

Probability Constrained Load Flow on the Basis of Tracing Method

Authors

Irina Golub
Oleg Voitov
Evgeny Boloev

Keywords

probabilistic load flow, deterministic equivalent, critical variables, minimization of controls, tracing method

Abstract

In order to control the electric power system operation it is important to know the sensitivity of random state variables to disturbances and the factors affecting the sensitivity of the variables to ensure feasible ranges of their changes. The stochastic problem of electric power system control is solved iteratively and is reduced to successively solving the equivalent deterministic problems, including determination of numerical characteristics of the variables by the methods of probabilistic load flow. To minimize the number of controls it is suggested to use the tracing method in each step of the deterministic equivalent method. The presented numerical results demonstrate the high performance of the suggested approach.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015209

1. Introduction

State variables of electric power system (EPS) should lie within a certain feasible range which meets the requirements for reliability and quality. The probability that the variables go beyond the feasible limits in case of disturbances depends on the sensitivity of the variables to the disturbances, the feasible range of change in the variables and on how close is the current variable value to the limit.

The network components whose state variables alter to a greatest extent in case of occasional changes in loads and topology of the network are called sensors in [1, 2]. The reason for the sensors to appear is network inhomogeneities determined by the parameters of the network components, which are called weak places [1].

Two approaches can be used to detect the sensors and weak places. In the first approach the sensitivity of variables to the external disturbances can be determined by the singular decomposition of the Jacobian matrix. The greater the difference between the minimum singular values of the Jacobian matrix and the rest of the singular values, the more grounds we have to conclude that the variables are of a sensor character with respect to the maximum components of the right singular vector related to the minimum singular value [3].

In the second approach applied in this research, the response of random variables to the disturbances can be studied by linear and nonlinear analytical methods of probabilistic load flow [4].

The numerical characteristics of the variables obtained in the calculation of probabilistic load flow make it possible to both detect the sensor variables and evaluate for them the probabilities of meeting the constraints.

A large response of variables to the disturbance is significant only in the case where it leads to the violation of some criterion of power system operation, for example, the criterion of feasibility of operating conditions which is considered in this paper. The variables for which the probability of their feasibility is below the required values are called critical.

To increase the probability of the critical variable feasibility it is necessary to either decrease the inhomogeneity of the electric power system, by decreasing thus the mean square deviations of variables through the improvement of the problem conditionality, or to choose the control actions which will move the mean values of the variable inside the feasible region.

2. Probability constrained load flow

The first investigations in which the calculation of probability constrained load flow employed the equivalent deterministic constraints on mean values instead of an explicit form of the probability constraints consideration are presented in [5, 6]. A specific characteristic of deterministic constraints consists in that they become functional and depend on both the probability of meeting the constraints and on the control parameters, which leads to the necessity to adjust the deterministic equivalent of

the stochastic control problem. This method was called the method of deterministic equivalent [5, 6]. In this method, along with the selection of controls to ensure the required probability that the controlled variables lie within feasible limits, the probabilistic and deterministic problems are solved successively. When solving the deterministic problem in [5, 6], the feasible range is narrowed for each variable called critical above, and the feasible state variables are calculated.

The need to adjust the initial constraints $\underline{x}_i, \bar{x}_i$ is related to the fact that if the mean value of the controlled variable equals the limiting value, the probability of meeting the constraints will not exceed 0.5. In order to satisfy the probabilistic constraints it is necessary to determine a range of feasible changes in the mean values.

In order to determine the required shift θ_i of the mean value m_{x_i} of the critical variable x_i to the center of the feasible range of its change specified as $\Delta\varepsilon_{i,f} = 0.5(\bar{x}_i - \underline{x}_i)$, it is first of all necessary to determine the feasible range of the change $\Delta\varepsilon_i$ in the mean value of the variable on the basis of the specified probability p_i of meeting the constraints and mean square deviation of the critical variable σ_{x_i} . Assuming the hypothesis about the normal law of distribution, we can obtain this shift by using the Laplace function. The validity of the assumption about the normal law is based on the fact that the dependent state variables are the functions of a great number of random arguments. When a variable has the distribution law other than the normal law, such a shift can be obtained by the approximation of the probability density curve with respect to three or more moments with the use of Gram-Charlier series expansion [4].

The interval $\Delta\varepsilon_i$ is compared with the known feasible interval $\Delta\varepsilon_{i,f}$ of a change in the variable.

For $\Delta\varepsilon_{i,f} > \Delta\varepsilon_i$

at $m_{x_i} < \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i$ the estimate of the required mean value is determined as

$$m_{x_i}' = \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i = m_{x_i} + \theta_i = m_{x_i} + \Delta\varepsilon_i + \Delta\varepsilon_i', \text{ where } \Delta\varepsilon_i' = \underline{x}_i - m_{x_i} \quad (1)$$

and at $m_{x_i} > \bar{x}_i - \Delta\varepsilon_i$ as

$$m_{x_i}' = \bar{x}_i - \Delta\varepsilon_i = m_{x_i} - \theta_i = m_{x_i} - \Delta\varepsilon_i - \Delta\varepsilon_i', \text{ where } \Delta\varepsilon_i' = m_{x_i} - \bar{x}_i \quad (2)$$

If $\Delta\varepsilon_{i,f} < \Delta\varepsilon_i$ it is concluded that it is impossible to ensure the required probability that the critical variables lie within the feasible range. The maximum probability can be achieved when the mean value of the variable moves to the center of the feasible interval $m_{x_i} = 0.5(\bar{x}_i - \underline{x}_i)$. The effective approach to an increase in the probability of meeting the constraints is a reduction in the mean square deviation of the critical variable, for example, by reinforcing the weak places.

The considered approach, related to the determination of the required shift θ_i , can also be used in the case where the mean value of the variable lies beyond the feasible interval, i.e. $\theta_i > \Delta\varepsilon_i$,

In the case of critical variables, it is suggested to solve the problem of search for the feasible conditions. In this problem the vector of control Y is sought for. It provides the minimum of the sum of squared differences between the initial and required mean values of the critical variables

$$\min_Y \sum_i (m_{x_i}(Y) - m_{x_i}')^2 \quad (3)$$

taking into account the steady state equations

$$W(X, Y) = 0 \quad (4)$$

and inequality constraints

$$X \leq X(Y) \leq \bar{X} \quad (5)$$

$$Y \leq Y \leq \bar{Y}, \quad (6)$$

where:

X, Y – vectors of dependent variables, that contain magnitudes and phases of voltages, and independent variables or controls, which include active and reactive power sources and transformer ratios.

Problem (3–6) is solved using the combination of the reduced gradient and quadratic programming methods [6]. The specific feature of the solution vector obtained lies in the change in the values of virtually all the control vector components. Technologically, it is reasonable to find a solution to problem (3–6) by using the minimum number of controls. The information required for this purpose can be obtained by the tracing method.

3. Minimization of the number of controls by the tracing method

The load flow tracing problem was solved in [7–9]. The basic principle in these researches is the assumption about maintaining the same proportions among the flows from individual sources in the sum of flows outgoing from the node as they were in the sum of flows incoming to the node. Of greatest interest are the matrix and graph tracing algorithms [7] and [9], which make it possible to use the load flow information to obtain the coinciding answers to the question about the paths of active and/or reactive power transfer from generator nodes to load nodes and the contribution of generator powers to the powers of flows and loads.

Since the reactive power is generated not only by generators, compensators and capacitive susceptances of lines to ground, the number of nodes at which the resulting reactive power injection is represented by generated power can be in a general case above the number of generators in the network scheme. The number of nodes that consume reactive power can also be above the number of load nodes.

The search of controls was based on the graph tracing algorithm [10, 11]. This algorithm allows us to determine the paths connecting the critical variable with generator nodes when moving from the node with the critical variable along the

electrical network graph in the direction opposite to the orientation of power flows in branches. The larger the power P_{gn} transferred from generator node g to node n with a critical variable, the greater the impact on the critical variable is produced by the controls (generator power and transformer ratios) included in the path.

The power P_{gn} (active or reactive) transmitted from generator node g to load node n in the graph tracing algorithm [10] is determined as

$$P_{gn} = P_g a_{gn} = P_g \bar{P}_n \sum_{j=1}^l \prod_{i=1}^{m_j} \bar{P}_i \quad (7)$$

where:

a_{gn} – share of generator node power P_g transmitted to load node, \bar{P}_n – relative load at node n , which is determined as a ratio of load power at node to the sum of powers incoming to the node, l – number of paths, connecting the nodes g and n , m_j – number of branches entering the j -th path, and \bar{P}_i – a relative flow at the beginning of branch i , equal to the ratio of power flow in branch P_i to the total power incoming to its initial node.

In the same manner, the power coming from generator node to load node is determined. The difference between the power transferred from generator node and the power incoming to load node equals power losses in the path $g-n$.

Thus, by the tracing method, each critical variable is related with one or several active and/or reactive power sources and for each such relation a set of potential controls is determined. The total number of controls identified in such a way can be considerably lower than the initial number of controls. The analysis of different combinations by one, two and a greater number of controls for each critical variable makes it possible to obtain a further decrease in their total number. For such an analysis it is sensible to rank the controls in terms of their impact on the critical variable, taking into account constraints (5, 6).

4. Numerical results

To exemplify the application of the proposed technique for selecting the controls which provide the specified probability of the critical variables feasibility we use a real electrical network scheme which consists of 207 nodes and 285 lines. The voltage levels in the network and feasible constraints on changes in voltages are presented in Tab. 1. There are 28 generator nodes, four nodes with reactive power sources, and 61 on-load tap changing transformers. The control actions were represented by 32 reactive power sources and 61 variable transformer ratios, the full vector of controls includes 93 components.

For the maximum load conditions, considering the constraints on generated power, voltages, and power flows in lines, the load flow was calculated. It was called the initial state. All the initial state variables lie within the feasible interval. With the use of the linear analytical method, and based on the initial state the probabilistic load flow was calculated and the numerical characteristics of the variables were obtained. The standard deviations of nodal powers were assumed equal to 12% of their means.

U_{rated} kV	6	10	35	110	220	500
U_{min} kV	5.7	9.9	32	104.5	200	470
U_{max} kV	6.9	12.7	41	127	240	530

Tab. 1. Feasible limits of changes in the nodal voltages

No.	Node	m_U	σ_U	p	$\Delta\varepsilon$	m_U'
1	78	104.506	1.267	0.502	3.271	107.772
2	77	105.965	1.190	0.891	3.063	107.563
3	12	104.515	0.851	0.507	2.189	106.689
4	17	108.282	0.584	1.000		
5	2	518.998	0.583	1.000		
6	3	518.947	0.582	1.000		
7	51	518.510	0.578	1.000		
8	36	518.290	0.551	1.000		
9	13	109.725	0.519	1.000		
10	11	110.200	0.519	1.000		
11	55	506.841	0.472	1.000		
12	57	506.755	0.467	1.000		
13	66	104.548	0.455	0.542	1.169	105.669

Tab. 2. Probabilistic characteristics of voltage magnitudes at the nodes of the electric network for the initial state

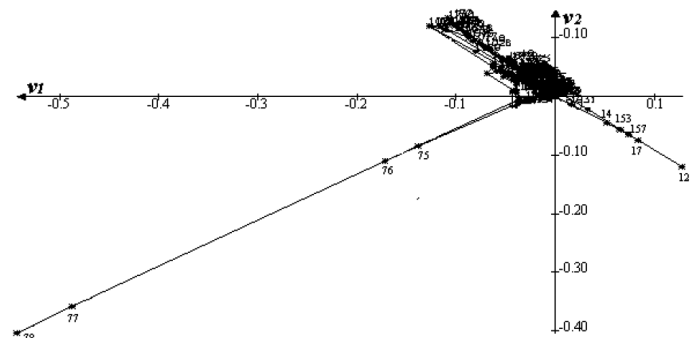


Fig. 1. Projection of the graph of the real network on the plane in coordinates of the first (v_1) and second (v_2) right singular vectors that correspond to voltage magnitudes

Columns in Tab. 2 include the initial values of the mean m_U of voltage magnitudes, mean square deviations σ_U of voltages, probabilities p that the constraints will be met, feasible ranges $\Delta\varepsilon$ corresponding to the probability equal to 0.99, and the required mean values m_U' . The nodes given in Tab. 2 are ranked in descending order of σ_U , which makes it possible to identify nodes 78, 77, 12 as sensor nodes.

The sensitivity of these nodes is also confirmed by the singular value analysis of the Jacobian matrix constructed for the

analyzed operating conditions. This characteristic is illustrated in Fig. 1 using the projection of the graph of the electric network on the plane in coordinates of the first and second singular vectors, whose elements are connected to the nodal voltage magnitudes. In this projection, sensor nodes are nodes 78, 77, and 12 located at the maximum distance from the origin of coordinates [3].

After shifts θ_i are determined, the problem of search for feasible operating conditions (3–6) is solved for each critical variable, using 93 control vector components. The process of solving shows that it is enough to change only 16 values of reactive power sources and 15 transformer ratios, i.e. 31 out of 93 components of the full control vector. The results of calculating the probabilistic load flow for the determined feasible operating conditions testify to the fact that the probabilistic constraints are met for all the variables, as shown in Tab. 3. Thus, the solution to the stochastic problem is obtained using only one deterministic equivalent.

To solve the problem of minimizing the number of control vector components for the initial operating conditions by the tracing method, we determined the generators transmitting reactive power of no less than 1 MVAR to the nodes with critical voltage and the controls included in the power transmission paths.

Fig. 4a presents a directed graph with reactive power transmission paths from generator nodes 3, 4, and 5 to critical node 12. The analysis of the graph makes it possible to include reactive power at nodes 3, 4, and 5 and transformers 2–6, 5–7, and 6–8 in the list of controls of voltage at node 12.

According to Fig. 4b and Fig. 4c, reactive power sources at nodes 72, 73, 101, and 1068 and transformers 72–74, 72–163, 71–73,

No.	node	m_U	σ_U	p
1	78	108.288	1.181	0.999
2	77	109.696	1.108	0.999
3	12	106.682	0.837	0.995
4	17	109.514	0.578	1
5	157	111.152	0.560	1
6	11	112.250	0.515	1
7	66	106.527	0.424	0.999

Tab. 3. Probabilistic characteristics of voltage magnitudes obtained using 31 controls

73–161, 101–102, 63–126, and 56–57 are used as controls for the critical variables at nodes 66 and 78.

The list of controls obtained in the analysis of reactive power load flow by the tracing method includes 7 sources of reactive power and 10 transformers. To find the controls exerting the greatest influence on critical variables, we estimate the changes in critical variables when the controls are changed, taking into account the constraints on the state variables.

Tab. 4 shows that the maximum influence on the voltage at node 12 is exerted by the transformer ratio k_{6-8} in line 6–8. The impact of these controls on the critical variables at nodes 66 and 78 is insignificant.

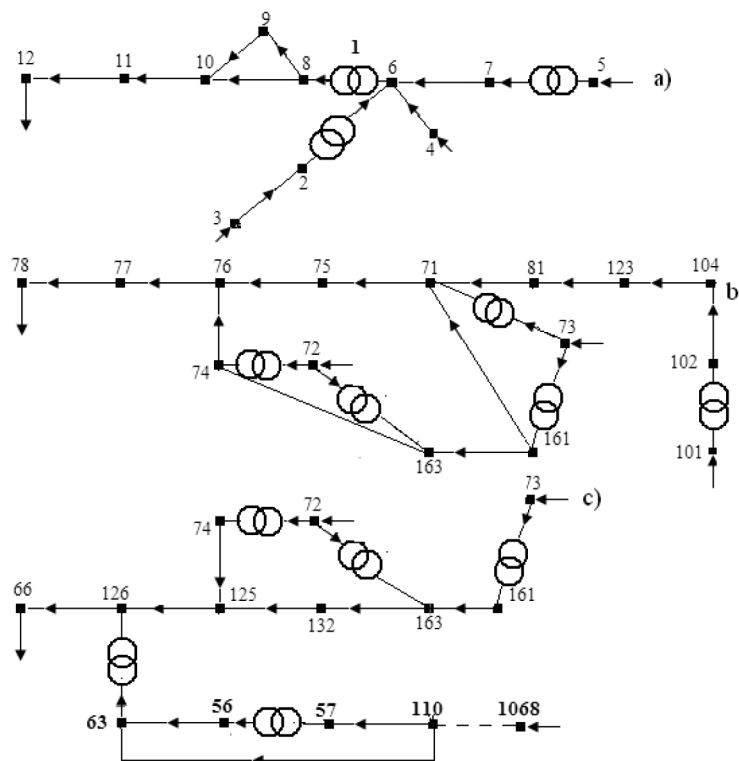


Fig. 4. Graphs of reactive power supply to the nodes with critical variables a) – node 12, b) – node 78, c) – node 66

Critical variables, kV	Controls					
	Q_3	Q_4	Q_5	k_{5-7}	k_{2-6}	k_{6-8}
U_{12}	0.1	0.2	4.4	0.5	1.3	8.1
U_{66}	0	0	0.4	-0.03	0	0.36
U_{78}	0	0	0.05	-0.05	1.3	0.5

Tab. 4. Influence of controls for the graph of reactive power supply (Fig. 4a) on critical variables

The estimated effect of the controls obtained in the analysis of the graphs of reactive power supply to nodes 66 and 78 with critical variables (Fig. 4b, 4c) testify to the fact that a considerable control for node 66 is the transformer ratio k_{63-126} and for node 78 – the transformer ratio k_{71-73} and reactive power source Q_{73} at node 73, as shown in Tab. 5.

Tab. 6 presents the solutions to the problem of probabilistic load flow for the nodes with critical variables, for conditions obtained as a result of changing k_{6-8} in order to provide the required probability for the voltage at node 12, additional control k_{71-73} for node 78 and additional control k_{63-126} for node 66. Thus, the use of the tracing algorithm makes it possible to choose three controls out of 93 control vector components to ensure the specified probability of meeting the constraints. The reliability of the obtained solution is confirmed by the calculation of probabilistic load flow by the Monte-Carlo method.

5. Conclusions

1. The need to take into account the structural characteristics of the network for stochastic problem statement is explained.
2. The method of deterministic equivalent to the problem of controlling stochastic operating conditions of the electric power system is further developed.
3. The approaches to ensuring the required probability of meeting the constraints and to choosing the controls in terms of the properties of the feasible region are analyzed.
4. To minimize the number of controls at the stage of solving the equivalent deterministic control problem, the research suggests using the data on tracing the load flow in the electric network.
5. A real network is used as an example to show the efficiency of the proposed approach to reducing the number of controls in order to ensure the required probability of meeting the probabilistic constraints in the case of simultaneous application of the deterministic equivalent and the tracing methods.

The study was supported by the grant of the President of the Russian Federation for Leading Scientific School--4711.2014.8.

REFERENCES

1. Gamm A.Z., Golub I.I., Detection of weak places in a power system, Izv. RAS, *Energetika* 1993, No. 3, pp. 83–92 (in Russian).
2. Gamm A.Z., Golub I.I., The problem of weak places in electric power systems, in Proc. 1995 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, Stockholm, pp. 542–546.

Critical variables, kV	Controls										
	Q_{72}	Q_{73}	Q_{101}	Q_{1068}	k_{72-74}	k_{72-163}	k_{71-73}	k_{73-161}	$k_{102-101}$	k_{63-126}	k_{56-57}
U_{12}	0.08	0.03	0	0.5	0.2	-0.8	-1	0.2	0	0.6	1.3
U_{66}	0.9	0.36	0.02	0.8	-0.03	-0.3	-0.03	-0.15	0.05	8.7	3.2
U_{78}	2.7	6.01	0.21	0.1	-1.1	-1.2	4.7	-0.7	0.05	5.75	4.1

Tab. 5. Influence of controls for the graphs of reactive power supply (Fig. 4b, 4c) on critical variables

Node	Linear analytical method of probabilistic load flow									Monte-Carlo method		
	k_{6-8}			k_{6-8}, k_{71-73}			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$		
	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p
78	104.50	1.27	0.50	108.22	1.20	1.00	108.44	1.20	1.00	108.37	1.17	1.00
77	105.96	1.19	0.89	109.63	1.13	1.00	109.84	1.12	1.00	109.78	1.10	1.00
12	106.70	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.68	0.86	0.99
66	104.54	0.46	0.54	105.15	0.45	0.93	106.09	0.45	1.00	106.09	0.47	1.00

Tab. 6. Changes in numerical characteristics of variables after the implementation of controls

3. Gamm A.Z. et al., Solving several problems of power systems using spectral and singular analyses, *IEEE Trans. Power Syst.* 2005, Vol. 20, pp. 138–148.
4. Golub I.I., Voitov O.N., Boloev E.V., Preventive control of electric power system state variables by the methods of probabilistic load flow, *Acta Energetika* 2013, No. 14, pp.18–25.
5. Valdma M.K., Krumm L.A., Okhorzin Y.A., Methods of solving the stochastic problems of complex optimization of bulk power system operation, Irkutsk, 1974, pp. 96–111 (in Russian).
6. Murashko N.A. et al., Analysis and control of steady states of electric power systems. *Novosibirsk: Nauka* 1987, p. 240 (in Russian).
7. Bialek J., Tracing the flow of electricity, *IEE Generation Transmission & Distribution*. 1996, Vol. 143, No. 4, pp. 313–320.
8. Kirschen D., Allan R., Strbac G., Contributions of individual generators to loads and flows, *IEEE Trans. Power Syst.* 1997, Vol. 12, pp. 52–60.
9. Wu F.F., Ni Y., Wei P., Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loop flows, *IEEE Trans. Power Syst.* 2000, Vol. 15, pp. 923–929.
10. Gamm A.Z., Golub I.I., Contribution of active and reactive power transmission in electric power system, *Elektrichestvo* 2003, No. 3, pp. 9–16 (in Russian).
11. Gamm A.Z., Golub I.I., Application of Contribution factors at control of electric power system operating conditions, in Proc. 2005 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, St. Petersburg, Rep. 649.

Irina I. Golub

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: golub@isem.sei.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. She has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1972. Her scientific interests are connected with power system state analysis.

Evgeny V. Boloev

Angarsk State Technical Academy

e-mail: boloev@mail.ru

He received the diploma of electrical engineer from Angarsk Technological University in 1998 and finished postgraduate course at ESI SB RAS.

Oleg N. Voitov

Melentiev Energy Systems Institute of Russian Academy of Sciences

e-mail: sdo@isem.sei.irk.ru

Graduated from Moscow Power Institute as electrical engineer. He has worked at ISEM SB RAS, Irkutsk since 1971. His scientific interests are connected with power system state analysis. He is a leading researcher.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 91–96. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rozpływ mocy przy probabilistycznych ograniczeniach metodą śledzenia

Autorzy

Irina Golub
Oleg Wojtow
Jewgienij Bołojew

Słowa kluczowe

probabilistyczny rozpływ mocy, ekwiwalent deterministyczny, zmienne krytyczne, minimalizacja czynników sterowania, metoda śledzenia

Streszczenie

Przy sterowaniu pracą systemu elektroenergetycznego ważna jest znajomość wrażliwości wartości losowych zmiennych stanu na wpływające na nie zakłócenia i czynniki. Pozwala to na ustalenie dopuszczalnych zakresów ich zmian. Problem stochastyczny sterowania systemem elektroenergetycznym rozwiązuje się iteracyjnie i sprowadza się do kolejnego rozwiązywania równoważnych problemów deterministycznych, w tym określania charakterystyk liczbowych zmiennych metodą probabilistycznego rozptyłu mocy. Aby zminimalizować liczbę czynników sterujących, sugeruje się stosowanie metody śledzenia w każdej fazie stosowania metody ekwiwalentu deterministycznego. Przedstawione tu wyniki liczbowe wykazują wysoką skuteczność proponowanego podejścia.

1. Wstęp

Wartości zmiennych stanu systemu elektroenergetycznego (SE) powinny mieścić się w pewnym dopuszczalnym zakresie, który spełnia wymagania pod względem niezawodności i jakości. Prawdopodobieństwo, że w przypadku zakłócenia wartość zmiennej przekroczy dopuszczalną granicę, zależy od jej wrażliwości na to zakłócenie, od dopuszczalnego zakresu zmian tej zmiennej oraz tego, jak blisko tej granicy pozostaje jej obecna wartość.

Elementy sieciowe, których zmienne stanu w przypadku okazjonalnych zmian obciążeń i topologii sieci ulegają zmianie w największym stopniu, w [1, 2] nazywa się czujnikami (ang. *sensors*). Powodem, dla którego w sieci pojawiają się czujniki, jest jej niejednorodność określona przez parametry elementów sieciowych, które w [1] nazywa się tzn. słabe miejsca (ang. *weak places*).

Czujniki i słabe miejsca można wykrywać na dwa sposoby. Pierwszy sposób określa wrażliwość zmiennych na zakłócenia zewnętrzne poprzez pojedynczą dekompozycję macierzy Jacobiego. Im większa różnica między pojedynczymi minimalnymi wartościami macierzy Jacobiego a pozostałymi wartościami pojedynczymi, tym więcej powodów, aby wnosić, że zmienne te mają charakter czujnika w stosunku do maksymalnych składników wektora prawostronnego w odniesieniu do tej minimalnej wartości własnej [3].

Przy drugim zastosowanym w tej pracy podejściu reakcję zmiennych losowych na zakłócenia można badać liniowymi i nieliniowymi metodami analitycznymi probabilistycznego rozptyłu mocy [4]. Charakterystyka liczbową zmiennych uzyskanych w obliczeniach probabilistycznego rozptyłu mocy umożliwia zarówno wykrycie zmiennych-czujników, jak i ocenę prawdopodobieństwa spełnienia ich kryteriów.

Duża wrażliwość zmiennych na zakłócenie jest istotna jedynie wówczas, gdy prowadzi ono do naruszenia jakiegos kryterium funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, na przykład kryterium dopuszczalności stanu pracy, o którym mowa w tym artykule. Zmienne, których prawdopodobieństwo dopuszczalności pozostaje poniżej wymaganej wartości, nazywa się krytycznymi. Aby zwiększyć prawdopodobieństwo dopuszczalności zmiennej krytycznej, trzeba albo zmniejszyć niejednorodność systemu elektroenergetycznego, redukując średnie odchylenia kwadratowe zmiennych poprzez poprawę uwarunkowań danego problemu, albo postawić na sterowaniu, które przemieści mediany danej zmiennej do strefy dopuszczalności.

2. Rozpływ mocy uwarunkowany probabilistycznie

Pierwsze badania, przy których w obliczeniu probabilistycznego rozptyłu mocy przy ograniczeniach zastosowano równoważne ograniczenia deterministyczne na mediany, zamiast bezpośredniej formy uwzględnienia ograniczeń prawdopodobieństwa, przedstawiono w [5, 6]. Specyficzną cechą ograniczeń deterministycznych jest to, że stają się funkcjonalne i działają zależnie zarówno od prawdopodobieństwa spełnienia ograniczeń, jak i od parametrów sterujących, co prowadzi do konieczności dostosowania deterministycznego ekwiwalentu stochastycznego problemu sterowania. Metodę tę nazwano metodą ekwiwalentu deterministycznego [5, 6]. W metodzie tej, wraz z wyborem czynników sterujących w celu zapewnienia wymaganego prawdopodobieństwa tego, że sterowane zmienne mieszczą się w dopuszczalnych granicach, rozwiązuje się kolejno problemy probabilistyczne i deterministyczne. Przy rozwiązaniu problemu deterministycznego w [5, 6] zawęża się dopuszczalny zakres

każdej zmiennej powyżej wartości nazwanej krytyczną i oblicza dopuszczalne zmienne stanu.

Konieczność dostosowania ograniczeń wstępnych $\underline{x}_i, \bar{x}_i$ wiąże się z tym, że jeśli mediana regulowanej zmiennej równa się jej wartości granicznej, prawdopodobieństwo spełnienia ograniczeń nie przekroczy 0,5. Aby spełnić ograniczenia probabilistyczne, trzeba określić zakres dopuszczalnych zmian mediany.

Aby określić wymagane przesunięcie θ_i mediany m_{x_i} zmiennej krytycznej x_i ku środkowi dopuszczalnego zakresu zmiany oznaczonego jako $\Delta\varepsilon_{i,f} = 0,5(\bar{x}_i - \underline{x}_i)$, trzeba przede wszystkim określić dopuszczalny zakres zmiany $\Delta\varepsilon_i$ mediany tej zmiennej na podstawie podanego prawdopodobieństwa p_i spełnienia ograniczeń i średniego odchylenia kwadratowego zmiennej krytycznej σ_{x_i} . Przyjmując hipotezę prawa rozkładu normalnego, przesunięcie to można uzyskać, stosując funkcję Laplace'a. Założenie rozkładu normalnego opiera się na fakcie, że zależne zmienne stanu są funkcjami dużej liczby argumentów losowych. Kiedy zmienna podlega rozkładowi innemu niż normalny, przesunięcie takie można uzyskać poprzez przybliżenie krzywej gęstości prawdopodobieństwa w odniesieniu do trzech lub więcej momentów z wykorzystaniem rozkładu Grama-Charliera [4].

Przedział $\Delta\varepsilon_i$ porównuje się ze znanym dopuszczalnym przedziałem $\Delta\varepsilon_{i,f}$ zmiany tej zmiennej.

Dla $\Delta\varepsilon_{i,f} > \Delta\varepsilon_i$

przy $m_{x_i} < \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i$ wymaganą medianę szacuje się jako

$$m_{x_i}' = \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i = m_{x_i} + \theta_i = m_{x_i} + \Delta\varepsilon_i + \Delta\varepsilon_i' \quad (1)$$

gdzie $\Delta\varepsilon_i' = \underline{x}_i - m_{x_i}$

oraz przy $m_{x_i} > \bar{x}_i - \Delta \varepsilon_i$ – jako

$$m_{x_i}' = \bar{x}_i - \Delta \varepsilon_i = m_{x_i} - \theta_i = m_{x_i} - \Delta \varepsilon_i - \Delta \varepsilon_i'$$

gdzie $\Delta \varepsilon_i' = m_{x_i} - \bar{x}_i$ (2)

Jeśli $\Delta \varepsilon_{i_f} < \Delta \varepsilon_i$, uznaje się, że nie można zapewnić wymaganego prawdopodobieństwa utrzymania danych zmiennych krytycznych w dopuszczalnym zakresie. Największe prawdopodobieństwo można osiągnąć, gdy mediana danej zmiennej przesuwa się ku środkowi dopuszczalnego przedziału $m_{x_i} = 0,5(\bar{x}_i - x_{i_f})$. Skutecznym sposobem zwiększenia prawdopodobieństwa spełnienia ograniczeń jest zmniejszenie średniego odchylenia kwadratowego danej zmiennej krytycznej, na przykład poprzez wzmocnienie słabych miejsc.

Analizowane podejście, w odniesieniu do określenia wymaganego przesunięcia θ_i , można także przyjąć w przypadku, w którym mediana zmiennej leży poza dopuszczalnym przedziałem, czyli $\theta_i > \Delta \varepsilon_i$.

W przypadku zmiennych krytycznych sugeruje się, aby rozwiązać problem poszukiwania warunków dopuszczalnych. Polega to na poszukiwaniu wektora sterowania Y . Podaje on minimum sumy kwadratów różnic między początkowym i wymaganymi medianami zmiennych krytycznych

$$\min_Y \sum_i (m_{x_i}(Y) - m_{x_i}')^2 \quad (3)$$

biorąc pod uwagę równania stanu stałego

$$W(X, Y) = 0 \quad (4)$$

i ograniczenia nierównościowe

$$X \leq X(Y) \leq \bar{X} \quad (5)$$

$$Y \leq Y \leq \bar{Y} \quad (6)$$

gdzie:

X, Y – wektory zmiennych zależnych, które zawierają amplitudy i fazy napięć, oraz zmiennych niezależnych lub sterowania, które obejmują źródła mocy czynnej i biernej oraz przekładnie transformatorów. Problem (3–6) rozwiązuje się za pomocą kombinacji metod: programowania ze zredukowanym gradientem i kwadratowego [6]. Cechą szczególną uzyskanego wektora rozwiązania jest zmiana wartości niemal wszystkich składowych wektora sterowań. Technologicznie uzasadnione jest poszukiwanie rozwiązania problemu (3–6) przy użyciu minimalnej liczby sterowań. Potrzebne do tego informacje można uzyskać metodą śledzenia (*tracing*).

3. Minimalizacja liczby czynników sterowania metodą śledzenia

Problem śledzenia przepływów mocy rozwiązano w [7–9]. Podstawową zasadą w tych badaniach jest założenie zachowania tych samych proporcji pomiędzy przepływami z poszczególnych źródeł w sumie mocy, wychodzących z danego węzła, co w sumie mocy dopływających do niego. Najbardziej interesujące są algorytmy śledzenia macierzy i schematu [7, 9], które umożliwiają wykorzystanie danych przepływu mocy, aby równocześnie odpowiedzieć na pytanie o ścieżki przepływu mocy czynnej i biernej z węzłów generacyjnych do odbiorczych

U_{rated} kV	6	10	35	110	220	500
U_{min} kV	5,7	9,9	32	104,5	200	470
U_{max} kV	6,9	12,7	41	127	240	530

Tab. 1. Dopuszczalne granice zmian napięć węzłowych

Lp.	Węzeł	m_U	σ_U	p	$\Delta \varepsilon$	m_U'
1	78	104,506	1,267	0,502	3,271	107,772
2	77	105,965	1,190	0,891	3,063	107,563
3	12	104,515	0,851	0,507	2,189	106,689
4	17	108,282	0,584	1,000		
5	2	518,998	0,583	1,000		
6	3	518,947	0,582	1,000		
7	51	518,510	0,578	1,000		
8	36	518,290	0,551	1,000		
9	13	109,725	0,519	1,000		
10	11	110,200	0,519	1,000		
11	55	506,841	0,472	1,000		
12	57	506,755	0,467	1,000		
13	66	104,548	0,455	0,542	1,169	105,669

Tab. 2. Probabilistyczne charakterystyki wartości napięć w węzłach sieci elektrycznej dla stanu początkowego

oraz udziały mocy generatorów w mocach tych przepływów i odbiorów.

Ponieważ moc bierną wytwarzają generatory, kompensatory oraz linie elektroenergetyczne, liczba węzłów, przy której wynikowa wartość mocy biernej reprezentuje moc wytwarzaną, może być w ogólnym przypadku większa niż liczba generatorów. Również liczba węzłów, w których pobierana jest moc bierna, także może przekraczać liczbę węzłów odbiorczych.

Wyszukiwanie sterowań oparte było na algorytmie śledzenia schematu [10, 11]. Algorytm ten pozwala wyznaczyć ścieżki połączeń danej zmiennej krytycznej z węzłami generatorowymi przy przejściu od węzła z tą zmienną krytyczną wzdłuż schematu sieci elektrycznej w kierunku przeciwnym do zwrotu przepływów mocy w gałęziach. Im większa moc P_{gn} płynie od węzła generatorowego g do węzła n ze zmienną krytyczną, tym większy wpływ na tę zmienną krytyczną wywierają czynniki sterowania (moc generatora i przekładnie transformatorów) zawarte w tej ścieżce. Moc P_{gn} (czynna lub bierna) przesyłaną z węzła generatorowego g do węzła odbiorczego n w algorytmie śledzenia schematu [10] określa się jako

$$P_{gn} = P_g a_{gn} = P_g \bar{P}_n \prod_{j=1}^l \prod_{i=1}^{m_j} \bar{P}_i \quad (7)$$

gdzie:

a_{gn} – część mocy w węźle generatorowym P_{gn} przekazywana do węzła odbiorczego,

\bar{P}_n – obciążenie względne w węźle n określone jako stosunek mocy obciążenia w węźle do sumy mocy dopływających do węzła, l – liczba ścieżek łączących węzły g oraz n , m_j – liczba gałęzi wchodzących do ścieżki j , oraz \bar{P}_i – względny przepływ na początku gałęzi i , równy stosunkowi mocy w gałęzi \bar{P}_i do całkowitej mocy dopływającej do tego węzła początkowego.

W ten sam sposób jest określona moc płynąca z węzła generatorowego do węzła odbiorczego. Różnica pomiędzy mocą wpływającą z węzła generatorowego a mocą dopływającą do węzła odbiorczego równa się stratom mocy na tej ścieżce $g-n$. Tak więc w metodzie śledzenia każdą zmienną krytyczną odnosi się do jednego lub kilku źródeł mocy czynnej lub biernej i dla każdej takiej relacji określa się zbiór potencjalnych czynników sterowania. Całkowita liczba zidentyfikowanych w taki sposób czynników sterowania może być znacznie mniejsza od ich początkowej liczby. Analiza różnych kombinacji jednego, dwóch i większej liczby czynników sterowania dla każdej zmiennej krytycznej pozwala uzyskać dalsze zmniejszenie ich całkowitej liczby. Dla celów takiej analizy warto uszeregować te czynniki sterowania pod względem ich wpływu na daną zmienną krytyczną, z uwzględnieniem ograniczeń (5, 6).

4. Wyniki liczbowe

Zastosowanie proponowanej techniki do wyboru czynników sterowania, które

zapewniają określone prawdopodobieństwo dopuszczalności zmiennych krytycznych, pokazano na przykładzie rzeczywistej sieci elektroenergetycznej o 207 węzłach oraz 285 liniach. Poziomy napięcia w tej sieci oraz dopuszczalne granice ich zmian przedstawiono w tab. 1. W sieci jest 28 węzłów generatorowych, cztery węzły ze źródłami mocy biernej i 61 transformatorów z regulacją zaczepową pod obciążeniem. Działania sterujące były reprezentowane przez 32 źródła mocy biernej i 61 zmiennych przekładni transformatorowych; pełny wektor czynników sterujących zawiera 93 elementy.

Dla maksymalnych obciążeń, biorąc pod uwagę ograniczenia mocy generowanej, napięć i przepływów mocy w liniach, obliczono rozptyły mocy. Nazwano to stanem początkowym. Wszystkie zmienne stanu początkowego mieszczą się w przedziale dopuszczalnym. Przy użyciu liniowej metody analitycznej i na podstawie stanu początkowego obliczono probabilistyczny rozptył mocy i uzyskano liczbowe charakterystyki tych zmiennych. Zakłada się, że odchylenia standardowe mocy węzłowych równe są 12% ich median.

Kolumny w tab. 2 zawierają początkowe wartości median m_U , amplitud napięcia, średnich odchylen kwadratowych σ_U , napięć, prawdopodobieństw p spełnienia ograniczeń, zakresy dopuszczalne $\Delta\varepsilon$ odpowiadające prawdopodobieństwu równemu 0,99 oraz wymaganych median m_U' . Węzły podane w tab. 2 są uszeregowane w kolejności malejącej σ_U , co umożliwia rozpoznanie węzłów 78, 77, 12 jako tzw. węzłów czujnikowych.

Wrażliwość tych węzłów potwierdza także analizę wartości pojedynczej macierzy Jacobiego zbudowanej dla analizowanych warunków pracy. Tę cechę zilustrowano na rys. 1 za pomocą rzutu wykresu sieci elektrycznej na płaszczyznę o współrzędnych pierwszego i drugiego wektora własnego, których elementy są powiązane z wartościami napięć węzłowych. W rzucie tym tzw. węzły czujnikowe to węzły 78, 77 i 12 w maksymalnej odległości od początku współrzędnych [3].

Po określeniu przesunięć θ , problem poszukiwania dopuszczalnych warunków pracy (3–6) został rozwiązany dla każdej zmiennej

Lp.	Węzeł	m_U	σ_U	p
1	78	108,288	1,181	0,999
2	77	109,696	1,108	0,999
3	12	106,682	0,837	0,995
4	17	109,514	0,578	1
5	157	111,152	0,560	1
6	11	112,250	0,515	1
7	66	106,527	0,424	0,999

Tab. 3. Probabilistyczne charakterystyki wartości napięcia uzyskane przy użyciu 31 sterowań

krytycznej przy użyciu 93 składowych wektora sterowań. Ten proces rozwiązania pokazuje, że wystarczy zmienić tylko 16 wartości źródeł mocy biernej i 15 przekładni transformatorów, czyli 31 z 93 składowych pełnego wektora sterowania. Wyniki obliczenia probabilistycznego rozptyłu mocy dla określonych dopuszczalnych warunków pracy świadczą o tym, że spełniono ograniczenia probabilistyczne dla wszystkich zmiennych, jak to pokazano w tab. 3. Tak więc rozwiązanie tego problemu stochastycznego otrzymano, stosując tylko jeden ekwiwalent deterministyczny.

Aby rozwiązać problem minimalizacji liczby składowych wektora sterowań dla początkowych warunków pracy metodą śledzenia, określiliśmy generatory wprowadzające do sieci co najmniej 1 MVar mocy biernej do węzłów z napięciem krytycznym i sterowaniami zawartymi w ścieżkach przesyłu mocy.

Na rys. 2a przedstawiono graf skierowany ścieżek przesyłu mocy biernej od węzłów generatorowych 3, 4 i 5 do węzła krytycznego 12. Analiza tego grafu pozwala uwzględnić moc bierną w węzłach 3, 4 i 5 oraz transformatorach 2–6, 5–7 i 6–8 na liście sterowań napięciem w węźle 12.

Zgodnie z rys. 2b i rys. 2c źródła mocy biernej w węzłach 72, 73, 101 i 1068 oraz transformatory 72–74, 72–163, 71–73, 73–161, 101–102, 63–126 i 56–57 są stosowane (właściwe) do sterowania zmiennymi krytycznymi w węzłach 66 i 78.

Lista sterowań uzyskanych z analizy przepływu mocy biernej metodą śledzenia obejmuje 7 źródeł mocy biernej i 10 transformatorów. Aby znaleźć czynniki sterujące o największym wpływie na zmienne krytyczne, szacujemy zmiany w zmiennych krytycznych przy zmianie sterowań, biorąc pod uwagę ograniczenia zmiennych stanu.

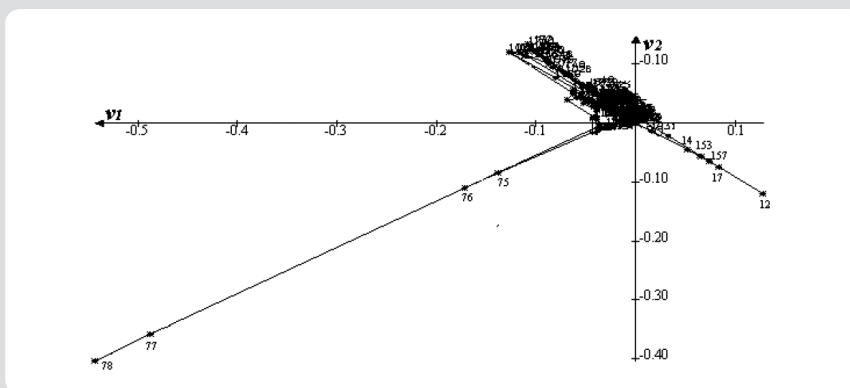
W tab. 4 pokazano, że maksymalny wpływ na napięcie w węźle 12 ma przekładnia transformatora k_{6-8} w linii 6–8. Wpływ tego sterowania na zmienne krytyczne w węzłach 66 i 78 jest nieznaczny.

Szacowane oddziaływanie sterowań uzyskane w analizie grafów zasilania mocą bierną węzłów 66 i 78 ze zmiennymi krytycznymi (rys. 2b, 2c) świadczy o tym, że znaczny wpływ na sterowanie w węźle 66 ma przekładnia transformatora k_{63-126} a w węźle 78 – przekładnia transformatora k_{71-73} oraz źródło mocy biernej Q_{73} w węźle 73, jak pokazano w tab. 5.

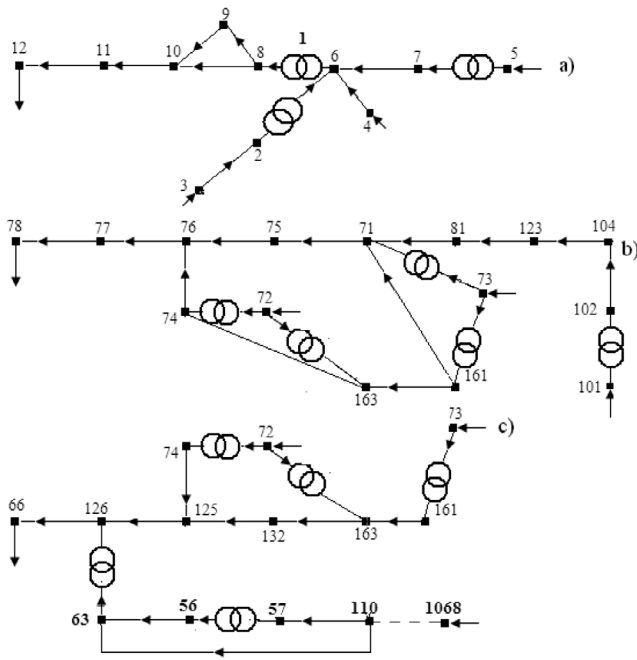
W tab. 6 przedstawiono rozwiązania problemu probabilistycznego rozptyłu mocy dla węzłów ze zmiennymi krytycznymi, dla warunków uzyskanych w wyniku zmiany k_{6-8} w celu zapewnienia wymaganego prawdopodobieństwa dla napięcia w węźle 12, dodatkowego sterowania k_{71-73} w węźle 78 oraz dodatkowego sterowania k_{63-126} w węźle 66. Tutaj zastosowanie algorytmu śledzenia umożliwia wybór trzech czynników sterowania z 93 składowych wektora sterowania, aby zapewnić określone prawdopodobieństwa spełnienia danych ograniczeń. Wiarygodność otrzymanego rozwiązania potwierdzono obliczeniem probabilistycznego rozptyłu mocy metodą Monte Carlo.

5. Wnioski

1. Objasniono potrzebę uwzględnienia strukturalnych właściwości sieci przy stochastycznym sformułowaniu problemu.
2. Rozwinięto metodę ekwiwalentu deterministycznego w odniesieniu do sterowania stochastycznymi warunkami pracy systemu elektroenergetycznego.
3. Przeanalizowano podejścia do zapewnienia wymaganego prawdopodobieństwa spełnienia ograniczeń i do wyboru sterowań w zakresie właściwości obszarów ich dopuszczalności.



Rys. 1. Rzut wykresu sieci rzeczywistej na płaszczyznę o współrzędnych pierwszego (v_1) i drugiego (v_2) wektora pojedynczego, odpowiadających wartościom napięcia



Rys. 2. Schemat zasilania mocą bierną węzłów ze zmiennymi krytycznymi a) węzeł 12, b) węzeł 78, c) węzeł 66

Zmienne krytyczne, kV	Sterowania					
	Q_3	Q_4	Q_5	k_{5-7}	k_{2-6}	k_{6-8}
U_{12}	0,1	0,2	4,4	0,5	1,3	8,1
U_{66}	0	0	0,4	-0,03	0	0,36
U_{78}	0	0	0,05	-0,05	1,3	0,5

Tab. 4. Wpływ sterowań grafem zasilania mocą bierną (rys. 2a) na zmienne krytyczne

Zmienne krytyczne, kV	Sterowania										
	Q_{72}	Q_{73}	Q_{101}	Q_{1068}	k_{72-74}	k_{72-163}	k_{71-73}	k_{73-161}	$k_{102-101}$	k_{63-126}	k_{56-57}
U_{12}	0,08	0,03	0	0,5	0,2	-0,8	-1	0,2	0	0,6	1,3
U_{66}	0,9	0,36	0,02	0,8	-0,03	-0,3	-0,03	-0,15	0,05	8,7	3,2
U_{78}	2,7	6,01	0,21	0,1	-1,1	-1,2	4,7	-0,7	0,05	5,75	4,1

Tab. 5. Wpływ sterowań grafami zasilania mocą bierną (rys. 2b, 2c) na zmienne krytyczne

Węzeł	Linowa metoda analityczna probabilistycznego rozpyły mocy									Metoda Monte Carlo		
	k_{6-8}			k_{6-8}, k_{71-73}			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$		
	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p
78	104,50	1,27	0,50	108,22	1,20	1,00	108,44	1,20	1,00	108,37	1,17	1,00
77	105,96	1,19	0,89	109,63	1,13	1,00	109,84	1,12	1,00	109,78	1,10	1,00
12	106,70	0,83	1,00	106,71	0,83	1,00	106,71	0,83	1,00	106,68	0,86	0,99
66	104,54	0,46	0,54	105,15	0,45	0,93	106,09	0,45	1,00	106,09	0,47	1,00

Tab. 6. Zmiany w charakterystyce liczbowej zmiennych po zastosowaniu sterowania

- Z badania wynika, że aby zminimalizować liczbę czynników sterujących na etapie rozwiązywania ekwiwalentnego problemu deterministycznego, należy korzystać z danych ze śledzenia rozpyły mocy w sieci elektrycznej.
- Na przykładzie rzeczywistej sieci pokazano skuteczność proponowanego podejścia w zmniejszaniu liczby sterowań w celu zapewnienia wymaganego prawdopodobieństwa spełnienia probabilistycznych ograniczeń w przypadku jednoczesnego stosowania metod ekwiwalentu deterministycznego i śledzenia.

Badania były finansowane z dotacji prezydenta Federacji Rosyjskiej dla prowadzących uczelni badawczych – 4711.2014.8.

Bibliografia

- Gamm A.Z., Golub I.I., Detection of weak places in a power system [Wykrywanie słabych miejsc w systemie el. en.], Izv. RAS, *Energetika* 1993, nr 3, s. 83–92 [po rosyjsku].
- Gamm A.Z., Golub I.I., The problem of weak places in a power system [Problem słabych miejsc w systemie el. en.], w materiałach 1995 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, Sztokholm, s. 542–546.
- Gamm A.Z. i in., Solving several problems of power systems using spectral and singular analyses [Rozwiązanie niektórych problemów systemów el. en. przy użyciu analizy spektralnej i syngularnej], *IEEE Trans. Power Syst.* 2005, t. 20, s. 138–148.
- Golub I.I., Voitov O.N., Boloev E.V., Preventive control of electric power system state variables by the methods of probabilistic load flow [Zapobiegawcze sterowanie zmiennymi stanu systemu el. en. metodą probabilistycznego rozpyły mocy], *Acta Energetica* 2013, nr 14, s. 18–25.
- Valdma M.K., Krumm L.A., Okhorzin Y.A., Methods of solving the stochastic problems of complex optimization of bulk power system operation [Metody rozwiązywania problemów stochastycznych złożonej optymalizacji działania systemów el. en.], Irkutsk, 1974, s. 96–111 [po rosyjsku].
- Murashko N.A. i in., Analysis and control of steady states of electric power systems [Analiza i sterowanie stanami ustalonymi systemów el. en.], *Nowosybirsk: Nauka* 1987, s. 240 [po rosyjsku].
- Bialek J., Tracing the flow of electricity [Śledzenie rozpyły energii el.], *IEE Generation Transmission & Distribution* 1996, t. 143, nr 4, s. 313–320.
- Kirschen D., Allan R., Strbac G., Contributions of individual generators to loads and flows [Udział poszczególnych generatorów w obciążeniach i rozpyłach], *IEEE Trans. Power Syst.* 1997, t. 12, s. 52–60.
- Wu F.F., Ni Y., Wei P., Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loop flows [Alokacja transferów mocy do otwartego dostępu przy użyciu teorii grafów – Podstawy i zastosowania w systemach bez pętli], *IEEE Trans. Power Syst.* 2000, t. 15, s. 923–929.

10. Gamm A.Z., Golub I.I., Contribution of active and reactive power transmission in electric power system [Udział przesyłu mocy czynnej i biernej w systemie el. en.], *Elektrichestvo* 2003, nr 3, s. 9–16 [po rosyjsku].

11. Gamm A.Z., Golub I.I., Application of Contribution factors at control of electric power system operating conditions [Stosowanie współczynników udziału w sterowaniu warunkami pracy systemu el. en.], materiały konferencyjne,

International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech 2005, Petersburg, Rep. 649.

Irina I. Golub

prof. dr inż.

Institut Systemów Energetycznych im. Mielentiewa, Rosyjska Akademia Nauk

e-mail: golub@isem.sei.irk.ru

Absolwentka Moskiewskiego Instytutu Energetycznego, kierunek elektrotechnika. Od 1973 roku pracuje w ISEM SB RAS (Instytucie Systemów Energetycznych im. Lwa A. Mielentiewa, Oddział Syberyjski Rosyjskiej Akademii Nauk) w Irkucku. Jej zainteresowania naukowe są związane z analizą stanów pracy systemów elektroenergetycznych.

Jewgienij Bołojew

dr inż.

Państwowa Akademia Techniczna w Angarsku

e-mail: boloev@mail.ru

Otrzymał dyplom inżyniera elektryka na politechnice w Angarsku (1998) i ukończył studia podyplomowe w Instytucie Systemów Energetycznych im. Lwa A. Mielentiewa, Oddział Syberyjski Rosyjskiej Akademii Nauk (ISEM SB RAS).

Oleg N. Wojtow

dr inż.

Institut Systemów Energetycznych im. Mielentiewa, Rosyjska Akademia Nauk

e-mail: sdo@isem.sei.irk.ru

Absolwent Moskiewskiego Instytutu Energetycznego z tytułem inżyniera elektryka. Od 1971 roku pracuje w Instytucie Systemów Energetycznych im. Lwa A. Mielentiewa, Oddział Syberyjski Rosyjskiej Akademii Nauk (ISEM SB RAS) w Irkucku. Jego zainteresowania naukowe są związane z analizą stanów pracy systemu elektroenergetycznego.