

doi:10.15199/48.2024.01.52

Metody wyznaczania stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych

Streszczenie. W artykule przedstawiono 3 metody wyznaczania stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych, mających za zadanie tłumienie kołysań elektromechanicznych w systemie elektroenergetycznym. Pierwsza, klasyczna metoda bazuje na wyodrębnieniu składowych momentu elektromagnetycznego generatora przy wykorzystaniu transmitancji: moment elektromagnetyczny generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia. Dwie autorskie modyfikacje tej metody wykorzystują łatwiej mierzalne transmitancje: napięcie lub prąd stojana generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia. Weryfikację metod przedstawiono na podstawie analizy układu: zespół wytwórca - sieć sztywna.

Abstract. The paper presents three methods for determining the time constants of the correction blocks of the power system stabilizers, designed to damp the electromechanical swings in the power system. The first classic method is based on the separation of components of the electromagnetic torque of the generator using transmittance: the electromagnetic torque of the generator to the reference voltage of the voltage regulator. Two authors' modifications of this method use more easily measurable transmittances: the voltage or current of the generator stator to the reference voltage of the voltage regulator. Verification of the methods is presented on the basis of analysis of the system: generating unit - infinite busbar. (The methods for determining the time constants of the correction blocks of the power system stabilizers).

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, kołysania elektromechaniczne, stabilność kątowna, stabilizatory systemowe.

Keywords: power system, electromechanical swings, angular stability, power system stabilizers.

Wstęp

System elektroenergetyczny (SEE) jest wielkim nieliniowym układem dynamicznym służącym do wytwarzania, przesyłu i rozdzielenia energii elektrycznej. Od kilku lat obserwuje się dynamiczny wzrost liczby rozproszonych źródeł energii elektrycznej pracujących w SEE, w tym odnawialnych źródeł energii. W tej nowej sytuacji wzmacnia się tendencja do pojawiają się w systemie kołysań elektromechanicznych (o częstotliwości z zakresu 0.1÷2 Hz) po różnych zakłócenia stanu równowagi.

Jednym ze sposobów poprawy warunków pracy źródeł może być zastosowanie układów stabilizujących pracę zespołów wytwórczych, w tym stabilizatorów systemowych instalowanych w układach wzbudzenia generatorów synchronicznych [1-6].

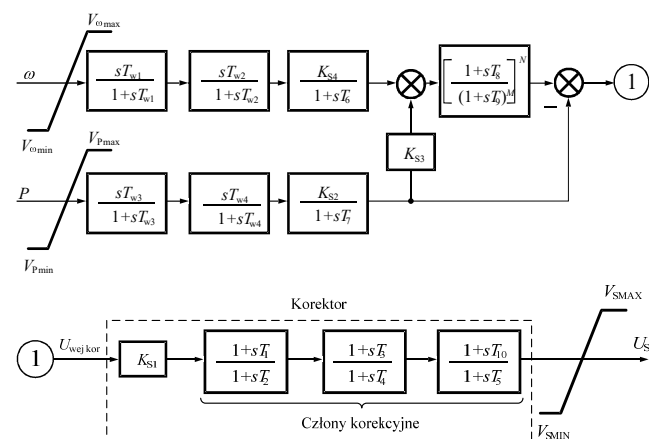
Obecnie preferuje się dwuwęściowe stabilizatory PSS2A. Stabilizatory te mają więcej stopni swobody niż stabilizatory jednowęściowe. Przy odpowiednim doborze ich parametrów mogą lepiej tłumić kołysania w złożonych systemach elektroenergetycznych [3, 4, 7-16].

W artykule w pierwszej kolejności przedstawiono podstawy teoretyczne klasycznej metody wyznaczania stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatorów systemowych przy wykorzystaniu transmitancji momentowo-napięciowej układu (moment elektromagnetyczny generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia) [3, 4, 7-11]. Następnie przedstawiono jej nowe, autorskie modyfikacje polegające na zastąpieniu ww. transmitancji przez łatwiej mierzalne transmitancje: napięciowo-napięciową (napięcie zaciskowe generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia) lub prądowo-napięciową napięciową (prąd stojana generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia). Weryfikację metody przedstawiono na podstawie analizy układu jednomaszynowego typu zespół wytwórca - sieć sztywna.

Obliczenie stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego metodą klasyczną

Metodę przedstawiono badając układ korektora stabilizatora typu PSS2A. Jednak metoda ta jest także stosowana do wyznaczania stałych czasowych członów korekcyjnych innych typów stabilizatorów (np. PSS1A, PSS4B, PSS4C [17-20]), które zawierają korektor.

Ogólną strukturę stabilizatora PSS2A przedstawiono na rys. 1.



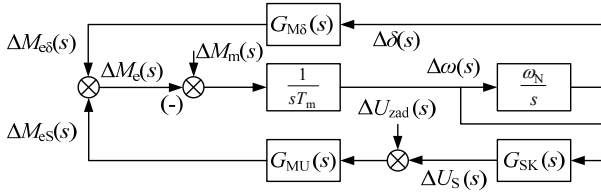
Rys. 1. Schemat strukturalny stabilizatora systemowego PSS2A, ω , P , U_S - prędkość kątowna, moc chwilowa (czynna) generatora, sygnał wyjściowy stabilizatora

Na wejściu korektora stabilizatora PSS2A uzyskuje się wolny od zakłóceń torsyjnych sygnał $U_{wej kor}$, zbliżony do sygnału odchyłki prędkości kątownej generatora $\Delta\omega(s)$, $U_{wej kor} \approx \Delta\omega(s)$ [21], który może być użyty do formułowania członów korekcyjnych oraz odpowiedniego sygnału wyjściowego stabilizatora systemowego.

Podstawowym zadaniem stabilizatorów systemowych jest wysterowanie, przez układ regulacji napięcia, dodatkowej składowej momentu elektromagnetycznego w generatorze synchronicznym. W zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych składowa ta ma mieć charakter momentu tłumiącego, czyli ma być proporcjonalna do odchyłki prędkości kątownej wirnika generatora synchronicznego [7-11, 21].

Transmitancja operatorowa korektora stabilizatora systemowego wynika z wyodrębnienia składowych momentu elektromagnetycznego generatora w zespole wytwórca, które przedstawiono na rys. 2.

Moment elektromagnetyczny ΔM_e (rys. 2) ma dwie składowe uzależnione od zmiany prędkości kątownej $\Delta\omega$.



Rys. 2. Schemat blokowy określający składowe momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego, T_m , ω_N , U_{zad} - mechaniczna stała czasowa, znamionowa prędkość kątowna, napięcie zadane regulatora napięcia

- składową $\Delta M_{e\delta}(s)$, związaną ze zmianą kąta obciążenia generatora $\Delta\delta(s)$ i transmitancją $G_{M\delta}(s)$,
- składową $\Delta M_{eS}(s)$, związaną z działaniem korektora stabilizatora systemowego poprzez regulator napięcia i układ wzbudzenia oraz transmitancją $G_{M\omega}(s) = G_{MU}(s) \cdot G_{SK}(s)$.

Transmitancje:

$$(1) \quad G_{M\delta}(s) = \frac{\Delta M_e(s)}{\Delta\delta(s)}, \quad G_{MU}(s) = \frac{\Delta M_e(s)}{\Delta U_{zad}(s)}$$

określa się w warunkach wyłączenia stabilizatora systemowego i przy założeniu nieskończenie dużej wartości mechanicznej stałej czasowej zespołu wytwórczego, co odpowiada odcięciu sygnałów sterujących pomiędzy momentem elektromagnetycznym a prędkością kątowną generatora na schemacie blokowym z rys. 2.

Stabilizator systemowy powinien sterować dodatkową składową tłumiącą momentu elektromagnetycznego generatora, proporcjonalną do odchyłki prędkości wirnika [3, 4, 21]:

$$(2) \quad \Delta M_{eS}(s) = G_{MU}(s) \cdot G_{SK}(s) \cdot \Delta\omega = D \cdot \Delta\omega(s),$$

gdzie: D jest współczynnikiem tłumienia generatora, $G_{SK}(s)$ jest funkcją przejścia korektora stabilizatora systemowego.

Z zależności (1)-(2) wynika funkcja przejścia korektora stabilizatora systemowego, którą można zrealizować poprzez wprowadzenie kilku, najczęściej trzech, członów

korekcyjnych o transmitancji postaci $\frac{1+sT_i}{1+sT_j}$ i współczynni-

ka wzmocnienia K_{S1} .

Stałe czasowe członów korekcyjnych stabilizatora można obliczyć poprzez aproksymację charakterystyki częstotliwościowej kąta fazowego (argumentu) transmitancji G_{MU} , określanej dla zlinearyzowanego modelu układu, przez kąt fazowy transmitancji korektora stabilizatora. Stałe czasowe korektora powinny spełniać warunek kompensacji w przedziale częstotliwości kołysań elektromechanicznych:

$$(3) \quad \arg\{G_{SK}(j2\pi f)\} + \arg\{G_{MU}(j2\pi f)\} = 0.$$

Alternatywna metoda wyznaczania parametrów członów korekcyjnych stabilizatora systemowego

Jak przedstawiono powyżej stałe czasowe korektora stabilizatora systemowego PSS2A można obliczyć poprzez aproksymację charakterystyki częstotliwościowej kąta fazowego transmitancji G_{MU} przez kąt fazowy transmitancji korektora stabilizatora przy założeniu nieskończenie dużej wartości mechanicznej stałej czasowej.

Transmitancję G_{MU} można wyznaczyć dysponując wiarygodnym modelem zespołu wytwórczego i zestawem rzeczywistych parametrów tego modelu [22]. Przy wyznaczaniu parametrów korektora stabilizatora systemowego decydujące znaczenie mają: modele i parametry generatora synchronicznego i jego układu wzbudzenia. Nie zawsze jednak te wiarygodne parametry modeli są dostępne przy

wyznaczaniu parametrów stabilizatora systemowego, np. przy uruchamianiu nowych zespołów wytwórczych lub po ich remontach.

Bezpośredni lub pośredni (poprzez określenie składowych osiowych napięcia i prądu stojana i prędkości kątowej generatora) pomiar momentu elektromagnetycznego generatora w celu wyznaczenia transmitancji G_{MU} jest utrudniony.

Można jednak skorzystać z innych, łatwo mierzalnych sygnałów pomiarowych, np. napięcia lub prądu stojana generatora, aby uzyskać dobry efekt przy wyznaczaniu stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora.

Przy modelowaniu generatora synchronicznego pracującego w SEE często stosuje się model GENROU [22, 23]. W modelu tym można wyodrębnić elektromagnetyczne równania stanu, algebraiczne równania więzów, równania ruchu i m.in. następujące równania wyjścia (w jednostkach względnych dla $\omega = 1$) [22]:

$$(4) \quad M_e = U_d I_d + U_q I_q, \quad U = \sqrt{U_d^2 + U_q^2}, \quad I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2},$$

gdzie: U_d , U_q , I_d , I_q - napięcie i prąd stojana w osiach d i q, U , I - napięcie zaciskowe (stojana), prąd stojana generatora.

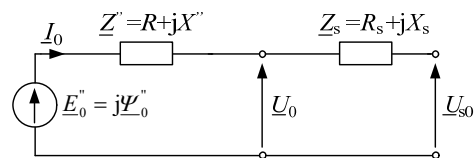
Dla generatora pracującego w układzie jednomaszynowym z siecią sztywną w stanie ustalonym obowiązuje zależności wynikające z rys. 3:

$$(5a) \quad \underline{E}_0'' = \underline{Z}'' \underline{I}_0 + \underline{U}_0 = (R + jX'')(I_{q0} - jI_{d0}) + U_{q0} - jU_{d0},$$

$$(5b) \quad \underline{U}_0 = \underline{Z}_s \underline{I}_0 + \underline{U}_{s0} = (R_s + jX_s)(I_{q0} - jI_{d0}) + U_{sq0} - jU_{sd0},$$

gdzie: R , $X'' = X_d'' = X_q''$ - rezystancja stojana, impedancja poprzeczniowa generatora (przy założeniu symetrii podprześciowej generatora, typowej dla modelu GENROU), $\underline{Z}_s = R_s + jX_s$ - zastępcza impedancja SEE,

\underline{E}_0'' , \underline{U}_0 , \underline{I}_0 , \underline{U}_{s0} - fazory: napięcia za reaktancją podprześciową, napięcia i prądu stojana generatora, napięcia sieci sztywnej, indeksem „0” oznaczono wielkości w stanie ustalonym.



Rys. 3. Obwód zastępczy stojana generatora synchronicznego i sieci sztywnej

Korzystając ze związku pomiędzy fazorami napięcia za reaktancją podprześciową i podprześciowego strumienia skojarzonego $\underline{E}_0'' = j\underline{\Psi}_0'' = \Psi_{d0}'' + j\Psi_{q0}''$ z rozdzielenia części rzeczywistych i urojonych w równaniach (5) można uzyskać zależności:

$$(6a) \quad \Psi_{d0}'' = U_{q0} + R I_{q0} + X'' I_{d0}, \quad \Psi_{q0}'' = -U_{d0} - R I_{d0} + X'' I_{q0},$$

$$(6b) \quad U_{q0} = R_s I_{q0} + X_s I_{d0} + U_{sq0}, \quad U_{d0} = R_s I_{d0} - X_s I_{q0} + U_{sd0}.$$

Ponieważ występują kłopoty z dokładnym pomiarem lub obliczeniem momentu elektromagnetycznego, czyli wielkości wyjściowej związanej z transmitancją G_{MU} , której kąt fazowy wykorzystuje się przy wyznaczaniu członów korekcyjnych stabilizatora, można rozpatrzyć zastąpienie jej poniżej określonymi transmitancjami: G_{UU} [24-27] lub G_{IU} .

Transmitancje G_{MU} , G_{UU} i G_{IU} można przedstawić następująco:

$$(7a) G_{MU}(s) = \frac{\Delta M_e}{\Delta U_{zad}}(s) = \frac{\Delta M_e}{\Delta E_{fd}}(s) \frac{\Delta E_{fd}}{\Delta U_{zad}}(s) = G_{ME}(s) G_{EU}(s),$$

$$(7b) G_{UU}(s) = \frac{\Delta U}{\Delta U_{zad}}(s) = \frac{\Delta U}{\Delta E_{fd}}(s) \frac{\Delta E_{fd}}{\Delta U_{zad}}(s) = G_{UE}(s) G_{EU}(s),$$

$$(7c) G_{IU}(s) = \frac{\Delta I}{\Delta U_{zad}}(s) = \frac{\Delta I}{\Delta E_{fd}}(s) \frac{\Delta E_{fd}}{\Delta U_{zad}}(s) = G_{IE}(s) G_{EU}(s),$$

gdzie E_{fd} - napięcie wzbudzenia generatora.

Z powyższych zależności widać, że na ewentualne różnice w transmitancjach (7a), (7b) i (7c) decydujący wpływ mają pierwsze składowe transmitancji, zależne od modelu i parametrów generatora i zastępczego SEE. Nie wpływa na te różnice natomiast transmitancja G_{EU} , która zależy od modelu i parametrów układu wzbudzenia.

Równania (4) dla zlinearyzowanego modelu układu przekształcają się do postaci:

$$(8a) \Delta M_e = I_{d0} \Delta U_d + U_{d0} \Delta I_d + I_{q0} \Delta U_q + U_{q0} \Delta I_q,$$

$$(8b) \Delta U = \frac{U_{d0} \Delta U_d + U_{q0} \Delta U_q}{U_0},$$

$$(8c) \Delta I = \frac{I_{d0} \Delta I_d + I_{q0} \Delta I_q}{I_0}.$$

W konsekwencji obowiązują zależności:

$$(9a) G_{ME}(s) = I_{d0} \frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) + U_{d0} \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s) + I_{q0} \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s) + U_{q0} \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(9b) G_{UE}(s) = \frac{U_{d0}}{U_0} \frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) + \frac{U_{q0}}{U_0} \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(9c) G_{IE}(s) = \frac{I_{d0}}{I_0} \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s) + \frac{I_{q0}}{I_0} \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s).$$

Dalsze rozważania można rozpocząć przy wprowadzeniu następujących uproszczeń:

- przyjęcie zerowych wartości rezystancji stojana generatora $R = 0$ i rezystancji zastępczej SEE $R_s = 0$,
- przyjęcie liniowej charakterystyki, co powoduje, że układ równań stanu elektromagnetycznego generatora synchronicznego jest układem równań liniowych i przy linearyzacji tych równań wokół ustalonego punktu pracy odpowiednie wielkości fizyczne mogą być zastąpione przez ich odchyłki.

W konsekwencji powyższych założeń przy analizie stanów nieustalonych, dla zlinearyzowanego w punkcie pracy układu, równania (6) można przekształcić do postaci:

$$(10a) \Delta \Psi_d'' = \Delta U_q + X'' \Delta I_d, \quad \Delta \Psi_q'' = -\Delta U_d + X'' \Delta I_q,$$

$$(10b) \Delta U_q = X_s \Delta I_d + \Delta U_{sq}, \quad \Delta U_d = -X_s \Delta I_q + \Delta U_{sd}.$$

Dla układu jednomaszynowego z siecią sztywną zmiana napięcia wzbudzenia nie wpływa na napięcie sieci, więc z zależności (10b) wynika:

$$(11a) \frac{\Delta U_{sd}}{\Delta E_{fd}}(s) = 0 = \frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) + X_s \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(11b) \frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) = -X_s \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(11c) \frac{\Delta U_{sq}}{\Delta E_{fd}}(s) = 0 = \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s) - X_s \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(11d) \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s) = X_s \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s).$$

Z kolei przy przyjętych założeniach upraszczających z równań opisujących model typu GENROU wynika, że

zmiana napięcia wzbudzenia (w osi d generatora) nie wpływa na strumień Ψ_q'' , co prowadzi do zależności:

$$(12a) \frac{\Delta \Psi_q''}{\Delta E_{fd}}(s) = 0 = -\frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) + X'' \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s) = (X_s + X'') \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

$$(12b) \frac{\Delta I_q}{\Delta E_{fd}}(s) = \frac{\Delta U_d}{\Delta E_{fd}}(s) = 0.$$

W konsekwencji z równań (9) i (12) wynika:

$$(13a) G_{ME}(s) = U_{d0} \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s) + I_{q0} \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s) = \left(\frac{U_{d0}}{X_s} + I_{q0} \right) \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s),$$

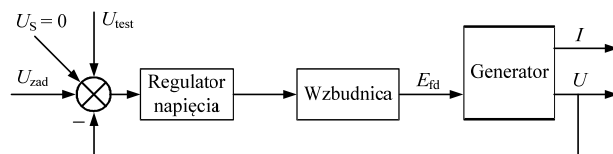
$$(13b) G_{UE}(s) = \frac{\Delta U}{\Delta E_{fd}}(s) = \frac{U_{q0}}{U_0} \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s).$$

$$(13c) G_{IE}(s) = \frac{\Delta I}{\Delta E_{fd}}(s) = \frac{I_{d0}}{I_0} \frac{\Delta I_d}{\Delta E_{fd}}(s) = \frac{1}{X_e} \frac{I_{d0}}{I_0} \frac{\Delta U_q}{\Delta E_{fd}}(s).$$

Z zależności (13) widać, że przy przyjętych założeniach upraszczających, transmitancje G_{ME} , G_{UE} i G_{IE} , a w konsekwencji zależności (7), również transmitancje G_{MU} , G_{UU} i G_{IU} mają takie same kąty fazowe.

Gdy założenia upraszczające nie są spełnione, kąty fazowe powyższych transmitancji w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych są sobie równe tylko w przybliżeniu.

Charakterystykę częstotliwościowo-fazową transmitancji G_{UU} i G_{IU} można wyznaczyć poprzez pomiar różnicy kątów fazowych pomiędzy napięciem i prądem stojana generatora a sygnałem testowym U_{test} , gdy wprowadza się sinusoidalny sygnał, o zmienianej częstotliwości, równoległe do napięcia zadanego regulatora U_{zad} , przy wyłączonym stabilizatorze systemowym (rys. 4) [24].



Rys. 4. Układ pomiarowy do wyznaczania kąta fazowego transmitancji G_{UU} i G_{IU}

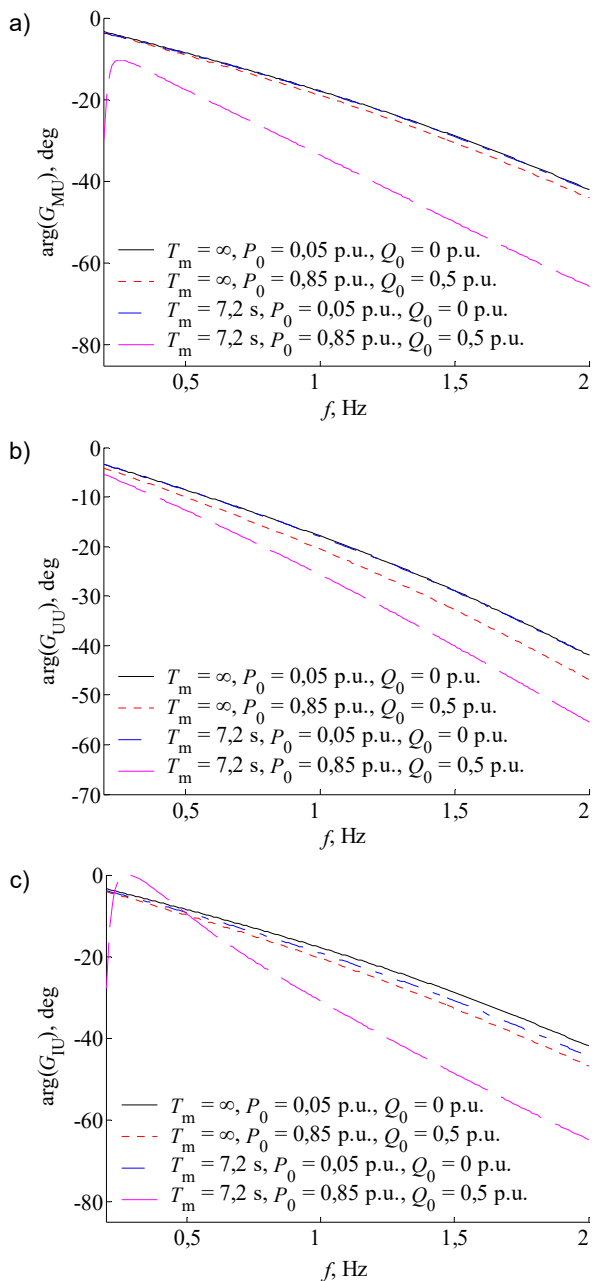
Przykładowe wyniki obliczeń dla układu jednomaszynowego zespół wytwórczy - sieć sztywna

W badaniach przedstawionych w niniejszym artykule analizowano układ jednomaszynowy: zespół wytwórczy - sieć sztywna, który zamodelowano w środowisku programu Matlab-Simulink.

Równania stanu i równania wyjścia układu uzyskano łącząc ze sobą równania stanu i równania wyjścia:

- generatora synchronicznego o mocy znamionowej $S_N = 3,75 \text{ MV} \cdot \text{A}$, odwzorowanego poprzez model GENROU, połączonego z siecią sztywną,
- statycznego układu wzbudzenia i regulatora napięcia, pracujących w Polskim SEE [22],
- turbiny parowej i jej układu regulacji, reprezentowanej przez model IEEE1 [23, 28]
- i wariantowo stabilizatora systemowego PSS2A.

W pierwszej kolejności obliczono kąty fazowe transmitancji G_{MU} , G_{UU} i G_{IU} w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych, które w różnych wariantach przedstawiono na rys. 5. Te kąty fazowe przedstawiono dla układu bez uproszczeń, dla dwóch wartości mechanicznej stałej czasowej $T_m = \infty$ i $T_m = 7,2 \text{ s}$ (wartość rzeczywista) i dwóch skrajnie różnych początkowych obciążań generatora (bardzo małe i znamionowe obciążenie).



Rys. 5. Charakterystyki częstotliwościowo-fazowe dla układu bez uproszczeń, dla $T_m = \infty$ i $T_m = 7,2$ s transmitancji: G_{MU} (a), G_{UU} (b) oraz G_{TU} (c)

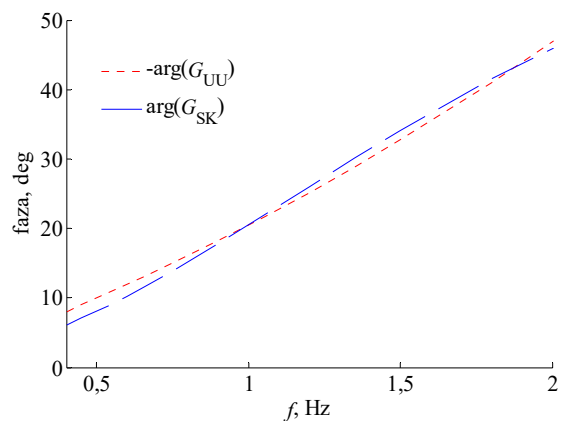
Z obliczeń można wyciągnąć następujące wnioski:

- Kąty fazowe transmitancji G_{MU} , G_{UU} i G_{TU} przy uproszczonym modelu układu dla $T_m = \infty$ są sobie równe dla różnych początkowych wartości obciążenia (te wyniki nie zostały przedstawione na rysunku).
- Kąty fazowe transmitancji G_{MU} , G_{UU} i G_{TU} dla układu bez uproszczeń i z uproszczeniami, przy $T_m = \infty$ tylko nieznacznie się różnią i w niewielkim stopniu zależą od początkowego obciążenia.
- Kąty fazowe transmitancji G_{MU} , G_{UU} i G_{TU} przy $T_m = \infty$ i rzeczywistej wartości $T_m = 7,2$ s nieznacznie się różnią tylko przy bardzo małym początkowym obciążeniu generatora. Przy zwiększonym obciążeniu, np. obciążeniu znamionowym, te różnice są już jednak dosyć duże.
- Do wyznaczenia stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego można przyjęc właściwie wszystkie charakterystyki przedstawione na rys. 5

oprócz charakterystyk odnoszących się do obciążenia znamionowego i $T_m = 7,2$ s.

– Wybór charakterystyki fazowej G_{UU} określonej dla rzeczywistej wartości stałej czasowej inercji zespołu wytórczego przy niewielkim początkowym obciążeniu generatora (np. $P_0 = 0,05$, $Q_0 = 0$) wydaje się jednak najkorzystniejszy z punktu widzenia możliwości dokładnego pomiaru odpowiednich wielkości.

W związku z powyższymi uwagami i biorąc pod uwagę warunek kompensacyjny (3) przy obliczeniach stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego PSS2A aproksymowano charakterystykę fazową transmitancji G_{UU} , określoną dla rzeczywistej wartości mechanicznej stałej czasowej zespołu wytórczego przy niewielkim początkowym obciążeniu generatora: $P_0 = 0,05$, $Q_0 = 0$. Aproksymowaną charakterystyką fazową transmitancji G_{UU} i jej aproksymację poprzez kąt fazowy transmitancji korektora stabilizatora systemowego G_{SK} w przedziale częstotliwości kołysań elektromechanicznych przedstawiono na rys. 6. Do obliczeń optymalizacyjnych, związanych z minimalizacją błędu kompensacji z warunku (3), wykorzystano algorytm gradientowy Newtona z ograniczeniami z programu Matlab [29].



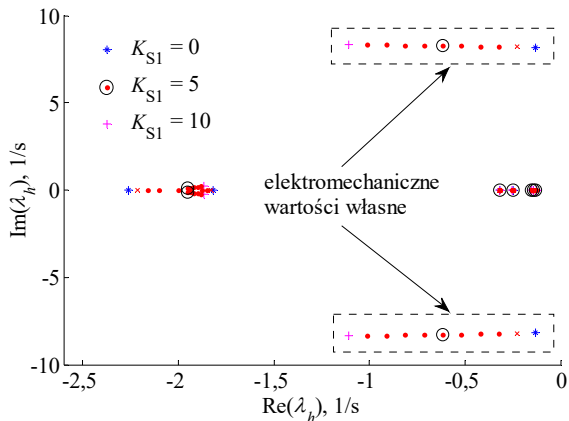
Rys. 6. Wyznaczenie stałych czasowych korektora stabilizatora systemowego poprzez aproksymację charakterystyki fazowej transmitancji G_{UU} przez kąt fazowy korektora G_{SK}

W dalszej kolejności wyznaczono współczynnik wzmocnienia stabilizatora K_{S1} poprzez analizę położenia wartości własnych λ_h macierzy stanu układu zlinearyzowanego w punkcie pracy, przy znamionowym początkowym obciążeniu generatora. Zmieniano wartość współczynnika K_{S1} i obliczano wartości własne macierzy stanu (rys. 7). Wybrano wartość ($K_{S1} = 5$) dla, której moduł części rzeczywistej elektromechanicznych wartości własnych [21, 30-33] był odpowiednio duży, bez znacznego przesunięcia w prawo innych wartości własnych na płaszczyźnie zespolonej, czemu odpowiada m.in. brak znacznego pogorszenia przebiegów regulacyjnych napięcia stojana generatora.

Tak zaproponowany wybór współczynnika wzmocnienia stabilizatora K_{S1} jest w pewnym stopniu arbitralny, ale gdy przeprowadza go doświadczony badacz, wyniki są zwykle zadowalające.

Obliczone (odpowiednio $K_{S1} = 5$, $T_1 = 0,076$ s, $T_2 = 0,015$ s, $T_3 = 0,076$ s, $T_4 = 0,015$ s, $T_{10} = 0,076$ s, $T_5 = 0,161$ s) i przyjęte parametry stabilizatora systemowego uwzględniono w obliczeniach symulacyjnych, odnoszących się do skokowej zmiany (o +5% w stosunku do stanu ustalonego) napięcia zadanego regulatora napięcia oraz przy symetrycznym, trójfazowym, przemijającym zwarciu

(czas zwarcia $t_z = 0,15$ s) w linii przesyłowej. Zwarcie w linii przesyłowej zamodelowano poprzez zmianę zastępczej impedancji SEE (zmiana zastępczej reaktancji SEE z 0,3 na 0,18 w jednostkach względnych). Na rys. 8 przedstawiono przebiegi mocy czynnej (chwilowej) i napięcia generatora w układzie ze stabilizatorem i bez stabilizatora systemowego.



Rys. 7. Położenie wartości własnych macierzy stanu systemu (obciążenie znamionowe) przy zmienianym współczynniku K_{S1} , wybór wartości współczynnika K_{S1}

Z wyników symulacji przedstawionych na rys. 8 widać, że wprowadzenie stabilizatora systemowego o odpowiednio wyznaczonych parametrach znacznie zwiększa tłumienie kołysań mocy generatora, tylko przy nieznacznym pogorszeniu przebiegów regulacyjnych napięcia generatora.

Na rys. 9 przedstawiono charakterystyki amplitudowo-częstotliwościowe transmitancji: mocy czynnej generatora P do napięcia zadanego regulatora napięcia U_{zad} (lub napięcia U_{test} z rys. 4) z włączonym i wyłączonym stabilizatorem systemowym. Z rysunku tego wynika, że wartości maksymalne, określone dla układu bez i ze stabilizatorem systemowym, występują dla częstotliwości kołysań elektromechanicznych, równej wartości części urojonej elektromechanicznych wartości własnych z rys. 7 podzielonej przez 2π . Tym samym wprowadzenie stabilizatora do systemu elektroenergetycznego praktycznie nie zmienia położenia tego maksimum – czyli kompensacja zgodnie z zależnością (3) została wykonana prawidłowo, a tłumienie mocy czynnej dla systemu ze stabilizatorem systemowym jest zadowalające, ponieważ maksimum charakterystyki jest w tym przypadku około 3 razy mniejsze niż dla układu bez stabilizatora.

Wnioski

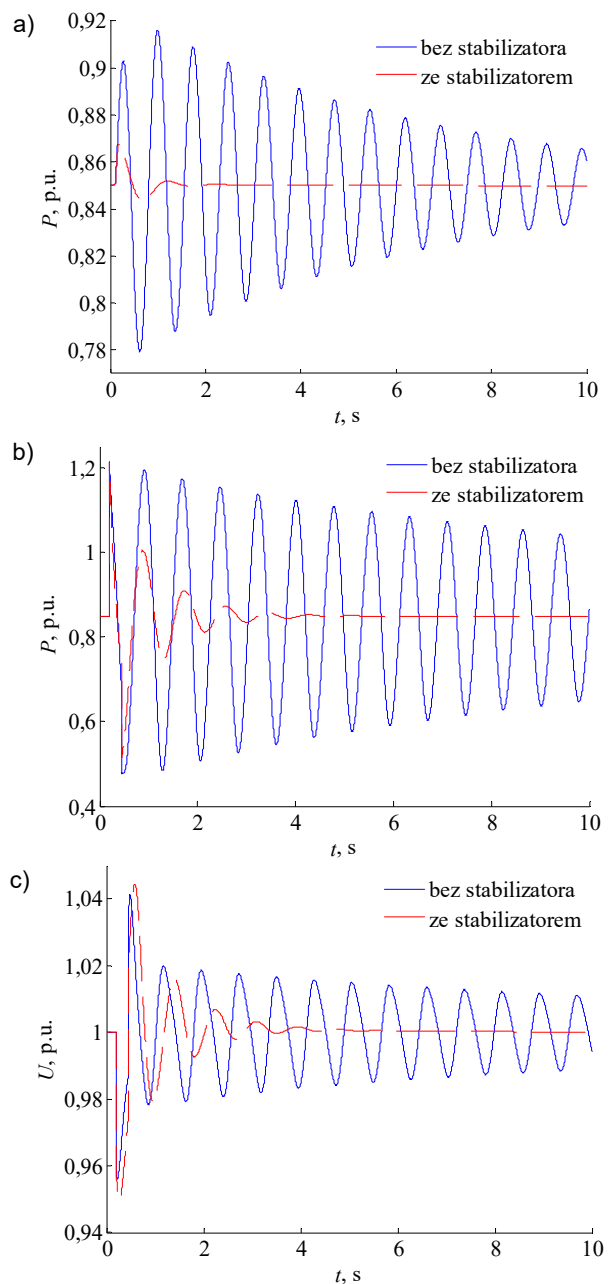
Z przeprowadzonych obliczeń można wyciągnąć następujące wnioski szczegółowe:

- Na podstawie analizy teoretycznej odnoszącej się do składowych momentu elektromagnetycznego generatora synchronicznego, wyznaczenie stałych czasowych członów korekcyjnych stabilizatora systemowego można przeprowadzić poprzez aproksymację częstotliwościowo-fazowej transmitancji momentu elektromagnetycznego do napięcia zadanego regulatora napięcia G_{MU} (określanej dla zlinearyzowanego modelu układu przy przyjęciu nieskończonej wartości mechanicznej stałej czasowej zespołu wytwórczego T_m) przez kąt fazowy transmitancji korektora stabilizatora w zakresie częstotliwości kołysań elektromechanicznych.
- Z przeprowadzonych badań wynika, że w powyższych obliczeniach transmitancję fazową G_{MU} można zamienić na transmitancję fazowe: G_{UU} (transmitancja napięcia zaciskowego generatora do napięcia zadanego regulatora

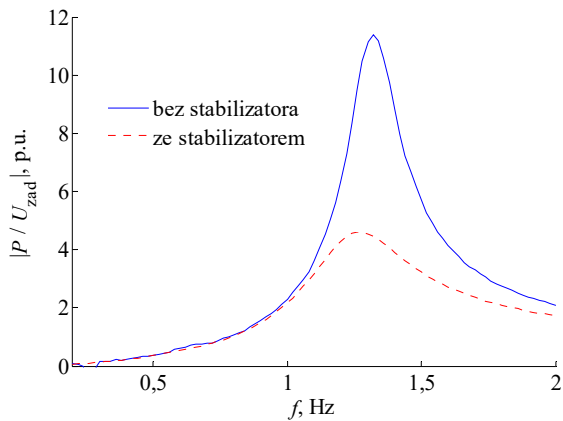
napięcia) lub G_{IU} (transmitancja prądu stojana generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia), które łatwiej wyznaczyć dla nieskończonej i rzeczywistej wartości mechanicznej stałej czasowej zespołu wytwórczego. Charakterystyki te w tylko w niewielkim stopniu się różnią dla różnych stanów obciążenia przy $T_m = \infty$.

– Wybór charakterystyki fazowej G_{UU} lub G_{IU} , określonych dla rzeczywistej wartości mechanicznej stałej czasowej zespołu wytwórczego przy niewielkim początkowym obciążeniu generatora, wydaje się jednak najkorzystniejszy z punktu widzenia możliwości dokładnego pomiaru odpowiednich wielkości.

– Poprzez analizę położenia wartości własnych macierzy stanu układu jednomaszynowego zlinearyzowanego wokół ustalonego punktu pracy, przy zmienianej wartości współczynnika K_{S1} , można wyznaczyć wartość tego współczynnika.



Rys. 8. Przebiegi: mocy czynnej (a) przy 5% skokowej zmianie napięcia zadanego oraz mocy czynnej (b) i napięcia generatora (c) przy przemijającym zwarcie w układach ze stabilizatorem i bez stabilizatora systemowego



Rys. 9. Porównanie charakterystyk amplitudowo-częstotliwościowych transmitancji: mocy czynnej P generatora do napięcia zadanego regulatora napięcia U_{zad} przed i po załączeniu stabilizatora systemowego, $P_0 = 0,5$ p.u., $Q_0 = 0,2$ p.u.

– Stabilizator systemowy o odpowiednio dobranych parametrach dobrze tłumi kołysania mocy i jednocześnie nie pogarsza przebiegów regulacyjnych napięcia przy różnych zakłóceniami stanu ustalonego w układzie jednomaszynowym zespół wytwórczy – sieć sztywna.

LITERATURA

1. Tsourakis G., Nanou S., Vournas C. A.: *Power System Stabilizer for Variable-Speed Wind Generators*. IFAC Proceedings Volumes 2011, 44, Issue 1, pp. 11713-11719.
2. Tutokmagi O., Kaygusuz A.: *Transient Stability Analysis of a Power System with Distributed Generation Penetration*. In Proceedings of the 7th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG), Istanbul, Turkey, 2019, pp. 154-158.
3. De Mello F.P., Concordia Ch.: *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. IEEE Trans. on Power Systems 1980 PAS-88, Issue 4, pp. 316-329.
4. Gibbard M.J.: *Co-ordinated design of multimachine power system stabilisers based on damping torque concepts*. IEE Proceedings 1988, 135, Pt. C, No. 4, pp. 276-284.
5. Belaidi R., Bakdi M.: *Control and modelling of multi-machine power system stabilizer with FACTS*. Przegląd Elektrotechniczny, 98(2022) nr. 4, 12-15.
6. Dehiba I., Abid M., Aissaoui A., Dehiba B.: *Robust control of power system stabilizer using sliding mode approach*. Przegląd Elektrotechniczny, 97(2021) nr. 10, 82-86.
7. IEEE Std 421.5. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 2016.
8. Kundur P.: *Power System Stability and Control*; McGraw-Hill, Inc., 1994.
9. Machowski J., Lubośny Z., Bialek J., Bamby J. R.: *Power Systems Dynamics. Stability and Control*; J. Wiley&Sons: Chichester, New York, 2020.
10. Paszek S., Nocoń A.: *Optimisation and Polyoptimisation of Power System Stabilizer Parameters*; Lambert: Saarbrücken, 2014.
11. Paszek S., Nocoń A.: *Parameter polyoptimization of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters*. Applied Mathematics and Computation 2015, 267, pp. 750-757.
12. Mukatov B., Fishov A.: *Disintegration of power grid as part of the task of increasing functionality of electric system*. E3S Web of Conferences 25, 03009 (2017), RSES 2017, pp. 1-4.
13. Reza H.: *Power system stabilizer design based on optimal model reference adaptive system*. Ain Shams Engineering Journal, Volume 9, Issue 2, June 2018, pp. 311-318.
14. Devarapalli R., Bhattacharyya B.: *A hybrid modified grey wolf optimization-sine cosine algorithm-based power system stabilizer parameter tuning in a multimachine power system*.

Optimal Control Applications and Methods, March 2020, <https://doi.org/10.1002/oca.2591>.

15. Zheng X., Wu N., Yi J.: *Development of a Hybrid Simulation Technology to Optimize Parameters of Multiple Power System Stabilizers*. 2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), Chengdu, China, 2020, IEEE Xplore, pp. 488-492.
16. Farah A., Kahouli A., Guesmi T., Abdallah H. H.: *Dual-Input Power System Stabilizer Design via JAYA Algorithm*. 2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Yasmine Hammamet, Tunisia, 2018, pp. 744-749.
17. Kar A. S., Gurralla G.: *A Systematic Tuning Approach for Multi-Band Power System Stabilizers (PSS4B)*. 2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2020, pp. 628-633, doi: 10.1109/SPEEDAM48782.2020.9161835.
18. Kumar A., Bahjaoui A., Musunuri K. S., Biswajeet Rout B.: *Design and Tuning of Multi-Band Based Power System Stabilizer and Implementation in HYPERSIM*. 2019 20th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), pp 1-6, doi: 10.1109/ISAP48318.2019.9065952.
19. Li Z., E., Tiong T. C., Wong K. I.: *Improving Transient Stability of Diesel-Wind-Solar Hybrid Power System by using PSS*. 2019 1st International Conference on Electrical, Control and Instrumentation Engineering (ICECIE), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICECIE47765.2019.8974702.
20. Li Z., E., Tiong T. C., Wong K. I.: *Transient Stability Improvement by using PSS4C in Hybrid PV Wind Power System*, 2019 1st International Conference on Electrical, Control and Instrumentation Engineering (ICECIE), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICECIE47765.2019.8974751.
21. Paszek S.: *Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego*. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2012.
22. Paszek S., Boboń A., Berhausen S., Majka Ł., Nocoń A., Pruski, P.: *Synchronous generators and excitation systems operating in a power system. Measurements methods and modeling*, Monograph, series: Lecture Notes in Electrical Engineering, vol. 631; Springer: Cham, 2020.
23. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc.: *Program PSS/E application guide*. Siemens Power Technologies Inc.
24. Izdebski M.: *Weryfikacja wymagań odbiorczych stawianych układowi regulacji napięcia generatorów synchronicznych*, rozprawa doktorska, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk, 2019.
25. North American Electric Reliability Corporation (NERC): *Reliability Guideline Power Plant Model Verification and Testing for Synchronous Machines*, July 2018.
26. Western Electricity Coordinating Council: *WECC Power System Stabilizer Tuning Guidelines*. Available online: <http://www.wecc.biz>
27. Western Electricity Coordinating Council: *WECC Power System Stabilizer Design and Performance*. Available online: <http://www.wecc.biz>
28. IEEE Committee Report. *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems 1973, PAS-92, No. 6, pp. 1904-1915.
29. Mathworks, Inc. *Optimization Toolbox Documentation*. Available online: <https://www.mathworks.com/help/optim/index.html>
30. Yongli Z., Chengxi L., Liangzhong Y.: *A Faster Estimation Method for Electromechanical Oscillation Frequencies*. IEEE Trans. on Power Systems 2019 34(4), pp. 3280-3282.
31. Reza J., Boon-Teck O.: *Estimation of Electromechanical Modes of Power Systems by Transfer Function and Eigenfunction Analysis*. IEEE Trans. on Power Systems 2013 28(1), pp. 181 – 189.
32. Dosiek Ł., Pierre J.: *Estimating electromechanical modes and mode shapes using the multichannel ARMAX model*. IEEE Trans. on Power Systems 2013 28(2), pp. 1950 - 1959.
33. Basler M.J., Schaefer R.C.: *Understanding Power System Stability*. IEEE Trans. on Industry Applications 2008, 44(2), pp. 463-474.