

Simulation of Reactive Power Imbalances in the Transmission Power Grid Threatened by the Problem of Voltage Instability

Authors

Robert Lis
 Mirosław Łabuzek

Keywords

transmission grid, voltage stability, reactive power balance

Abstract

The reactive power balance in the transmission power grid depends on the reactive power produced by the power stations and the value generated by the capacitive power lines and static compensators. Reactive transmission losses become greater than shunt capacitive generation at the turning-point of voltage stability. Then lowering bus voltages drive EPS into voltage collapse point. The paper presents the balance of reactive power depending on the power demand growth, which is then used to estimate the operating point of the transmission network, in which the reactive power transmission losses are greater than the total reactive power generated by the shunt capacity.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013407

1. Introduction

1.1. Transmission grid control

Electrical power system (EPS) should meet requirements of the country's energy security through provision of power supply with parameters provided by relevant provisions. In the case of an emergency, system operators need to reduce its possible effects and strive for reconstruction of the system by their own means or with use of neighbouring systems. Energy storage to a broader extent is impossible, so simultaneous generation and the use of electric energy produce many tasks and problems related to EPS control and management. The issues of steady operation create the basis to solve power flow for selected day hours and year periods in the scale of the public system and its components. Changes to be introduced in the system are analysed through determination of a new steady state for a situation after modifications. Therefore, generated and consumed power should be constantly balanced in the system. In the interests of Poland's energy security, a priority task is to construct new lines and modernise existing lines and substations with the application of the latest technologies and observance of environmental protection regulations. Such a situation requires careful technical and economic preparation.

Voltage stability becomes one of issues relevant for standard system operation, as the failure in the Polish system of 26 June 2006 demonstrated [1]. Voltage stability test should show weak points in the system that may cause a voltage avalanche.

Energetic computations constitute a set of software. They enable

to conduct many calculations related to EPS upon the database, such as determination of the initial or variation power flow, values of particular quantities at disturbances, system stability assessment, optimisation of the state of operation etc. These entire calculations base on assignment of a vector of the initial state, commonly called as power flow assignment. This comes down to solving non-linear equations relating set and wanted values. One searches for values of node voltage vectors. The adopted method of a solution may affect a solution or its lack. It is justified to use an approach that would enable to claim unambiguously whether a solution exists or no. [2] shows application of theoretical foundations, while [3] presents practical applications to large EPS.

1.2. Voltage stability of the transmission grid

Calculations of power flow constitute the basis of all EPS analyses. When the system is getting more and more complex, computational methods need to be characterised with quick and reliable convergence, while computational software should enable for consideration of a large system at short computing time. Newton–Raphson method, which is currently the most popular one, belongs to the group of gradient methods. It applies the admittance model of EPS. Application of the sparse matrix technique enables to consider large systems for which the degree of population of these matrices comes to less than 1%.

Usually, Newton–Raphson method requires several iterations regardless of the value of computed EPS, provided that the starting point has been chosen properly. Selection of the

starting point is the disadvantage of this method – when it is wrongly chosen, it may lead to identification of no solution or an improper solution. Hybrid methods should be applied in such cases. Application of the Gauss or Gauss–Seidel method to several iterative steps (these methods require simple calculations in large quantities, with free convergence) and then moving to the Newton–Raphson method constitutes one of these approaches. Such a situation occurs, e.g. at flat start to calculations, with consideration of the phase shift of transformers from the Yd5 (Yz5) group. Conducted calculations for EPS required four–five iterations for convergence $e = 10^{-8}$, while duration of iterative calculations came to approx. three seconds.

Application of flow methods is a frequent approach to test voltage stability through determination of the stability limit based on values obtained in an iterative process (zeroing the Jacobian determinant) [4]. Papers [3, 5] draw attention to the possibility of applying so-called approximate solutions with basic solutions to practical tests. It is connected with multiple solutions of power flow. In this case, a disadvantage of the Newton–Raphson method has become its advantage. Starting calculations from the point that is much distant from a solution leads to the second solution. For the steady states, it is useless as unstable and it practically does not exist. However, when this point is approaching the appropriate operating point, it proves that the EPS operating state is approaching the stability limit defined by one double solution. Analytically related node values may be presented on the plane of coordinates of node voltages in the form of circles of active and reactive power or active power and voltage module. These circles cross in two points for states distant from the limit state and they become adjacent for the limit state [6].

1.3. Test of the transmission grid voltage stability

In operator's centres of most EPS all over the world, systematic analyses of voltage stability of the transmission grid have been conducted for years with the use of mainly power flow programs. These analyses are conducted for transmission grids in the annual, monthly, weekly and daily cycle [7].

The relation between voltage stability and angular stability is insignificant, so the loss of voltage stability in distinguished areas of large joined systems may occur without the loss of synchronism [8]. Voltage stability is related to voltage changes in nodes of the transmission grid in subsequent steady states occurring after a change in EPS power demand. The loss of voltage stability may result from too high growth of power demand in the system or from an emergency turning heavily loaded transmission line or generators off.

Due to existing limitations in generation of reactive power by synchronous generators, when the load is increasing, its imbalance may occur in a given part of EPS. It causes voltage drop and consequently – reduced reactive power generation by transmission lines and further limitation of the capacity of its production by generators. Reactive power flows to the imbalanced area from more distant sources, causing increased load of transmission lines and thereby the loss of reactive power. In such a case, emergency shutdown in an imbalanced area of heavily loaded

(overloaded) transmission line or significant source of reactive power may cause regular voltage drops, until the occurrence of voltage avalanche. In addition, voltage control systems of synchronous generators and transformers affect voltage conditions significantly. Transmission control systems of transformers under load try to keep a set voltage level on the side of the distribution grid. Therefore, they may contribute to intensification of the reactive power imbalance.

Reactive power imbalance in the system launches the process of losing voltage stability, which is developing usually for several, more than dozen or even several dozens of minutes. Commonly, reactive power imbalance occurs in the EPS area that is possible to be distinguished. At following stages of this process, we have to do with different phenomena. Different means to prevent from failures may be applied according to its stage. In large joined EPS, voltage stability loss develops usually at a frequency that is not far from the nominal frequency. EPS protection against voltage failure or reduced duration of failure require relevant selection of preventive measures by the systemic automation, and then making proper decisions by an operator.

The following means are applied to restore the reactive power balance in a threatened area:

- automatic enclosure of additional sources of reactive power (condenser batteries, SVC, STATCOM)
- automatic increase of reactive power production by generators at the expense of reduction of their active power
- automatic shut-off of recipients of high reactive power take-off through the automation of under voltage release
- automatic blocking of UHV/110kV transformer voltage control to prevent from increased reactive power take-off by the network 110 kV.

In the literature, the theoretical point of losing voltage stability of the transmission grid is commonly understood as the loss of convergence of an iterative process of solving node equations. This is a point in which two solutions close to zero converge, i.e. a determinant of the Jacobian matrix is close to zero. The point of voltage stability loss has a theoretical significance, as it corresponds with values of node voltages close to $0.8U_n$. In practice, the transmission grid in which node voltages have values close to $0.8U_n$ is not able to keep voltage stability, which is shown by voltage failure in Polish North-East EPS of 26 June 2006 [7].

2. Reactive power loss balance

2.1. Transmission losses of reactive power

It is much harder to estimate the operating point of the transmission grid, in which signals of endangered voltage stability occur than to determine the theoretical point of voltage stability loss. Especially when it concerns the transmission grid, in which generators operate near limit reactive powers. Then a very important role is performed by the rate of growth of the transmission loss balance of reactive power and charging power in reference to increased reactive power take-off by nodal loads of the transmission grid. The equation of the reactive power balance in the transmission grid is as follows:

$$Q_g + Q_{lad} = Q + Q_{str} \quad (1)$$

where: Q_g – reactive power generated in power stations, according to individual Pie graphs of generator power, Q_{lad} – reactive power generated by static capacitive elements attached transversely to the network (all condenser batteries, line capacity), Q – reactive power taken off in GPZ 110kV/MV reduced by power of condenser batteries on MV buses (these condensers produce power Q_{lad}), Q_{str} – transmission losses of reactive power longitudinal in lines, as well as longitudinal and transverse in transformers.

Transmission losses of reactive power Q_{str} are directly proportional to the square of transmitted powers and inversely proportional to the square of voltage. Increase of transmitted powers causes increase of reactive losses and voltage drop, while power voltage drop intensifies the increase of these losses:

$$Q_{str} = X \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (2)$$

where: P, Q – transmitted active and reactive power from the starting node to the final node of a branch, U – voltage in the starting node of a branch, X – reactance of a longitudinal branch.

Voltage drop in the transmission grid results in reduced generation of reactive power Q_{lad} through shunt capacities of lines and condenser batteries and other static compensators, according to the following relation

$$Q_{lad} = -BU^2 \quad (3)$$

where: B is a shunt capacity susceptance of lines, condenser batteries and static compensators.

Together with further growth of power demand in substations GPZ 110kV/MV, voltage in the transmission grid drops and transmission losses of reactive power exceed significantly charging power. Moreover, a part of generators starts to operate with constant reactive power because it cannot exceed strictly defined minimum value $Q_{g \min}$ and maximum value $Q_{g \max}$ resulting from the generator's Pie graph [9]. Maximum reactive power refers to acceptable current of a rotor and a stator, while the minimum value refers to conditions of static balance. If one of these limit values of reactive power is achieved, a generator becomes the PQ-type node, i.e. a node with set active and reactive power, instead of the PU-type node with set active power and voltage. When limit values of generated reactive power are achieved, distant balancing node covers the further required increase of generated power. Then the increase of reactive power produced by generators is applied mainly to cover transmission losses, instead of increasing voltages.

2.2. Critical operating point of the transmission grid

The operating point of the transmission grid, in which reactive transmission losses exceed total charging power [10], should be specially emphasised.

$$Q_{str} > Q_{lad} \quad (4)$$

Then generators cover only increase of reactive power taken off from the substation GPZ 110kV/MV. Critical operating point (COO) of the transmission grid is the point where transmission losses and charging power in the transmission grid are equal. The occurrence of a critical point is only a signal of deteriorated voltage stability, not a point of voltage instability. Exceeding this point means further reduction of node voltages in spite of increased generation of reactive power in power stations. Voltage drop accelerates rapidly when generation of reactive power in power stations approaches technical limitations. E.g., the occurrence of COO point in the transmission grid where all generators work in the PU mode does not inform us of endangered voltage stability, but of reactive power transmission at large distances. In accordance with the equation of reactive power balance (1) in the transmission grid:

$$Q_g = Q + Q_{str} - Q_{lad} \quad (5)$$

a relation between the increase of reactive taken off power and generated power in this grid can be estimated:

$$\frac{dQ_g}{dQ} = 1 + \frac{d(Q_{str} - Q_{lad})}{dQ} \quad (6)$$

When transferring to finite increases:

$$\frac{\Delta Q_g}{\Delta Q} = 1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \quad (7)$$

we finally obtain:

$$\Delta Q_g = \left(1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \right) \Delta Q \quad (8)$$

The formula (8) demonstrated that increased power take-off ΔQ in GPZ 110kV/MV causes increased reactive power generated in power stations ΔQ proportionally to the value of expression

$$\left(1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \right) \quad (9)$$

the value of which depends on increase of the balance of transmission losses and charging power in the transmission grid. If reactive transmission losses are exactly equal to charging power in the expression (9), generators cover only increase of reactive power taken off from the substation GPZ 110kV/MV. In the case of a transmission grid including one transmission line, it will be

natural power transmission [11]. This relation (8) may be applied to test voltage stability with use of the criterion dQ_g/dQ , a detailed description of which in application to elementary system generator – load may be found in [12].

Based on current total values of active and reactive power generated by power stations, a transmission grid operator should be able to estimate the network's operating point where reactive transmission losses and reactive power generated by shunt capacities will be balanced. COO point may be detected only in such a model of transmission grid where all condenser batteries are modelled as a shunt capacitive susceptance in grid nodes.

3. Transmission grid models

3.1. Transmission grid test model

The test considers 12-node transmission system with the nominal voltage of 110kV (five nodes, others are distributive nodes of medium voltage, Fig. 1).

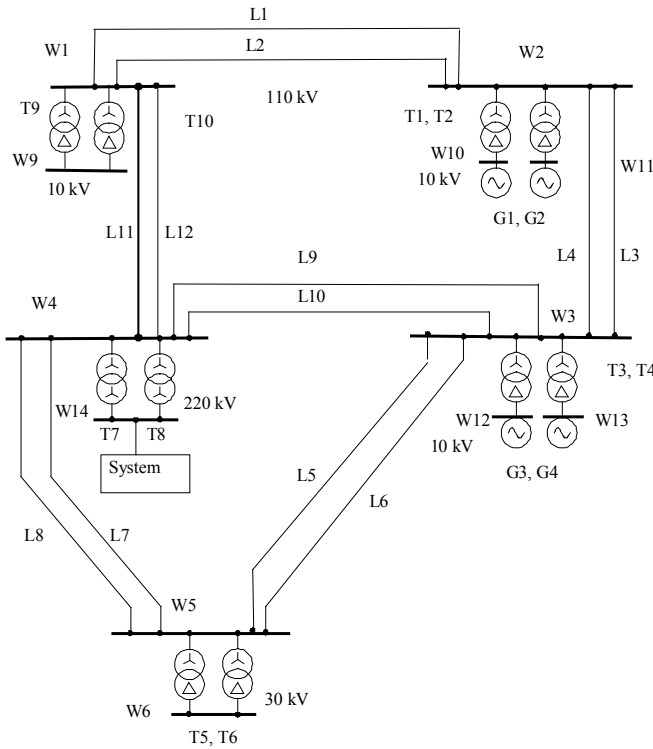


Fig. 1. Test grid scheme

It cooperates with the stiff voltage system at the level of 220 kV. These loads have $tg \varphi$ not larger than 0.4. Four local generators cover most active and reactive power demand. The remaining part is taken off from higher voltage. Generators operate with a block transformer directly at the voltage level of 110 kV. The system of parallel elements has been adopted. It enables verifying system behaviours at shut-offs of parallel connections. Considered EPS includes 12 nodes, 12 lines and 10 transformers.

3.2. Transmission grid alternative model

Simplified alternative system presented in Fig. 2 has been applied in order to estimate quickly the critical operating point of the transmission grid.

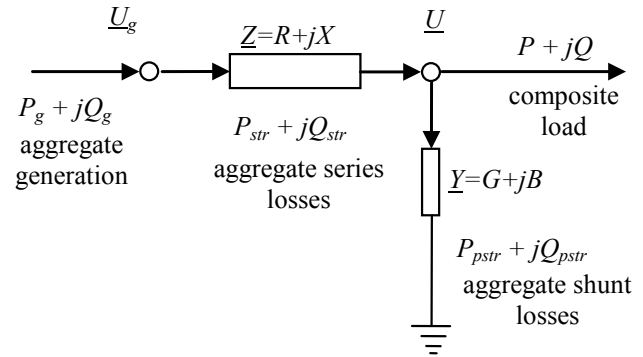


Fig. 2. Power system alternative model

Longitudinal parameters R, X of the model are calculated based on results of planned power flow. It requires calculation of aggregate (total) generation, composite load, total longitudinal (series) and transverse (shunt) losses: aggregate generation

$$P_g = \sum_{i=1}^N P_{gi}, \quad Q_g = \sum_{i=1}^N Q_{gi} \quad (10)$$

composite load

$$P = \sum_{i=1}^N P_i, \quad Q = \sum_{i=1}^N Q_i \quad (11)$$

aggregate longitudinal losses

$$P_{str} = \sum_{j=1}^M P_{strj}, \quad Q_{str} = \sum_{j=1}^M Q_{strj} \quad (12)$$

and aggregate transverse losses

$$P_{pstr} = \sum_{j=1}^M P_{pstrj} + \sum_{i=1}^N P_{shi}, \quad Q_{pstr} = \sum_{j=1}^M Q_{pstrj} + \sum_{i=1}^N Q_{shi} \quad (13)$$

where: P_{gi}, Q_{gi} – active and reactive power generated in i node
 P_i, Q_i – active and reactive power generated in i node
 P_{shi}, Q_{shi} – active and reactive power of a shunt compensator in i node
 P_{strj}, Q_{strj} – longitudinal (series) losses of active and reactive power in j branch
 P_{pstrj}, Q_{pstrj} – active and reactive power losses in j branch,
 N – number of nodes in the system together with a balancing node,
 M – number of branches (lines and transformers) in the system.
 R, X, G, B parameters of the transmission system alternative model result from adoption of the assumption that voltages

in power station nodes are expressed in relative units and their values are equal to 1.05. From the values of longitudinal (series) losses:

$$P_{str} = R \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2}, \quad Q_{str} = X \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2} \quad (14)$$

Longitudinal (series) resistance and reactance of the alternative circuit can be respectively calculated:

$$R = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} P_{str} \quad (15)$$

$$X = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} Q_{str} \quad (16)$$

Voltage module in the alternative load node comes to:

$$U = \sqrt{\left(U_g - \frac{P_g R + Q_g X}{U_g} \right)^2 + \left(-\frac{P_g X - Q_g R}{U_g} \right)^2} \quad (17)$$

When we know the alternative voltage load module and values of transverse losses of active and reactive power:

$$P_{pstr} = GU^2, \quad Q_{pstr} = -BU^2 \quad (18)$$

we may determine respectively alternative transverse conductance and susceptance of the alternative circuit:

$$G = \frac{P_{pstr}}{U^2} \quad (19)$$

$$B = -\frac{Q_{pstr}}{U^2} \quad (20)$$

Transverse losses of reactive power in the system have insignificant value as against longitudinal losses. They decline together with voltage drop in the grid, but they have insignificant impact on a stoppage of developing reactive power imbalance.

3.3. Multiple solutions of power flow

Equations of node powers in the rectangular coordinate system of node voltage have the following form:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = (e_i + jf_i) \sum_{j=1}^N (g_{ij} - jb_{ij})(e_j + jf_j) \quad (21)$$

where: \underline{S}_i – node complex power

$\underline{U}_i = e_i + jf_i$ – node voltage in i node

$Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ – mutual conductance and susceptance

$Y_{ii} = g_{ii} + jb_{ii}$ – own conductance and susceptance of i node.

If we adopt the assumption that only voltage components are changing in specific i node, while remaining components are constant, from the equation (21) we obtain the following new form separately for power P and Q :

$$P_i = (e_i^2 + f_i^2)g_i + K_i e_i + L_i f_i \quad (22)$$

$$Q_i = -(e_i^2 + f_i^2)b_i - L_i e_i + K_i f_i \quad (23)$$

where $K_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_j e_j - b_j f_j)$ and

$$L_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_j e_j + g_j f_j)$$

After transformation of the expression (22) and (23), we obtain equations of active power circle:

$$\frac{P_i}{g_i} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4g_i^2} = \left(e_i + \frac{K_i}{2g_i} \right)^2 + \left(f_i + \frac{L_i}{2g_i} \right)^2 = r_P^2 \quad (24)$$

and the equation of reactive power circle:

$$-\frac{Q_i}{b_i} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4b_i^2} = \left(e_i + \frac{L_i}{2b_i} \right)^2 + \left(f_i - \frac{K_i}{2b_i} \right)^2 = r_Q^2 \quad (25)$$

For generating nodes, for which a voltage module is set, the equation (25) is replaced with the following formula:

$$U_{gi}^2 = e_{gi}^2 + f_{gi}^2 \quad (26)$$

When some limitations are applied, points referring to zero value of the Jacobian determinant J of flow equations may be treated as the limit of local stability of the system [8]. If we treat the adjacent point of circles P and Q or P i U as the limit of local stability, areas on the right side of a straight line determined by the equation $\det J = 0$, are treated as the stable area (basic, first, accurate, stable solution), while areas on the left side of this straight line – as unstable (second, unstable, inaccurate solution). For the multi-node system, circle crossings indicate only approximation of two approximate solutions among 2^N possible combinations. Multiple approximate solutions may be determined with the Newton-Raphson method at proper adoption of the starting point [13] Approximation of two multiple solutions to each other is accompanied by deterioration of convergence conditions. This is why the convergence ratio is introduced to flow equations with the value different from unity. It enables thorough approximation to the stability limit (Fig. 3).

4. Simulation of reactive power imbalances

Various balancing scenarios are considered while testing voltage stability. Usually, the scenario of proportional growth of load active power at constant tangents of power in nodes is applied. Simulation of covering the growth of demanded power in the transmission system might have different forms. The two following ones are the most frequently applied.

- increased demand is covered by systemic power stations proportionally to nominal power of their generators
- increased demand is covered by a balancing node which reflects power import from the external system.

The second method gives the most pessimistic results, as it involves the highest increase of reactive power losses. In computer simulations presented in this paper, demand growth consists in proportional increase of active and reactive powers taken off in nodes for constant $\tan \varphi$ and not larger than 0.4. Active powers of generators increase proportionally to their initial generated powers, while reactive powers result from set voltages on generator clamps.

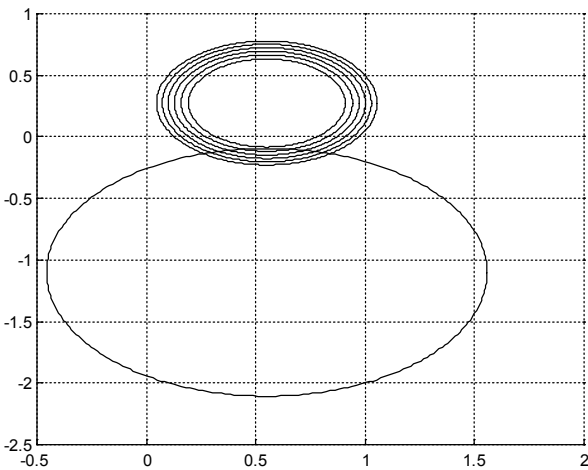


Fig. 3. Graphic illustration of approximate solutions in the rectangular system of node voltages – change in reactive power

4.1. Results of a simulation of the transmission grid test operation

	active power [MW]	reactive power [Mvar]
generation	141.154	15.358
load	140.000	24.000
longitudinal losses	0.735	13.490
line charging	–	–24.512
branch transverse losses	0.000	–
transformer transverse losses	0.420	2.380

Tab. 1 System balance for the initial state

The steady state of this test system has been calculated in four iterations of the Newton-Raphson method. Low number of 82

iterations and the lack of change in a sign of a determinant of the Jacobian matrix provides for local stability in set operating point.

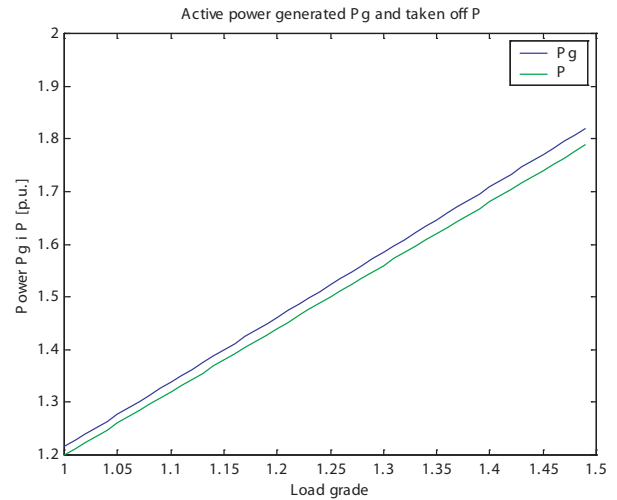


Fig. 4. Chart of generated and taken-off active power

Fig. 4 presents the characteristics of generated and taken-off active power, while Fig. 5 concerns generated and taken-off reactive powers. Reactive powers are significantly spreading out at system balancing, which is related with a high increase of longitudinal losses in the system. Charts for active powers do not indicate such discrepancies.

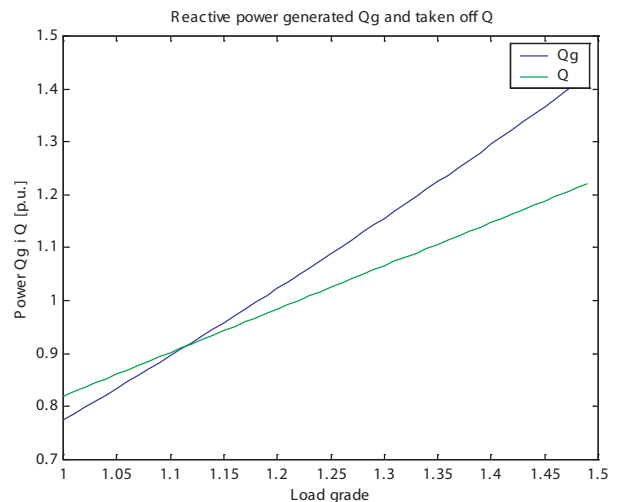


Fig. 5. Charts of generated and taken-off reactive power

Fig. 6 presents the process of changes in longitudinal and transverse losses of generation for a test transmission grid.

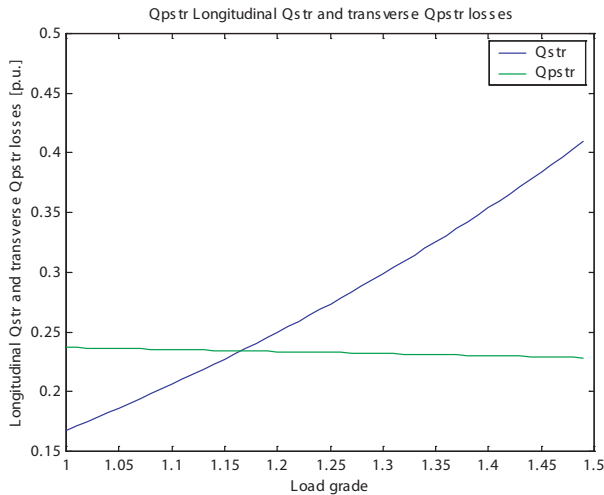


Fig. 6. Process of changes in longitudinal and transverse losses of generation for a test transmission grid

The chart shows that the point, in which transmission losses become equal to reactive power generated by shunt capacities corresponds a 34% increase in apparent power generated in the system in relation to planned power distribution, or they become equal to 34% growth of power demand at a constant power tangent. Generated apparent power increases more quickly than the demand due to increased transmission losses and declining charging power.

4.2. Results for the alternative transmission grid

	active power [MW]	reactive power [Mvar]
generation	141.154	15.358
load	140.000	24.000
longitudinal losses	0.735	13.490
line charging	–	–0.000
branch transverse losses	0.000	0.000
transverse losses in nodes	0.419	–22.118

Tab. 2. Balance of the two-node alternative system for the initial state

With use of a two-node alternative system model, it may be easy to estimate the point where reactive transmission losses and reactive power generated by shunt capacities become equal. Fig. 7 shows that this point corresponds with an increase of generated apparent power of approx. 27% or with 27% growth of power demand at a constant power tangent.

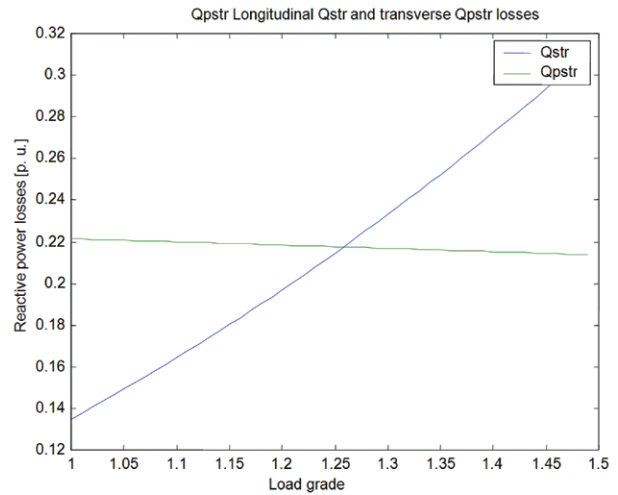


Fig. 7. Process of longitudinal and transverse losses changes in generation for the alternative transmission grid

4.3. Results of multiple solving of power flow equations

The above-mentioned relations (24) and (25) enable one to chart circles of active and reactive power in rectangular coordinates of node voltages for the load alternative node.

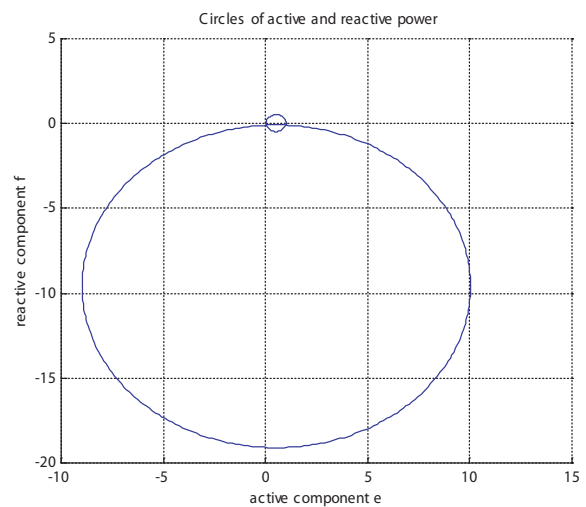


Fig. 8. Pie graphs of active and reactive power for the initial state

Based on Fig. 8, it may be concluded that circles of active and reactive power cross each other so they have two tangents. Their position against each other demonstrates the existence of two solutions. The distance between tangents (it is clearer on enlarged common fragment, Fig. 9) may be a measure of stability reserve. The significant difference between the radius of active and reactive power circles results from the low value of a tested node’s own susceptance.

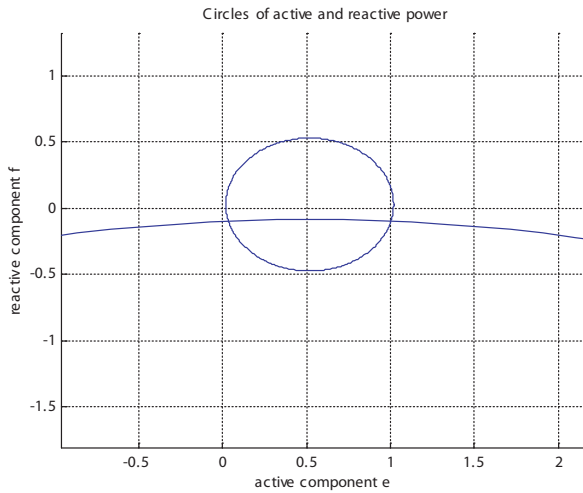


Fig. 9. Pie graphs of active and reactive power for the initial state (enlarged common fragment from Fig. 8)

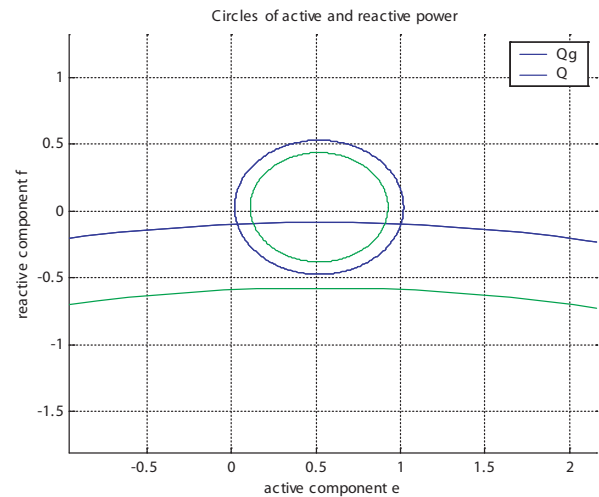


Fig. 11. Pie graphs of active and reactive power for the initial state and for balancing (enlarged common fragment from Fig. 10)

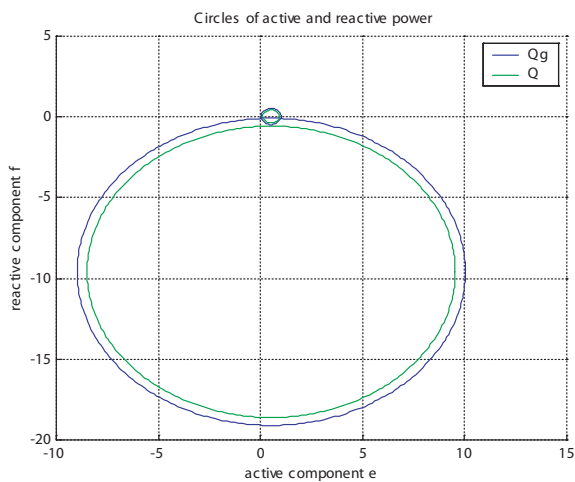


Fig. 10. Pie graphs of active and reactive power for the initial state and for balancing

The system has been gradually balanced with constant $tg \varphi$ not larger than 0.4. Fig. 10 shows one of the balancing points, while Fig. 11 presents an enlarged common fragment. These presentations demonstrate the decreasing distance between solutions. It leads to the balancing state for which circles become tangential. This shall mean the limit state of voltage stability. Further balancing means the occurrence of voltage avalanche and consequently action of the automation and system breakdown.

5. Conclusions

In the literature, the loss of the transmission grid voltage stability is commonly understood as the loss of convergence of an iterative process of solving node equations. This is a point in which two solutions close to zero converge, i.e. a determinant of the Jacobian matrix is close to zero. In the operator's practice, it is much more important to recognize accurately such an operating state of the transmission grid, in which signals of danger for voltage stability occur. Especially when it concerns the transmission grid, in which generators operate near limit reactive powers. Then a very important role is performed by the rate of growth of the transmission loss balance of reactive power and charging power in reference to increased reactive power take-off by nodal loads of the transmission grid. This paper presented a way of estimating the critical operating point of the transmission grid based on curves of the balance of reactive transmission losses and charging power for a test transmission system and with the use of a two-node alternative model of the transmission grid. The occurrence of the critical point is only a sign of deteriorated voltage stability of the transmission grid and it does not mean its loss. After determination of alternative longitudinal resistance and reactance and alternative transverse conductance and susceptance, based on an aggregate value of active and reactive power generated by power stations in a given moment, the reserve of reactive power transmission was estimated. It was achieved through multiple calculations of power flow in a balanced system.

REFERENCES

1. Sobierajski M., Rojewski W., Po czerwcowej awarii 2006, czyli warunki bezpiecznego przesyłania energii elektrycznej [*After Failure in June 2006, That is Conditions of Secure Electric Energy Transmission*], *Power Electric Engineering Automatics* 2007, issue 3.
2. Taylor C.W., *Power system voltage stability*, McGraw-Hill, 1994.
3. Morison K., *Practical methods of voltage stability analysis*, IEEE 2002 Summer Meeting, Chicago, pp. 1504–1509.
4. Łabuzek M., Lis R., Ordered Research Project No. PBZ-MEiN-1/2/2006 Poland's Energy Security, *Mathematic Models of Transmission and Distribution System for the Needs of Analysing Steady States within the Scope of Active and Reactive Power Flows and Voltage Levels*, Report: Task: 3.2.1, SPR 41/08, Wrocław University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering, Wrocław, 2008.
5. Łabuzek M., Lis R., Stabilność napięciowa dużego systemu elektroenergetycznego [*Voltage Stability of Large Power System*], *Electrotechnical Review* 2010, issue 12, pp. 188–191.
6. Łabuzek M., Lis R., Wielokrotne rozwiązania równań rozprężu mocy [*Multiple Solutions of Power Flow Equations*], *Transactions on computer applications in electrical engineering: XIV Conference ZKwE,09*, Poznań, April 20–22, 2009.
7. Sobierajski M., Rojewski W., Praktyczne sposoby zapobiegania lawinie napięć na przykładzie awarii krajowego systemu elektroenergetycznego 26 czerwca 2006 roku [*Practical Methods of Voltage Avalanche Prevention Based on the Example of Failure of the Public Power System of 26 June 2006*], *APE* 2007, Jurata, 13–15 June 2007.
8. Kremens Z., Sobierajski M., *Analiza systemów elektroenergetycznych* [*An Analysis of Power Systems*], Warsaw 1996.
9. Machowski J., Generator synchroniczny jako źródło mocy biernej przy dużych zmianach napięcia w systemie elektroenergetycznym [*A Synchronous Generator as the Source of Reactive Power at Significant Voltage Changes in the Power System*], *Electrotechnical Review* 2008, issue 2, pp. 41–4.
10. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej [*The Impact of Reactive Power Losses on the Occurrence of Voltage Avalanche in the Transmission Grid*], *Power Engineering Archive* 2009, Vol. 39, issue 1, pp. 77–89.
11. Machowski J., *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego* [*Power System Dynamics – Stability and Control*], Warsaw 2007.
12. Machowski J., Bialek J., Bumby J., *Power system dynamics stability and control*, John Wiley & Sons, 2008.
13. Łabuzek M., Lis R., Ordered Research Project No. PBZ-MEiN-1/2/2006 Poland's Energy Security, *Integrated Power System Model for the Needs of Voltage Stability Analyses*, Report: Task: 3, Subject: 3.1.10, SPR 42/08, Wrocław University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering, Wrocław, 2008.

Robert Lis

Wrocław University of Technology

e-mail: robert.lis@pwr.wroc.pl

Assistant professor in the Electrical Engineering Institute at Wrocław University of Technology. His interests include scientific issues related to planning and controlling power systems. He has published approx. 90 papers concerning mainly voltage stability of a power systems, system modelling in real time and application of intelligent systems in controlling, particularly to evaluate system security. Recent studies have been dedicated mainly to methods of estimating power transmission security in grids of the highest voltage, computer modelling and simulations of transient states in Matlab, as well as cooperation of distributed generation with power system.

Mirosław Łabuzek

Wrocław University of Technology

e-mail: miroslaw.labuzek@pwr.wroc.pl

Assistant professor in the Electrical Engineering Institute at Wrocław University of Technology. His interests include testing stability of large power systems, particularly local stability, and recently the voltage. He has contributed to works concerning security of power transmission via grids of the highest voltage. In order to model and simulate, he has developed many programs in Matlab with the use of the sparse matrix technique. This enables considering large power systems and reducing computing time.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 77–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Symulacja deficytów mocy biernej w sieci przesyłowej zagrożonej niestabilnością napięciową

Autor

Robert Lis
Mirosław Łabuzek

Słowa kluczowe

sieć przesyłowa, stabilność napięciowa, deficyt mocy biernej

Streszczenie

W sieci przesyłowej bilans mocy biernej zależy od wartości mocy biernych wytwarzanych w elektrowniach oraz od wartości mocy pojemnościowej, generowanej przez linie i statyczne kompensatory. Przy obniżających się napięciach rosną straty przesyłowe mocy biernej i maleją moce ładowania linii. W artykule przedstawiono podstawowe zależności bilansu mocy biernej od wzrostu zapotrzebowania mocy, następnie zależności te wykorzystano do oszacowania punktu pracy sieci przesyłowej, w którym straty przesyłowe mocy biernej przewyższają sumaryczną moc bierną wytwarzaną przez poprzeczne pojemności.

1. Wprowadzenie

1.1. Sterowanie pracą sieci przesyłowej

System elektroenergetyczny (SEE) powinien spełniać wymogi bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zapewnienie dostawy energii elektrycznej o parametrach przewidzianych odpowiednimi przepisami. W sytuacjach awaryjnych operatorzy systemu muszą ograniczyć ewentualne jej skutki i dążyć do odbudowy systemu własnymi środkami lub za pomocą systemów sąsiednich. Ponieważ magazynowanie na szerszą skalę energii elektrycznej nie jest możliwe, jednoczesne wytwarzanie i użytkowanie energii elektrycznej stwarza sporo zadań i problemów, związanych ze sterowaniem i kierowaniem pracy SEE. Zagadnienia pracy ustalonej stanowią podstawę do rozwiązania w skali systemu krajowego, jak i jego części składowych, rozplywu mocy dla wybranych godzin doby i okresów roku. Zmiany planowane w systemie są analizowane poprzez wyznaczenie dla sytuacji po zmianach nowego stanu ustalonego. W związku z tym w systemie należy ciągle równoważyć moc generowaną i odbieraną. W trosce o bezpieczeństwo energetyczne kraju priorytetowym zadaniem pozostaje budowanie nowych i modernizacja istniejących linii oraz stacji elektroenergetycznych, przy zastosowaniu najnowszych technologii i przestrzeganiu przepisów ochrony środowiska. Taka sytuacja wymusza staranne przygotowanie techniczne i ekonomiczne.

Jednym z zagadnień istotnych dla normalnej pracy systemu staje się stabilność napięciowa, jak pokazała awaria w krajowym systemie 26 czerwca 2006 roku [1]. Badanie stabilności napięciowej powinno pokazać słabe punkty w systemie, które mogą spowodować powstanie lawiny napięciowej.

Obliczenia energetyczne są zestawem programów, które na podstawie bazy danych pozwalają wykonać wiele obliczeń związanych z SEE, takich jak: wyznaczenie rozplywu mocy wyjściowego lub wariantowego, wartości poszczególnych wielkości przy założeniach, ocenę stabilności systemu, optymalizację stanu pracy i inne. Podstawą tych wszystkich obliczeń jest wyznaczenie wektora stanu wyjściowego, popularnie nazywane wyznaczeniem

rozplywu mocy. Sprowadza się to do rozwiązania układu równań nieliniowych, wiążących wielkości zadane z poszukiwanymi. Poszukiwane są wartości wektora napięć węzłowych. Przyjęta metoda rozwiązania może rzutować na rozwiązanie lub brak rozwiązania. Celowe jest zastosowanie takiego podejścia, które w sposób jednoznaczny pozwalałoby stwierdzić, czy rozwiązanie istnieje, czy też brak jest rozwiązania. W [2] pokazano zastosowanie podstaw teoretycznych, zaś w [3] praktyczne zastosowania do wielkich SEE.

1.2. Stabilność napięciowa sieci przesyłowej

Obliczenia rozplywu mocy są podstawą do wszystkich analiz pracy SEE. Przy coraz bardziej rozbudowanym systemie wymaga się od metod obliczeniowych szybkiej i pewnej zbieżności, natomiast program obliczeniowy powinien umożliwić uwzględnienie dużego systemu przy krótkim czasie obliczeń. Najczęściej obecnie używana metoda Newtona-Raphsona zaliczana jest do grupy metod gradientowych. Wykorzystuje ona model admitancyjny SEE. Zastosowanie technik macierzy rzadkich pozwala na uwzględnienie dużych systemów, dla których stopień zapełnienia tej macierzy wynosi poniżej 1%.

Metoda Newtona-Raphsona wymaga zazwyczaj kilku iteracji, niezależnie od wielkości obliczanego SEE, pod warunkiem że punkt startowy został właściwie dobrany. Wybór punktu startowego jest wadą tej metody, ponieważ źle przyjęty może prowadzić do stwierdzenia braku rozwiązania lub rozwiązania niewłaściwego. W takich przypadkach należy stosować metody hybrydowe. Jednym z takich podejść jest zastosowanie dla kilku kroków iteracyjnych metody Gaussa lub Gaussa-Seidla (metody wymagają prostych obliczeń w dużej ilości, przy wolnej zbieżności), a następnie przejść do metody Newtona-Raphsona. Sytuacja taka występuje np. przy starcie płaskim do obliczeń, przy uwzględnieniu przesunięcia fazowego transformatorów z grupy Yd5 (Yz5). Przeprowadzone obliczenia dla SEE wymagały 4–5 iteracji dla zbieżności $e = 10^{-8}$, przy czasie obliczeń

iteracyjnych ok. 3 sekund.

Zastosowanie metod rozplywowych jest często spotykanym podejściem do badania stabilności napięciowej poprzez określenie granicy stabilności na podstawie wartości otrzymanych w procesie iteracyjnym (zerowanie jacobianu) [4]. Publikacje [3, 5] zwracają uwagę na możliwość zastosowania do praktycznych badań tzw. rozwiązań bliskich z podstawowymi. Wiąże się to z wielokrotnymi rozwiązaniami rozplywu mocy. Wada metody Newtona-Raphsona staje się w tym przypadku jej zaleta. Start do obliczeń z punktu znacznie odległego od rozwiązania prowadzi do drugiego rozwiązania. Dla stanów ustalonych jest ono nieprzydatne jako niestabilne i praktycznie nie istnieje. Jednak zbliżanie się tegoż punktu do właściwego punktu pracy świadczy o zbliżaniu się stanu pracy SEE do granicy stabilności, określanej przez jedno rozwiązanie podwójne. Wartości wielkości węzłowych związanych analitycznie przedstawione mogą być, na płaszczyźnie współrzędnych prostokątnych napięć węzłowych, w postaci okręgów mocy czynnej i biernej lub moce czynnej i modułu napięcia. Okręgi te, przecinające się w dwóch punktach dla stanów odległych od granicznego, stają się styczne dla stanu granicznego [6].

1.3. Badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowej

W ośrodkach operatorów większości SEE na świecie od lat prowadzi się systematyczne analizy stabilności napięciowej sieci przesyłowych, wykorzystując do tego celu głównie programy rozplywu mocy. Analizy te wykonywane są dla sieci przesyłowych w cyklu rocznym, miesięcznym, tygodniowym i dobowym [7].

Związek stabilności napięciowej ze stabilnością kątową jest niewielki, dlatego w dużych połączonych systemach utrata stabilności napięciowej w wydzielonych obszarach sieci może nastąpić bez utraty synchronizmu [8]. Stabilność napięciowa jest związana ze zmianami napięć w węzłach sieci przesyłowej w kolejnych stanach ustalonych, występujących po zmianie zapotrzebowania mocy w SEE. Utrata stabilności napięciowej może

być spowodowana bądź to zbyt dużym wzrostem zapotrzebowania mocy w systemie, bądź awaryjnym wyłączeniem silnie obciążonej linii przesyłowej lub generatorów.

Podczas wzrostu obciążenia, wskutek istniejących ograniczeń wytwarzania mocy biernej przez generatory synchroniczne, w danej części SEE może wystąpić jej deficyt. Wywoła to obniżenie napięcia i w konsekwencji zmniejszenie generacji mocy biernej przez linie przesyłowe oraz dalsze ograniczenie zdolności jej wytwarzania przez generatory. Moc bierna popłynie do obszaru deficytowego ze źródeł dalej położonych, powodując wzrost obciążenia linii przesyłowych, a tym samym straty mocy biernej. W takiej sytuacji awaryjne wyłączenie w obszarze deficytowym mocno obciążonej (przeciążonej) linii przesyłowej lub istotnego źródła mocy biernej może spowodować systematyczne obniżanie się napięć, aż do wystąpienia lawiny napięć. Na warunki napięciowe istotny wpływ mają także układy regulacji napięcia generatorów synchronicznych oraz transformatorów. W tych ostatnich układy regulacji przekładni pod obciążeniem starają się utrzymać zadany poziom napięcia po stronie sieci rozdzielczej i tym samym mogą się przyczynić do pogłębienia deficytu mocy biernej.

Deficyt mocy biernej w systemie uruchamia proces utraty stabilności napięciowej, rozwijającej się zwykle przez kilka, kilkanaście, a czasami kilkadziesiąt minut. Zwykle deficyt mocy biernej występuje w dającym się wydzielić obszarze SEE. W kolejnych etapach tego procesu mamy do czynienia z odmiennymi zjawiskami i stosownie do etapu mogą być stosowane różne środki w celu zapobiegania awarii. W dużych połączonych SEE utrata stabilności napięciowej rozwija się zwykle przy częstotliwości niewiele odbiegającej od znamionowej. Obrona SEE przed awarią napięciową lub skrócenie czasu trwania awarii wymaga odpowiedniego wyboru środków zaradczych przez automatykę systemową, a następnie podjęcia właściwych decyzji przez operatora.

Stosowane są następujące środki zmierzające do przywrócenia bilansu mocy biernej w zagrożonym obszarze:

automatyczne załączanie dodatkowych źródeł mocy biernej (baterii kondensatorów, SVC, STATCOM)

automatyczne zwiększanie wytwarzania mocy biernej przez generatory kosztem zmniejszania ich mocy czynnej

automatyczne wyłączanie odbiorców o dużym poborze mocy biernej przez automatykę podnapięciowego odciążania

samoczynne blokowanie regulacji napięcia transformatorów NN/110kV, w celu zapobieżenia wzrostowi poboru mocy biernej przez sieć 110 kV.

Teoretyczny punkt utraty stabilności napięciowej sieci przesyłowej jest powszechnie w literaturze rozumiany jako utrata zbieżności procesu iteracyjnego rozwiązywania równań węzłowych. Jest to punkt, w którym zbiegają się dwa bliskie rozwiązania, czyli wyznacznik macierzy Jacobiego jest bliski zeru. Punkt utraty stabilności napięciowej ma znaczenie teoretyczne, gdyż odpowiada wartościom napięć węzłowych bliskim $0,8U_n$. W praktyce sieć przesyłowa, w której napięcia węzłowe mają wartości bliskie $0,8U_n$ nie jest w stanie utrzymać stabilności napięciowej, o czym świadczą awaria napięciowa

26 czerwca 2006 roku w polskim północno-wschodnim SEE [7].

2. Bilans strat mocy biernej

2.1. Straty przesyłowe mocy biernej

Problemem znacznie trudniejszym od wyznaczenia teoretycznego punktu utraty stabilności napięciowej jest oszacowanie punktu pracy sieci przesyłowej, w którym pojawiają się symptomy zagrożenia stabilności napięciowej. Zwłaszcza jeśli to dotyczy sieci przesyłowej, w której generatory pracują w pobliżu granicznych mocy biernych. Wówczas bardzo ważną rolę spełnia szybkość wzrostu bilansu strat przesyłowych mocy biernej i mocy ładowania w odniesieniu do wzrostu poboru mocy biernej przez odbiory węzłowe sieci przesyłowej. Równanie bilansu mocy biernej w sieci przesyłowej ma następującą postać:

$$Q_g + Q_{lad} = Q + Q_{str} \quad (1)$$

gdzie:

Q_g – moc bierna wytwarzana w elektrowniach, zgodnie z indywidualnymi wykresami kołowymi mocy generatorów

Q_{lad} – moc bierna wytwarzana przez statyczne elementy pojemnościowe włączone poprzecznie do sieci (wszystkie baterie kondensatorów, pojemności linii)

Q – moc bierna pobierana w GPZ 110/SN pomniejszona o moce baterii kondensatorów na szynach SN (kondensatory te dają moc Q_{lad}).

Q_{str} – straty przesyłowe mocy biernej podłużne w liniach oraz podłużne i poprzeczne w transformatorach.

Straty przesyłowe mocy biernej Q_{str} są wprost proporcjonalne do kwadratu przesyłanych mocy i odwrotnie proporcjonalnie do kwadratu napięcia. Wzrost przesyłanych mocy powoduje wzrost strat biernych i obniżenie napięcia, a obniżenie napięcia mocy pogłębia wzrost tych strat:

$$Q_{str} = X \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (2)$$

gdzie:

P, Q – przesyłana moc czynna i bierna od węzła początkowego do węzła końcowego gałęzi

U – napięcie w węźle początkowym gałęzi

X – reaktancja podłużnej gałęzi.

Obniżenie się napięcia w sieci przesyłowej powoduje zmniejszenie wytwarzania mocy biernej Q_{lad} przez poprzeczne pojemności linii i baterii kondensatorów oraz innych statycznych kompensatorów, zgodnie z zależnością

$$Q_{lad} = -BU^2 \quad (3)$$

gdzie: B jest susceptancją pojemnościową poprzeczną linii, baterii kondensatorów oraz statycznych kompensatorów.

Wraz z dalszym wzrostem zapotrzebowania mocy w stacjach GPZ 110/SN napięcia w sieci przesyłowej obniżają się i straty przesyłowe mocy biernej znacznie przewyższają moc ładowania. Ponadto część generatorów zaczyna pracować ze stałą mocą bierną, gdyż nie może ona przekroczyć ściśle określonych wartości minimalnej $Q_{g \min}$ i maksymalnej $Q_{g \max}$, wynikających z wykresu kołowego generatora [9]. Maksymalna

moc bierna odpowiada dopuszczalnemu prądowi wirnika i stojana, a wartość minimalna warunkom równowagi statycznej. W przypadku osiągnięcia jednej z tych granicznych wartości mocy biernej generator staje się węzłem typu PQ, czyli węzłem o zadanej mocy czynnej i biernej, zamiast węzłem typu PU o zadanej mocy czynnej i napięciu. Z chwilą osiągnięcia granicznych wartości mocy biernej generowanej dalszy wymagany przyrost mocy generowanej jest pokrywany przez odległy węzeł bilansujący. Wówczas wzrost mocy biernej, wytwarzanej przez generatory, jest wykorzystywany głównie na pokrycie strat przesyłowych, a nie na podwyższanie napięć.

2.2. Krytyczny punkt pracy sieci przesyłowej

Na szczególną uwagę zasługuje punkt pracy sieci przesyłowej, w którym bierne straty przesyłowe przewyższają sumaryczną moc ładowania [10].

$$Q_{str} > Q_{lad} \quad (4)$$

Wówczas generatory pokrywają tylko wzrost mocy biernej pobieranej ze stacji GPZ 110/SN. Punkt zrównania się strat przesyłowych z mocą ładowania w sieci przesyłowej nazwany został krytycznym punktem pracy (KPP) sieci przesyłowej. Pojawienie się punktu przełomowego jest jedynie symptomem pogarszania się stabilności napięciowej, a nie punktem niestabilności napięciowej. Przekroczenie tego punktu powoduje dalsze obniżanie napięć węzłowych, mimo wzrostu wytwarzania mocy biernej generowanej w elektrowniach. Obniżanie się napięć jest gwałtownie przyspieszane z chwilą, gdy wytwarzanie mocy biernej w elektrowniach dochodzi do technicznych ograniczeń. Na przykład, pojawienie się punktu KPP w sieci przesyłowej, w której wszystkie generatory pracują w trybie PU, nie jest informacją o zagrożeniu stabilności napięciowej, a jedynie o przesyłaniu mocy biernej na duże odległości. Zgodnie z równaniem bilansu mocy biernej (1) w sieci przesyłowej:

$$Q_g = Q + Q_{str} - Q_{lad} \quad (5)$$

można oszacować zależność między przyrostem biernej mocy odbieranej i generowanej w tej sieci:

$$\frac{dQ_g}{dQ} = 1 + \frac{d(Q_{str} - Q_{lad})}{dQ} \quad (6)$$

Przechodząc na skończone przyrosty:

$$\frac{\Delta Q_g}{\Delta Q} = 1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \quad (7)$$

ostatecznie otrzymujemy:

$$\Delta Q_g = \left(1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \right) \Delta Q \quad (8)$$

Ze wzoru (8) wynika, że wzrost poboru mocy ΔQ w GPZ 110/SN powoduje wzrost mocy biernej wytwarzanej w elektrowniach ΔQ_g proporcjonalnie do wartości wyrażenia

$$\left(1 + \frac{\Delta(Q_{str} - Q_{lad})}{\Delta Q} \right) \quad (9)$$

którego wartość zależy od przyrostu bilansu strat przesyłowych i mocy ładowania w sieci przesyłowej. Jeżeli bierne straty przesyłowe są dokładnie równe mocy ładowania w wyrażeniu (9), to wtedy generatory pokrywają tylko wzrost mocy biernej pobieranej ze stacji GPZ 110/SN. W przypadku sieci przesyłowej składającej się z jednej linii przesyłowej będzie to przesyłanie mocy naturalnej [11]. Zależność (8) można wykorzystać do badania stabilności napięciowej za pomocą kryterium dQ_g/dQ , którego szczegółowy opis w zastosowaniu do elementarnego układu generator – odbiór można znaleźć w [12].

Operator sieci przesyłowej, na podstawie aktualnych sumarycznych wartości mocy czynnej i biernej wytwarzanej przez elektronicznie, powinien móc oszacować punkt pracy sieci, w którym wystąpi zrównanie biernych strat przesyłowych z bierną mocą generowaną przez poprzeczne pojemności. Punkt KPP może być wykryty tylko w takim modelu sieci przesyłowej, w którym wszystkie baterie kondensatorów są zamodelowane jako poprzeczna susceptancja pojemnościowa w węzłach sieci.

3. Modele sieci przesyłowej

3.1. Model testowy sieci przesyłowej

Do testowania uwzględniono 12-węzłowy system przesyłowy o napięciu znamionowym 110 kV (5 węzłów, pozostałe to węzły rozdzielcze średniego napięcia, rys. 1).

Współpracuje on z systemem napięcia sztywnego na poziomie 220 kV. Odbiory te posiadają $\tan \varphi$ nie większy niż 0,4. Cztery generatory lokalne pokrywają w większości zapotrzebowanie na moc czynną i bierną, brakująca część pobierana jest z napięcia wyższego. Generatory pracują z transformatorem blokowym bezpośrednio na poziom napięcia 110 kV. Przyjęto układ elementów równoległych, pozwala to na sprawdzenie zachowania się systemu przy wyłączeniach połączeń równoległych. Rozważany SEE składa się z 12 węzłów, 12 linii oraz 10 transformatorów.

3.2. Model zastępczy sieci przesyłowej

W celu szybkiego oszacowania przełomowego punktu pracy sieci przesyłowej wykorzystano uproszczony system zastępczy, który został przedstawiony na rys. 2.

Parametry podłużne R, X modelu obliczane są na podstawie wyników planowanego rozplywu mocy. Wymaga to wyliczenia sumarycznej (całkowitej) generacji, sumarycznego odbioru, całkowitych strat podłużnych i całkowitych strat poprzecznych:

$$P_g = \sum_{i=1}^N P_{gi}, \quad Q_g = \sum_{i=1}^N Q_{gi} \quad (10)$$

sumaryczny odbiór

$$P = \sum_{i=1}^N P_i, \quad Q = \sum_{i=1}^N Q_i \quad (11)$$

sumaryczne straty podłużne

$$P_{str} = \sum_{j=1}^M P_{strj}, \quad Q_{str} = \sum_{j=1}^M Q_{strj} \quad (12)$$

oraz sumaryczne straty poprzeczne

$$P_{pstr} = \sum_{j=1}^M P_{pstrj} + \sum_{i=1}^N P_{shi},$$

$$Q_{pstr} = \sum_{j=1}^M Q_{pstrj} + \sum_{i=1}^N Q_{shi} \quad (13)$$

gdzie:

P_{gi}, Q_{gi} – moc czynna i bierna wytwarzana w i -tym węźle
 P_p, Q_p – moc czynna i bierna odbierana w i -tym węźle

P_{shi}, Q_{shi} – moc czynna i bierna poprzecznego kompensatora w i -tym węźle

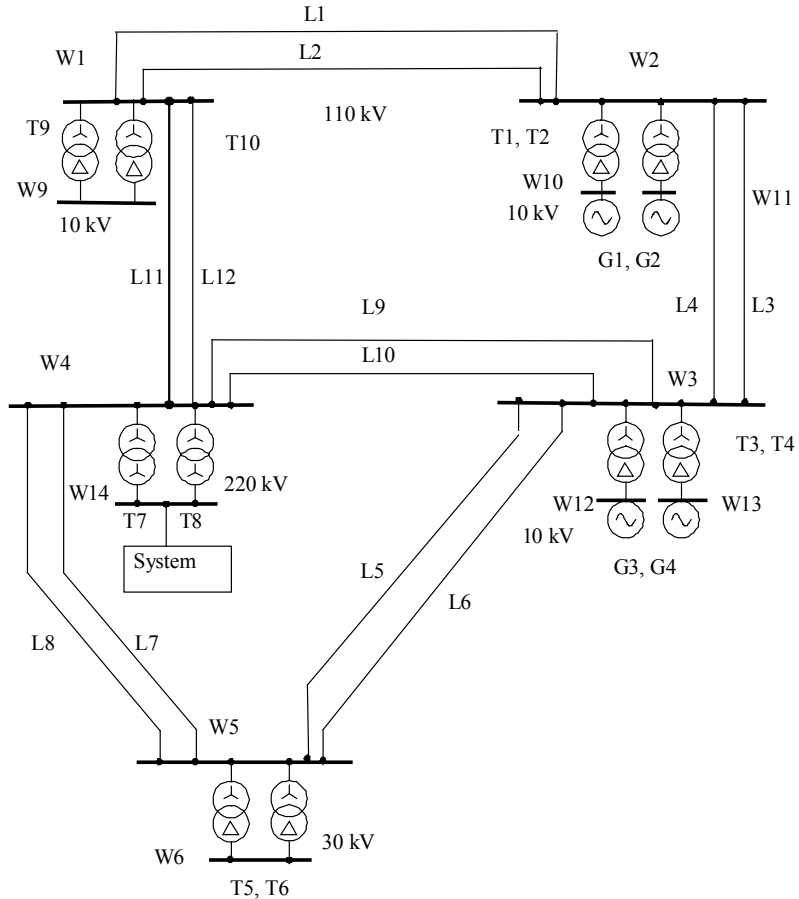
P_{strj}, Q_{strj} – straty podłużne mocy czynnej i biernej w j -tej gałęzi

P_{pstrj}, Q_{pstrj} – straty poprzeczne mocy czynnej i biernej w j -tej gałęzi,

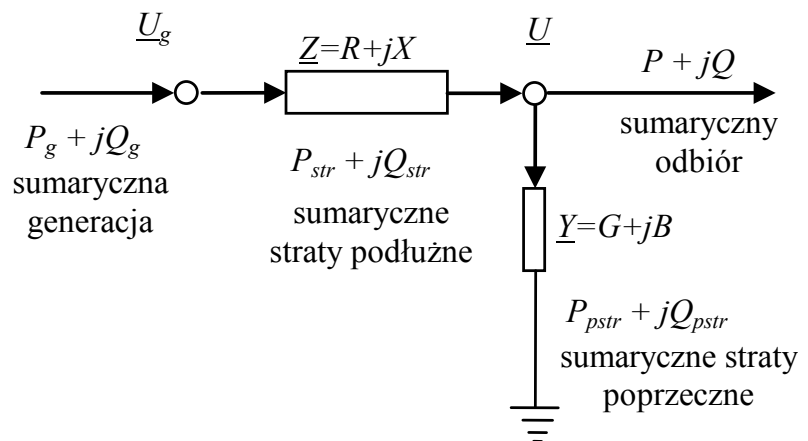
N – liczba węzłów w systemie łącznie z węzłem bilansującym

M – liczba gałęzi (linii i transformatorów) w systemie

Parametry R, X, G, B zastępczego modelu systemu przesyłowego wynikają z przyjęcia założenia, że napięcia w węzłach elektrownianych są wyrażone w jednostkach



Rys. 1. Schemat sieci testowej



Rys. 2. Zastępczy model systemu elektroenergetycznego

względnych i mają wartości równe 1,05. Z wartości strat podłużnych:

$$P_{str} = R \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2}, \quad Q_{str} = X \frac{P_g^2 + Q_g^2}{U_g^2} \quad (14)$$

można wyliczyć odpowiednio podłużną rezystancję i reaktancję obwodu zastępczego:

$$R = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} P_{str} \quad (15)$$

$$X = \frac{U_g^2}{P_g^2 + Q_g^2} Q_{str} \quad (16)$$

Moduł napięcia w węźle zastępczego odbioru wynosi:

$$U = \sqrt{\left(U_g - \frac{P_g R + Q_g X}{U_g} \right)^2 + \left(-\frac{P_g X - Q_g R}{U_g} \right)^2} \quad (17)$$

Znając moduł napięcia zastępczego odbioru oraz wartości strat poprzecznych mocy czynnej i biernej:

$$P_{pstr} = GU^2, \quad Q_{pstr} = -BU^2 \quad (18)$$

można wyznaczyć odpowiednio zastępczą poprzeczną konduktancję i susceptancję obwodu zastępczego:

$$G = \frac{P_{pstr}}{U^2} \quad (19)$$

$$B = -\frac{Q_{pstr}}{U^2} \quad (20)$$

Straty poprzeczne mocy biernej w systemie mają niewielką wartość w porównaniu ze stratami podłużnymi. Choć maleją wraz z obniżaniem się napięcia w sieci, to mają niewielki wpływ na zatrzymanie rozwijającego się deficytu mocy biernej.

3.3. Wielokrotne rozwiązania rozplywu mocy

Równania mocy węzłowych w prostokątnym układzie współrzędnych napięcia węzłowego mają następującą postać:

$$S_i = P_i + jQ_i = (e_i + jf_i) \sum_{j=1}^N (g_{ij} - jb_{ij})(e_j + jf_j) \quad (21)$$

gdzie:

- S_i – moc zespolona węzła,
- $U_i = e_i + jf_i$ – napięcie węzłowe w i -tym węźle,
- $Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ – konduktancja i susceptancja wzajemna,
- $Y_{ii} = g_{ii} + jb_{ii}$, to konduktancja i susceptancja własna węzła i .

Jeżeli przyjmiemy założenie, że w określonym węźle i zmieniają się jedynie składowe napięcia, a wszystkie pozostałe składowe są stałe, to otrzymujemy z równania (21) następującą nową postać rozdzielnie dla mocy P oraz Q :

$$P_i = (e_i^2 + f_i^2)g_i + K_i e_i + L_i f_i \quad (22)$$

$$Q_i = -(e_i^2 + f_i^2)b_i - L_i e_i + K_i f_i \quad (23)$$

gdzie:

$$K_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (g_j e_j - b_j f_j) \quad \text{oraz}$$

$$L_i = \sum_{j=1, j \neq i}^N (b_j e_j + g_j f_j)$$

Po przekształceniu wyrażenia (22) i (23) otrzymujemy równania okręgu mocy czynnej:

$$\frac{P_i}{g_i} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4g_i^2} = \left(e_i + \frac{K_i}{2g_i} \right)^2 + \left(f_i + \frac{L_i}{2g_i} \right)^2 = r_P^2 \quad (24)$$

oraz równanie okręgu mocy biernej:

$$-\frac{Q_i}{b_i} + \frac{K_i^2 + L_i^2}{4b_i^2} = \left(e_i + \frac{L_i}{2b_i} \right)^2 + \left(f_i - \frac{K_i}{2b_i} \right)^2 = r_Q^2 \quad (25)$$

Dla węzłów generacyjnych, dla których zadany jest moduł napięcia, równanie (25) zostaje zastąpione równaniem:

$$U_{gi}^2 = e_{gi}^2 + f_{gi}^2 \quad (26)$$

Przy zastosowaniu pewnych ograniczeń punkty odpowiadające zerowej wartości jacobianu J równań rozplywowych można traktować jako granicę stabilności lokalnej systemu [8]. Jeżeli punkt styczności okręgów P i Q lub P i U potraktujemy jako granicę stabilności lokalnej, to obszary po prawej stronie prostej, wyznaczonej równaniem $\det J = 0$, traktuje się jako obszar stabilny (rozwiązania podstawowe, pierwsze, właściwe, stabilne), natomiast po lewej stronie tej prostej jako niestabilny (rozwiązania drugie, niestabilne, niewłaściwe). Dla systemu wielowęzłowego przecięcia okręgów wyznaczają jedynie przybliżenie dwóch bliskich rozwiązań spośród 2^N możliwych kombinacji. Rozwiązania wielokrotne bliskie mogą być wyznaczone za pomocą metody Newtona-Raphsona, przy odpowiednim przyjęciu punktu startowego [13]. Zbliżaniu się dwóch rozwiązań wielokrotnych do siebie towarzyszy pogorszenie się warunków zbieżności. Dlatego wprowadza się współczynnik zbieżności do równań rozplywowych z wartością różną od jedności. Pozwala to na dokładne zbliżenie się do granicy stabilności (rys. 3).

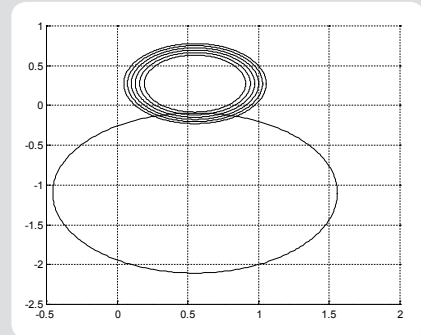
4. Symulacja deficytów mocy biernej

Badając stabilność napięciową, rozważa się różne scenariusze dociążania. Zwykle stosuje się scenariusz proporcjonalnego wzrostu mocy czynnej odbiorów przy stałych tangensach mocy w węzłach. Symulacja pokrywania wzrostu zapotrzebowanej mocy w systemie przesyłowym może przebiegać na różne sposoby. Spośród wielu możliwych najczęściej stosowane są dwa następujące.

- wzrost zapotrzebowania jest pokrywany przez elektroenergetyczne systemowe proporcjonalnie do mocy znamionowej ich generatorów
- wzrost zapotrzebowania jest pokrywany przez węzeł balansujący, co odpowiada importowi mocy z systemu zewnętrznego.

Sposób drugi daje najbardziej pesymistyczne wyniki, gdyż pociąga za sobą największy wzrost strat mocy biernej. W symulacjach komputerowych przedstawionych w niniejszej pracy wzrost zapotrzebowania polega

na proporcjonalnym wzroście czynnych i biernych mocy odbieranych w węzłach dla stałych $\tan \varphi$ i nie większych od 0,4. Moce czynne generatorów rosną proporcjonalnie do ich początkowych mocy generowanych, a moce bierne wynikają z zadanych napięć na zaciskach generatorów.



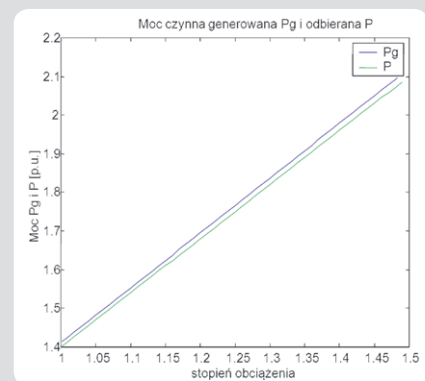
Rys. 3. Graficzna ilustracja rozwiązań bliskich w prostokątnym układzie napięć węzłowych – zmiana mocy biernej

4.1. Wyniki symulacji pracy testowej sieci przesyłowej

	moc czynna [MW]	moc bierna [Mvar]
generacja	141,154	15,358
odbior	140,000	24,000
straty podłużne	0,735	13,490

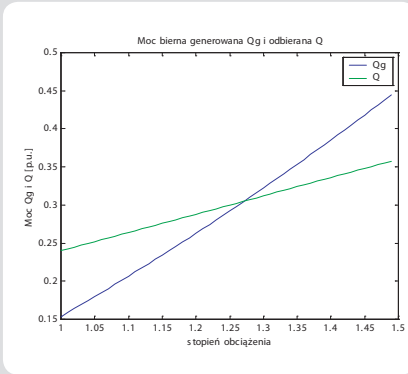
Tab. 1 Bilans systemu dla stanu wyjściowego

Stan ustalony tego systemu testowego został wyliczony w 4 iteracji metody Newtona-Raphsona. Mała liczba iteracji, brak zmiany znaku wyznacznika macierzy Jakobiego świadczy o stabilności lokalnej w zadanym punkcie pracy.

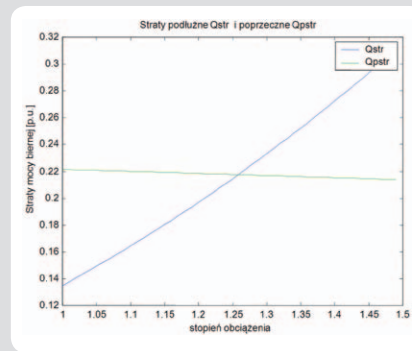


Rys. 4. Wykres mocy czynnej generowanej i odbieranej

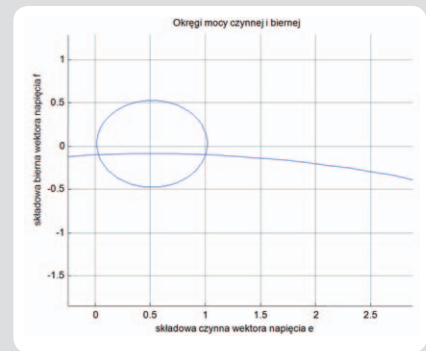
Na rys. 4 przedstawiono charakterystykę mocy czynnej generowanej i odbieranej, natomiast rys. 5 dotyczy mocy biernych generowanych i odbieranych. Moce bierne znacznie się rozchodzą przy dociążaniu systemu, co jest związane ze znacznym wzrostem strat podłużnych w systemie. Wykresy dla mocy czynnych nie wykazują takich rozbieżności.



Rys. 5. Wykresy mocy bierniej generowanej i odbieranej

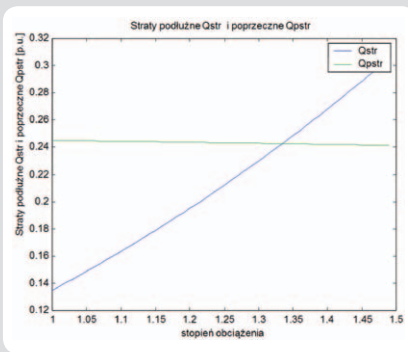


Rys. 7. Przebieg zmian strat podłużnych i poprzecznych generacji dla zastępczej sieci przesyłowej



Rys. 9. Wykresy kołowe mocy czynnej i bierniej dla stanu wyjściowego (powiększony fragment wspólny z rys. 8)

Przebieg zmian strat podłużnych i poprzecznych generacji dla testowej sieci przesyłowej pokazano na rys. 6.

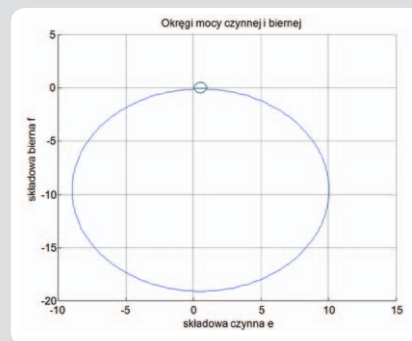


Rys. 6. Przebieg zmian strat podłużnych i poprzecznych generacji dla testowej sieci przesyłowej

Punkt zrównania strat przesyłowych biernych z mocą bierną, wytwarzaną przez poprzeczne pojemności, może być łatwo oszacowany z wykorzystaniem zastępczego 2-węzłowego modelu systemu. Z rys. 7 wynika, że punkt ten odpowiada wzrostowi pozornej mocy generowanej o ok. 27% lub 27-proc. wzrostowi zapotrzebowania mocy przy stałym tangensie mocy.

4.3. Wyniki wielokrotnego rozwiązywania równań rozplywu mocy

Podane powyżej zależności (24) i (25) pozwalają na wykreślenie okręgów mocy czynnej i bierniej we współrzędnych prostokątnych napięć węzłowych dla węzła zastępczego odbioru.



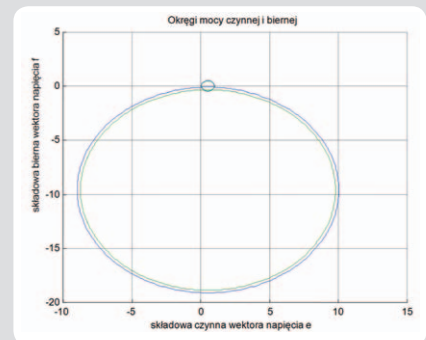
Rys. 8. Wykresy kołowe mocy czynnej i bierniej dla stanu wyjściowego

Z wykresu wynika, że punkt, w którym straty przesyłowe stają się równe mocy bierniej generowanej przez pojemności poprzeczne, odpowiada wzrostowi pozornej mocy generowanej w systemie o 34% w stosunku do planowanego rozplywu mocy lub 34-proc. wzrostowi zapotrzebowania mocy przy stałym tangensie mocy. Wskutek wzrostu strat przesyłowych i zmniejszania się mocy ładowania moc pozorna generowana rośnie szybciej w porównaniu z zapotrzebowaniem.

	moc czynna [MW]	moc bierna [Mvar]
generacja	141,154	15,358
odbory	140,000	24,000
straty podłużne	0,735	13,490
ładowanie linii	–	–0,000
straty poprzeczne gałęzi	0,000	0,000
straty poprzeczne	0,419	–22,118

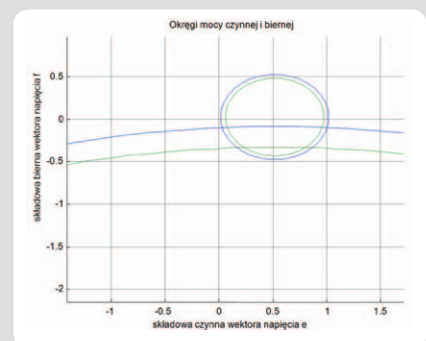
Tab. 2. Bilans systemu zastępczego 2-węzłowego dla stanu wyjściowego

Na podstawie rys. 8 można wnosić, że okręgi mocy czynnej i bierniej się przecinają, a tym samym mają dwa wspólne punkty. Takie ich wzajemne położenie świadczy o istnieniu dwóch rozwiązań. Odległość między punktami wspólnymi (wyraźniej jest to widoczne na powiększonym fragmencie wspólnym, rys. 9) może być miarą zapasu stabilności. Znaczna różnica pomiędzy promieniami okręgów mocy czynnej i bierniej wynika z małej wartości susceptancji własnej badanego węzła.



Rys. 10. Wykresy kołowe mocy czynnej i bierniej dla stanu wyjściowego oraz dociążenia

System został stopniowo dociążony ze stałym $\tan \varphi$ nie większym niż 0,4. Jeden z punktów dociążenia pokazano na rys. 10 oraz powiększony fragment wspólny na rys. 11. Z tych przedstawień wynika zmniejszanie się odległości między rozwiązaniami. Prowadzi to do stanu dociążenia, dla którego okręgi stają się styczne. Będzie to oznaczało stan graniczny stabilności napięciowej. Dalsze dociążanie to powstanie lawiny napięciowej, a w konsekwencji zadziałanie automatyki i rozpadnięcie się systemu.



Rys. 11. Wykresy kołowe mocy czynnej i bierniej dla stanu wyjściowego oraz dociążenia (powiększony fragment wspólny z rys. 10)

5. Wnioski końcowe

Utrata stabilności napięciowej sieci przesyłowej w literaturze powszechnie rozumiana jest jako utrata zbieżności procesu iteracyjnego rozwiązywania równań węzłowych. Jest to punkt, w którym zbiegają się dwa bliskie rozwiązania, czyli wyznacznik macierzy Jacobiego jest bliski zeru. W praktyce operatorskiej znacznie ważniejsze jest właściwe rozpoznanie takiego stanu pracy sieci przesyłowej, w którym pojawiają się symptomy zagrożenia stabilności napięciowej. Zwłaszcza jeśli to dotyczy sieci przesyłowej, w której generatory pracują w pobliżu granicznych mocy biernych. Wówczas istotną rolę spełnia szybkość wzrostu bilansu strat przesyłowych mocy biernej i mocy ładowania w odniesieniu do wzrostu poboru mocy biernej przez odbiory węzłowe sieci przesyłowej. W artykule przedstawiono sposób szacowania krytycznego punktu pracy sieci przesyłowej na podstawie krzywych bilansu biernych strat przesyłowych i mocy ładowania dla testowego systemu przesyłowego oraz z wykorzystaniem zastępczego 2-węzłowego modelu sieci przesyłowej. Pojawienie się krytycznego punktu jest tylko symptomem pogarszania się stabilności napięciowej sieci przesyłowej i nie oznacza jej utraty. Po wyznaczeniu zastępczej podłużnej rezystancji i reaktancji oraz zastępczej poprzecznej konduktancji i susceptancji oszacowano, na podstawie sumarycznej wartości mocy czynnej i biernej wytwarzanych przez elektrownie w danej chwili, zapas przesyłu mocy biernej. Dokonano tego przez wielokrotne obliczanie rozprywu mocy w dociążanym systemie.

Bibliografia

1. Sobierajski M., Rojewski W., Po czerwcowej awarii 2006, czyli warunki bezpiecznego przesyłania energii elektrycznej, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 3.
2. Taylor C.W., Power system voltage stability, McGraw-Hill, 1994.
3. Morison K., Practical methods of voltage stability analysis, IEEE 2002 Summer Meeting, Chicago, s. 1504–1509.
4. Łabuzek M., Lis R., Projekt Badawczy Zamawiany Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, Modele matematyczne systemu przesyłowego i rozdzielczego dla potrzeb analizy stanów ustalonych w zakresie rozprywu mocy czynnej i biernej oraz poziomów napięć, Raport z realizacji: Zadanie: 3.2.1, SPR 41/08, Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław, 2008.
5. Łabuzek M., Lis R., Stabilność napięciowa dużego systemu elektroenergetycznego, *Przegląd Elektrotechniczny* 2010, nr 12, s. 188–191.
6. Łabuzek M., Lis R., Wielokrotne rozwiązanie równań rozprywu mocy, Transactions on computer applications in electrical engineering: XIV Conference ZKwE, 09, Poznań, April 20–22, 2009.
7. Sobierajski M., Rojewski W., Praktyczne sposoby zapobiegania lawinie napięć na przykładzie awarii krajowego systemu elektroenergetycznego 26 czerwca 2006 roku, APE 2007, Jurata, 13–15 czerwca 2007.
8. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996.
9. Machowski J., Generator synchroniczny jako źródło mocy biernej przy dużych zmianach napięcia w systemie elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2008, nr 2, s. 41–4.
10. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej, *Archiwum Energetyki* 2009, t. 39, nr 1, s. 77–89.
11. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007.
12. Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power system dynamics stability and control, John Wiley & Sons, 2008.
13. Łabuzek M., Lis R., Projekt Badawczy Zamawiany Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, Zintegrowany model systemu elektroenergetycznego dla potrzeb analiz stabilności napięciowej, Raport z realizacji: Zadanie: 3, Temat: 3.1.10, SPR 42/08, Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław, 2008.

Robert Lis

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: robert.lis@pwr.wroc.pl

Adiunkt w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Opublikował ok. 90 prac dotyczących głównie: stabilności napięciowej systemów elektroenergetycznych, modelowania systemu w czasie rzeczywistym oraz wykorzystania systemów inteligentnych w sterowaniu, w szczególności dla oceny bezpieczeństwa pracy systemu. Ostatnie prace dedykowane są głównie metodom szacowania bezpieczeństwa przesyłu mocy sieciami najwyższych napięć, modelowaniu i symulacji komputerowym stanów przejściowych w Matlabie oraz współpracy generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym.

Mirosław Łabuzek

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: miroslaw.labuzek@pwr.wroc.pl

Adiunkt w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej. Zajmuje się badaniem stabilności dużych systemów elektroenergetycznych, w szczególności stabilności lokalnej, ostatnio napięciowej. Uczestniczył w pracach dotyczących bezpieczeństwa przesyłu mocy sieciami najwyższych napięć. W celu modelowania i symulacji opracował wiele programów w Matlabie, z wykorzystaniem techniki na macierzach rzadkich. Pozwala to uwzględnić duże systemy elektroenergetyczne oraz skrócić czas obliczeń.