

Impact of Connections on Power System State Estimation

Authors

Tomasz Okoń
Kazimierz Wilkosz

Keywords

power system, state estimation, state vector

Abstract

Power system state estimation plays an essential role in modern computer systems in a dispatcher centre. Apart from reliability, it should have such features as: high accuracy of results, short performance time in each possible situation, i.e. it should ensure equally beneficial results for different states as well as for different connections in a power system. In the paper, the impact of power system topology on properties of state estimation is considered. To show differences of properties of state estimation for different power system topology, results of analysis for the IEEE 14-bus test system are presented. In the analysis, one takes into account the state of calculation process, the accuracy of estimation results and the number of iterations. At the end, from the point of view of power system state estimation, attention is paid to the most important consequences of a change of power system topology.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013110

1. Introduction

In modern computer systems in a dispatcher centre the estimation of the power system state plays an important role [1, 2]. Based on the redundant set of measurement information, collected with using teletransmission systems, one can determine the most reliable estimate of the power system state vector. Knowing this vector allows to monitor the power system and helps the dispatcher in the calculation of power. The desirable features of the power system state estimator are short time of calculations, high credibility of the estimation results in each possible situation. State estimation should also ensure equally beneficial results for different states, as well as for different connections in a power system.

In many papers, analysis of power system state properties are presented [3–6]. However, there is no paper that would consider the impact of changes of power system topology on the properties of this estimation. The purpose of this paper is to present results of investigations concerning the features of power system state estimation, carried out in different connections in a power system. The analysis is carried out for a 14-bus IEEE test system. That system operates as a meshed system and after appropriate switchings as a system without loops. The transition from a real meshed system into system without loops is relatively unlikely. However, the inclusion of such a transition makes it easier to see the impact of the power system topology on state estimation results. This transition is a transition between extreme connections, i.e. between an output connection system in which all closed loops are present and a connection system in which there are no closed loops.

In the comparative state estimation analyses carried out for different connections one takes into account the condition of the calculation process, the accuracy of estimation results and the number of iterations after which the result is obtained.

2. Power system state estimation using weighted least squares

Here the power system state estimation using the weighted least squares method is taken into consideration. This method assumes the minimisation of the following objective function [1, 7]:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1)$$

where: \mathbf{z} is a m -dimensional measurement vector, $\mathbf{h}(x)$ is the vector of nonlinear functions, combining measured values with the n -dimensional state vector \mathbf{x} ; \mathbf{R} is a diagonal matrix with elements $R_{ii} = \sigma_{ii}^{-2}$, σ_{ii}^{-2} is the variance of the i -th measurement.

Minimisation of function $J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]$

1) leads to an iterative solution of normal equations:

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

where: k is the iteration number, $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ is the gain matrix, $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ is the Jacobian matrix.

Matrices $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ and $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ are calculated from the following formulas:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}^k) \quad (3)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}^k) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}^k} \quad (4)$$

Power injections and power flows in the analysed system are defined by formulas [4]:

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \bar{\mathbf{Y}}_{row i} \bar{\mathbf{V}} \quad (5)$$

$$P_{ij} - jQ_{ij} = \left[-(\bar{y}_{sh ij} + \bar{y}_{ij}) \quad \bar{y}_{ij} \right] \cdot \begin{bmatrix} V_i^2 & \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i^* \end{bmatrix}^T \quad (6)$$

where:

P_i, Q_i are the bus powers, respectively, active and reactive at the i -th bus

$\bar{\mathbf{Y}}_{row i} = [\bar{y}_{i1}, \bar{y}_{i2}, \dots, \bar{y}_{in}]$ is the i -th row of the bus admittance matrix;

$\bar{\mathbf{V}} = [\bar{V}_1, \bar{V}_2, \dots, \bar{V}_n]^T$ is the vector of bus voltages

P_{ij}, Q_{ij} are power flows, respectively, active and reactive on the branch between buses i and j (i - j branch) at the bus i

\bar{y}_{ij} is the series admittance of the branch i - j ;

\bar{y}_{sij} is the shunt admittance of the branch i - j at the bus i (the π -type model).

The power system state estimation is analysed in a rectangular system of coordinates. Bus voltages are therefore analysed in the following form:

$$\bar{V}_i = e_i + jf_i \quad (7)$$

where: e_i and f_i are respectively the real and imaginary component of the voltage vector at the bus i .

The components of state vector x are real and imaginary components of voltages in system nodes.

3. Analysed properties of the power system state estimation

3.1. Conditioning of the calculation process

The measure of the calculation process conditioning, concerning the power system state estimation, is the condition number of the gain matrix \mathbf{G} [6]. In this paper, it is defined as:

$$\text{cond}(\mathbf{G}) = \lambda_M / \lambda_m \quad (8)$$

where: λ_m, λ_M are the minimum and maximum eigenvalues module of matrix \mathbf{G} .

The higher the condition number $\text{cond}(\mathbf{G})$, the worse the estimation computational process is conditioned.

3.2. Accuracy of the estimation results

There are many indices to assess the accuracy of the power system state estimation. Some of them allow assessment of the estimation results only at the method testing stage, when the actual values of parameters demonstrated in the power system are known. Other indices to assess the accuracy of state estimation do not require knowledge of actual values listed above and can be used when working online.

To assess the accuracy of the power system state estimation, the index J_e/J_m [8] is used along with SEE (State Estimation Error) [9] which is a trace of the error covariance matrix, having impact on the designated state variables as follows:

$$J_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (9)$$

$$J_e = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(\hat{z}_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (10)$$

$$SEE = \text{tr}(\mathbf{G}^{-1}) \quad (11)$$

where: z_i, \hat{z}_i, z_i^r are, respectively, the measured, the estimated and the actual value of the i -th measured quantity.

J_m is a global measure of the difference between the measured and the actual values. J_e is in turn a global measure of the differences between the estimated and actual values of measured parameters. If $J_e/J_m < 1$, the estimation results are more accurate than measurements.

The index: J_e/J_m may only be used for testing the estimation method, when the actual values of the measured parameters are known. Apart from this, the index: J_e/J_m is calculated only for measured values. It can happen, especially at a low redundancy, that the index: J_e/J_m is less than 1, but estimated values of non-measured parameters are affected by unacceptable errors.

The SEE index can be used during the work of the estimator. The smaller the values of SEE are, the lower the expected errors in the results of power system state estimation.

3.3. The number of iterations

The number of iterations is regarded as a duration measure for the estimation procedure.

4. Assumption for the performed analysis

- Calculations are performed for a 14-bus IEEE test system [10] in which the following modifications were made:
 - active power generated at bus 2 has been increased from 0.4 to 1.4 p.u.
 - the boundary bus reactive powers at PV buses were changed; at all buses except for bus 2, the power base values were multiplied by a factor of 2, while at bus 2 restrictions were adopted: $Q_{min} = -1$ p.u. and $Q_{max} = 1$ p.u.
- In order to change the connections in the test system to have, instead of the closed loop system, a possibility to analyse a radial system, the following branches are turned off: 1–2, 2–3, 2–5, 4–9, 10–11, 12–13, 13–14. Branch marking is done according to the principle: bus number 1 – bus number 2, where bus number 1 and bus number 2 are the numbers of terminal buses of the branch.
- For both analysed connections in the analysed test system, nine power flows are generated. A given power flow for bus powers is obtained by multiplying the bus power of the base case by a factor α . The factor α varies in increments of 0.1, within the range of 0.5–1.3.

4. Each power flow is the basis for generating 1,000 measurement series, affected by random errors with normal distributions, with zero expected values and standard deviations determined by the following formulas:

- For active power

$$\sigma = 1/3 [(0.001 + 0.0025)FS + 0.02M] \quad (12)$$

- For reactive power

$$\sigma = 1/3 [(0.001 + 0.005)FS + 0.02M] \quad (13)$$

- For voltage module

$$\sigma = 1/3 [(0.0005 + 0.0025)FS + 0.003M] \quad (14)$$

where:

FS is the measuring range, and M is the measured value module [11, 12].

5. In the test system, bus 7 is the bus with zero bus power. In measurements of bus power at this bus, it is assumed that $\sigma = 0.0001$.

6. Adopted measurement ranges of measured values are given in Tab. 1. The measuring ranges of limb power flow are the same for both ends of a respective branch.

7. The measurement range of the measured value does not change when the connections in the test system are changed.

8. The following variants of measurement placement are considered:

- Variant 1 – only voltages and bus powers are measured
- Variant 2 – there are measured voltages, bus powers, and power flows at both branch ends, which are switched on in both versions of the analysed connections in the test system
- Variant 3 (only for the test system operating in a basic arrangement) – voltages and bus powers are measured, as well as power flows at both ends of all branches.

Variant 3 of the connection arrangement is treated as a reference variant.

5. Results of analyses

Fig. 1–3 shows the analysed indices for Variant 3 measurement placement.

The calculation results clearly show that the values of: $cond(x)$, J/J_m and SEE change along with changes of the power system load. The indices: $cond(x)$ and SEE increase as the coefficient α increases. When the factor α increases, the index J/J_m initially decreases, for $\alpha = 0.7$ it has a minimum, and then increases; however, not reaching the highest value adopted for the lowest value of the factor α .

The results of calculations performed for Variants 1 and 2 of the measurement placement are presented in Fig. 4–9. In these figures, there are shown the relative differences of the analysed index for the considered variant and Variant 3 of measurement placement, defined by the formula:

Measurement	FS jw	Measurement	FS jw	Measurement	FS jw
P_1/Q_1	3/1	P_{13}/Q_{13}	1/1	$P_{6,11}/Q_{6,11}$	1/1
P_2/Q_2	2/1	P_{14}/Q_{14}	1/1	$P_{6,12}/Q_{6,12}$	1/1
P_3/Q_3	2/1	$P_{1,2}/Q_{1,2}$	3/1	$P_{6,13}/Q_{6,13}$	1/1
P_4/Q_4	1/1	$P_{1,5}/Q_{1,5}$	1/1	$P_{7,8}/Q_{7,8}$	1/1
P_5/Q_5	1/1	$P_{2,3}/Q_{2,3}$	1/1	$P_{7,9}/Q_{7,9}$	1/1
P_6/Q_6	1/1	$P_{2,4}/Q_{2,4}$	2/1	$P_{9,10}/Q_{9,10}$	1/1
P_7/Q_7	0/0	$P_{2,5}/Q_{2,5}$	1/1	$P_{9,14}/Q_{9,14}$	1/1
P_8/Q_8	1/1	$P_{3,4}/Q_{3,4}$	2/1	$P_{10,11}/Q_{10,11}$	1/1
P_9/Q_9	1/1	$P_{4,5}/Q_{4,5}$	2/1	$P_{12,13}/Q_{12,13}$	1/1
P_{10}/Q_{10}	1/1	$P_{4,7}/Q_{4,7}$	1/1	$P_{13,14}/Q_{13,14}$	1/1
P_{11}/Q_{11}	1/1	$P_{4,9}/Q_{4,9}$	1/1		
P_{12}/Q_{12}	1/1	$P_{5,6}/Q_{5,6}$	1/1		

Tab. 1. Adopted measurement ranges for bus and limb powers

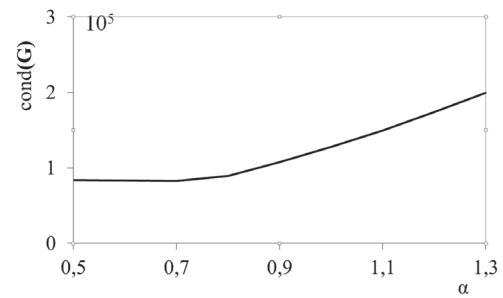


Fig. 1. The condition number as a function of in the system load for Variant 3 of measurement placement

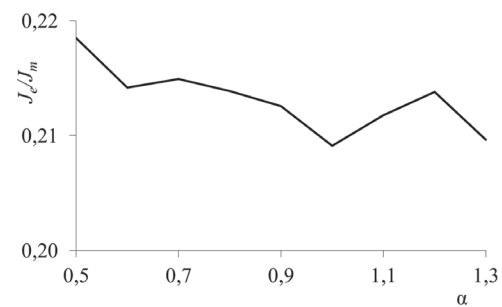


Fig. 2. The index J_e/J_m as a function of in the system load for Variant 3 of measurement placement

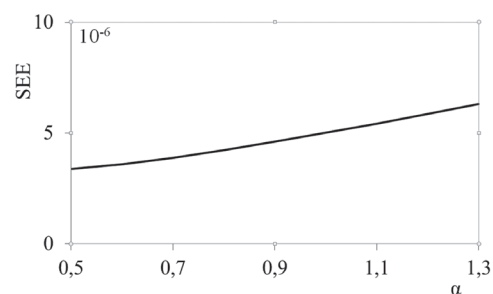


Fig. 3. The index SEE as a function of in the system load for Variant 3 of measurement placement

$$\delta = \frac{W - W_{variant3}}{W_{variant3}} \cdot 100\% \quad (15)$$

where: w is the considered index for Variant 1 and Variant 2 (cond(G) J_e/J_m SEE), $w_{variant3}$ is the appropriate index of cond(G), J_e/J_m SEE for Variant 3.

In Fig. 4 and 5, the results of calculation of the condition number the condition number of the state estimation for the meshed system is much lower than for the radial system. This is independent of measurement data redundancy. It should be noted that with a smaller data redundancy, i.e. for Variant 1, the index $\delta_{cond(G)}$

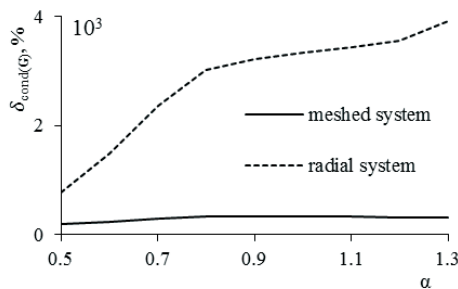


Fig. 4. Relative difference of the condition number for Variant 1 and 3 of measurement placement ($\delta_{cond}(G)$) as a function of the system load

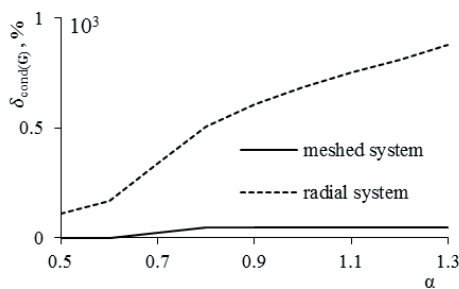


Fig. 5. Relative difference of the condition number for Variant 2 and 3 of measurement placement ($\delta_{cond}(G)$) as a function of the system load

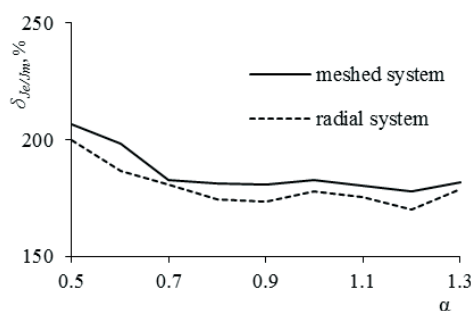


Fig. 6. Relative difference of the index J_e/J_m for Variant 1 and 3 of measurement placement (δ_{J_e/J_m}) as a function of the system load

is greater than for Variant 2, regardless of the connection system. Fig. 6 and 7 show the results of calculations for the index J_e/J_m . Generally, with this index for Variant 1, more accurate estimation

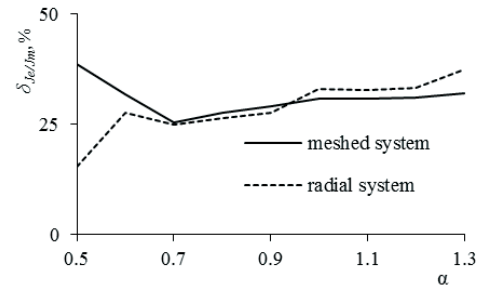


Fig. 7. Relative difference of the index J_e/J_m for Variant 2 and 3 of measurement placement (δ_{J_e/J_m}) as a function of the system load

results are obtained for the radial system. For Variant 2, for sufficiently large loads (the factor $\alpha > 0.9$), more accurate estimation results are obtained for the meshed system. It should be noted that in the discussed calculations, the differences between the radial and meshed system are not large. The accuracy of the estimation results determined with the index J_e/J_m for Variant 1 in relation to Variant 3 is lower by about 150–200%, while for the Variant 2 by approximately 20–30%.

Fig. 8 and 9 show the results of calculations for the index SSE. According to this index, the expected error in the estimation of the state vector is much smaller for the meshed system. The index SEE for the radial system for Variant 1 is greater than its value for Variant 3, by even up to about 2000%, while for the meshed system the difference does not exceed 200%.

6. Conclusions

The analyses carried out show that generally state estimation indices are worse for the radial power system than for the meshed one. This is due to a smaller number of links between nodes. Only the index J_e/J_m has better values for the radial power

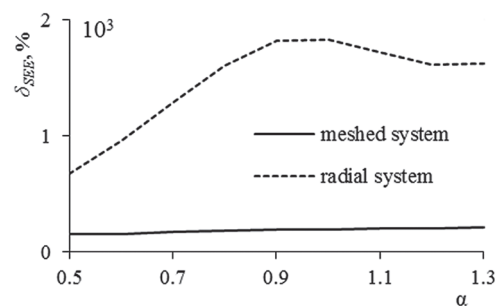


Fig. 8. The relative difference of the SEE index for Variant 1 and 3 of measurement placement (δ_{SEE}) as a function of the system load

system than for the meshed one. This is a consequence of the fact that measurement ranges of measuring systems are the same for both connections, while power flows are much smaller for the meshed system. Therefore, relative measurement errors are greater for the meshed system than for the radial one. The calculation results, which are presented in the paper, allow observing that the differences between the values of the index J_e/J_m for the radial system and the meshed one system are relatively small

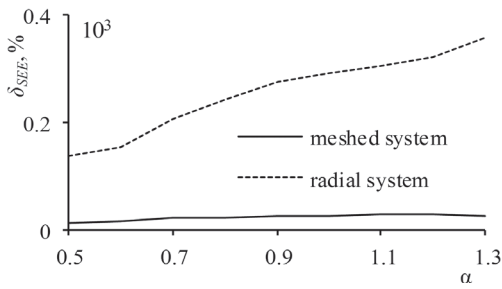


Fig. 9. The relative difference in of the SEE index for Variant 2 and 3 of measurement placement (δ_{SEE}) as a function of the system load

Branch number	Bus		Branch parameters			
	i	j	R_{ij} pu	X_{ij} pu	B_{ij} pu	$t_{m,ij}$
1	1	2	0.01938	0.05917	0.0528	1
2	1	5	0.05403	0.22304	0.0492	1
3	2	3	0.04699	0.19797	0.0438	1
4	2	4	0.05811	0.17632	0.0374	1
5	2	5	0.05695	0.17388	0.0340	1
6	3	4	0.06701	0.17103	0.0346	1
7	4	5	0.01335	0.04211	0.0128	1
8	4	7	0	0.20912	0	0.978
9	4	9	0	0.55618	0	0.969
10	5	6	0	0.25202	0	0.932
11	6	11	0.09498	0.19890	0	1
12	6	12	0.12291	0.25581	0	1
13	6	13	0.06615	0.13027	0	1
14	7	8	0	0.17615	0	1
15	7	9	0	0.11001	0	1
16	9	10	0.03181	0.08450	0	1
17	9	14	0.12711	0.27038	0	1
18	10	11	0.08205	0.19207	0	1
19	12	13	0.22092	0.19988	0	1
20	13	14	0.17093	0.34802	0	1

i, j – number of buses, R_{ij}, X_{ij}, B_{ij} – parameters of π four-terminal network, which is used to model limbs $i-j$, $t_{m,ij}$ – transformer ratio in limb $i-j$

Tab. 2. Branch parameters of the test system

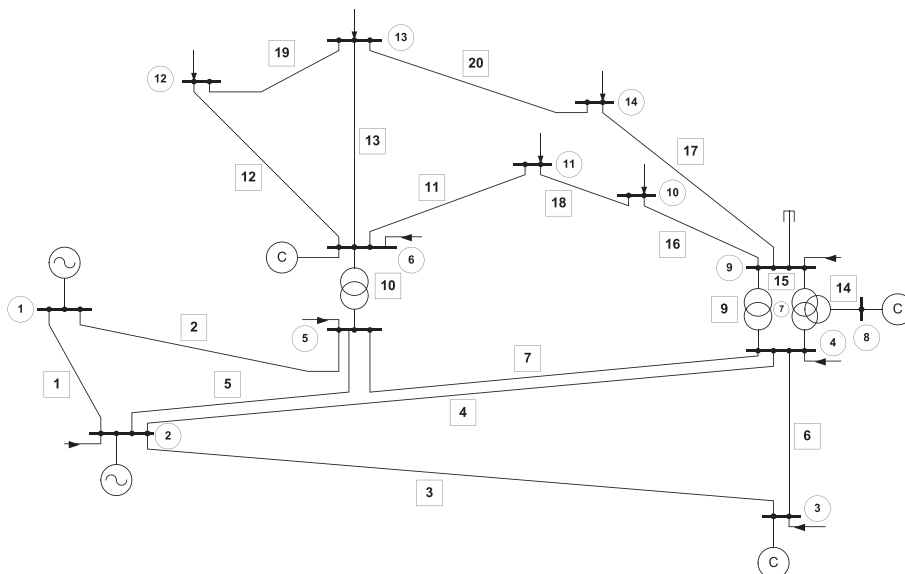


Fig. 10. Analysed 14-bus IEEE test system

i	type	V_i pu	$P_{gen,i}$ pu	$Q_{gen,i}$ pu	$P_{abc,i}$ pu	$Q_{abc,i}$ pu	$Q_{i,min}$ pu	$Q_{i,max}$ pu
1	δV	1.060					-2.50	2.50
2	PV	1.045	1.4		0.217	0.127	-1.00	1.00
3	PV	1.010	0.0		0.942	0.190	0.00	0.08
4	PQ	1.016	0.0	0.0	0.478	-0.039		
5	PQ	1.000	0.0	0.0	0.076	0.016		
6	PV	1.070	0.0	0.0	0.112	0.075	-0.12	0.48
7	PQ	1.060	0.0	0.0	0.0	0.0		
8	PV	1.090	0.0		0.0	0.0	-0.12	0.48
9	PQ	1.054	0.0		0.295	0.166		
10	PQ	1.049	0.0	0.0	0.090	0.058		
11	PQ	1.056	0.0	0.0	0.035	0.018		
12	PQ	1.055	0.0	0.0	0.061	0.016		
13	PQ	1.050	0.0	0.0	0.135	0.058		
14	PQ	1.034	0.0	0.0	0.149	0.050		

i – bus number, V_i – voltage module at bus i ; $P_{gen,i}, Q_{gen,i}$ – powers, respectively, active and reactive, generated at bus i ; $P_{abc,i}$ and $Q_{abc,i}$ – powers, respectively active and reactive, received at bus i ; $Q_{i,min}, Q_{i,max}$ – reactive powers, respectively, minimum and maximum at bus i

Tab. 3. Bus data of the test system

(typically, these are below 10%) compared to the differences between the values of the indices $cond(\mathbf{G})$, and SEE. The indices $cond(\mathbf{G})$ and SEE are much smaller for the state estimation for the meshed system than for the radial one. The values of the index $cond(\mathbf{G})$ for the radial system in Variant 1 vary between 3 and approximately 9.7, and in Variant 2 they are between approximately 2 and approximately 6.7 times higher than the value in the meshed system. The values of the index SEE for the radial system in Variant 1 are between approximately 3 and 5.6, and in Variant 2 approximately 2 to 3.6 times higher than values of this index for the meshed system.

The number of iterations in the case of state estimation for the radial power system is greater than for the meshed system. An average, it is equal to about 5 iterations, while for the meshed system it is around 4.

REFERENCES

1. Monticelli A., Electric Power System State Estimation, Proceedings of the IEEE 2002, No. 2 (88), pp. 262–282.
 2. Wu F.F., Moslehi K., Bose A., Power System Control Centers: Past, Present, and Future, Proceedings of the IEEE 2005, No. 11 (93), pp. 1890–1908.
 3. Okoń T., Wilkosz K., WLS state estimation in polar and rectangular coordinate systems for power system with UPFC: significance of types of measurements, Modern Electric Power Systems, MEPS, September 2010, pp. 1–6.
 4. Okoń T., Wilkosz K., Weighted-least-squares power system state estimation in different coordinate systems, Przegląd Elektrotechniczny 2010, No. 11 (86), pp. 54–58.
 5. Okoń T., Wilkosz K., Influence of UPFC device on power system state estimation, IEEE PES Trondheim PowerTech, June 2011, pp. 1–8.
 6. Gu J.W. et al., The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems 1983, No. 10 (102), pp. 3473–3480.
 7. Schweppe F.C., Wildes J., Power System Static State Estimation, Part I–III, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems 1970, No. 1 (89), pp. 120–135.
 8. Jegatheesan R., Duraiswamy K., AC, Multi-terminal DC power system state estimation – a sequential approach, Elec. Machines and Power Systems 1987, No. 12, pp. 27–42.
 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 1970, No. 3 (89), pp. 345–352.
 10. www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html.
 11. Dopazo J.F. et al., State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems 1970, No. 7 (89), pp. 1698–1708.
 12. 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 1972, No. 1 (91), pp. 145–151.
-

Calculations presented in the paper were performed using a 14-bus IEEE test system whose diagram is shown in Fig. 10. Tab. 2 contains parameters of the test system branches, and Tab. 3 contains system bus data.

Tomasz Okoń

Wrocław University of Technology
e-mail: Tomasz.Okon@pwr.wroc.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology. PhD degree awarded at the Institute of Electrical Power at the University of Technology. Member of IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). He is interested in modelling of power systems, in particular, in the estimation of power system state.

Kazimierz Wilkosz

Wrocław University of Technology
e-mail: Kazimierz.Wilkosz@pwr.wroc.pl

Associated as a scientist with Wrocław University of Technology. Member of SEP, CIGRE, IEEE, scientific secretary of the Electrical Power Systems Section in the Committee for Electrotechnical Sciences at PAN.

Member of scientific committees at numerous national and international conferences. Reviewer of papers submitted to specialist journals (including IEEE Transactions on Power Delivery, The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering), as well as to conferences (including PSCC, ICHQP, EPQU). His scientific interests and teaching activities focus on analyses of power systems and applications of information technology in power engineering.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 114–119. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ układu połączeń na estymację stanu systemu elektroenergetycznego

Autorzy

Tomasz Okoń
Kazimierz Wilkosz

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, estymacja stanu, wektor stanu

Streszczenie

Estymacja stanu systemu elektroenergetycznego odgrywa istotną rolę we współczesnych systemach komputerowych dyspozycji mocy. Oprócz niezawodności powinna ona posiadać takie cechy, jak: wysoka dokładność wyników, krótki czas realizacji w każdej możliwej sytuacji, tj. winna zapewnić równie korzystne wyniki dla różnych stanów, jak również dla różnych układów połączenia w systemie. W artykule rozpatrywany jest wpływ układu połączeń w systemie na właściwości estymacji stanu. W celu pokazania różnic właściwości estymacji stanu dla różnych układów połączeń przedstawiono wyniki analiz dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE. W analizach zwrócono uwagę na uwarunkowanie procesu obliczeniowego, dokładność wyników estymacji oraz liczbę iteracji, po której otrzymywany jest wynik. W zakończeniu artykułu zwrócono uwagę na najważniejsze konsekwencje zmiany układu połączeń systemu, z punktu widzenia estymacji stanu systemu elektroenergetycznego.

1. Wstęp

We współczesnych systemach komputerowych dyspozycji mocy estymacja stanu systemu elektroenergetycznego odgrywa istotną rolę [1, 2]. Na podstawie gromadzonego z wykorzystaniem układów teletransmisji nadmiarowego zbioru informacji pomiarowej pozwala ona wyznaczyć najbardziej wiarygodne oszacowanie wektora stanu systemu elektroenergetycznego. Znajomość tego wektora jest wykorzystywana na potrzeby monitorowania systemu elektroenergetycznego oraz do kolejnych obliczeń wspomagających dyspozytora mocy. Obliczeniom estymacyjnym stawiane są wymagania wysokiej dokładności wyników otrzymywanych w możliwie najkrótszym czasie, w każdej możliwej sytuacji. Estymacja stanu winna zapewnić równie korzystne wyniki dla różnych stanów, jak również dla różnych układów połączeń.

W wielu pracach podawane są wyniki analizy własności estymacji stanu systemu elektroenergetycznego [3–6]. Jednak nie ma pracy, w której rozpatrywany byłby wpływ zmiany układu połączeń systemu na własności tej estymacji. Celem tego artykułu jest przedstawienie wyników badań dotyczących właściwości estymacji stanu systemu elektroenergetycznego, realizowanej dla różnych układów połączeń. Analiza przeprowadzana jest dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE. Rozpatrywana jest praca tego systemu w układzie zamkniętym oraz po takich wyłączeniach, że nie ma w nim żadnego oczka. Przejdzie rzeczywistego systemu od pracy w układzie zamkniętym do pracy w układzie połączeń, w którym nie ma oczek, jest stosunkowo mało prawdopodobne. Niemniej uwzględnienie takiego przejścia pozwala łatwiej zauważyć wpływ układu połączeń w systemie na wyniki estymacji stanu. Wskazane przejście jest bowiem przejściem pomiędzy skrajnymi przypadkami połączeń, tj. pomiędzy wyjściowym układem połączeń, w którym występują

wszystkie istniejące w systemie oczka, oraz układem połączeń, w którym nie ma żadnego oczka.

Analizy porównawcze estymacji stanu dla różnych układów połączeń obejmują uwarunkowanie procesu obliczeniowego, dokładność wyników estymacji oraz liczbę iteracji, po której otrzymywany jest wynik.

2. Estymacja stanu systemu elektroenergetycznego metodą najmniejszych ważonych kwadratów

Brana jest pod uwagę estymacja stanu systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem metody najmniejszych ważonych kwadratów. Metoda ta zakłada minimalizację następującej funkcji celu [1, 7]:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (1)$$

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)

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]$$

proceedzi do iteracyjnego rozwiązywania równań normalnych:

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

gdzie:

k oznacza numer iteracji, $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ jest macierzą wzmocnienia, $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ jest macierzą Jacobiego.

Macierze $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ oraz $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ obliczane są ze wzorów:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}^k) \quad (3)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}^k) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)}{\partial \mathbf{x}^k} \quad (4)$$

Moce węzłowe oraz przepływy mocy w rozpatrywanym systemie elektroenergetycznym są określone za pomocą wzorów [4]:

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \bar{\mathbf{Y}}_{row i} \bar{\mathbf{V}} \quad (5)$$

$$P_{ij} - jQ_{ij} = \left[-(\bar{y}_{sh ij} + \bar{y}_{ij}) \quad \bar{y}_{ij} \right] \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_i^2 & \bar{V}_j \cdot \bar{V}_i^* \end{bmatrix}^T \quad (6)$$

gdzie:

P_i , Q_i są mocami węzłowymi, odpowiednio, czynną i bierną w i -tym węźle;
 $\bar{\mathbf{Y}}_{row i} = [\bar{y}_{i1}, \bar{y}_{i2}, \dots, \bar{y}_{in}]$ jest i -tym wierszem macierzy admittancji węzłowych;
 $\bar{\mathbf{V}} = [\bar{V}_1, \bar{V}_2, \dots, \bar{V}_n]^T$ jest wektorem napięć węzłowych;

P_{ij} , Q_{ij} są przepływami mocy, odpowiednio czynnej i biernej, w gałęzi pomiędzy węzłami i oraz j (gałęzi i - j) przy węźle i ;

\bar{y}_{ij} jest admittancją wzdłużną gałęzi i - j ;
 $\bar{y}_{sh ij}$ jest admittancją poprzeczną gałęzi i - j przy węźle i (model typu π).

Rozpatrywana jest estymacja stanu systemu elektroenergetycznego w prostokątnym układzie współrzędnych. Napięcia węzłowe są więc rozpatrywane w następującej postaci:

$$\bar{V}_i = e_i + jf_i \quad (7)$$

gdzie:

e_i oraz f_i są, odpowiednio, częścią rzeczywistą i urojoną napięcia w węźle i .

Elementami wektora stanu \mathbf{x} są składowe rzeczywiste i urojone napięcia w węzłach systemu.

3. Rozpatrywane własności estymacji stanu systemu elektroenergetycznego

3.1. Uwarunkowanie procesu obliczeniowego

Miarą uwarunkowania procesu obliczeniowego estymacji stanu systemu elektroenergetycznego jest wskaźnik uwarunkowania macierzy wzmocnienia \mathbf{G} [6]. W niniejszej pracy jest on definiowany jako:

$$\text{cond}(\mathbf{G}) = \lambda_M / \lambda_m \quad (8)$$

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 uwarunkowany jest estymacyjny proces obliczeniowy.

3.2. Dokładność wyników estymacji stanu

Istnieje wiele wskaźników oceny dokładności estymacji stanu systemu elektroenergetycznego. Część z nich pozwala ocenić wyniki estymacji tylko na etapie testowania metody, kiedy wartości rzeczywiste wyróżnianych w systemie elektroenergetycznym wielkości są znane. Inne wskaźniki oceny dokładności estymacji stanu nie wymagają znajomości wymienionych wcześniej wartości rzeczywistych i mogą być wykorzystane w trakcie pracy online.

Do oceny dokładności estymacji stanu systemu elektroenergetycznego wykorzystywany jest wskaźnik J_e/J_m [8] oraz będący śladem macierzy kowariancji błędów obciążających wyznaczone zmienne stanu wskaźnik SEE (ang. *State Estimation Error*) [9], przy czym:

$$J_m = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (9)$$

$$J_e = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(\hat{z}_i - z_i^r)^2}{\sigma_i^2} \quad (10)$$

$$\text{SEE} = \text{tr}(\mathbf{G}^{-1}) \quad (11)$$

gdzie:

z_p, \hat{z}_p, z_i^r są, odpowiednio, wartością mierzoną, estymowaną i rzeczywistą i -tej wielkości mierzonej.

J_m jest globalną miarą różnic między wartościami mierzonymi oraz rzeczywistymi mierzonych wielkości. J_e jest z kolei globalną miarą różnic między wartościami estymowanymi oraz rzeczywistymi mierzonych wielkości. Jeśli $J_e / J_m < 1$, wyniki estymacji są dokładniejsze od pomiarów.

Wskaźnik: J_e / J_m może być wykorzystany tylko podczas testowania metody estymacyjnej, gdy znane są wartości rzeczywiste mierzonych wielkości. Poza tym wskaźnik: J_e / J_m jest obliczany tylko dla mierzonych wielkości. Może się zdarzyć, zwłaszcza przy małej redundancji, że wskaźnik: J_e / J_m jest mniejszy od 1, ale estymowane wartości niemierzonych wielkości obciążone są nieakceptowalnymi błędami.

Wskaźnik SEE może zostać użyty w trakcie pracy estymatora. Im mniejsze są wartości wskaźnika SEE, tym mniejsze

są spodziewane błędy wyników estymacji stanu systemu elektroenergetycznego.

3.3. Liczba iteracji

Liczba iteracji jest traktowana jako miara długości czasu realizacji estymacji.

4. Założenia dla przeprowadzanych analiz

1. Obliczenia wykonywane są dla 14-węzłowego systemu testowego IEEE [10], w którym dokonane zostały następujące modyfikacje:

a) zwiększona została moc czynna generowana w węźle 2 z 0,4 na 1,4 jw.

b) zmienione zostały graniczne węzłowe moce bierne w węzłach typu PV; we wszystkich węzłach za wyjątkiem węzła 2 wartości bazowe tych mocy zostały pomnożone przez współczynnik 2, natomiast w węźle 2 przyjęte zostały ograniczenia: $Q_{\min} = -1$ jw oraz $Q_{\max} = 1$ jw.

2. W celu dokonania zmiany układu połączeń w systemie testowym i w efekcie, żeby zamiast systemu oczkowego mieć możliwość rozpatrywania systemu promieniowego, wyłączone są gałęzie: 1–2, 2–3, 2–5, 4–9, 10–11, 12–13, 13–14. Oznaczenie gałęzi tworzone jest według zasady: numer węzła 1 – numer węzła 2, gdzie numer węzła 1, numer węzła 2 są numerami węzłów końcowych gałęzi.

3. Dla obu branych pod uwagę układów połączeń badanego systemu testowego generowanych jest 9 rozplywów mocy. Dany rozplyw mocy otrzymywany jest dla mocy węzłowych ustalonych w wyniku pomnożenia mocy węzłowych przyładku bazowego przez współczynnik α . Współczynnik α zmienia się z krokiem 0,1 w granicach 0,5–1,3.

4. Każdy rozplyw mocy jest podstawą do wygenerowania 1000 zestawów pomiarów obciążonych losowymi błędami o rozkładach normalnych z zerowymi wartościami oczekiwanymi i odchyleniami standardowymi wyznaczanymi ze wzorów:

$$\sigma = 1/3 \left[(0.001 + 0.0025)FS + 0.02M \right] \quad (12)$$

• dla mocy biernej,

$$\sigma = 1/3 \left[(0.001 + 0.005)FS + 0.02M \right] \quad (13)$$

• dla modułu napięcia,

$$\sigma = 1/3 \left[(0.0005 + 0.0025)FS + 0.003M \right] \quad (14)$$

gdzie:

FS jest zakresem pomiarowym, M jest z modułem zmierzonej wartości [11, 12].

5. W systemie testowym węzeł 7 jest węzłem o zerowej mocy węzłowej. Dla pomiarów mocy węzłowej w tym węźle przyjmowane jest, że $\sigma = 0,0001$.

6. Przyjęte zakresy pomiarowe wielkości mierzonych podane są w tab. 1. Zakresy pomiarowe mocy gałęziowych są identyczne dla obu końców poszczególnych gałęzi.

7. Zakres pomiarowy wielkości mierzonej nie zmienia się po zmianie układu połączeń w systemie testowym.

8. Rozważane są następujące warianty lokalizacji pomiarów:

- Wariant 1 – mierzone są tylko napięcia i moce węzłowe
- Wariant 2 – mierzone są napięcia i moce węzłowe oraz przepływy mocy na obu końcach gałęzi, które są włączone w obu rozważanych wersjach układu połączeń systemu testowego

Pomiar	FS jw	Pomiar	FS jw	Pomiar	FS jw
P_1/Q_1	3/1	P_{13}/Q_{13}	1/1	$P_{6,11}/Q_{6,11}$	1/1
P_2/Q_2	2/1	P_{14}/Q_{14}	1/1	$P_{6,12}/Q_{6,12}$	1/1
P_3/Q_3	2/1	$P_{1,2}/Q_{1,2}$	3/1	$P_{6,13}/Q_{6,13}$	1/1
P_4/Q_4	1/1	$P_{1,5}/Q_{1,5}$	1/1	$P_{7,8}/Q_{7,8}$	1/1
P_5/Q_5	1/1	$P_{2,3}/Q_{2,3}$	1/1	$P_{7,9}/Q_{7,9}$	1/1
P_6/Q_6	1/1	$P_{2,4}/Q_{2,4}$	2/1	$P_{9,10}/Q_{9,10}$	1/1
P_7/Q_7	0/0	$P_{2,5}/Q_{2,5}$	1/1	$P_{9,14}/Q_{9,14}$	1/1
P_8/Q_8	1/1	$P_{3,4}/Q_{3,4}$	2/1	$P_{10,11}/Q_{10,11}$	1/1
P_9/Q_9	1/1	$P_{4,5}/Q_{4,5}$	2/1	$P_{12,13}/Q_{12,13}$	1/1
P_{10}/Q_{10}	1/1	$P_{4,7}/Q_{4,7}$	1/1	$P_{13,14}/Q_{13,14}$	1/1
P_{11}/Q_{11}	1/1	$P_{4,9}/Q_{4,9}$	1/1		
P_{12}/Q_{12}	1/1	$P_{5,6}/Q_{5,6}$	1/1		

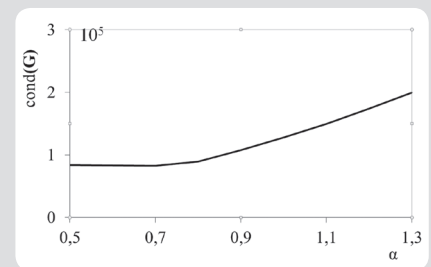
Tab. 1. Przyjęte zakresy pomiarowe mocy węzłowych i gałęziowych

- Wariant 3 (tylko dla systemu testowego pracującego w układzie bazowym) – mierzone są napięcia i moce węzłowe oraz przepływy mocy na obu końcach wszystkich gałęzi.
- Wariant 3 układu połączeń traktowany jest jako wariant odniesienia.

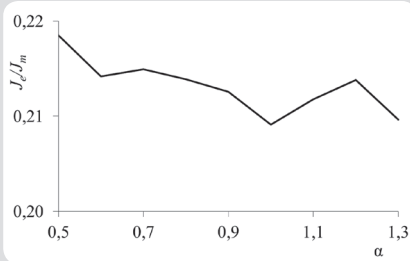
5. Wyniki analiz

Na rys. 1–3 przedstawione są analizowane wskaźniki dla wariantu 3 lokalizacji pomiarów.

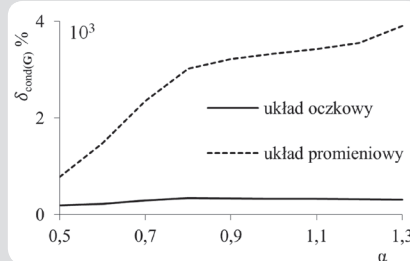
Wyniki obliczeń wyraźnie wskazują na to, że wartości wskaźników: $\text{cond}(x)$, J_e/J_m oraz SEE zmieniają się wraz ze zmianą obciążenia systemu elektroenergetycznego. Wskaźniki: $\text{cond}(x)$ oraz SEE zwiększają się wraz ze zwiększaniem się współczynnika α .



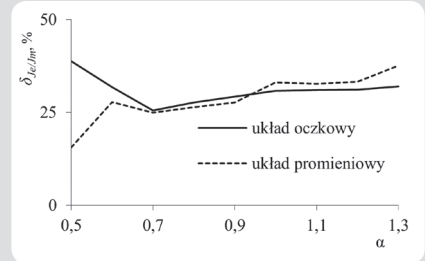
Rys. 1. Wskaźnik uwarunkowania w funkcji obciążenia systemu dla wariantu 3 lokalizacji pomiarów



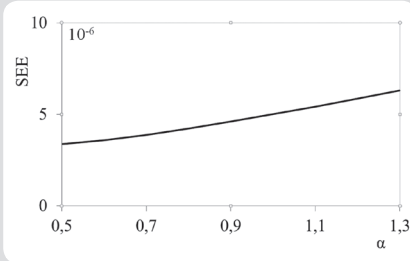
Rys. 2. Wskaźnik J_e/J_m w funkcji obciążenia systemu dla wariantu 3 lokalizacji pomiarów



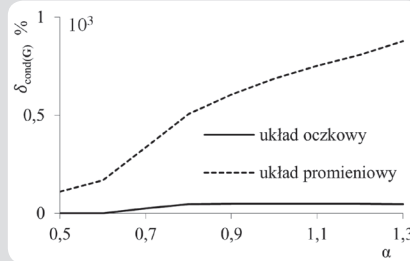
Rys. 4. Względna różnica wskaźnika uwarunkowania dla wariantu 1 i wariantu 3 ($\delta_{cond(G)}$) w funkcji obciążenia systemu



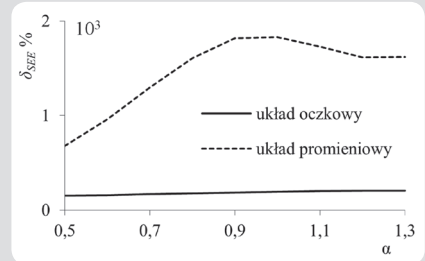
Rys. 7. Względna różnica wskaźnika J_e/J_m dla wariantu 2 i wariantu 3 (δ_{J_e/J_m}) w funkcji obciążenia systemu



Rys. 3. Wskaźnik SEE w funkcji obciążenia systemu dla wariantu 3 lokalizacji pomiarów



Rys. 5. Względna różnica wskaźnika uwarunkowania dla wariantu 2 i wariantu 3 ($\delta_{cond(G)}$) w funkcji obciążenia systemu



Rys. 8. Względna różnica wskaźnika SEE dla wariantu 1 i wariantu 3 (δ_{SEE}) w funkcji obciążenia systemu

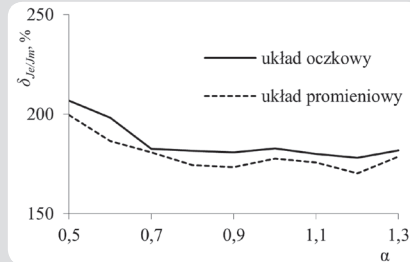
Gdy współczynnik α rośnie, wskaźnik J_e/J_m początkowo maleje, dla $\alpha = 0,7$ osiąga minimum, a następnie rośnie, nie osiągając jednak największej wartości przyjmowanej dla najmniejszej wartości współczynnika α . Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla wariantów 1 i 2 lokalizacji pomiarów przedstawione są na rys. 4–9, gdzie podawane są względne różnice pomiędzy wartościami analizowanego wskaźnika dla rozpatrywanego wariantu i wariantu 3 lokalizacji pomiarów, definiowane za pomocą wzoru:

$$\delta = \frac{W - W_{\text{wariant3}}}{W_{\text{wariant3}}} \cdot 100\% \quad (15)$$

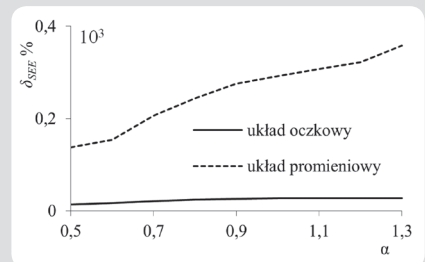
gdzie: w jest rozpatrywanym wskaźnikiem dla wariantu 1 i wariantu 2 ($cond(G)$, J_e/J_m , SEE), w_{wariant3} jest odpowiednim ze wskaźników $cond(G)$, J_e/J_m , SEE dla wariantu 3.

Na rys. 4 i 5 przedstawione są wyniki obliczeń wskaźnika uwarunkowania. Można zauważyć, że w stosunku do wariantu odniesienia (wariantu 3) wskaźnik uwarunkowania estymacji stanu dla oczkowego układu połączeń pogarsza się w znacznie mniejszym stopniu niż dla układu promieniowego. Jest to niezależne od nadmiaru danych pomiarowych, a więc zarówno dla wariantu 1, jak i wariantu 2. Należy zauważyć, że dla mniejszego nadmiaru danych, tj. dla wariantu 1, wskaźnik $\delta_{cond(G)}$ ma większe wartości niż dla wariantu 2, niezależnie od układu połączeń.

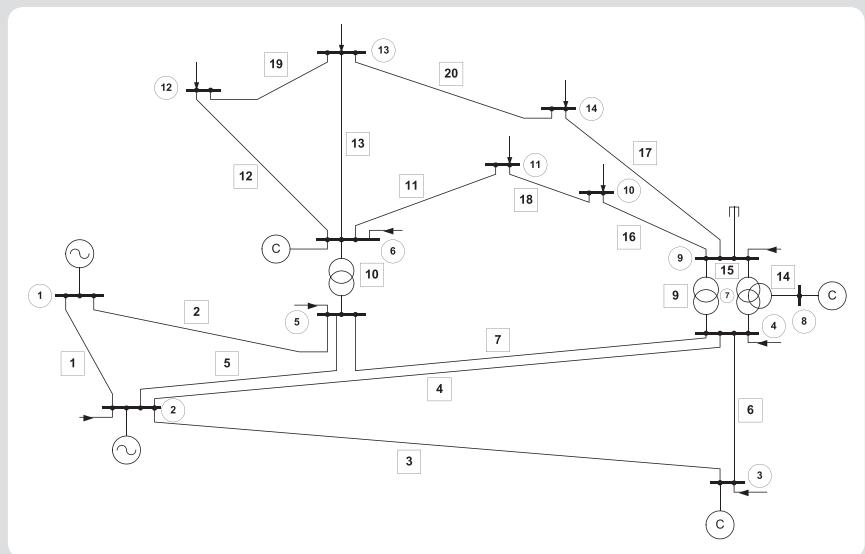
Na rys. 6 i 7 przedstawione są wyniki obliczeń wskaźnika J_e/J_m . Generalnie według tego wskaźnika dla wariantu 1 dokładniejsze wyniki estymacji uzyskiwane są dla promieniowego układu połączeń. Dla wariantu 2, dla odpowiednio dużych obciążeń (współczynnik $\alpha > 0,9$), dokładniejsze wyniki estymacji uzyskiwane są dla układu oczkowego. Należy dodać, że w omawianych obliczeniach różnice pomiędzy układem promieniowym a oczkowym nie są duże.



Rys. 6. Względna różnica wskaźnika J_e/J_m dla wariantu 1 i wariantu 3 (δ_{J_e/J_m}) w funkcji obciążenia systemu



Rys. 9. Względna różnica wskaźnika SEE dla wariantu 2 i wariantu 3 (δ_{SEE}) w funkcji obciążenia systemu



Rys. 10. Analizowany 14-węzłowy system testowy IEEE

Dokładność wyników estymacji określana za pomocą wskaźnika J_e/J_m dla wariantu 1 w odniesieniu do wariantu 3 jest gorsza

o ok. 150–200%, natomiast dla wariantu 2 o ok. 20–30%. Na rys. 8 i 9 przedstawione są wyniki

Numer gałęzi	Węzeł		Parametry gałęzi			
	i	j	R_{ij} jw	X_{ij} jw	B_{ij} jw	tm_{ij}
1	1	2	0,01938	0,05917	0,0528	1
2	1	5	0,05403	0,22304	0,0492	1
3	2	3	0,04699	0,19797	0,0438	1
4	2	4	0,05811	0,17632	0,0374	1
5	2	5	0,05695	0,17388	0,0340	1
6	3	4	0,06701	0,17103	0,0346	1
7	4	5	0,01335	0,04211	0,0128	1
8	4	7	0	0,20912	0	0,978
9	4	9	0	0,55618	0	0,969
10	5	6	0	0,25202	0	0,932
11	6	11	0,09498	0,19890	0	1
12	6	12	0,12291	0,25581	0	1
13	6	13	0,06615	0,13027	0	1
14	7	8	0	0,17615	0	1
15	7	9	0	0,11001	0	1
16	9	10	0,03181	0,08450	0	1
17	9	14	0,12711	0,27038	0	1
18	10	11	0,08205	0,19207	0	1
19	12	13	0,22092	0,19988	0	1
20	13	14	0,17093	0,34802	0	1

i, j – numery węzłów; R_{ij} , X_{ij} , B_{ij} – parametry czwornika typu π , wykorzystywanego do modelowania gałęzi i-j; tm_{ij} – przekładnia transformatora w gałęzi i-j

Tab. 2. Parametry gałęziowe systemu testowego

i	typ	V_i jw	$P_{gen,i}$ jw	$Q_{gen,i}$ jw	$P_{obc,i}$ jw	$Q_{obc,i}$ jw	$Q_{i,min}$ jw	$Q_{i,max}$ jw
1	δV	1,060					-2,50	2,50
2	PV	1,045	1,4		0,217	0,127	-1,00	1,00
3	PV	1,010	0,0		0,942	0,190	0,00	0,08
4	PQ	1,016	0,0	0,0	0,478	-0,039		
5	PQ	1,000	0,0	0,0	0,076	0,016		
6	PV	1,070	0,0	0,0	0,112	0,075	-0,12	0,48
7	PQ	1,060	0,0	0,0	0,0	0,0		
8	PV	1,090	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,12	0,48
9	PQ	1,054	0,0		0,295	0,166		
10	PQ	1,049	0,0	0,0	0,090	0,058		
11	PQ	1,056	0,0	0,0	0,035	0,018		
12	PQ	1,055	0,0	0,0	0,061	0,016		
13	PQ	1,050	0,0	0,0	0,135	0,058		
14	PQ	1,034	0,0	0,0	0,149	0,050		

i – numer węzła; V_i – moduł napięcia w węźle i; $P_{gen,i}$, $Q_{gen,i}$ – moce, odpowiednio czynna i bierna, generowane w węźle i; $P_{obc,i}$, $Q_{obc,i}$ – moce, odpowiednio czynna i bierna, odbierane w węźle i; $Q_{i,min}$, $Q_{i,max}$ – moce bierne, odpowiednio minimalna i maksymalna, w węźle i

Tab. 3. Dane węzłowe systemu testowego

obliczeń wskaźnika SEE. Według tego wskaźnika spodziewany błąd estymacji wektora stanu jest znacznie mniejszy w układzie oczkowym. Wskaźnik SEE dla układu promieniowego w wariancie 1 jest większy od wartości dla wariantu 3 nawet o ok. 2000%, podczas gdy dla układu oczkowego różnica nie przekracza 200%.

6. Wnioski końcowe

Przeprowadzone analizy pokazują, że generalnie wskaźniki oceny estymacji stanu są gorsze dla promieniowego układu

połączeń niż dla układu oczkowego. Wiąże się to z mniejszą liczbą powiązań pomiędzy węzłami. Jedynie wskaźnik J_e/J_m ma korzystniejszą wartość dla układu promieniowego niż dla układu oczkowego. Jest to konsekwencją tego, że zakresy pomiarowe układów pomiarowych są jednakowe dla obu układów połączeń, podczas gdy przepływy mocy są znacznie mniejsze dla układu oczkowego. Błędy względne pomiarów dla układu oczkowego są więc większe niż dla układu promieniowego. Przedstawione

w pracy wyniki obliczeń pozwalają zauważyć, że różnice pomiędzy wartościami wskaźnika J_e/J_m dla układu promieniowego oraz dla układu oczkowego są stosunkowo nieduże (na ogół są to pojedyncze procenty), w porównaniu z różnicami pomiędzy wartościami wskaźników $cond(G)$ oraz SEE. Wskaźniki $cond(G)$ oraz SEE są znacznie mniejsze dla estymacji stanu systemu pracującego w układzie oczkowym niż dla systemu pracującego w układzie promieniowym. Wartości wskaźnika $cond(G)$ dla układu

promieniowego w wariancie 1 są od ok. 3 do ok. 9,7, a w wariancie 2 od ok. 2 do ok. 6,7 razy większe od wartości tego wskaźnika dla układu oczkowego. Z kolei wartości wskaźnika SEE dla układu promieniowego w wariancie 1 są od ok. 3 do ok. 5,6, a w wariancie 2 od ok. 2 do ok. 3,6 razy większe od wartości tego wskaźnika dla układu oczkowego.

Liczba iteracji w przypadku estymacji stanu dla układu promieniowego jest większa niż dla układu oczkowego. Jest ona równa średnio ok. 5 iteracjom, podczas gdy dla pracy systemu w układzie oczkowym ok. 4.

Bibliografia

1. Monticelli A., Electric Power System State Estimation, Proceedings of the IEEE 2002, No. 2 (88), s. 262–282.
2. Wu F.F., Moslehi K., Bose A., Power System Control Centers: Past, Present, and Future, Proceedings of the IEEE 2005, No. 11 (93), s. 1890–1908.
3. Okoń T., Wilkosz K., WLS state estimation in polar and rectangular coordinate systems for power system with UPFC: significance of types of measurements, Modern Electric Power Systems, MEPS, September 2010, s. 1–6.
4. Okoń T., Wilkosz K., Weighted-least-squares power system state estimation in different coordinate systems, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, No. 11 (86), s. 54–58.
5. Okoń T., Wilkosz K., Influence of UPFC device on power system state estimation, *IEEE PES Trondheim PowerTech*, June 2011, s. 1–8.
6. Gu J.W. i in., The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems* 1983, nr 10 (102), s. 3473–3480.
7. Schweppe F.C., Wildes J., Power System Static State Estimation, Part I–III, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems* 1970, No. 1 (89), s. 120–135.
8. Jegatheesan R., Duraiswamy K., AC, Multi-terminal DC power system state estimation – a sequential approach, *Elec. Machines and Power Systems* 1987, No. 12, s. 27–42.
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* 1970, No. 3 (89), s. 345–352.
10. www.ee.washington.edu/research/pstca/index.html.
11. Dopazo J.F. i in., State Calculation of Power Systems From Line Flow Measurements, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems* 1970, No. 7 (89), s. 1698–1708.
12. 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* 1972, No. 1 (91), s. 145–151.

Przedstawione w artykule obliczenia przeprowadzone zostały z wykorzystaniem 14-węzłowego systemu testowego IEEE, którego schemat pokazany jest na rys. 10. W tab. 2 podano parametry gałęzi systemu testowego, a w tab. 3 dane węzłowe systemu.

Tomasz Okoń

dr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: Tomasz.Okon@pwr.wroc.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej. Stopień doktora nauk technicznych otrzymał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej. Jest członkiem IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Interesuje się zagadnieniami modelowania systemu elektroenergetycznego, w szczególności estymacją stanu systemu elektroenergetycznego.

Kazimierz Wilkosz

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: Kazimierz.Wilkosz@pwr.wroc.pl

Naukowo związany z Politechniką Wrocławską. Członek SEP, CIGRE, IEEE, sekretarz naukowy Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN. Zasiada w komitetach naukowych wielu konferencji krajowych oraz zagranicznych. Pełni funkcje recenzenta prac zgłaszanych do czasopism (m.in. IEEE Transactions on Power Delivery, The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering) oraz na konferencje (m.in. PSCC, ICHQP, EPQU). Jego zainteresowania naukowe oraz działalność dydaktyczna koncentrują się w zakresie analiz systemu elektroenergetycznego oraz zastosowań informatyki w elektroenergetyce.