom własnym λ_h odpowiadają wektory własne prawostronne i lewostronne, spełniające relacje:

- dla wektora własnego prawostronnego V_h :

$$A V_h = \lambda_h V_h, \quad (4a)$$

- dla wektora własnego lewostronnego W_h :

$$W_h^T A = \lambda_h W_h^T. \quad (4b)$$

W metodach wyznaczania lokalizacji stabilizatorów systemowych wykorzystuje się ortogonalność i normalizację wektorów własnych, które spełniają wtedy związki:

$$W_k^T V_l = \begin{cases} 1 & \text{dla } k = l = h, \\ 0 & \text{dla } k \neq l. \end{cases} \quad (5)$$

W prezentowanych metodach wystarcza znajomość nie wszystkich, lecz tylko dominujących wartości własnych, których części urojone odpowiadają częstotliwościom kołysań z zakresu ok. (0,2 ÷ 2,5) Hz. Ich liczba równa jest liczbie węzłów generatorowych w rozpatrywanym systemie wielomaszynowym, zmniejszonej o jeden.

3. METODA WEKTORÓW WŁASNYCH I LOGARYTMICZNYCH DEKREMENTÓW TŁUMIENIA

Wartości własne i wektory własne macierzy stanu A (2) charakteryzują właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego podczas słabo tłumionych kołysań elektrodynamicznych. Dowolna zmienna stanu x_i (i -ta składowa wektora stanu ΔX) może być przedstawiona w postaci kombinacji liniowej składowych modalnych systemu, w której współczynnikami są składowe v_{ih} prawostronnych wektorów własnych V_h , związanych z wartościami własnymi λ_h . Na przykład odpowiedź swobodna systemu (przebiegi czasowe zmiennych stanu) w przypadku, gdy na układ nie działają zewnętrzne wymuszenia ($\Delta U = 0$), ma następującą postać [1], [4]:

$$\Delta X(t) = \sum_{h=1}^m V_h e^{\lambda_h t} W_h^T \Delta X(0), \quad (6)$$

gdzie $\Delta X(0)$ - wektor stanu w chwili początkowej.

Z zależności (6) wynika, że składowe prawostronnego wektora własnego V_h są miarą udziału h -tej składowej modalnej w przebiegach nieustalonych zmiennych stanu. Im większą wartość posiada składowa v_{ih} wektora własnego V_h , z tym większą amplitudą ujawnia się h -ta składowa modalna w i -tej zmiennej stanu. Słabo tłumione kołysania wirników maszyn synchronicznych w systemie elektroenergetycznym o częstotliwościach z zakresu ok. 0,2 ÷ 2,5 Hz charakteryzowane są przez przebiegi prędkości kątowych $\Delta \omega(t)$ lub kątów obciążenia $\Delta \delta(t)$. W przebiegach tych dominującymi składowymi modalnymi są składowe związane z wartościami własnymi, których części urojone odpowiadają częstotliwościom kołysań, oraz posiadające duże amplitudy (w porównaniu do pozostałych składowych modalnych), proporcjonalne do odpowiednich składowych prawostronnych wektorów własnych. Analiza wartości i wektorów własnych pozwala zatem zidentyfikować krytyczne, dominujące składowe modalne i wskazać generatory synchroniczne, w których one występują w przebiegach zmiennych stanu. Zainstalowanie stabilizatora systemowego w regulatorze napięcia generatora, któremu odpowiada największa wartość składowej prawostronnego wektora własnego, związanego z wartością własną λ_h , stwarza szansę najskuteczniejszego tłumienia h -tej składowej modalnej.

W opisanym sposobie ustala się wstępną lokalizację stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym. Aby zbadać, w jakim stopniu stabilizator systemowy wpłynie na tłumienie dominującej składowej modalnej, można posłużyć się logarytmicznym dekrementem tłumienia, który dla wartości własnej $\lambda_h = \alpha_h \pm j\omega_h$ jest zdefiniowany zależnością:

$$\xi_h = \ln \left\{ 2\pi \frac{\alpha_h}{\omega_h} \right\}. \quad (7)$$

Logarytmiczne dekrementy tłumienia wyznacza się dla dominującej składowej modalnej w układzie bez stabilizatorów systemowych (ξ_h) i w układzie z włączonym "idealnym" stabilizatorem systemowym w wybranym generatorze ($\xi_h^{(s)}$), wpływającym jedynie na zmianę jego momentu tłumiącego. Na podstawie wyznaczonych logarytmicznych dekrementów tłumienia dla każdej dominującej składowej modalnej i dla każdego generatora synchronicznego można wybrać najodpowiedniejszą maszynę do zainstalowania stabilizatora systemowego, dla której zachodzi:

$$\left| \xi_h^{(s)} - \xi_h \right| = \max. \quad (8)$$

4. METODA CZYNNIKÓW UDZIAŁU

Zgodnie z uwagami przedstawionymi w punkcie 3 stabilizatory systemowe powinny przesunąć krytyczne, dominujące wartości własne systemu elektroenergetycznego na płaszczyźnie liczb zespolonych dostatecznie daleko w lewo od osi liczb urojonych. Wpływ stabilizatora systemowego zainstalowanego w wybranej maszynie na przesunięcie wartości własnych może być określony za pomocą wrażliwości wartości własnych na zmianę elementów macierzy stanu systemu, wywołaną przez włączenie stabilizatora. Wrażliwość wartości własnej λ_h na zmianę dowolnego parametru q jest określona równaniem:

$$\frac{\partial \lambda_h}{\partial q} = \frac{\partial}{\partial q} (\mathbf{W}_h^T \mathbf{A} \mathbf{V}_h) = \mathbf{W}_h^T \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial q} \mathbf{V}_h. \quad (9)$$

Jeśli zmiana parametru q powoduje zmianę tylko jednego elementu a_{ii} macierzy stanu \mathbf{A} , wtedy otrzymuje się:

$$\frac{\partial \lambda_h}{\partial q} = (\mathbf{w}_{ih} \mathbf{v}_{ih}) \frac{\partial a_{ii}}{\partial q} = p_{ih} \frac{\partial a_{ii}}{\partial q}, \quad (10)$$

gdzie p_{ih} - czynnik udziału zmiennej stanu i -tej maszyny w h -tej składowej modalnej,

$$p_{ih} = \mathbf{w}_{ih} \mathbf{v}_{ih} = \frac{\partial \lambda_h}{\partial a_{ii}}.$$

Jak wynika z zależności (10), czynnik udziału p_{ih} jest iloczynem odpowiadających sobie składowych lewostronnego i prawostronnego wektora własnego i wyraża wrażliwość wartości własnej λ_h na zmianę elementu a_{ii} macierzy stanu \mathbf{A} .

Zmiana elementu a_{ii} macierzy stanu A może być wywołana zastosowaniem w wybranej maszynie "idealnego" stabilizatora, reprezentowanego jedynie przez współczynnik wzmocnienia i powodującego powstanie dodatkowego momentu tłumiącego. Dla wytłumienia krytycznej składowej modalnej w systemie elektroenergetycznym właściwym miejscem zainstalowania stabilizatora systemowego jest zespół wytwórczy, dla którego czynnik udziału jest największy.

5. BADANIE LOKALIZACJI STABILIZATORÓW SYSTEMOWYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM W REJONIE ROGOWCA

Metody wyznaczania optymalnej lokalizacji stabilizatorów systemowych w systemie elektroenergetycznym wykorzystano w programie komputerowym opracowanym dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.

Program kolejno realizuje następujące etapy:

- wczytanie danych systemu elektroenergetycznego: rozplywu mocy czynnej i biernej, napięć węzłowych, admitancji własnych i wzajemnych linii przesyłowych, transformatorów sieciowych i blokowych, parametrów elektromagnetycznych i mechanicznych generatorów synchronicznych, parametrów układów regulacji wzbudzenia w poszczególnych węzłach generatorowych,
- eliminacja węzłów odbiorczych w sieci i tworzenie podstawowych macierzy elementów systemu elektroenergetycznego,
- obliczenie wartości własnych systemu związanych z ruchem wirników generatorów synchronicznych i odpowiadających im wektorów własnych (przy wykorzystaniu algorytmu AESOPS [7]),
- obliczenie dla każdej krytycznej wartości własnej, związanej z dominującą składową modalną i dla każdego zastępczego generatora synchronicznego logarytmicznych dekrementów tłumienia i czynników udziału,
- analiza wyników i ich graficzna prezentacja oraz wybór optymalnej lokalizacji stabilizatorów.

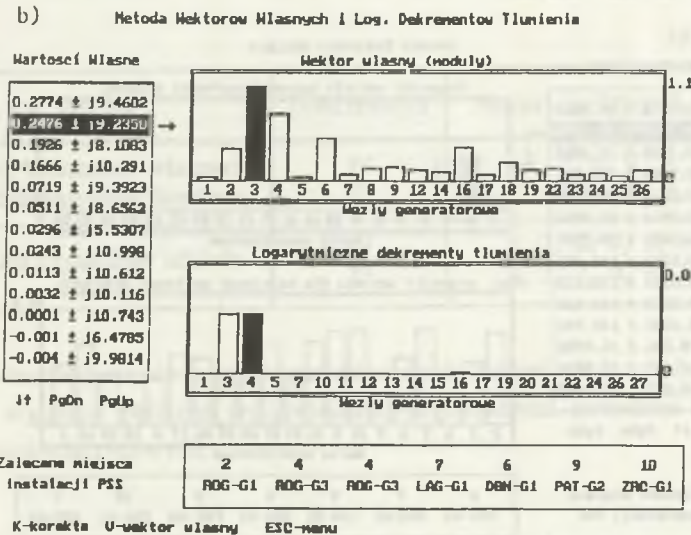
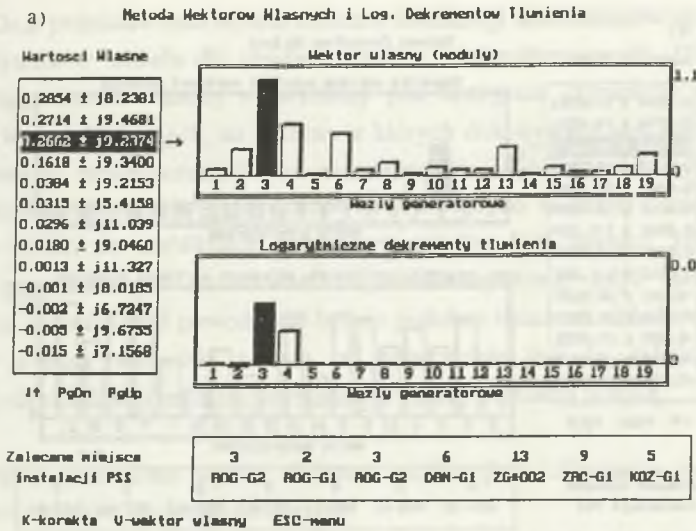
Program został przetestowany dla wielomaszynowych systemów elektroenergetycznych o dowolnej strukturze (maksymalnie 30 maszyn).

Obliczenia optymalnej lokalizacji stabilizatorów systemowych przeprowadzono dla

krajowego systemu elektroenergetycznego w rejonie Rogowca, zwiniętego do układu 19- i 27-maszynowego. Każdy z badanych układów obejmował pewną liczbę rzeczywistych (nie zastępczych) węzłów generatorowych konkretnych elektrowni pracujących w systemie (11 zespołów w układzie 19-maszynowym i 16 zespołów w układzie 27-maszynowym) oraz węzły generatorowe zastępcze reprezentujące pozostałą część systemu. Dla zastępczych generatorów w rzeczywistych zespołach wytwórczych przyjęto model matematyczny IV rzędu, zaś dla pozostałych generatorów przyjęto model II rzędu.

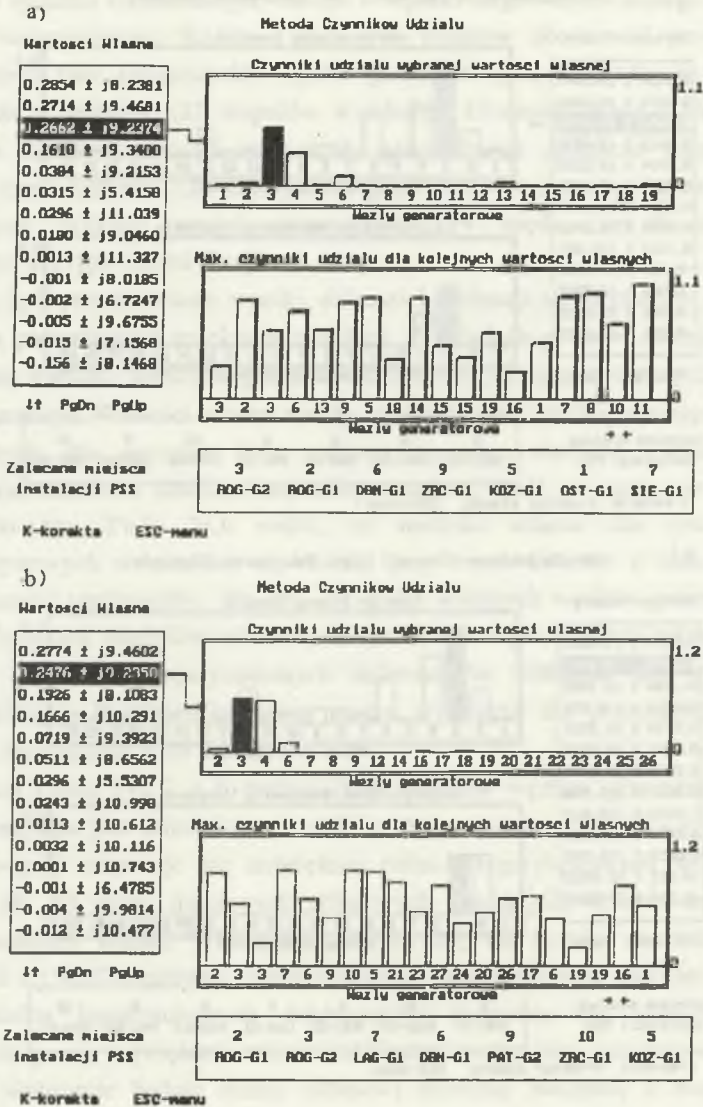
Na rys. 2, 3 przedstawiono wyniki obliczeń lokalizacji stabilizatorów w postaci, w jakiej są prezentowane na ekranie monitora. W tabelach po lewej stronie rys. 2, 3 podano listę wartości własnych systemu elektroenergetycznego, związanych z ruchem wirników maszyn. Wartości własne zostały uporządkowane według malejących części rzeczywistych. Na początku listy znajdują się więc wartości własne, którym odpowiadają składowe modalne najslabiej tłumione, bądź w ogóle nie tłumione. Z tabel na rys. 2 a,b, 3a,b widać, że wartości własne dla obu układów wielomaszynowych nieznacznie się różnią, przy czym niektóre z nich posiadają dodatnie części rzeczywiste. Na rys. 2 a, b dla kolejnych węzłów generatorowych podano histogram modułów składowych prawostronnego wektora własnego oraz histogram przyrostów logarytmicznych dekrementów tłumienia dla wyróżnionej wartości własnej. Podobne histogramy można wyświetlić dla pozostałych wartości własnych, wyróżniając je na ekranie.

W dolnej części rys. 2. a, b podano listę numerów węzłów generatorowych, w których korzystne jest zainstalowanie stabilizatorów systemowych. Dla tych węzłów generatorowych otrzymuje się największą różnicę logarytmicznych dekrementów tłumienia (8) dla słabo tłumionych składowych modalnych, którym odpowiadają kolejne wartości własne. Na przykład (rys. 2a), dla trzeciej wartości własnej $\lambda_3 = 0,2662 \pm j 9,2374$ zarówno moduł składowej prawostronnego wektora własnego, jak i różnica logarytmicznych dekrementów tłumienia dla trzeciego węzła generatorowego są największe, zatem stabilizator systemowy zainstalowany w tej maszynie skutecznie będzie tłumić składową modalną związaną z rozpatrywaną wartością własną. Przykład wyświetlony na rys. 2b dla układu 27-maszynowego pokazuje, że dla drugiej (wyróżnionej) wartości własnej wybrany został czwarty węzeł generatorowy, któremu odpowiada największa różnica logarytmicznych dekrementów tłumienia. Z histogramów widać jednak (rys. 2b), że mógłby być wybrany również trzeci węzeł generatorowy, któremu odpowiada większa wartość składowej prawostronnego wektora własnego.



Rys.2. Wyniki obliczeń lokalizacji stabilizatorów systemowych metodą wektorów własnych i logarytmicznych dekrementów tłumienia dla układu 19-maszynowego (a) i 27-maszynowego (b)

Fig. 2. Calculation results of the power system stabilizers location using eigenvectors and logarithmic damping decrements method for 19-machine system (a) and 27-machine system (b)



Rys.3. Wyniki obliczeń lokalizacji stabilizatorów systemowych metodą czynnika udziału dla układu 19-maszynowego (a) i 27-maszynowego (b)

Fig. 3. Calculation results of the power system stabilizers location using participation factors method for 19-machine system (a) and 27-machine system (b)

Na rys 3a,b przedstawiono wyniki obliczeń lokalizacji stabilizatorów systemowych metodą czynników udziału dla obydwu układów wielomaszynowych. Dla dowolnej wyróżnionej wartości własnej wyświetlony jest histogram czynników udziału dla kolejnych wartości własnych, na podstawie których dokonywany jest wybór węzłów generatorowych przeznaczonych do zainstalowania stabilizatorów systemowych. Numery wybranych węzłów generatorowych wyświetlono w dolnej części rys. 3a,b. Z rys. 3b widać, że stabilizator systemowy mógłby być również zainstalowany w węzle generatorowym nr 4. Jest to jednak zbyteczne, gdyż zainstalowanie stabilizatora w węzle nr 3 powodować będzie podobne tłumienie składowej modalnej związanej z drugą wartością własną, a jednocześnie jest to zalecane miejsce dla tłumienia składowej modalnej związanej z trzecią wartością własną.

W tabeli 1 zestawiono wyniki obliczeń lokalizacji stabilizatorów systemowych dla obydwu układów wielomaszynowych.

Tabela 1

Metoda	Ilość maszyn	Numery wybranych maszyn
Metoda wektorów własnych i log. dekrementów tłumienia	19 27	3, 2, 6, 9, 5, 2, 4, 7, 6, 9, 10
Metoda czynników udziału	19 27	3, 2, 6, 9, 5, 1, 7 2, 3, 7, 6, 9, 10, 5

Z porównania numerów węzłów generatorowych zestawionych w tabeli 1 wynika zgodność wyników obliczeń przeprowadzonych opisanymi metodami dla obydwu układów wielomaszynowych.

6. UWAGI KOŃCOWE

Z przedstawionych wyników obliczeń lokalizacji stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym w rejonie Rogowca wynikają następujące wnioski:

- metodą wektorów własnych i logarytmicznych dekrementów tłumienia otrzymuje się na ogół wyniki pokrywające się z wynikami otrzymanymi metodą czynników udziału,
- metoda czynników udziału jest znacznie efektywniejsza numerycznie, gdyż nie wymaga wielokrotnego powtarzania obliczeń dla układu z wprowadzonym "idealnym" stabilizatorem w kolejnych maszynach,
- wyniki lokalizacji stabilizatorów zależą nieznacznie od sposobu sprowadzenia systemu elektroenergetycznego do układu wielomaszynowego.

W obydwu przedstawionych metodach rozpatruje się wpływ stabilizatora systemowego tylko na jedną składową modalną kołysań w systemie elektroenergetycznym. Badania wykazują jednak korzystny wpływ stabilizatora na tłumienie pozostałych składowych modalnych.

Ostateczną decyzję o lokalizacji stabilizatorów systemowych można podjąć na podstawie badań systemu elektroenergetycznego o różnej konfiguracji i pracującego w różnych stanach obciążenia.

LITERATURA

- [1] Praca zbiorowa: Metody doboru lokalizacji oraz nastawień stabilizatorów systemowych. Opracowania nr 1, 2, 4/50/RE-4/92. Politechnika Śląska, Instytut Maszyn i Urządzeń Elektrycznych, Gliwice 1992 (praca nie publikowana).
- [2] Żywiec A., Boboń A., Malicki P.: Porównanie metod lokalizacji stabilizatorów systemowych w wielomaszynowym systemie elektroenergetycznym. VI Międzynarodowa Konferencja Naukowa "Aktualne problemy w elektroenergetyce", Gliwice-Kozubnik 16-17 września 1993.

- [3] Żywiec A., Boboń A., Malicki P.: Badanie lokalizacji stabilizatorów systemowych w krajowym systemie elektroenergetycznym na podstawie analizy wrażliwości wartości własnych. VIII Sympozjum "Symulacja procesów dynamicznych" SPD-8, Polana Chochołowska 13-17. 06. 1994.
- [4] Żywiec A., Boboń A., Kudła J.: Równania stanu elektrodynamicznego i analiza modalna wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria "Elektryka", z.138, Gliwice 1994.
- [5] Hsu Y.Y., Chen C.L.: Identification of optimum location for stabilizer applications using participation factors. IEE Proceedings, vol. 134, Part C, No 3 1987, pp. 238-244.
- [6] Ostojic D.R.: Identification of optimum site for power system stabilizer applications. IEE Proceedings, Vol. 135, Pt C, No 5, 1988, pp. 416-419.
- [7] Boboń A., Paszek S., Szymański D.: Zastosowanie iteracyjnego algorytmu AESOPS do wyznaczania wybranych wartości i wektorów własnych systemu elektroenergetycznego. VIII Sympozjum "Symulacja procesów dynamicznych" SPD-8, Polana Chochołowska 13-17 czerwca 1994r.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Ernest Mendrela

Wpłynęło do Redakcji dnia 25 marca 1994

Abstract

In order to damp electromechanical oscillations in an electric power system, stabilizers are commonly installed in selected generating nodes of the system. To determine the generating nodes of the system in which installed power system stabilizers lead to the most effective damping of oscillations, the methods based on analysis of eigenvalues are presented. They apply linearized equations of a multimachine power system for oscillation frequencies in the range of about $(0,2 \div 2,5)$ Hz. Two methods are presented: the method using absolute values of eigenvector components and logarithmic damping decrements and the method using participation factors resulting from analysis of eigenvalue sensitivities as a function

of parameters of power system stabilizers used in different generators. These methods has been used in a computer program for determining location and for coordination values of parameters of various power system stabilizers. This program is applied in Polish Power Grid Company. Exemplary calculations of locations of stabilizers in the selected part of national power system surrounding Rogowiec, consisting of 19 or 27 machines are presented.