

Evaluation of The Operation and Improvement of the Stability of the Factory Power Network, Taking into Account the Uncertainty of the Network Model Parameters

Authors

Adrian Nocoń
Stefan Paszek
Janusz Walczak

Keywords

factory power network, island mode network operation, transient states, uncertainty of model parameters, improvement of angular stability

Abstract

There was analysed the operation of a factory power network working in island mode and cooperating with the Polish National Power System (PNPS) in selected transient states. It was assumed that two generating units: one with an asynchronous generator, and the second with a synchronous generator, were installed in the network. The behaviour of the generating units was analysed in the following transients: transition of the factory network from cooperation with the PNPS to island mode operation and shutdown of the asynchronous unit. The analysis took into account the uncertainty of the parameters of selected models of network elements. In the paper, there is described the problem of modelling the scatter of parameters of the models of electrical systems. It consists in determining the envelopes (limit bands) for a family of waveforms of the analysed signals. These envelopes were determined using multiple simulations when changing the network model parameters in an appropriate manner. There is shown the possibility of improving the angular stability of the analysed network by the use of stabilising systems with an appropriate structure and optimised parameters. It is proposed to introduce these stabilising systems to the turbine governor and the synchronous generator excitation system. Parameters of the stabilising systems were optimised by minimising the defined quality factor of electro-mechanical control waveforms in the selected transient state. A genetic algorithm was used to minimise this quality factor.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017107

Received: 30.01.2017

Accepted: 02.03.2017

Available online: 30.03.2017

1. Introduction

One of the problems associated with design (modernization) of a factory power network for island mode operation is the appropriate selection of suitable control systems (structure and parameters) ensuring the angular stability of the entire network [8, 10, 11, 13, 14]. Disturbances particularly harmful to angular stability include short-circuits occurring in the network operating in island mode, large step changes in load (e.g. turning on or off large loads, turning off certain sources) and switching transition of the factory network to the island mode operation with a large active power imbalance (i.e. large difference between the power generated in sources and that consumed by the loads in

the network switching to the island mode operation [1, 10, 11]). In the latter case, it becomes necessary to unload the network by turning off some of the loads (when the sources generate less power than the loads consume) or to reduce the power generated in the individual sources of the factory network (when the sources generate more power than the loads consume). Such disturbances and wrongly selected control systems may result in occurrence of poorly damped or increasing (undamped) electromechanical swings in transient states in the network. The swings may lead to an emergency shutdown of generating units. The paper presents the possibility of using stabilising systems (with the appropriate structure and optimised parameters) that

effectively damp electromechanical swings in the analysed factory network.

Another problem particularly severe at the initial stage of assessing the possibility of island mode network operation is the lack of reliable knowledge on the parameters of all elements in the analysed (designed or modernized) network. Lack of reliable parameters of network elements is equivalent to their uncertainty. Therefore, Section 2 presents a method to analyse the system, taking into account the uncertainty of selected parameters of the factory network model.

2. Uncertainty of the factory network model parameters

In terms of transmission, the model of the electrical network analysed can be treated as a MIMO class system (*multi-input, multi-output system*), described by the set of mappings:

$$\begin{aligned} y_1(t) &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ y_2(t) &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ &\vdots \\ y_m(t) &= f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \end{aligned} \quad (1)$$

where: $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$ – a set of input values, $y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t)$ – a set of output values, $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ – a set of parameters.

At a given moment in time, the domains and ranges of mappings (1) constitute sets of points in arithmetic spaces \mathfrak{R}^l ($l = n + k$). In technical issues, relationships (1) are generally not known in an explicit form, but are obtained as a result of the iterative solving of the system state equations. If the description of system elements and their parameters are accurately known, the described classic approach to modelling systems is commonly used.

In the case, when there is no complete information about the analysed object or this information is known with some level of uncertainty (fuzziness), it is necessary to modify the form of point mapping (1). In the deterministic approach, this modification consists in replacing the parameters $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ constituting mapping elements (1) by intervals [7]:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &\rightarrow \tilde{\lambda}_1 = \langle \underline{\lambda}_1, \overline{\lambda}_1 \rangle \\ \lambda_2 &\rightarrow \tilde{\lambda}_2 = \langle \underline{\lambda}_2, \overline{\lambda}_2 \rangle \\ &\vdots \\ \lambda_k &\rightarrow \tilde{\lambda}_k = \langle \underline{\lambda}_k, \overline{\lambda}_k \rangle \end{aligned} \quad (2)$$

determined by the lower and upper limit of the parameter λ_i (for $i = 1, 2, \dots, k$):

$$\underline{\lambda}_i = \min_{\lambda_i} \{ \lambda_i \}, \quad \overline{\lambda}_i = \max_{\lambda_i} \{ \lambda_i \}. \quad (3)$$

There is also possible another modification of the relationship (1) using fuzzy sets [5]:

$$\lambda_i \rightarrow \{ (\lambda_i, \mu(\lambda_i)) \} \quad (4)$$

where: $\mu(\lambda_i)$, for $i = 1, 2, \dots, k$, represent the membership functions of the fuzzy parameter λ_i for the set $\{(\cdot, \cdot)\}$. In practical applications, the approach based on using fuzzy sets is used less frequently because of the difficulties in determining and interpreting the membership functions $\mu(\lambda_i)$.

The third kind of mapping modification (1) is the probabilistic approach. In this approach, parameters λ_i of the model (1) are treated as random variables with known primary or secondary probabilistic characteristics, and the relationship (1) can be understood as a non-linear transformation of multidimensional stochastic processes [4].

Regardless of the approach used, assessment of the impact of the uncertainty of the model parameters λ_i (1) on the operation of the system is mostly carried out in two ways. The first one is to observe the waveforms $y_{jN}(t)$, $j = 1, 2, \dots, m$ for the nominal values of parameters λ_{iN} , and for the limit values $\underline{\lambda}_i, \overline{\lambda}_i$ constituting the limits of the interval (for the deterministic approach) or the extreme values of the random variable (for the probabilistic approach) [4, 7].

The second method of assessment consists in determining norms of differential signals $\|y_j(t) - y_{jN}(t)\|$ for changing values of parameters λ_i , often defined as formulas [9]:

$$\| \cdot \|_{L2} = \int_0^{t_k} (y_j(t) - y_{jN}(t))^2 dt \quad (5)$$

$$\| \cdot \|_{L1} = \int_0^{t_k} |y_j(t) - y_{jN}(t)| dt \quad (6)$$

$$\| \cdot \|_C = \max_{t \in (0, t_k)} |y_j(t) - y_{jN}(t)| \quad (7)$$

where: t_k – observation horizon of the process.

It should be noted that both methods of assessing the impact of uncertainty on the operation of the system do not guarantee the determination of extreme values, i.e. determination of the so-called worst and best case scenario. Therefore, it becomes necessary to search the full ranges of changes for parameters λ_i [4].

In view of the above, in the presented investigations, to analyse the transient states of the factory power network, when taking into account the uncertainty of parameters, there were used multiple computer simulations carried-out for the most significant parameters [12] of mathematical models of network elements, changed randomly. Based on the analysis of the catalogue data of different generators [3], there were determined the variation ranges of the network model parameters (upper and lower limits), equal to $(1 \pm 40\%)$ of the nominal value of the given parameter. The result of the simulations is the family of waveforms limited by the extreme waveforms, determined for each moment of time t in the horizon of observation of the process:

$$\overline{y}_j(t) = \max \{ y_j^{\{1\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \} \quad (8)$$

$$\underline{y}_j(t) = \min \{ y_j^{\{1\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \dots y_j^{\{z\}}(t) \} \quad (9)$$

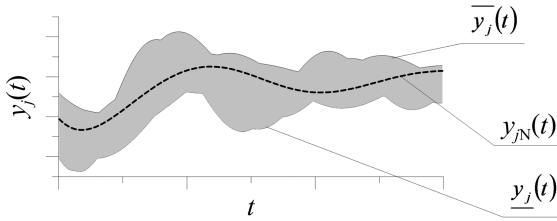


Fig. 1. Graphical interpretation of the determined waveform bands

where: $y_j^{zj}(t)$ is the waveform of the output quantity obtained in the z -ith simulation (for the z -ith random set of parameters λ_j), Z – the number of simulations carried out.

A graphical interpretation of the waveform bands is shown in Fig. 1.

3. Factory power network

In the investigations, there was analysed a medium-voltage power network covering the production plant. Fig. 2 presents a simplified structure of the factory network. In the network, there is installed an electric energy source with an asynchronous generator G1 (with rated power of $P_n = 1.9$ MW). In addition, it is planned to install the second source G2 with a synchronous generator (with rated power of $P_n = 5.7$ MW). Both generators are driven by steam turbines. The loads are induction motors with a total installed power of 12.6 MW.

When developing the network model, the following models of its elements were assumed:

1. Asynchronous unit G1: asynchronous generator – model of a squirrel-cage induction machine [16], steam turbine – IEEEG1 model [10, 16] (neglecting droop and impact of the power regulator). The G1 unit cannot regulate the power generated.
2. Synchronous unit G2: synchronous generator – GENROU model [2, 12, 15, 16], excitation system – model of the thyristor excitation system (with a synchronous exciter) [12, 16] and voltage regulator (Fig. 3a), steam turbine – IEEEG1 model (neglecting droop), turbine stabilizer – model of the PD system shown in Fig. 4a, frequency regulator – model of the PI system shown in Fig. 3b, excitation stabilizer – PSS3B model with the changed input signal shown in Fig. 4b. It was assumed that the G2 unit, with the schematic diagram as shown in Fig. 5, has the ability to regulate generated power.
3. Energy consumers – model of a squirrel-cage motor [16].
4. Reactive power compensation systems – constant impedance, when neglecting the impact of the reactive power regulator.

When modelling the analysed network, it was assumed that the uncertain (unknown) parameters are parameters of the G2 generating unit. The uncertainty of these parameters resulted from the fact that the unit is a newly planned component of the existing factory network. For the other elements of the network, the parameters of mathematical models were taken from the catalogue data provided by the network owner.

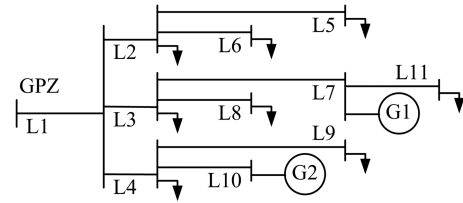


Fig. 2. Simplified diagram of the factory power network

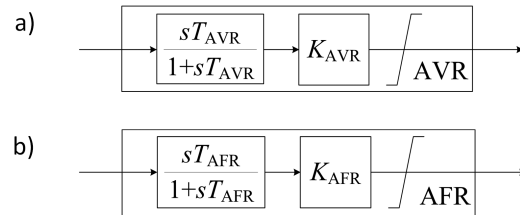


Fig. 3. Model of the AVR (automatic voltage regulator) (a) and the AFR (automatic frequency regulator) (b)

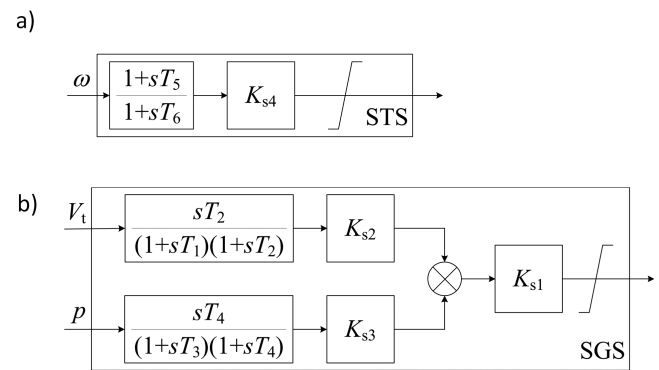


Fig. 4. Model of the STS (steam turbine stabilizer) (a) and a stabilizer in the SGS system (synchronous generator stabilizer) (b)

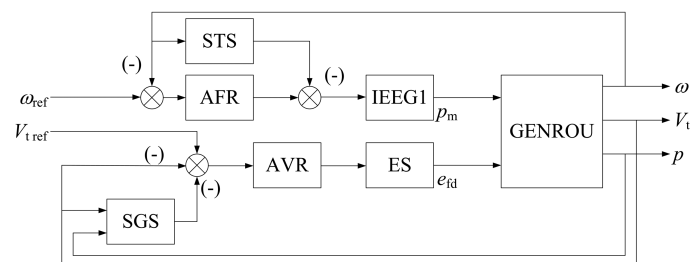


Fig. 5. A schematic diagram of a model of the G2 generating set, ES – excitation system

4. Transient state analysis, assessment of angular stability of the network

Taking into account the disturbances mentioned in the introduction, which may threaten the angular stability of the network, two disturbances were further analysed: network transition to island mode operation and emergency shutdown of the asynchronous

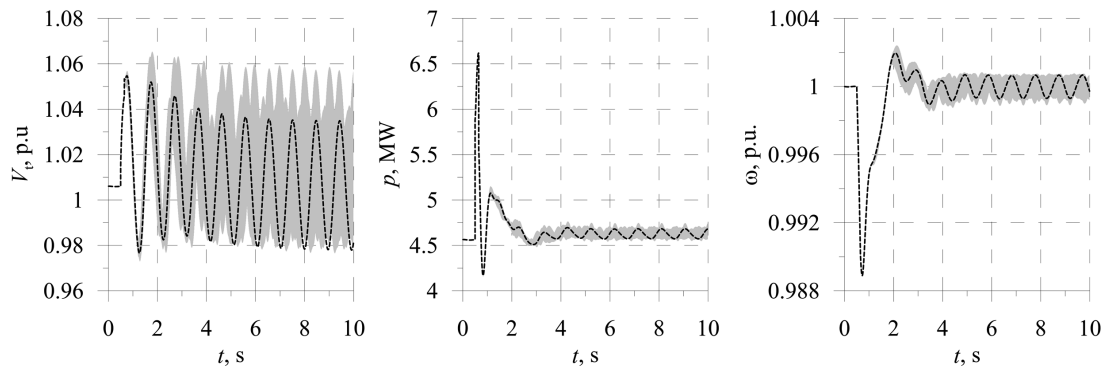


Fig. 6. Waveforms of the terminal voltage, instantaneous power and angular speed of the G2 generating unit during the network transition to island mode operation

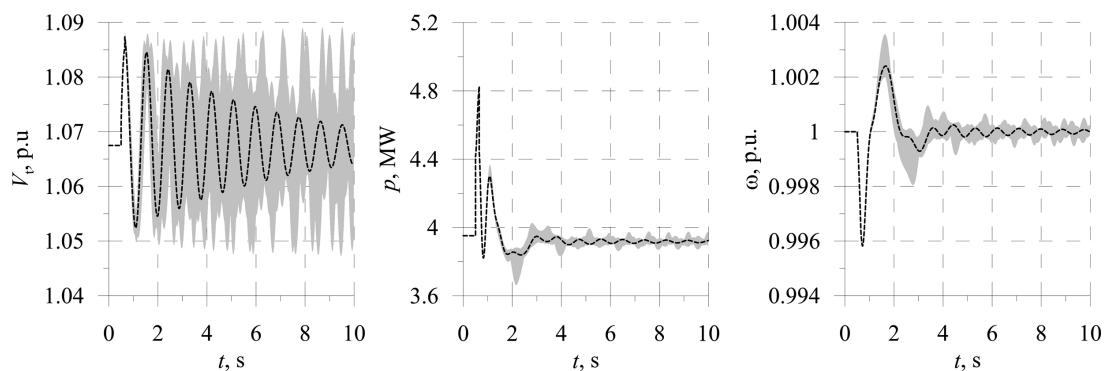


Fig. 7. Waveforms of the terminal voltage, instantaneous power and angular speed of the G2 generating unit during the emergency shutdown of the G1 asynchronous unit

unit (G1) during island mode operation. In both transient states analysed, in the first step of calculation (related to Section 4), the effect of stabilizers installed in the control systems of the G2 generating unit was not taken into account.

A sudden imbalance of active power occurs during the transition of the network to island mode operation (turning off the L1 line) and emergency shutdown of the G1 unit. Therefore, a group of the loads was shut down. Shutting down of loads occurred with a delay of 150 ms. The investigation results are shown in Figs. 6 and 7.

5. Improvement of the network angular stability

The simulation results presented in Section 4 show that non-decaying electromechanical swings may appear in the analysed network. In order to reduce the occurrence of disadvantageous phenomena, it was proposed to use stabilisation systems installed in the control systems of the newly designed G2 generating unit (Fig. 5).

The parameters of both stabilisers were optimised by minimising the objective function defined by the deviations of active power ($\Delta p(t)$) and terminal voltage ($\Delta V_t(t)$) of the synchronous generator in the transient state, caused by the emergency shutdown of the asynchronous unit in the network operating in island mode for nominal values of the parameters of the model λ_{IN} [2, 12, 14]:

$$Q = w_1 \int_0^{t_c} \Delta p(t) dt + w_2 \int_0^{t_c} \Delta V_t(t) dt \quad (10)$$

where: w_1, w_2 – suitably selected weighting coefficients.

To determine the minimum of the function (10), a genetic algorithm with floating-point encoding was used [17]. For the assumed nominal data of the network model (i.a. the following settings of control systems were assumed: AVR – $T_{AVR} = 1.9$ s, $K_{AVR} = 0.8$, AFR – $T_{AFR} = 0.5$ s, $K_{AFR} = 50$), there were determined the optimal values of stabilising system parameters: STS – $T_5 = 0.8$ s, $T_6 = 0.02$ s, $K_{s4} = 20$, SGS – $T_1 = 0.1$ s, $T_2 = 4.7$ s, $K_{s2} = 0.6$, $T_3 = 0.06$ s, $T_4 = 1$ s, $K_{s3} = 0.35$, $K_{s1} = 1$.

Fig. 8 shows the selected waveforms during the emergency shutdown of the G1 asynchronous unit in the network operating in island mode, with and without the use of stabilisers.

Figs. 9 and 10 show the selected waveforms in the transient states analysed in Section 4, when taking into account the use of stabilisers (with optimal parameters) and the uncertainty of the network model parameters.

The waveforms shown in Figs. 8–10 indicate that the use of stabilisers in the voltage control system and governor of the synchronous generator significantly enhances the angular stability of the system. The swings of power and angular speed of the synchronous generator are damped. The terminal voltage waveforms are

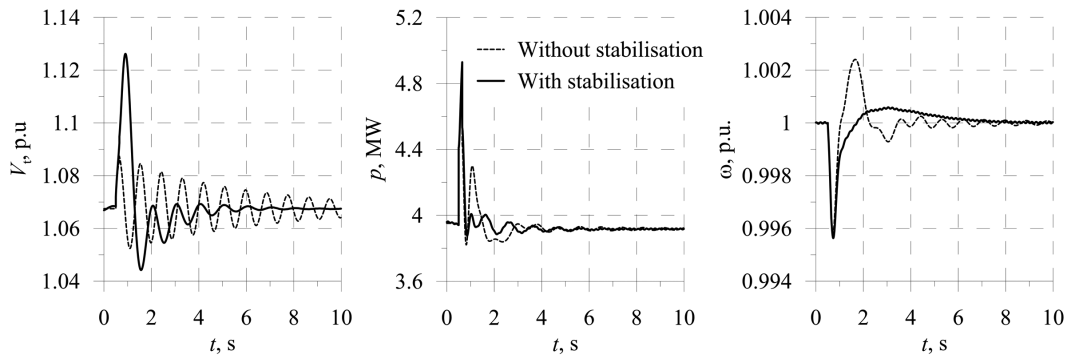


Fig. 8. Waveforms of the terminal voltage, instantaneous power and angular speed of the G2 generating unit during the emergency shutdown of the G1 asynchronous unit for the network with and without stabilisers

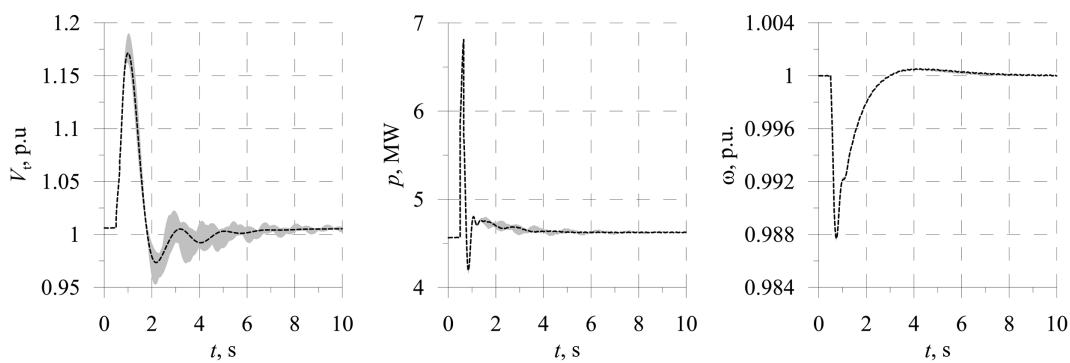


Fig. 9. Waveforms of the terminal voltage, instantaneous power and angular speed of the G2 generating unit during the network transition to island mode operation when taking into account the use of stabilisers

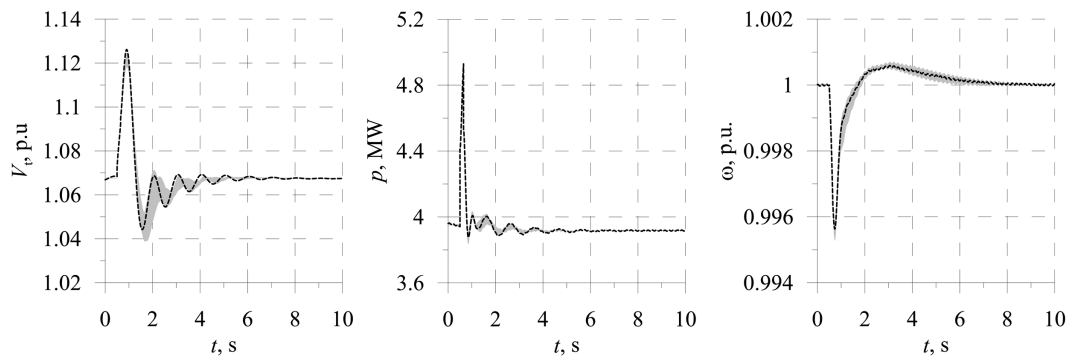


Fig. 10. Waveforms of the terminal voltage, instantaneous power and angular speed of the G2 generating unit during the emergency shutdown of the G1 asynchronous unit when taking into account the use of stabilisers

satisfactory. One can see in Figs. 9 and 10 that the limit bandwidths in the analysed waveforms are reduced.

Assessment of the impact of uncertainty of the model parameters λ_i for the analysed network was also carried out by determining the norm values (5)–(7) for both analysed transient states, with and without the use of stabilisers. The norm values for individual waveforms and disturbances determined are listed in Tables 1 and 2.

From the calculation results presented in Tables 1 and 2 it follows that the use of stabilising systems significantly reduces the norm

values for differential signals for all the analysed values and types of disturbances.

The investigations show that the use of stabilising systems on the one hand has a preferable impact on the angular stability of the system (electromechanical swings are damped without degrading the control waveforms of the terminal voltage of the synchronous generator), on the other hand, the impact of the network model uncertainty (i.e. impact of the network model parameters) on the waveforms is smaller (smaller values of the appropriate norms of differential signals).

	$\ \cdot\ _{L_2}$		$\ \cdot\ _{L_1}$		$\ \cdot\ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	2.7375	0.1181	59.81	7.89	0.0812	0.0301
p	9.2287	0.9123	113.46	23.72	0.1445	0.0849
ω	0.0013	$7.3 \cdot 10^{-6}$	1.2852	0.0833	0.0016	0.0002

Tab. 1. Norm values (5) – (7) at the transition of the network to island mode operation without (a) and with the use of stabilisers (b)

	$\ \cdot\ _{L_2}$		$\ \cdot\ _{L_1}$		$\ \cdot\ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	0.4352	0.0194	25.75	2.08	0.0285	0.0212
p	4.0069	0.21476	73.16	11.07	0.1881	0.0708
ω	0.0004	$2.8 \cdot 10^{-5}$	0.7735	0.1204	0.0016	0.0008

Tab. 2. Norm values (5) – (7) at the emergency shutdown of the G1 asynchronous unit without (a) and with the use of stabilisers (b)

6. Summary

The simulation investigations show that correct operation of the analysed network, including its transition to island mode operation, is possible. Electromechanical swings, which may threaten angular stability, can be eliminated by the use of stabilisers in governors and synchronous generator voltage control systems. The method for taking into account the uncertainty of mathematical model parameters used in the research allows for a preliminary assessment of the correct operation of the planned network in transient states. This method requires multiple simulations but the results obtained, i.e. the waveform bands contain, with a high probability, the waveforms that occur in a real system. The more variants are analysed (relating to different sets of parameters of mathematical models), the more reliable the result will be. Therefore, it is worth looking for a way (method), which will allow reducing the number of necessary calculations, while maintaining the reliability of the results.

On the basis of the band waveforms obtained, it is possible to plan (design) the measures increasing the reliability of power supply for the factory. However, in the last stage of designing control systems for the analysed network, it is necessary to carry out verification tests, which should be preceded by a reliable estimation of the parameters of mathematical models of network elements [2, 12].

REFERENCES

1. M. Bayat, K. Sheshyekani, A. Rezaadeh, "A Unified Framework for Participation of Responsive End-User Devices in Voltage and Frequency Control of the Smart Grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 30, No. 3, 2015.
2. S. Berhausen, S. Paszek, "Assessment of the accuracy of synchronous generator model parameter estimation based on noisy dynamic waveforms", *Przełqd Elektrotechniczny*, r. 91, No. 7, 2015, pp. 16–20.
3. "Product specifications from the following companies: Emerson Electric Power Generation", GE, Leroy-Somer, Marelli Motori, Siemens.
4. J.A. Gubner, "Probability and Random Processes for Electrical and Computer Engineers", Cambridge Univ. Press, New York 2006.
5. J. Kacprzyk, "Zbiory rozmyte w analizie systemowej" [*Fuzzy sets in system analysis*], PWN, Warszawa 1986.
6. M.H. Kalos, P.A. Whitlock, "Monte Carlo Methods", WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2008.
7. L.V. Kolev, "Interval Methods for Circuit Analysis, Advanced Series on Circuit and Systems", Vol. I, World Scientific Publ., Singapore 1993.
8. P.C. Krause, "Analysis of electric machinery", McGraw-Hill Book Company, New York, 1986.
9. J. Kudrewicz, "Analiza funkcjonalna dla automatyków i elektroników" [*Functional analysis for automation and electronic engineers*], PWN, Warszawa 1976.
10. J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control", John Wiley & Sons, 2008.
11. O. Palizban, K. Kauhaniemi, "Microgrid control principles in island mode operation", PowerTech 2013 IEEE Grenoble, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652453.
12. S. Paszek et al., "Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym" [*Estimation by measurement of the dynamic parameters of synchronous generators and excitation circuits operating in the National Power System*], Publishing House of Silesian University of Technology, Gliwice 2013.
13. S. Paszek, A. Nocoń, "Stabilisation of virtual power plant sources", "Kwartalnik "Elektryka"" [*Electrics quarterly*], 55 vol. 2 (210), 2009, pp. 45–50.
14. S. Paszek, A. Nocoń, "Parameter polyoptimisation of PSS2A power system stabilizers operating in a multi-machine power system including the uncertainty of model parameters", *Applied Mathematics and Computation*, No. 267, 2015, pp. 750–757.
15. S. Paszek, A. Nocoń, "Optimisation and polyoptimisation of power system stabilizer parameters", Lambert Academic Publishing, Saarbrücken 2014.
16. "Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc., Program PSS/E Application Guide", Siemens Power Technologies Inc., 2002.
17. D. Simon, "Evolutionary Optimisation Algorithms", John Wiley & Sons, 2013.

Adrian Nocoń

Silesian University of Technology

e-mail: adrian.nocon@polsl.pl

Author or co-author of 63 publications, incl. three monographies. Reviewer of several scientific papers, including some from the Philadelphia list. Research interests: analysis of power systems in transient states, performance analysis of distributed on and off grid sources, optimisation and polyoptimisation methods using genetic algorithms, artificial intelligence methods.

Stefan Paszek

Silesian University of Technology

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Author or co-author of 196 publications, incl. 6 monographies. Co-author of three academic textbooks. His research interests include: power system analysis in transient states, power system's angle stability, optimisation and polyoptimisation of system stabilisers and voltage regulators of synchronous generators, estimation of parameters of generation set models in power system, new models of synchronous generators using the artificial neuron network technology, application of fuzzy controllers for electric machines

Janusz Walczak

Silesian University of Technology

e-mail: janusz.walczak@polsl.pl

Author and co-author of over 400 publications and 10 books and monographs. Research interests: analysis and synthesis of electric and electronic systems, deterministic and random dynamic systems, application of digital signal processing in electrical engineering, application of artificial neural networks, fractional order systems.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Ocena pracy i poprawa stabilności zakładowej sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu sieci

Autorzy

Adrian Nocoń
Stefan Paszek
Janusz Walczak

Słowa kluczowe

zakładowa sieć energetyczna, praca autonomiczna, stany przejściowe, niepewność parametrów modelu, poprawa stabilności kątowej

Streszczenie

Przeanalizowano pracę w wybranych stanach niestabilnych zakładowej sieci elektroenergetycznej pracującej autonomicznie i we współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Założono, że w sieci zainstalowane są dwa zespoły wytwórcze: jeden z generatorem asynchronicznym, a drugi z generatorem synchronicznym. Badano zachowanie się zespołów wytwórczych m.in. w następujących stanach niestabilnych: przejście sieci zakładowej od współpracy z KSE do pracy autonomicznej oraz wyłączenie zespołu asynchronicznego. W analizie uwzględniono niepewność parametrów wybranych modeli elementów sieci. Opisano zagadnienie modelowania rozrzutu parametrów modeli układów elektrycznych. Polega ono na wyznaczeniu obwiedni (pasm granicznych) rodziny przebiegów czasowych analizowanych sygnałów. Obwiednie te wyznaczano przez wielokrotne symulacje przy zmienianych w odpowiedni sposób parametrach modelu sieci. Pokazano możliwości poprawy stabilności kątowej analizowanej sieci przy zastosowaniu układów stabilizujących o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach. Zaproponowano wprowadzenie tych układów stabilizujących do układu regulacji mocy turbiny oraz do układu wzbudzenia generatora synchronicznego. Optymalizację parametrów układów stabilizujących przeprowadzono poprzez minimalizację zdefiniowanego wskaźnika jakości elektromechanicznych przebiegów regulacyjnych w wybranym stanie niestabilnym. Do minimalizacji tego wskaźnika jakości zastosowano algorytm genetyczny.

Data wpływu do redakcji: 30.01.2017

Data akceptacji artykułu: 02.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

1. Wprowadzenie

Jednym z problemów związanych z projektowaniem (modernizowaniem) zakładowej sieci elektroenergetycznej przeznaczonej do pracy autonomicznej jest odpowiednie dobranie układów sterowania (struktury i parametrów) zapewniające stabilność kątową całej sieci [8, 10, 11, 13, 14]. Do szczególnie groźnych zakłóceń dla stabilności kątowej można zaliczyć: zwarcia występujące w sieci pracującej autonomicznie, duże skokowe zmiany obciążenia (np. włączenie lub wyłączenie dużych odbiorników, wyłączenie niektórych źródeł) oraz przejście sieci zakładowej do pracy autonomicznej przy dużym niezbilansowaniu mocy czynnej (tj. dużej różnicy mocy wytwarzanej w źródłach i zużywanej przez odbiorniki pracujące w sieci przechodzącej do pracy autonomicznej [1, 10, 11]). W tym ostatnim przypadku konieczne staje się odciążenie sieci poprzez wyłączenia części odbiorników (gdy źródła wytwarzają moc mniejszą, niż zużywają odbiorniki) lub zredukowanie mocy wytwarzanej w poszczególnych źródłach sieci zakładowej (gdy źródła wytwarzają moc większą, niż zużywają odbiorniki). Przy takich zakłóceniach i źle dobranych układach sterowania w stanach niestabilnych w sieci mogą występować słabo tłumione lub narastające (nietlumione) kołysania elektromechaniczne. Konsekwencją kołysań mogą być awaryjne wyłączenia zespołów wytwórczych. W artykule przedstawiono możliwość zastosowania układów stabilizacyjnych (o odpowiedniej strukturze i optymalizowanych parametrach), które

skutecznie tłumią kołysania elektromechaniczne analizowanej sieci zakładowej.

Kolejnym problemem jest brak znajomości wiarygodnych parametrów wszystkich elementów analizowanej (projektowanej lub modernizowanej) sieci, szczególnie dotkliwym na wstępnym etapie oceny możliwości pracy autonomicznej. Brak wiarygodnych parametrów elementów sieci jest równoważny z ich niepewnością. W związku z tym w rozdziale 2 przedstawiono metodę pozwalającą na przeprowadzenie analizy układu z uwzględnieniem niepewności wybranych parametrów modelu sieci zakładowej.

2. Niepewność parametrów modelu sieci zakładowej

W ujęciu transmisyjnym model rozpatrywanej sieci elektroenergetycznej może być traktowany jako układ klasy MIMO (ang. *multi-input, multi-output system*), opisany zbiorem odwzorowań:

$$\begin{aligned} y_1(t) &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ y_2(t) &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \\ &\vdots \\ y_m(t) &= f_m(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k, t) \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie: $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$ – zbiór wielkości wejściowych, $y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t)$ – zbiór wielkości wyjściowych, $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ – zbiór parametrów.

W ustalonej chwili czasu dziedziny i przeciwdziedziny odwzorowań (1) stanowią

zbiory punktów przestrzeni arytmetycznych \mathfrak{R}^l ($l = n + k$). W zagadnieniach technicznych zależności (1) najczęściej nie są znane w postaci jawnej, lecz są uzyskiwane w wyniku procesu iteracyjnego rozwiązywania równań stanu układu. Jeżeli opis elementów w wstępnym etapie oceny dokładnie znane, to opisane klasyczne podejście do modelowania układów jest powszechnie stosowane.

W sytuacji, gdy brak jest pełnych informacji o analizowanym obiekcie bądź informacje te są znane z pewnym poziomem niepewności (rozmycia), konieczna jest modyfikacja formy odwzorowania punktowego (1). W podejściu deterministycznym modyfikacja ta polega na zastąpieniu parametrów $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k$ będących elementami dziedziny odwzorowania (1) przez interwały [7]:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &\rightarrow \tilde{\lambda}_1 = \langle \underline{\lambda}_1, \overline{\lambda}_1 \rangle \\ \lambda_2 &\rightarrow \tilde{\lambda}_2 = \langle \underline{\lambda}_2, \overline{\lambda}_2 \rangle \\ &\vdots \\ \lambda_k &\rightarrow \tilde{\lambda}_k = \langle \underline{\lambda}_k, \overline{\lambda}_k \rangle \end{aligned} \quad (2)$$

określone poprzez kres dolny i górny parametru λ_i (dla $i = 1, 2, \dots, k$):

$$\underline{\lambda}_i = \min_{\lambda_i} \{\lambda_i\}, \quad \overline{\lambda}_i = \max_{\lambda_i} \{\lambda_i\}. \quad (3)$$

Możliwa jest również inna modyfikacja zależności (1) wykorzystująca zbiory rozmyte [5]:

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$\lambda_i \rightarrow \{(\lambda_i, \mu(\lambda_i))\} \quad (4)$$

przy czym: $\mu(\lambda_i)$, dla $i = 1, 2, \dots, k$, oznaczają funkcje przynależności parametru rozmytego λ_i do zbioru $\{(\cdot, \cdot)\}$. W praktycznych zastosowaniach podejście oparte na wykorzystywaniu zbiorów rozmytych jest rzadziej stosowane ze względu na trudności występujące przy wyznaczaniu i interpretacji funkcji przynależności $\mu(\lambda_i)$.

Trzecim rodzajem modyfikacji odwzorowania (1) jest podejście probabilistyczne. W podejściu tym parametry λ_i modelu (1) traktowane są jako zmienne losowe o znanych pierwotnych lub wtórnych charakterystykach probabilistycznych, a zależność (1) może być rozumiana jako nieliniowa transformacja wielowymiarowych procesów stochastycznych [4].

Niezależnie od zastosowanego podejścia ocena wpływu niepewności parametrów λ_i modelu (1) na pracę układu jest realizowana najczęściej w dwojaki sposób. Pierwszy z nich polega na obserwacji przebiegów $y_{jN}(t)$, $j = 1, 2, \dots, m$ dla nominalnych wartości parametrów λ_{jN} oraz dla wartości granicznych λ_{i-} , λ_{i+} stanowiących granice interwału (dla podejścia deterministycznego) lub skrajne wartości zmiennej losowej (dla podejścia probabilistycznego) [4, 7].

Drugi sposób oceny polega na wyznaczeniu norm sygnałów różnicowych $\|y_j(t) - y_{jN}(t)\|$, dla zmieniających się wartości parametrów λ_j definiowanych często w postaci wzorów [9]:

$$\|\cdot\|_{L2} = \int_0^{t_k} (y_j(t) - y_{jN}(t))^2 dt \quad (5)$$

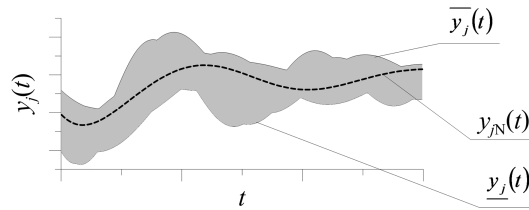
$$\|\cdot\|_{L1} = \int_0^{t_k} |y_j(t) - y_{jN}(t)| dt \quad (6)$$

$$\|\cdot\|_C = \max_{t \in (0, t_k)} |y_j(t) - y_{jN}(t)| \quad (7)$$

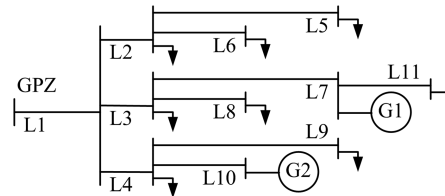
gdzie: t_k – horyzont obserwacji procesu. Należy zauważyć, że oba sposoby oceny wpływu niepewności na pracę układu nie gwarantują wyznaczenia wartości ekstremalnych, czyli wyznaczenia tzw. najgorszego i najlepszego przypadku. Dlatego konieczne staje się przeszukiwanie pełnych zakresów zmian parametrów λ_i [4].

W związku z powyższym, w prezentowanych badaniach do analizy stanów przejściowych zakładowej sieci elektroenergetycznej, z uwzględnieniem niepewności parametrów, zastosowano wielokrotne symulacje komputerowe realizowane dla zmienianych losowo najbardziej znaczących parametrów [12] modeli matematycznych elementów sieci. Na podstawie analizy danych katalogowych różnych generatorów [3] określono przedziały zmienności parametrów modelu sieci (ograniczenia dolne i górne) równe $(1 \pm 40\%)$ wartości nominalnej danego parametru. Wynikiem symulacji jest rodzina przebiegów ograniczona przebiegami skrajnymi, wyznaczanymi dla każdej chwili czasu t w horyzoncie obserwacji procesu:

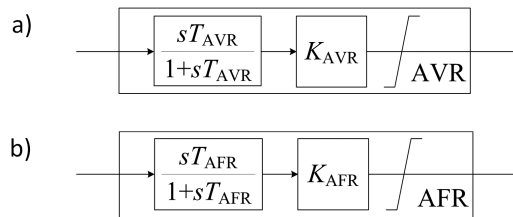
$$\overline{y_j(t)} = \max(y_j^{(1)}(t) \dots y_j^{(z)}(t) \dots y_j^{(z)}(t)) \quad (8)$$



Rys. 1. Graficzna interpretacja wyznaczonych pasm przebiegów



Rys. 2. Uproszczony schemat zakładowej sieci elektroenergetycznej



Rys. 3. Model regulatora napięcia AVR (ang. automatic voltage regulator) (a) i regulatora częstotliwości AFR (ang. automatic frequency regulator) (b)

$$\underline{y_j(t)} = \min(y_j^{(1)}(t) \dots y_j^{(z)}(t) \dots y_j^{(z)}(t)) \quad (9)$$

przy czym: $y_j^{(z)}(t)$ jest przebiegiem wielkości wyjściowej uzyskanym w z-tej symulacji (dla z-tego losowego zestawu parametrów λ_j), Z – liczba przeprowadzanych symulacji. Interpretację graficzną pasm przebiegów przedstawiono na rys. 1.

3. Zakładowa sieć elektroenergetyczna

W badaniach analizowano sieć elektroenergetyczną średniego napięcia obejmującą zakład produkcyjny. Uproszczoną strukturę sieci zakładowej przedstawiono na rys. 2. W sieci zainstalowane jest źródło energii elektrycznej z generatorem asynchronicznym G1 (o mocy znamionowej równej $P_n = 1,9$ MW). Ponadto planowane jest zainstalowanie drugiego źródła G2 z generatorem synchronicznym (o mocy znamionowej równej $P_n = 5,7$ MW). Oba generatory napędzane są turbinami parowymi. Odbiornikami są silniki indukcyjne o sumarycznej mocy zainstalowanej równej 12,6 MW.

Przy opracowaniu modelu sieci założono następujące modele jej elementów:

1. Zespół asynchroniczny G1: generator asynchroniczny – model jednoklatkowej maszyny indukcyjnej [16], turbina parowa – model IEEEG1 [10, 16] (z pominięciem statyzmu i oddziaływania regulatora mocy).

Zespół G1 nie ma możliwości regulowania mocy wytwarzanej.

2. Zespół synchroniczny G2: generator synchroniczny – model GENROU [2, 12, 15, 16], układ wzbudzenia – model tyrystorowego układu wzbudzenia (ze wzbudnicą synchroniczną) [12, 16] i regulatorem napięcia (rys. 3a), turbina parowa – model IEEEG1 (z pominięciem statyzmu), stabilizator turbinowy – model układu typu PD przedstawiony na rys. 4a, regulator częstotliwości – model układu typu PI przedstawiony na rys. 3b, stabilizator wzbudzenia – model typu PSS3B ze zmienionym sygnałem wejściowym przedstawionym na rys. 4b. Założono, że zespół G2, o schemacie ideowym przedstawionych na rys. 5, ma możliwość regulowania mocy wytwarzanej.

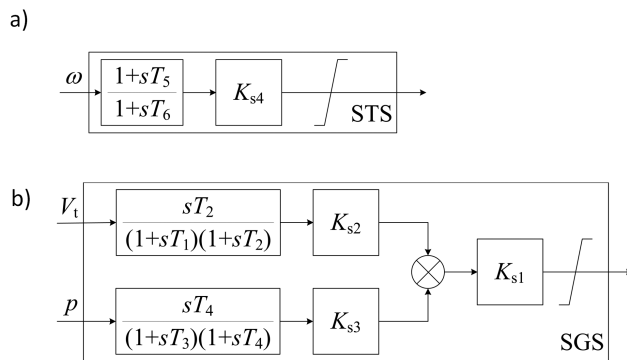
3. Odbiorniki energii – model silnika jednoklatkowego [16].

4. Układy kompensacji mocy biernej – stała impedancja z pominięciem oddziaływania regulatora mocy biernej.

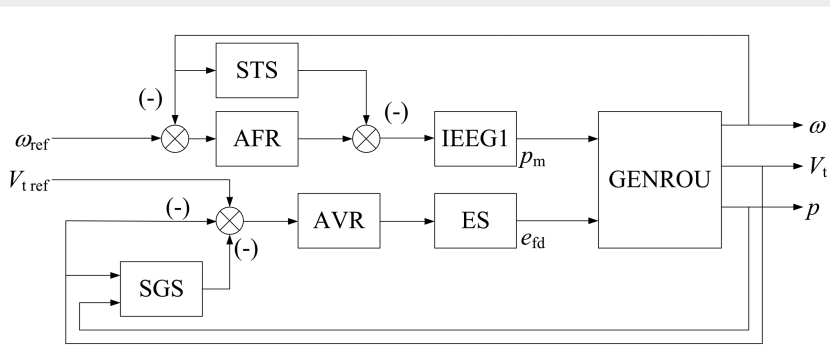
Przy modelowaniu analizowanej sieci założono, że niepewnymi (nieznanyymi) parametrami są parametry zespołu wytwórczego G2. Niepewność tych parametrów wynikała z faktu, że zespół ten jest nowo projektowanym elementem istniejącej już sieci zakładowej. Dla pozostałych elementów sieci parametry modeli matematycznych zaczerpnięto z danych katalogowych udostępnionych przez właściciela sieci.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Model stabilizatora turbinowego STS (ang. steam turbine stabilizer) (a) i stabilizatora w układzie regulacji napięcia SGS (ang. synchronous generator stabilizer) (b)



Rys. 5. Schemat ideowy modelu zespołu wytwórczego G2, ES – układ wzbudzenia (ang. excitation system)

4. Analiza stanów przejściowych, ocena stabilności kątowej sieci

Biorąc pod uwagę wymienione we wprowadzeniu zakłócenia, które mogą zagrozić stabilności kątowej sieci, do dalszej analizy przyjęto dwa zakłócenia: przejście sieci do pracy autonomicznej oraz awaryjne wyłączenie zespołu asynchronicznego (G1) w czasie pracy autonomicznej. W obu analizowanych stanach przejściowych, w pierwszym etapie obliczeń (dotyczących rozdziału 4) nie uwzględniono działania stabilizatorów zainstalowanych w układach regulacji zespołu wytwórczego G2. Przy przejściu sieci do pracy autonomicznej (realizowanym przez wyłączenie linii L1) i awaryjnym wyłączeniu zespołu G1 pojawia się nagłe niebilansowanie mocy czynnej. W związku z tym wyłączono część odbiorników. Wyłączenie odbiorników nastąpiło z opóźnieniem równym 150 ms. Wyniki przeprowadzonych badań przedstawiono na rys. 6 i 7.

5. Poprawa stabilności kątowej sieci

Z przedstawionych w rozdziale 4 wyników symulacji widać, że w analizowanej sieci mogą pojawić się niegaspące kołysania elektromechaniczne. W celu ograniczenia niekorzystnych zjawisk zaproponowano wykorzystanie układów stabilizacyjnych zainstalowanych w układach regulacji nowo projektowanego zespołu wytwórczego G2 (rys. 5). Przeprowadzono optymalizację parametrów obu stabilizatorów poprzez

minimalizację funkcji celu określonej poprzez odchyłki mocy czynnej ($\Delta p(t)$) i napięcia zaciskowego ($\Delta V_t(t)$) generatora synchronicznego w stanie przejściowym, wywołanym awaryjnym wyłączeniem zespołu asynchronicznego w sieci pracującej autonomicznie dla nominalnych wartości parametrów modelu λ_{iN} [2, 12, 14]:

$$Q = w_1 \int_0^{t_c} \Delta p(t) dt + w_2 \int_0^{t_c} \Delta V_t(t) dt \quad (10)$$

gdzie: w_1, w_2 – odpowiednio dobrane współczynniki wagowe.

Do wyznaczenia minimum funkcji (10) wykorzystano algorytm genetyczny z kodowaniem zmiennoprzecinkowym [17]. Dla przyjętych danych nominalnych modelu sieci (m.in. przyjęto następujące wartości nastaw układów regulacji: AVR – $T_{AVR} = 1,9$ s, $K_{AVR} = 0,8$, AFR – $T_{AFR} = 0,5$ s, $K_{AFR} = 50$) wyznaczono optymalne wartości parametrów układów stabilizacyjnych: STS – $T_5 = 0,8$ s, $T_6 = 0,02$ s, $K_{s4} = 20$, SGS – $T_1 = 0,1$ s, $T_2 = 4,7$ s, $K_{s2} = 0,6$, $T_3 = 0,06$ s, $T_4 = 1$ s, $K_{s3} = 0,35$, $K_{s1} = 1$.

Na rys. 8 przedstawiono wybrane przebiegi przy awaryjnym wyłączeniu zespołu asynchronicznego G1 w sieci pracującej autonomicznie, z uwzględnieniem i nieuwzględnieniem działania stabilizatorów.

Na rys. 9 i 10 przedstawiono wybrane przebiegi w stanach nieustalonych analizowanych w rozdziale 4 z uwzględnieniem działania stabilizatorów (o optymalnych parametrach), z uwzględnieniem niepewności parametrów modelu sieci.

Z przedstawionych przebiegów na rys. 8–10 wynika, że wprowadzenie stabilizatorów w układach regulacji napięcia i częstotliwości generatora synchronicznego znacznie poprawia stabilność kątową układu. Tłumione są kołysania mocy i prędkości kątowej generatora synchronicznego. Przebiegi napięcia twornika są zadawalające. Na rys. 9 i 10 widać, że zmniejszają się pasma graniczne w analizowanych przebiegach. Ocenę wpływu niepewności parametrów λ_i modelu dla analizowanej sieci przeprowadzono również poprzez wyznaczenie wartości norm (5)–(7) dla obu analizowanych stanów przejściowych, z uwzględnieniem i nieuwzględnieniem działania stabilizatorów. Wyznaczone wartości norm dla poszczególnych przebiegów i zakłóceń zestawiono w tab. 1 i 2.

	$\ \cdot\ _{L2}$		$\ \cdot\ _{L1}$		$\ \cdot\ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	2,7375	0,1181	59,81	7,89	0,0812	0,0301
p	9,2287	0,9123	113,46	23,72	0,1445	0,0849
ω	0,0013	$7,3 \cdot 10^{-6}$	1,2852	0,0833	0,0016	0,0002

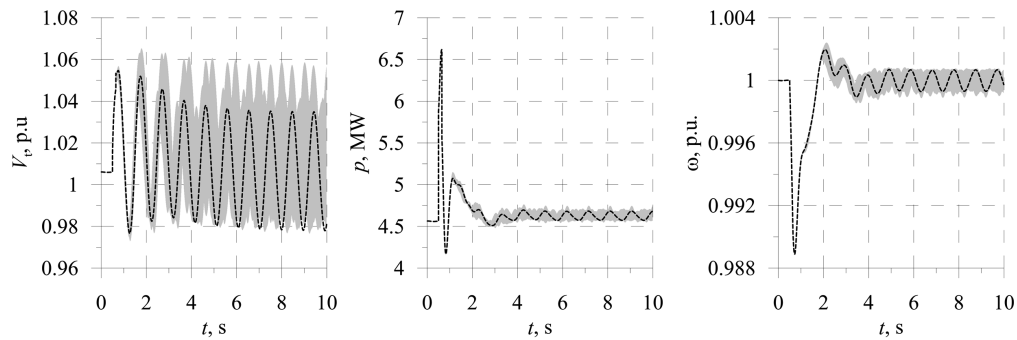
Tab. 1. Wartości norm (5)–(7) przy przejściu sieci do pracy autonomicznej bez uwzględnienia (a) i z uwzględnieniem działania stabilizatorów (b)

	$\ \cdot\ _{L2}$		$\ \cdot\ _{L1}$		$\ \cdot\ _C$	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
V_t	0,4352	0,0194	25,75	2,08	0,0285	0,0212
p	4,0069	0,21476	73,16	11,07	0,1881	0,0708
ω	0,0004	$2,8 \cdot 10^{-5}$	0,7735	0,1204	0,0016	0,0008

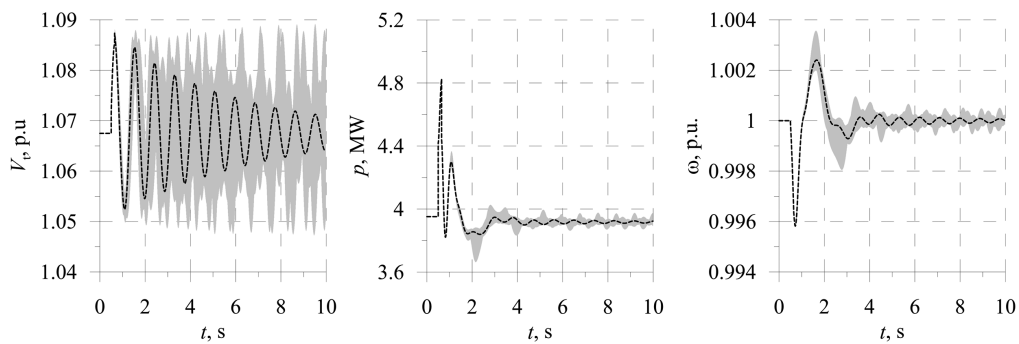
Tab. 2. Wartości norm (5)–(7) przy awaryjnym wyłączeniu zespołu asynchronicznego G1 bez uwzględnienia (a) i z uwzględnieniem działania stabilizatorów (b)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

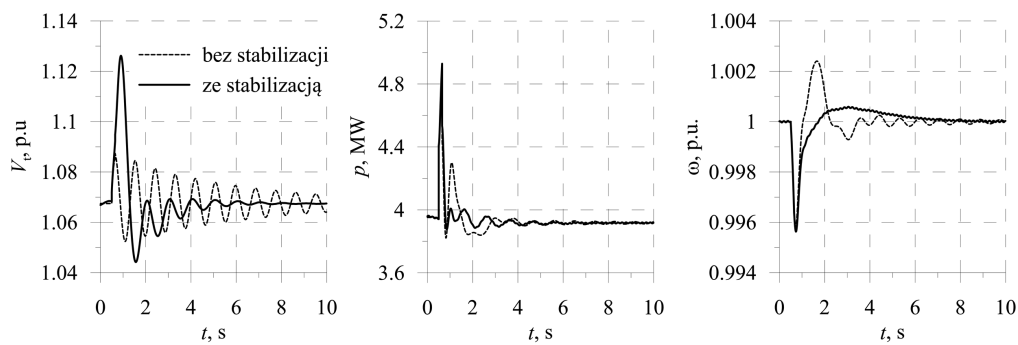
PL



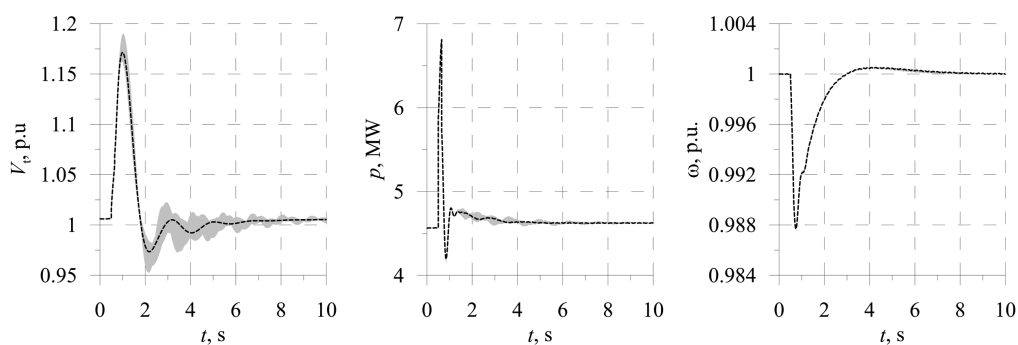
Rys. 6. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej



Rys. 7. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1



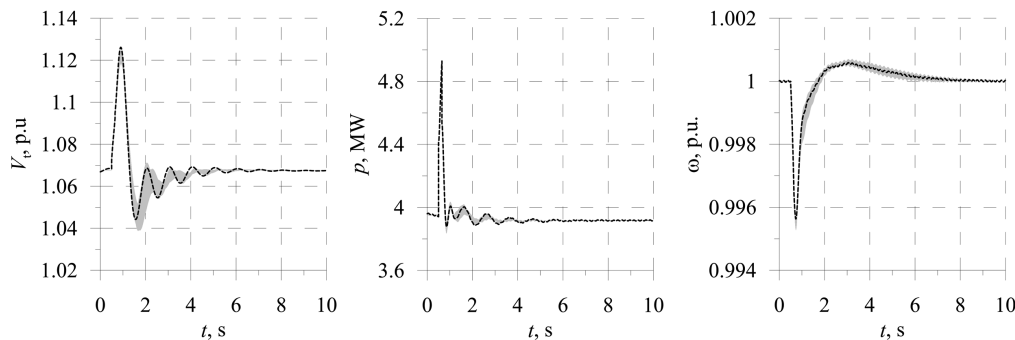
Rys. 8. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1 dla sieci wyposażonej i niewyposażonej w stabilizatory



Rys. 9. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie przejścia sieci do pracy autonomicznej z uwzględnieniem działania stabilizatorów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 10. Przebiegi napięcia twornika, mocy chwilowej i prędkości kątowej zespołu wytwórczego G2 w czasie awaryjnego wyłączenia zespołu asynchronicznego G1 z uwzględnieniem działania stabilizatorów

Z przedstawionych wyników obliczeń zamieszczonych w tab. 1 i 2 wynika, że wprowadzenie układów stabilizujących znacznie zmniejsza wartość norm sygnałów różnicowych dla wszystkich analizowanych wielkości i typów zakłóceń.

Z przeprowadzonych badań wynika, że wprowadzenie układów stabilizujących z jednej strony korzystnie wpływa na stabilność kątową systemu (tłumione są kołysania elektromechaniczne bez pogorszenia przebiegów regulacyjnych napięcia twornika generatora synchronicznego), a z drugiej strony wpływ niepewności modelu sieci (czyli wpływ wartości parametrów modelu sieci) na przebiegi jest mniejszy (występują mniejsze wartości odpowiednich norm różnicowych sygnałów).

6. Podsumowanie

Z przeprowadzonych badań symulacyjnych wynika, że możliwa jest prawidłowa praca analizowanej sieci, m.in. jej przejście do pracy autonomicznej. Do eliminacji kołysań elektromechanicznych, które mogą zagrozić stabilności kątowej, można stosować stabilizatory w układach regulacji turbin i napięcia generatorów synchronicznych.

Zastosowana w badaniach metoda uwzględnienia niepewności parametrów modeli matematycznych umożliwia wstępną ocenę możliwości poprawnej pracy projektowanej sieci w stanach przejściowych. Metoda ta wymaga wielokrotnej symulacji, ale uzyskane wyniki, czyli pasma przebiegów, z dużym prawdopodobieństwem zawierają przebiegi, jakie wystąpią w układzie rzeczywistym. Im więcej zostanie przeanalizowanych wariantów (dotyczących różnych zestawów parametrów modeli matematycznych), tym bardziej wiarygodny wynik zostanie osiągnięty. W związku z tym

warto poszukiwać sposobu (metody), który pozwoli na zmniejszenie liczby niezbędnych obliczeń, przy zachowaniu wiarygodności wyników.

Na podstawie uzyskanych pasm przebiegów można planować (projektować) środki zaradcze zwiększające pewność zasilania zakładu. Jednak w ostatnim etapie projektowania układów sterowania przeznaczonych do zainstalowania w analizowanej sieci konieczne jest przeprowadzenie testów sprawdzających, które powinny być poprzedzone wiarygodną estymacją parametrów modeli matematycznych elementów sieci [2, 12].

Bibliografia

1. Bayat M., Sheshyekani K., Rezazadeh A., A Unified Framework for Participation of Responsive End-User Devices in Voltage and Frequency Control of the Smart Grid, *IEEE Transactions on Power Systems* 2015, Vol. 30, No. 3.
2. Berhausen S., Paszek S., Assessment of the accuracy of synchronous generator model parameter estimation based on noisy dynamic waveforms, *Przegląd Elektrotechniczny* 2015, r. 91 nr 7, s. 16–20.
3. Dane katalogowe firm: Emerson Electric Power Generation, GE, Leroy-Somer, Marelli Motori, Siemens.
4. Gubner J.A., Probability and Random Processes for Electrical and Computer Engineers, Cambridge Univ. Press, New York 2006.
5. Kacprzyk J., Zbiory rozmyte w analizie systemowej, PWN, Warszawa 1986.
6. Kalos M.H., Whitlock P.A., Monte Carlo Methods, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim 2008.

7. Kolev L.V., Interval Methods for Circuit Analysis, Advanced Series on Circuit and Systems, Vol. 1, World Scientific Publ., Singapore 1993.
8. Krause P.C., Analysis of electric machinery, McGraw-Hill Book Company, New York 1986.
9. Kudrewicz J., Analiza funkcjonalna dla automatyków i elektroników, PWN, Warszawa 1976.
10. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power System Dynamics: Stability and Control, John Wiley & Sons, 2008.
11. Palizban O., Kauhaniemi K., Microgrid control principles in island mode operation, PowerTech 2013 IEEE Grenoble, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652453.
12. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
13. Paszek S., Nocoń A., Stabilization of virtual power plant sources, *Kwartalnik Elektryka* 2009, r. 55 z. 2 (210), s. 45–50.
14. 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, No. 267, s. 750–757.
15. Paszek S., Nocoń A., Optimisation and polyoptimisation of power system stabilizer parameters, Lambert Academic Publishing, Saarbrücken 2014.
16. Power Technologies, a Division of S&W Consultants Inc., Program PSS/E Application Guide, Siemens Power Technologies Inc., 2002.
17. Simon D., Evolutionary Optimization Algorithms, John Wiley & Sons, 2013.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 76–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Adrian Nocoń

dr inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: adrian.nocoon@polsl.pl

Autor lub współautor 63 publikacji, w tym 3 monografii. Recenzent kilku artykułów naukowych, w tym z listy filadelfijskiej. Zainteresowania naukowe: analiza systemu elektroenergetycznego (SEE) w stanach nieustalonych, analiza pracy źródeł rozproszonych *on* – i *off-grid*, metody optymalizacji i polioptymalizacji z wykorzystaniem algorytmów genetycznych, metody sztucznej inteligencji.

Stefan Paszek

prof. dr hab. inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: stefan.paszek@polsl.pl

Autor i współautor 196 publikacji, w tym 6 monografii. Współautor 3 podręczników akademickich. Zainteresowania naukowe: analiza systemu SEE w stanach nieustalonych, stabilność kątowna SEE, optymalizacja i polioptymalizacja stabilizatorów systemowych oraz regulatorów napięcia generatorów synchronicznych, estymacja parametrów modeli zespołów wytwórczych SEE, nowe modele generatorów synchronicznych przy zastosowaniu techniki sztucznych sieci neuronowych, zastosowanie regulatorów rozmytych w układach regulacji maszyn elektrycznych.

Janusz Walczak

prof. dr hab. inż.

Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Śląska

e-mail: janusz.walczak@polsl.pl

Autor i współautor ponad 400 publikacji oraz 10 książek i monografii. Zainteresowania naukowe: analiza i synteza układów elektrycznych i elektronicznych, deterministyczne i losowe systemy dynamiczne, zastosowania cyfrowego przetwarzania sygnałów w inżynierii elektrycznej, zastosowania sztucznych sieci neuronowych, układy ułamkowego rzędu.