

WPŁYW TRYBÓW PRACY UKŁADU UPFC NA ESTYMACJĘ STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

mgr inż. Tomasz Okoń / Politechnika Wrocławska
prof. dr hab. inż. Kazimierz Wilkosz / Politechnika Wrocławska

1. WSTĘP

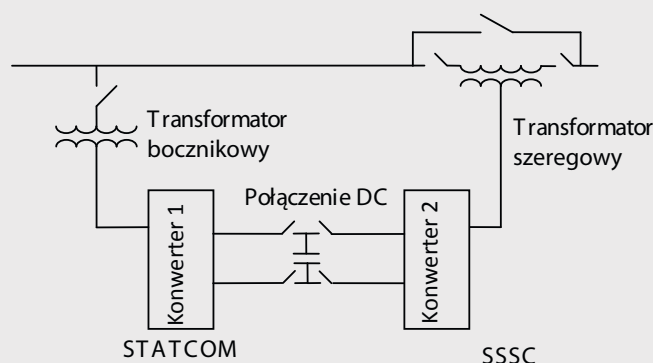
Estymacja stanu systemu elektroenergetycznego jest istotnym elementem w modelowaniu systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym [1, 2]. Na podstawie nadmiarowego zbioru informacji pomiarowej, gromadzonej z wykorzystaniem układów teletransmisji, pozwala na wyznaczenie najbardziej wiarygodnego oszacowania wektora stanu systemu elektroenergetycznego (napięć w węzłach systemu). Od estymatora stanu wymagana jest niezawodność procedury estymacyjnej, dokładność wyznaczenia wektora stanu oraz krótki czas realizacji obliczeń, zwłaszcza w sytuacjach awaryjnych.

Artykuł poświęcony jest estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, w którym pracuje jeden z układów FACTS (ang. *Flexible AC Transmission System*), którym jest UPFC (ang. *Unified Power Flow Controller*) [3]. Układy FACTS stają się istotnym elementem regulacyjnym we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Układy te pozwalają na płynne sterowanie systemem elektroenergetycznym. Szybkość działania jest ich istotną cechą.

Najbardziej zaawansowanym układem z rodziny FACTS jest układ UPFC. Układ ten rozpatrywany jest w niniejszym artykule. Układ UPFC łączy w sobie funkcje układu STATCOM (STATic COMPensator – statyczny kompensator bocznikowy) oraz SSSC (Static Synchronous Series Compensator – statyczny kompensator szeregowy). Dalej rozpatrywane będą takie tryby jego pracy, jak [4]:

- 1) praca z pełną realizacją funkcji tego układu,
- 2) praca jako układu SSSC (tryb SSSC),
- 3) praca jako układu STATCOM (tryb STATCOM),
- 4) wyłączenie tego układu.

Celem pracy jest przedstawienie wyników analizy własności estymacji stanu, która realizowana jest z uwzględnieniem modelu systemu elektroenergetycznego z układem UPFC, w różnych trybach pracy tego układu, gdy jednak informacja o trybie pracy układu UPFC nie jest uwzględniana w procedurze obliczeniowej. Własności estymacji stanu przeprowadzanej we wskazanych przypadkach są porównywane z punktu widzenia uwarunkowania estymacyjnego procesu obliczeniowego, dokładności estymacji oraz liczby iteracji, po której otrzymywany jest wynik.



Rys. 1. Schemat zastępczy układu UPFC

Streszczenie

Artykuł dotyczy estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, w którym zainstalowany jest układ UPFC. Układ UPFC może pracować w różnych trybach: pełne wykorzystanie jego funkcji, realizacja funkcji tylko układu SSSC, realizacja funkcji tylko układu STATCOM oraz całkowite wyłączenie układu. Celem artykułu jest przedstawienie wyników analizy estymacji stanu, gdy nie jest w niej

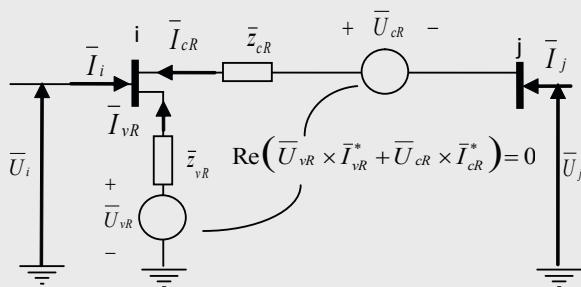
wykorzystywana informacja o aktualnym trybie pracy układu UPFC. Własności estymacji stanu przeprowadzanej we wskazanych przypadkach są porównywane z punktu widzenia uwarunkowania estymacyjnego procesu obliczeniowego, dokładności estymacji oraz liczby iteracji, po której otrzymywany jest wynik.

2. UKŁAD UPFC

Rys. 1 przedstawia schemat zastępczy układu UPFC. Układ ten składa się z dwóch konwerterów, zbudowanych z wykorzystaniem tyrystorów GTO, sprzężonych ze sobą poprzez obwód prądu stałego (połączenie DC) [4]. Gdy układ pracuje w standardowej konfiguracji, konwerter 1, wprowadzając moc bierną poprzez transformator bocznikowy, może utrzymywać zadany poziom napięcia w miejscu przyłączenia oraz wprowadzać lub pobierać moc czynną zależnie od zapotrzebowania konwertera 2. Z kolei konwerter 2, wprowadzający napięcie o regulowanym module i kącie fazowym do systemu elektroenergetycznego, daje efekt równoważny wprowadzeniu dodatkowej impedancji, która modyfikuje impedancję wzdłużną linii elektroenergetycznej, na której końcu pracuje układ UPFC.

Model układu UPFC

Rys. 2 przedstawia model układu UPFC [3]. Układ UPFC jest modelowany za pomocą źródeł napięciowych sterowanych o napięciach $\bar{U}_{vR} = U_{vR} \times e^{j\delta_{vR}}$, $\bar{U}_{cR} = U_{cR} \times e^{j\delta_{cR}}$, z którymi szeregowo połączone są impedancje, odpowiednio, $\bar{z}_{vR}$ i $\bar{z}_{cR}$. Podstawową funkcją źródła szeregowego jest sterowanie impedancją widzianą pomiędzy węzłami i oraz j . Podstawową funkcją źródła w gałęzi bocznikowej jest sterowanie napięciem w węźle i . W efekcie pracy układu UPFC następuje sterowanie napięciem w węźle i oraz przepływem mocy czynnej oraz biernej pomiędzy węzłami i oraz j . Sterowanie wspomnianymi przepływami może być realizowane niezależnie.



Rys. 2. Model układu UPFC

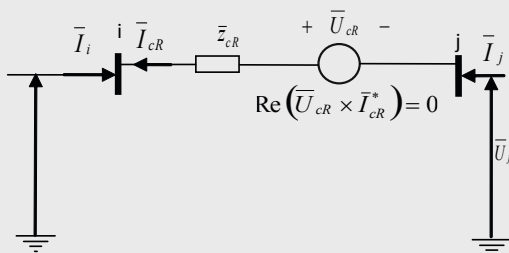
3. MODELE UKŁADÓW, KTÓRYCH FUNKCJE MOGĄ BYĆ REALIZOWANE PRZEZ UKŁAD UPFC

Model układu SSSC

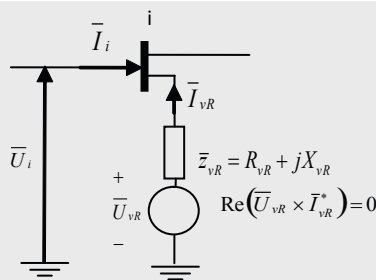
Rys. 3 prezentuje model układu SSSC, przedstawianego za pomocą sterowanego źródła napięciowego o napięciu $\bar{U}_{cR} = U_{cR} \times e^{j\delta_{cR}}$, które włączone jest szeregowo do linii elektroenergetycznej, i połączonej z nim szeregowo impedancji $\bar{z}_{cR}$ [3, 5]. Układ SSSC wprowadza do systemu napięcie o regulowanym module, które jest przesunięte w fazie o 90° w stosunku do prądu płynącego w gałęzi. Stąd też w przypadku tego układu możliwe jest sterowanie reaktancją zastępczą widzianą pomiędzy węzłami i oraz j . Reaktancja ta może być większa albo mniejsza od reaktancji wzdłużnej linii elektroenergetycznej. Układ SSSC nie daje możliwości niezależnego sterowania mocą czynną i bierną, jak to jest w przypadku układu UPFC.

Model układu STATCOM

Rys. 4 prezentuje model układu STATCOM, przedstawionego za pomocą bocznikowo włączonego do linii elektroenergetycznej sterowanego źródła napięciowego o napięciu $\bar{U}_{vR} = U_{vR} \times e^{j\delta_{vR}}$ i połączonej z nim szeregowo impedancji $\bar{z}_{vR}$ [3]. Układ STATCOM może wprowadzać tylko moc bierną do węzła i . Jeśli pominięte zostaną straty na rezystancji R_{vR} , można stwierdzić, że nie generuje on ani nie absorbuje mocy czynnej.



Rys. 3. Model układu SSSC



Rys. 4. Model układu STATCOM

4. ESTYMACJA STANU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO METODĄ NAJMNIEJSZYCH WAŻONYCH KWADRATÓW

W estymacji stanu systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem metody najmniejszych kwadratów minimalizowana jest następująca funkcja kryterialna [1, 6]:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \times \sum_{i=1}^m (z_i - h_i(\mathbf{x}))^2 / R_{ii} = \frac{1}{2} \times [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \times \mathbf{R}^{-1} \times [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1)$$

gdzie: $\mathbf{z}$ jest m -wymiarowym wektorem pomiarów; $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ jest wektorem nieliniowych funkcji wiążących wielkości mierzone z n -wymiarowym wektorem stanu $\mathbf{x}$; $\mathbf{R}$ jest macierzą diagonalną z elementami $R_{ii} = \sigma_{ii}^2$, σ_{ii}^2 jest wariancją i -tego pomiaru.

Minimalizacja funkcji (1) prowadzi do iteracyjnego rozwiązywania równań normalnych:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) \times (\mathbf{x}^{k+1} - \mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \times \mathbf{R}^{-1} \times [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)] \quad (2)$$

gdzie k oznacza numer iteracji, $\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \times \mathbf{R}^{-1} \times \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)$ jest macierzą wzmocnienia, $\mathbf{H}(\mathbf{x}^k) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}^k}$ jest

macierzą Jacobiego.

Moce węzłowe oraz przepływy mocy w rozpatrywanym systemie elektroenergetycznym są określone za pomocą wzorów:

$$P_i - jQ_i = \bar{U}_i^* \times \bar{\mathbf{Y}}_{row\ i} \times \bar{\mathbf{U}} \quad (3)$$

$$P_{ij} - jQ_{ij} = \left[-(\bar{y}_{sij} + \bar{y}_{ij}), \bar{y}_{ij} \right] \times \left[U_i^2, \bar{U}_j \times \bar{U}_i^* \right]^T \quad (4)$$

gdzie: P_i, Q_i są mocami węzłowymi, odpowiednio czynną i bierną w węźle i -tym; $\bar{\mathbf{Y}}_{row\ i}$ jest i -tym wierszem macierzy admittancji węzłowych; $\bar{\mathbf{Y}}_{row\ i} = [\bar{y}_{i1}, \bar{y}_{i2}, \dots, \bar{y}_{in}]$; $\bar{\mathbf{U}} = [\bar{U}_1, \bar{U}_2, \dots, \bar{U}_n]^T$; P_{ij}, Q_{ij} są przepływami mocy, odpowiednio czynnej i biernej w gałęzi pomiędzy węzłami i -tym oraz j -tym (gałęzi i - j) przy węźle i ; $\bar{y}_{ij}$ jest admittancją wzdłużną gałęzi i - j ; $\bar{y}_{sij}$ jest admittancją poprzeczną gałęzi i - j przy węźle i (model typu π).

Wtedy, gdy w systemie elektroenergetycznym pracuje układ UPFC, w estymacji stanu systemu elektroenergetycznego uwzględniane są następujące zależności [7]:

$$S_{ij}^* = \bar{U}_i^* \times (\bar{I}_{CR} + \bar{I}_{VR}) = \left[-(\bar{y}_{VR} + \bar{y}_{CR}), \bar{y}_{CR}, \bar{y}_{CR}, \bar{y}_{VR} \right] \times \left[U_i^2, \bar{U}_i^* \times \bar{U}_j, \bar{U}_i^* \times \bar{U}_{CR}, \bar{U}_i^* \times \bar{U}_{VR} \right]^T \quad (5)$$

$$S_{ji}^* = -\bar{U}_j^* \times \bar{I}_{CR} = \left[\bar{y}_{CR}, -\bar{y}_{CR}, -\bar{y}_{CR} \right] \times \left[\bar{U}_j^* \times \bar{U}_i, U_j^2, \bar{U}_j^* \times \bar{U}_{CR} \right]^T \quad (6)$$

oraz warunek

$$P_{bb} = \Re(\bar{S}_{VR} + \bar{S}_{CR}) = 0 \quad (7)$$

gdzie: $\bar{S}_{CR}^* = \bar{U}_{CR}^* \times \bar{I}_{CR} = \left[\bar{y}_{CR}, \bar{y}_{CR}, \bar{y}_{CR} \right] \times \left[\bar{U}_{CR}^* \times \bar{U}_i, \bar{U}_{CR}^* \times \bar{U}_j, U_{CR}^2 \right]^T$,
 $\bar{S}_{VR}^* = \bar{U}_{VR}^* \times \bar{I}_{VR} = \left[\bar{y}_{VR}, \bar{y}_{VR} \right] \times \left[\bar{U}_{VR}^* \times \bar{U}_i, U_{VR}^2 \right]^T$, $\bar{y}_{CR} = \bar{Z}_{CR}^{-1}$, $\bar{y}_{VR} = \bar{Z}_{VR}^{-1}$.

5. ROZPATRYWANE PARAMETRY ESTYMACJI STANU

Uwarunkowanie procesu obliczeniowego

Miarą uwarunkowania (miarą numerycznej niestabilności [8]) procesu obliczeniowego estymacji stanu systemu elektroenergetycznego jest wskaźnik uwarunkowania macierzy wzmocnienia $\mathbf{G}$. W niniejszej pracy jest on definiowany jako $\text{cond}(\mathbf{G}) = \lambda_M / \lambda_m$ gdzie: λ_m , λ_M są minimalnym i maksymalnym modułem wartości własnych macierzy $\mathbf{G}$. Im większy jest wskaźnik $\text{cond}(\mathbf{G})$, tym gorzej uwarunkowane jest zadanie.

Dokładność wyników estymacji stanu

W pracy do oceny dokładności wyników estymacji stanu wykorzystywany jest wskaźnik błędu oszacowania zmiennych stanu SEE (ang. *State Estimation Error*), wyznaczany jako $\text{SEE} = \text{trace}(\mathbf{G}^{-1}(\mathbf{x}))$ oraz wskaźnik błędu oszacowania wielkości mierzonych EE ($\text{EE} = \text{trace}(\mathbf{H} \times \mathbf{G}^{-1}(\mathbf{x}) \times \mathbf{H}^T)$). Im mniejsze wartości przyjmują wskaźniki SEE oraz EE, tym dokładniejsze są wyniki estymacji stanu systemu elektroenergetycznego. Należy zauważyć, że macierz $\mathbf{G}^{-1}(\mathbf{x})$ jest w istocie macierzą kowariancji zmiennych stanu, a macierz $\mathbf{H} \times \mathbf{G}^{-1}(\mathbf{x}) \times \mathbf{H}^T$ – macierzą kowariancji wielkości mierzonych [9]. Wskaźniki SEE i EE są sumami wariancji, odpowiednio zmiennych stanu oraz wielkości mierzonych.

Liczba iteracji

Liczba iteracji jest istotnym elementem charakteryzującym czas trwania obliczeń. Jest związana ze zbieżnością procesu obliczeniowego.

6. ZAŁOŻENIA DLA PRZEPROWADZANYCH ANALIZ

Analizy, których wyniki prezentowane są w artykule, przeprowadzone zostały przy następujących założeniach:

1. Rozpatrywany jest 14-węzłowy system testowy IEEE.
2. Dla każdego trybu pracy układu UPFC generowanych jest 10 rozptyłów mocy. Rozptyw mocy jest

charakteryzowany przez wskaźnik F_L , który jest definiowany jako: $F_L = \sum_{i=1}^n P_i / \sum_{i=1}^m P_i^+$, gdzie: P_i jest mocą

węzłową w węźle i , P_i^+ jest mocą dostarczaną do systemu elektroenergetycznego w węźle i .

3. Każdy rozptyw mocy jest podstawą do wygenerowania 10 zestawów danych pomiarowych. Każda dana pomiarowa obciążona jest losowym błędem o rozkładzie normalnym z zerową wartością oczekiwaną i odchyleniem standardowym σ , gdzie:
 - $\sigma = 1/3 \times [(0,001 + 0,0025) \times FS + 0,02 \times M]$ dla danych pomiarowych mocy czynnej
 - $\sigma = 1/3 \times [(0,001 + 0,005) \times FS + 0,02 \times M]$ dla danych pomiarowych mocy biernej
 - $\sigma = 1/3 \times [(0,0005 + 0,0025) \times FS + 0,003 \times M]$ dla danych pomiarowych modułu napięcia, FS jest zakresem pomiarowym, M jest zmierzoną wartością [10, 11].
4. Dla wyróżnianych trybów pracy układu UPFC obliczane są rozptywy mocy z wykorzystaniem modeli układów UPFC, SSSC oraz STATCOM bądź bez modelu któregośkolwiek z tych układów w przypadku wyłączenia układu UPFC.
5. Obliczenia estymacyjne są wykonywane z wykorzystaniem estymatora stanu systemu elektroenergetycznego, w którym zawsze uwzględniany jest model układu UPFC. Wektor stanu jest rozpatrywany w prostokątnym układzie współrzędnych.
6. Układ UPFC jest zainstalowany przy węźle 5, w gałęzi pomiędzy węzłami 4 i 5. Punkt połączenia układu UPFC oraz linii elektroenergetycznej, która w systemie testowym występuje pomiędzy węzłami 4 oraz 5, traktowany jest jako węzeł o numerze 15. Celem pracy układu UPFC jest zwiększenie wypadkowej reaktancji gałęzi pomiędzy węzłami 4 i 5 do poziomu 0,1 jw. oraz utrzymywanie napięcia w węźle 5 na poziomie 1 jw.
7. Układ UPFC w trybie SSSC zwiększa wypadkową reaktancję gałęzi pomiędzy węzłami 4 i 5 do poziomu 0,1 jw.
8. Układ UPFC w trybie STATCOM utrzymuje napięcie w węźle 5 na poziomie 1,0 jw.

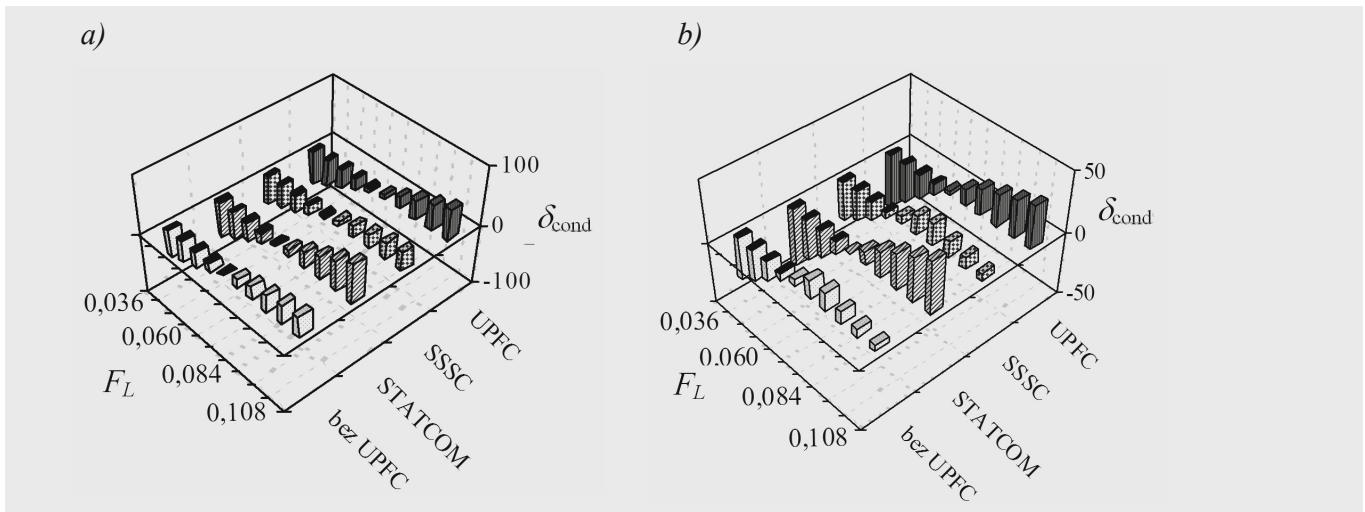
9. Rozważana jest redundancja danych pomiarowych, charakteryzowana przez współczynnik r_d , który przyjmuje wartości 1,30 (43 pomiary) oraz 3,12 (103 pomiary). Współczynnik r_d jest definiowany jako $r_d = m/(2n - 1)$.
10. Dla każdej wartości współczynnika r_d losowane jest 500 zestawów lokalizacji pomiarów.

7. WYNIKI ANALIZ

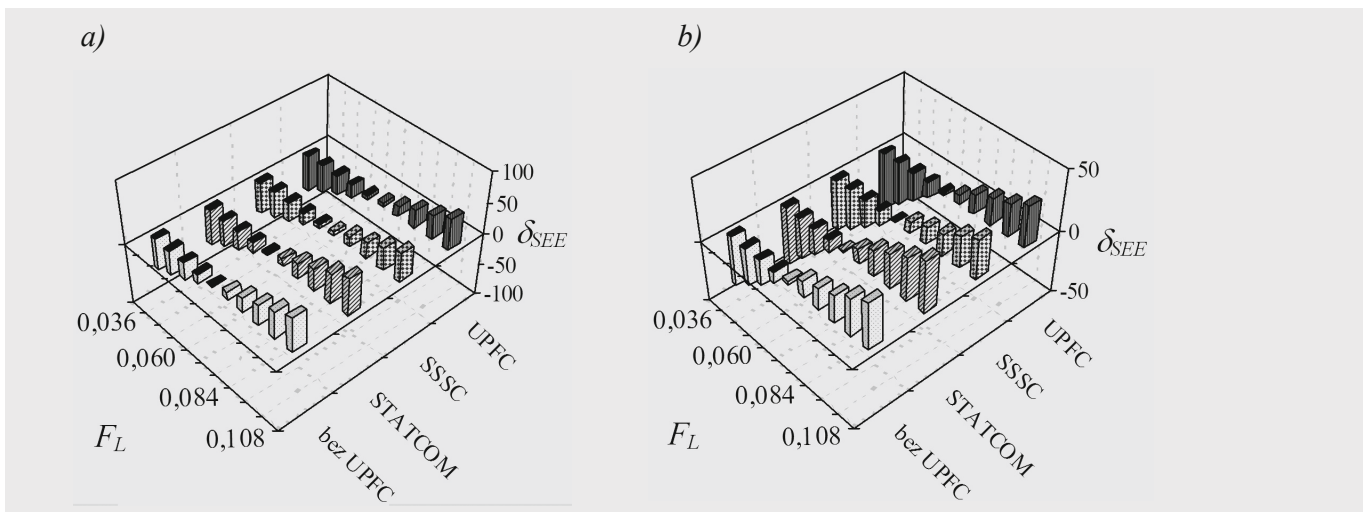
Wyniki obliczeń przedstawione są na rys. 5–8 oraz w tab. 1 i tab. 2. W przeprowadzonych analizach brane są pod uwagę względne zmiany rozpatrywanych parametrów estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, które obliczane są ze wzoru $\delta_X = (X - X_{sr})/X_{sr}$, gdzie: X jest brany pod uwagę parametrem; X_{sr} jest wartością przeciętną parametru X dla wszystkich rozpatrywanych warunków (w tym także trybów pracy układu UPFC) przeprowadzania estymacji stanu. Względna zmiana δ_X podawana jest w procentach.

Analiza względnych zmian rozpatrywanych parametrów estymacji stanu pokazuje, że na ogół dla skrajnych obciążeń systemu występują największe odchylenia od wartości średniej danego parametru. Co do wartości bezwzględnej odchylenia te przyjmują wartości nawet do kilkudziesięciu procent. Można to zaobserwować w odniesieniu do wskaźnika $\text{cond}(\mathbf{G})$. Dla przeciętnego obciążenia systemu wartości wspomnianych odchyleń są mniejsze.

Różnice pomiędzy zmianami δ_X dla różnych trybów pracy układu UPFC, wyznaczonymi dla poszczególnych obciążeń systemu, są na ogół większe niż wtedy, gdy te obciążenia nie są wyróżniane. W tym ostatnim przypad-



Rys. 5. Względna zmiana wskaźnika uwarunkowania procesu estymacyjnego dla różnych trybów pracy układu UPFC, gdy a) $r_d = 1,30$, b) $r_d = 3,12$

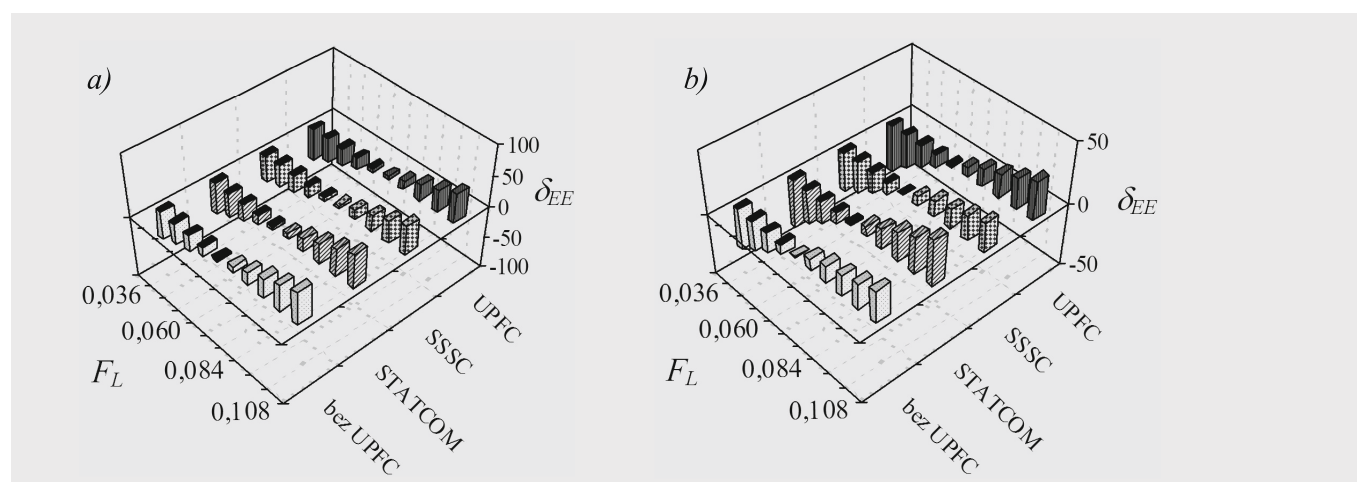


Rys. 6. Względna zmiana wskaźnika SEE (δ_{SEE}) dla różnych trybów pracy układu UPFC, gdy a) $r_d = 1,30$, b) $r_d = 3,12$

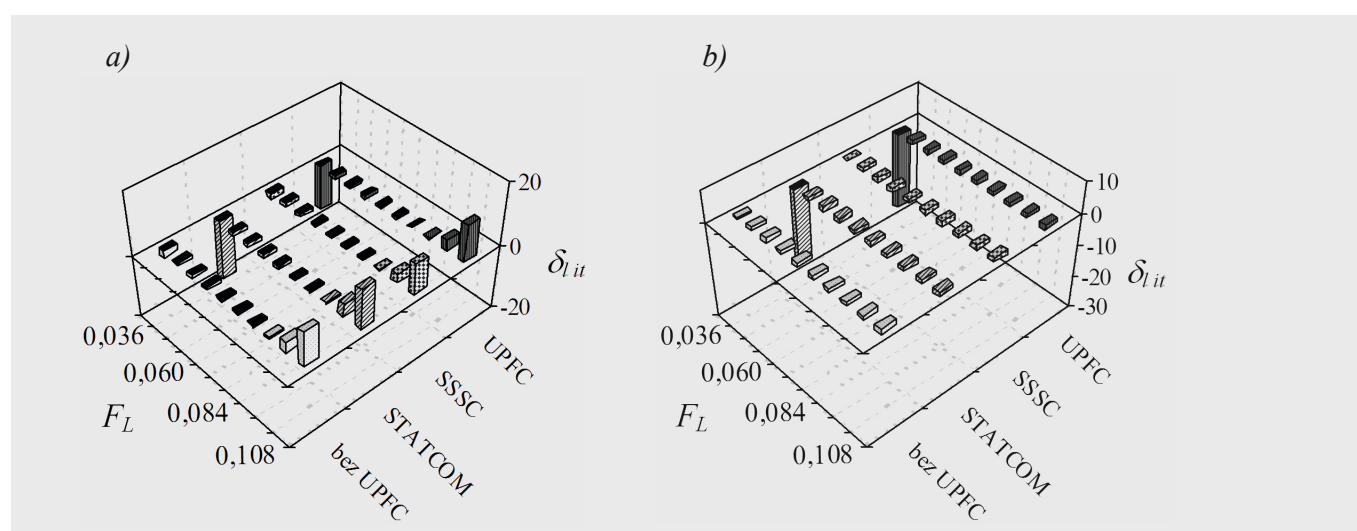
ku różnice nie przekraczają ok. 5%, podczas gdy analizując na przykład $\delta_{\text{cond}(G)}$ (δ_{cond}) dla $F_L = 0,108$ i $r_d = 3,12$, można zaobserwować różnicę równą 37,04%. Analiza δ_{SEE} bez rozróżniania obciążeń systemu daje podstawę do jednoznacznego stwierdzenia, że z punktu widzenia parametru SEE najkorzystniejsze właściwości estymacji stanu są dla trybu pracy z pełnym wykorzystaniem funkcji układu UPFC. Takiego stwierdzenia nie można podać na podstawie analizy $\delta_{\text{cond}(G)}$, δ_{EE} , δ_{lit} . Można natomiast wskazać jeszcze, że estymacja stanu dla trybu STATCOM jest najkorzystniejsza z punktu widzenia zmiany δ_{lit} bez rozróżniania obciążeń systemu.

8. UWAGI KOŃCOWE

Układ UPFC może pracować w różnych trybach. Może on w pełni realizować założone dla niego funkcje, może realizować tylko funkcje układu STATCOM, tylko funkcje układu SSSC bądź może być wyłączony. W artykule rozpatrywana jest estymacja stanu systemu elektroenergetycznego za pomocą estymatora, w którym wykorzystywany jest model układu UPFC, lecz nie jest uwzględniany aktualny tryb pracy tego układu. Analizy pozwalają zauważyć, że w zakresie rozpatrywanych warunków pracy wspomnianego estymatora nie można jednoznacznie stwierdzić, dla którego trybu pracy układu UPFC wyniki estymacji stanu mają najkorzystniejsze właściwości. Można jedynie wskazać pewne wartości wskaźnika obciążenia systemu, dla których estymacja stanu jest najkorzystniejsza dla trybu pracy układu UPFC, zakładającego pełne wykorzystywanie funkcji tego układu. Dla innych obciążeń systemu, przynajmniej dla jednego z pozostałych trybów pracy układu UPFC, własności estymacji stanu stają się korzystniejsze. Taki stan rzeczy można wyjaśnić dużą elastycznością modelu UPFC uwzględnianego w badanym estymatorze. Powstaje pytanie, czy uwzględnienie różnych trybów pracy układu UPFC w czasie estymacji stanu nie pozwoliłoby poprawić jej wyników.



Rys. 7. Względna zmiana wskaźnika EE (δ_{EE}) dla różnych trybów pracy układu UPFC, gdy a) $r_d = 1,30$, b) $r_d = 3,12$



Rys. 8. Względna zmiana liczby iteracji (δ_{lit}) w estymacji stanu dla różnych trybów pracy układu UPFC, gdy a) $r_d = 1,30$, b) $r_d = 3,12$

Tab. 1. Wartości minimalne, maksymalne oraz średnie względnych zmian wyróżnianych parametrów estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, gdy $r_d = 1,30$

Tryb pracy	$\delta_{\text{cond}(G)}$			δ_{SEE}			δ_{EE}			δ_{IH}		
	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia
bez UPFC	-46,6	35,4	0,62	-50,0	53,1	2,65	-44,0	51,2	242	-1,95	10,7	0,77
STATCOM	-61,0	63,6	2,82	-57,4	57,7	2,56	-52,1	52,9	145	-19,3	12,2	-0,82
SSSC	-47,9	30,9	-2,54	-52,0	45,0	-2,47	-45,5	44,8	-1,47	-1,97	9,45	0,53
UPFC	-58,7	51,4	-0,89	-58,1	48,4	-2,75	-51,8	45,1	-2,40	-14,5	11,4	-0,48

Tab. 2. Wartości minimalne, maksymalne oraz średnie względnych zmian wyróżnianych parametrów estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, gdy $r_d = 3,12$

Tryb pracy	$\delta_{\text{cond}(G)}$			δ_{SEE}			δ_{EE}			δ_{IH}		
	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia	min.	maks.	średnia
bez UPFC	-33,9	14,5	-2,63	-41,1	36,4	1,67	-32,5	24,8	-0,02	0,41	1,61	1,24
STATCOM	-48,1	41,7	2,01	-47,4	40,9	2,12	-39,9	35,6	1,33	-24,0	1,46	-1,23
SSSC	-33,4	17,3	-1,43	-42,7	31,2	-1,82	-33,0	23,0	-1,00	0,51	1,41	1,23
UPFC	-44,7	33,9	2,05	-48,0	33,0	-1,97	-39,1	30,4	-0,31	-24,0	1,36	-1,23

BIBLIOGRAFIA

1. Monticelli A., Electric Power System State Estimation, *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, February 2000, pp. 262–282.
2. Wu FF, Moslehi K., Bose A., Power System Control Centers: Past, Present, and Future. *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, November 2005, pp. 1890–1908.
3. Acha E., Fuerte-Esuivel C.R., Ambriz-Perez H., Angeles-Camach C., FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. Chichester, John Wiley & Sons, 2004.
4. Mehraban A.S., Edris A., Schauder C.D., Provanzana J.H., Installation, Commissioning, and Operation of the World's First UPFC on the AEP System. *International Conference on Power System Technology*, 1998, vol. 1, pp. 323–327.
5. Zhang X.P., Advanced Modeling of the Multicontrol Functional Static Synchronous Series Compensator (SSSC) in Newton Power Flow. *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, November 2003, pp. 1410–1416.
6. Schweppe F.C., Wildes J., Power System Static-State Estimation. Part I–III. *Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, January 1970, pp. 120–135.
7. Zamora E.A., Fuerte-Esquivel C.R., Static State Estimation of Power Systems Containing Series and Shunt Facts Controllers. 15th PSCC, Liege, 22–26 August 2005.
8. Gu JW., Clements K.A., Krumholz G.R., Davis P.W., The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, no. 10, October 1983, pp. 3473–3480.
9. Larson R.E., Tinney W.F., Peschon J., State Estimation in Power Systems. Part I: Theory and Feasibility. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 3, March 1970, pp. 345–352.
10. Dopazo J.F., Klitin O.A., Stagg G.W., Van Slyck L.S., State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 7, September 1970, pp. 1698–1708.
11. Dopazo J.F., Klitin O.A., Van Slyck L.S., State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements, Part II. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 91, no. 1, January 1972, pp. 145–151.