

A Method of Power System Static Stability Analysis

Authors

Kazimierz Oziemblewski
 Ksawery Opala

Keywords

static stability of power system, grid stiffness, power swings

Abstract

The paper reports on a study of changes in a power system's operating parameters under a rise in its load. The results of these and similar studies may lead to an expansion of current views on a grid's stiffness, its stability and conditions for power swings development in the system. Power swings are often the beginnings of widespread system failures.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016109

Foreword

Many system state analyses and evaluation methods have been developed, and many measurement and control devices as well as preventive and adjustment automation options [2, 17, 22] were implemented to ensure safe operation of the modern power systems. For this purpose, numerous measurement data and signal transmitting and processing devices have been used, system stabilisers suppressing unit swings were implemented as well as grid voltage and (mainly passive) power flow adjusting devices, including FACTS, SVC, etc., were installed. Furthermore, it is common to install the WAMS systems, which allow early detection of power system failure hazard or to activate DC couplings, which block the transfer of transient states, etc. The process of planning and daily programming of power system grid operation systems features power distribution analyses, which are calculated taking into consideration the N-1 criteria (N-2 in justified cases). It is becoming more common to utilise the results of voltage stability or angle stability analyses. The modern methods of power system operation management and the existing system devices operation control and observation methods provide the conditions to maintain the required quality parameters of the supplied power and safe operation of the power system.

Much has been done, but not all problems have been solved, especially in terms of the current operator's power system safety state evaluation. The operator has regular access to measurements of voltage modules in the supervised grid nodes and to measurements of power flows in the grid's branches. The voltage in grid nodes is a function of many variables – theoretically, all power system operation parameters and these are subject to constant random changes. The on-state of a grid's generation, transmission and reception elements or the generated and load powers in the nodes change by the minute; the grid's frequency adjusting nodes feature active power generation corrections and the grid's voltage adjusting nodes feature passive power

generation or transmission corrections. The turbine regulators and voltage regulators are working almost continuously and the charts of the measured voltage and frequency values include "spikes", which are evidence of their momentary variability.

A system's safe operation is a stable operation. In the authors' opinion, it is necessary to develop and provide the operator with tools enabling current power system static stability (reserves) state analysis and allowing the operator to take proper decisions or generating appropriate control signals regardless of the circumstances. The power system operation parameters involve non-linear and implicit dependencies; thus analyses of at least some of the system's functions (states or phenomena) must be conducted with the use of the differential calculus, at the level of derivatives [1, 8, 18]. This paper includes exemplary calculation results, which – according to the authors – demonstrate the possibility of broadening the current power system grid operation analyses with the grid static stability studies, including the grid stiffness and natural current capacity. A substantial decrease in the grid stiffness promotes actuation and development of unsuppressed power swings in the power system and this may be the source of a huge system failure.

The authors discuss only a fragment of the conducted analysis. The paper concerns grid stability state studies depending on the changes in the active power loads of an exemplary grid. In a wider scope, similar grid stability state studies are to be conducted in the function of other independent variables, such as: passive powers, apparent powers, longitudinal and transverse transformer ratios.

Grid stiffness and stability

The term "static stability" used below slightly differs from the term "static balance", which was defined in the previous century. The term "static balance" referred to the studies of the power system responses to minor grid disruption (coercion).

In this paper, the term “static stability” refers to the studies of the phenomena taking place in the power system with a slow and steady increase in the system’s load, without additional coercions. The term “grid stiffness” is used traditionally to describe the variability (susceptibility) of grid node voltages in the grid load changes function.

The relatively commonly published materials on voltage stability in the power system grids [6, 7, 13, 19, 20] include characterisation of the voltage vector module variability in the function of the studied node’s active power load: $U = f(P)$, the so-called nose curves. The curves $U = f(P)$ are designated to illustrate the dependence of voltage on the load P and to designate the maximum, theoretically transmittable (extreme) load power $P = P_{ex}$. In practice, the powers $P = P_{ex}$ may not be transmitted in the system, because the transmission will be preceded by stability disruption and emergency shutdowns of the grid’s elements.

The analysis of the curve $U = f(P)$ leads to interesting conclusions. They were illustrated in the calculations made for a small 220/110 kV grid system. The curve $U = f(P)$, calculated for one of the 110 kV nodes, was adopted as the starting point.

Grid operation with an increasing active power load

The calculations were made with the assumption of constant active and passive powers in all grid nodes, except for the power P of the studied node. The curve $U = f(P)$ is shown in Fig. 1. The same figure also presents other curves which illustrate the voltage vector angle variability $\delta = f(P)$, variability of active power losses $\Delta P = f(P)$ and passive power losses $\Delta Q = f(P)$ in the grid as well as the load current module variability $I = f(P)$ in the studied node.

In the same figure and on subsequent figures, the voltage module U is given in rated voltage percentage, voltage angle δ in degrees, power P and losses ΔP in [MW], power Q and losses ΔQ in [Mvar] as well as the current I in [kA].

All charts, except for the angle δ , were developed for the absolute values (without the symbol) to fit them in the first quarter of the coordinate system. In order to improve the legibility of the charts with various values presented in a single figure, some of the parameters were multiplied by a constant (e.g. current by 10, ΔQ by 0.3).

Along with the load increase from the starting value $P = 57$ MW to the maximum value $P_{ex} = 207$ MW, the parameters presented in the figure varied as follows: voltage module – from 112.89 to 80.10 kV, voltage vector angle – from -14.47 to -39.28 degrees, active power losses – from 10.54 to 46.21 MW, passive power losses – from 19.45 to 301.75 Mvar, constant passive power take-off $Q = 20$ Mvar (powers P , Q and losses were recorded without the symbol).

As provided above, it is not possible to take off power exceeding $P = P_{ex}$ from the studied node with the assumed grid operation conditions. Why is that? The response to this question is shown in the curve $U = f(P)$ itself, which illustrates the dependence of voltage U on the load power of node P . The voltage variability in the function of power P is illustrated by the derivative $u = \partial U / \partial P$. The chart of the derivative is brought up in Fig. 2. Other curves shown in the same figure will be clarified later.

By definition, the derivative u defines the changes in the studied node’s voltage module, which are caused by the unit change in the node’s active power. The curve u is shown within the range

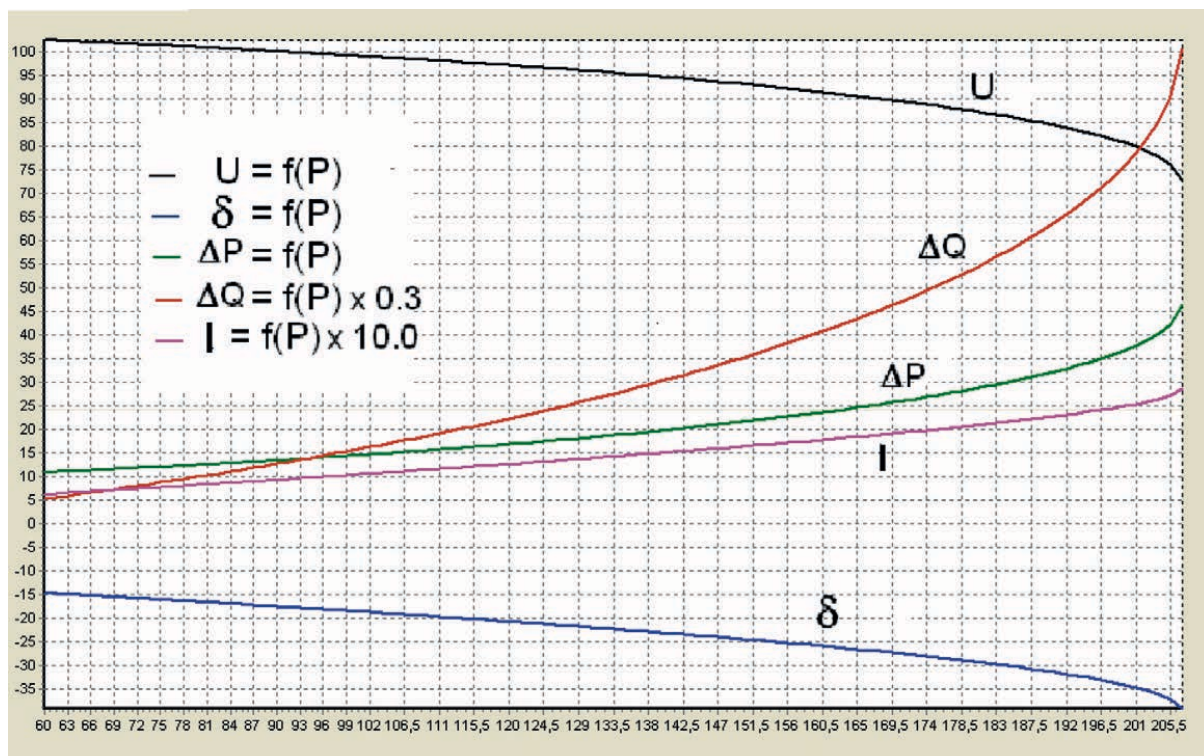


Fig. 1. Dependence of parameters U , δ , ΔP , ΔQ , I on load power P

of variability of the power P load of 57 to $P_{ex} = 207$ MW. As load P nears P_{ex} , the absolute values of the derivative u increase to ∞ . Such a derivative u is obvious, because the denominator in the expression of the derivative near point $P = P_{ex}$ approaches zero. The reciprocal of u – derivative $\partial P/\partial U$ – may constitute the definition (one of the components of the definition or measure)¹ of the grid stiffness. This derivative would determine the amount of active power P that needs to be transmitted additionally from the grid to/from the studied node for the voltage module U in the given node to change by a unit. A stiff grid is a grid in which any changes in the node powers do not cause changes in the grid's operation parameters – voltages in the grid's nodes in this case. In the case of a stiff grid, the $U = \text{const}$. The conditions of a stiff grid are fulfilled by the balancing node in the power distribution calculations. Fig. 2 presents the charts of ratios Φ for functions reduced to the range of 0–1. The reduction's algorithm is as follows: $\Phi = \text{sign } 1/(1+|f(x)|)$. If the absolute value $|f(x)|$ is equal to or approaches zero, then the ratio Φ is equal to or approaches 1. If the absolute value $|f(x)|$ approaches ∞ , then Φ approaches 0. The curves Φ_u and Φ_ξ presented in Fig. 2 are defined in this paper as the stiffness ratios and are presented as charts of grid stiffness in the studied node with an increasing load. They are expressed by the following dependencies: $\Phi_u = 1/(1+|u|)$; $\Phi_\xi = 1/(1+|\xi|)$ (in the figure, the curves Φ_u and Φ_ξ are presented after being multiplied by their constant; this does not change the nature of these curves). If the grid stiffness ratio is adopted as the coordinate of a point on the curve Φ_u , calculated acc. to the formula $\Phi_u = 1/(1+|u|)$, then in the case of a stiff grid, the ratio would have the value of 1–100% (Fig. 2). The actual grid is not stiff and the higher the grid load P , the bigger are the changes in voltage U caused by a unit change in power in the studied node and the faster the grid's stiffness decreases. In point $P = P_{ex}$, the term of grid stiffness loses its sense: $|u| = \infty$ (the grid stiffness ratio would be equal to 0, $\Phi_u = 0$). Similar conclusions are derived from the derivative $\xi = \partial\delta/\partial P$. The derivative determines the changes in the studied node's voltage vector angle δ , which are caused by the unit change in the node's active power. It turns out that the higher the grid load P , the bigger are the changes in the voltage vector angle δ caused by a unit change in power P in the studied node. This derivative may also be acknowledged as one of the definitions (or measures) of grid stiffness. Also in the case of this derivative in point $P = P_{ex}$, the value of $|\xi| = \infty$, $\Phi_\xi = 0$.

The derivatives u and ξ have much in common with the studies of voltage stability and angle stability, respectively, and may be applied to them.

The dependencies mentioned above, including their charts presented in Fig. 2, describe the actual changes in the grid operation parameters (voltage vectors) in the grid load function. They, however, do not precisely clarify why the dependencies are as they are. Why are the power transmission capabilities exhausted in the given operation point, at the load $P = P_{ex}$? The answer may be found by studying the dependence of transmission losses on the varying power system operation parameters.

The charts of the curves $\Delta P = f(P)$ and $\Delta Q = f(P)$ are presented in Fig. 1. The derivatives of active power losses ΔP and passive power losses Q in the function of the studied node's active power P are recorded with the following formulae: $\lambda = \partial(\Delta P)/\partial P$; $\mu = \partial(\Delta P)/\partial Q$ [18]. The curves λ and μ are shown in Fig. 3. Both curves near point $P = P_{ex}$ are approaching infinity. In the actual grid we are observing an actually local increase in losses, but are they approaching infinity? At this point, we do not analyse the functions $\Delta P = f(P)$ or $\Delta P = f(Q)$, but their derivatives λ and μ , which indicate that near the point $P = P_{ex}$, the power losses increase substantially faster than the power P increases, which can be transmitted to the studied node. In point $P = P_{ex}$ no more additional power can be transmitted to the studied node. An increase in the load current in the given node will result in such a voltage drop that the power taken off from the node will decrease with a simultaneous increase in losses.

The derivatives λ and μ increase to infinity not due to the unlimited increase of losses, but due to the decline (to zero!) in the power P increases and the grid's loss of ability to transmit additional power P . This is very important information for us: in the conditions when λ and/or μ approaches infinity, the grid's natural transmission capacity (dependent on the physical laws governing the power distribution in the grid) decreases to zero [10, 11, 18]. At the same time, the stability and stiffness ratios decline to zero. Fig. 3 also presents the charts for ratios Φ_λ and Φ_μ . They are expressed by the following formulae: $\Phi_\lambda = 1/(1+|\lambda|)$; $\Phi_\mu = 1/(1+|\mu|)$. They can be conventionally considered as charts of the grid's natural current capacity (or natural transmission capacity) in the studied node at an increasing load. In a sense, it is the stability reserves ratio (or measure) in the studied node. Both curves near point $P = P_{ex}$ are approaching zero. They are presented in the figure after multiplication by the constant.

Impact of the voltage adjustment on the grid's operation conditions

We have discussed the curve $U = f(P)$ and the derivatives u , ξ , λ and μ in the function of the grid load increases in the case of grid loading with active power P . Other cases, such as grid loading with active power, apparent power, etc., have not been included in the paper.

We studied the impact of voltage adjustment on the function $U = f(P)$ and the aforementioned derivatives in the given case. It was assumed that the studied node features a capacitor battery divided into three segments (sections). The battery segments are activated automatically when the voltage in the studied node drops below 90% U_n . The curves U , δ , ΔP and derivatives λ and μ are shown in Fig. 4. The chart turn point in Fig. 4 designate the moment of activation of another battery segment. The figure demonstrates that the transmittable active power P_{ex} increased substantially in comparison to the data provided in Fig. 1–3 (by approx. 75 MW). The voltage vector angle has also increased (by approx. 8 degrees). As expected, the voltage curve is maintained above 90% U within a significant range of variability P .

¹ Another component of the grid stiffness definition may be formulated based on the derivatives $\partial U/\partial Q$ and $\partial Q/\partial U$.

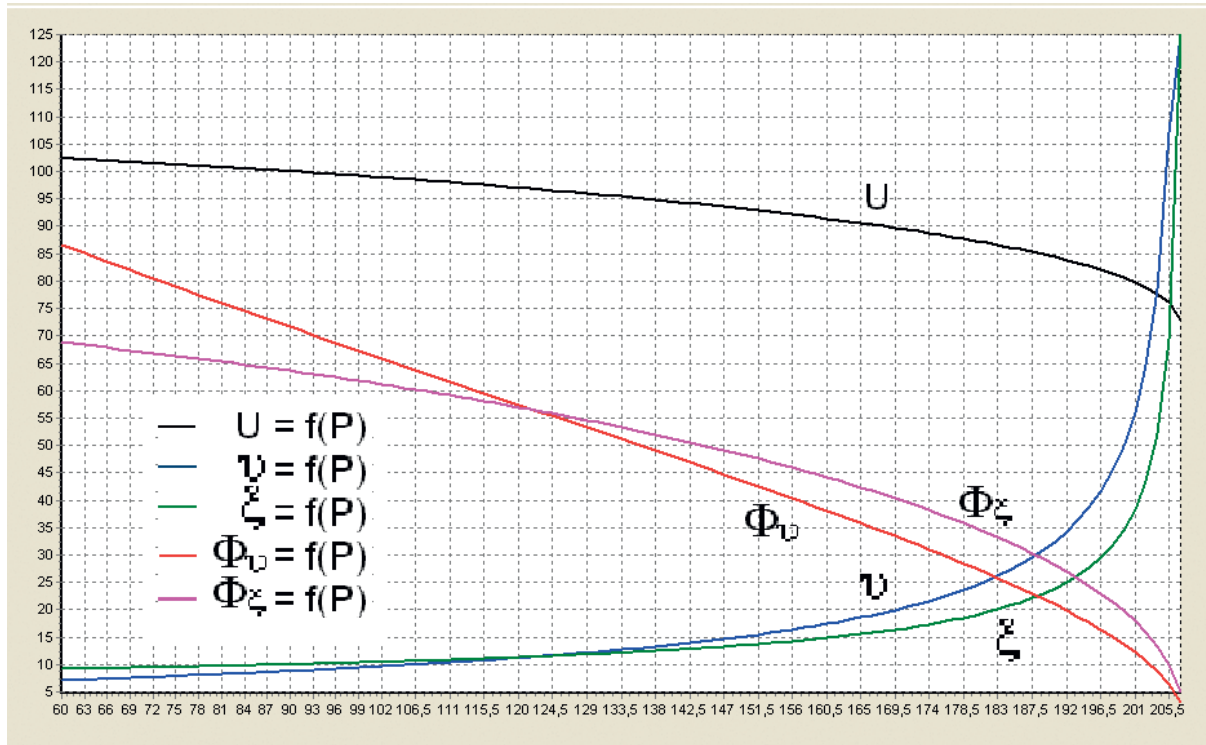


Fig. 2. Dependence of parameters $U, u, \xi, \Phi_u, \Phi_\xi$ on load power P

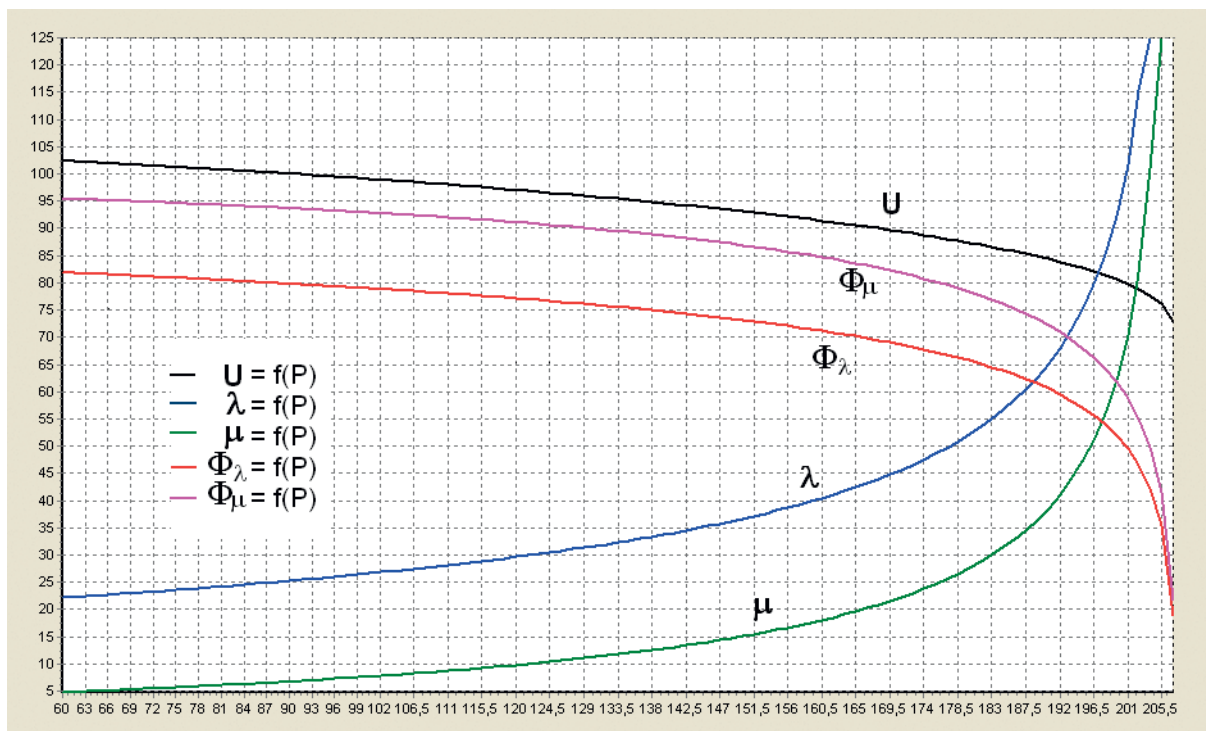


Fig. 3. Dependence of parameters $U, \lambda, \mu, \Phi_\lambda, \Phi_\mu$ on load power P

However, losses increase in total; the same – although not continuously – goes for the loss derivatives λ and μ . The increase in losses (equivalent to an increase in demand) causes grid loading even with unchanged node powers.

The local loss increase of up to 700 kW per 1 MW of transmitted power (in the figure, the values $\lambda = 70$ and $U > 90\%$ have been highlighted prior to the activation of the third battery segment) may be the cause of an overload and emergency shutdowns of grid transmission devices and may also be the cause of the

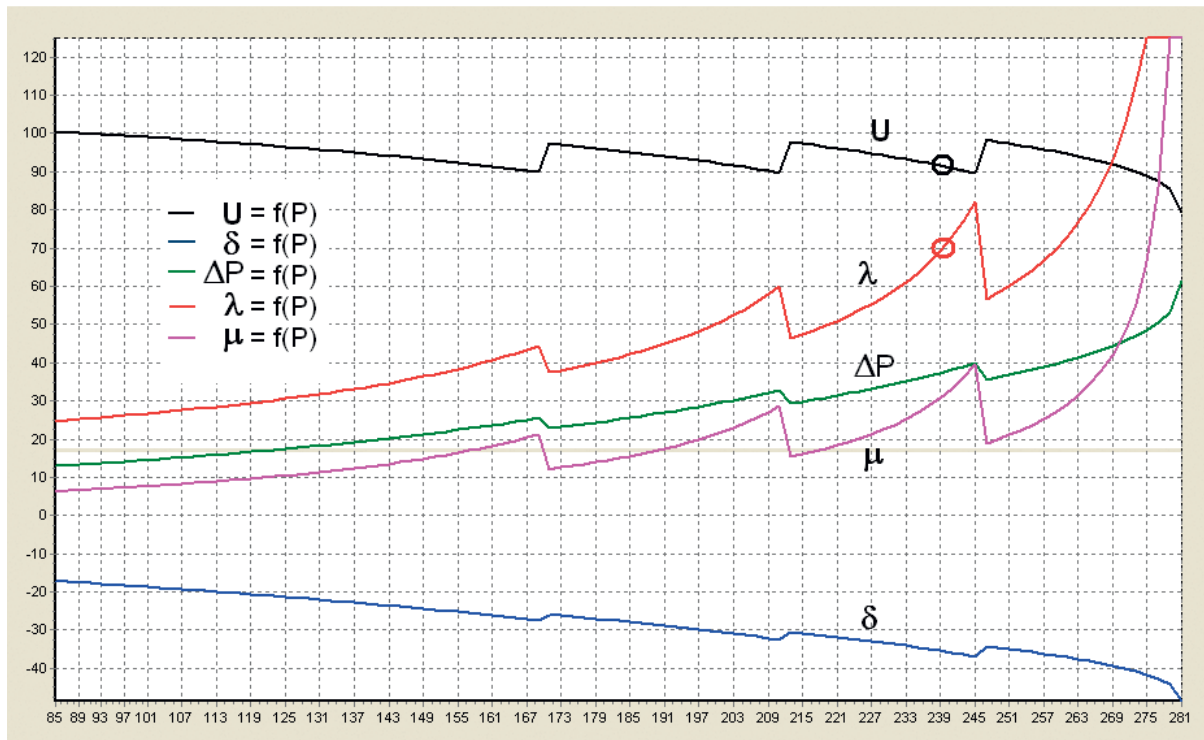


Fig. 4. Dependence of parameters U , δ , ΔP , λ , μ on load power P with working voltage adjustment via activation of capacitor batteries

decline in the grid stiffness as well as power swings. All of the above may be possible with the voltage not exceeding the acceptable range of voltage variability $U_n \pm 10\%$.

The issue of power swings

We have demonstrated and clarified the functions $U = f(P)$ and derivatives v , ξ , λ and μ , as well as ratios Φ_v , Φ_ξ , Φ_λ and Φ_μ . As already noted, the grid loses its stiffness at a certain level of load and even small changes in the node powers may cause substantial changes in the voltage vectors. If the voltage regulators do not adjust the grid's voltage fast enough (because, for example, they were set to work in a grid with a higher stiffness or the local passive power reserves have been depleted) when the grid stiffness is correspondingly small, then, according to the laws governing the power distribution, the level of voltage in one of the grid's fragments will decline. In addition, the decline of the voltage level in this fragment will also be influenced by the increase in the active and passive power losses according to the derivatives λ and μ . If the given grid includes working generators, their power characteristics will change due to the declined grid voltage. The generators will be offloaded and will accelerate – at a reduced voltage, the power returned to the grid will decline. The lower the grid stiffness, the more the grid voltage will decline and the generators will be offloaded even more, causing their further acceleration. A grid with lower stiffness creates operating conditions for the generator, which are similar to a sufficiently long unit line (additionally, with variable parameters).

If the above situation regards a group of generators, their acceleration and the additional power resulting from electromechanical

inertia, introduced into the grid, may cause a readjustment in the grid. As result of the readjustment, the generators will be loaded excessively and will start to brake. This process may repeat itself and spread to other generators, resulting in power swings.

In a grid's normal operation conditions power swings do not take place – the grid is stiff enough to suppress small local swings caused by the operation of (passive power) voltage and (active power) frequency regulators. At a low enough grid stiffness, it is possible for unsuppressed, increasing power swings, which may be dangerous for the system, to occur spontaneously (e.g. due to the operation of the aforementioned regulators) [5, 16]. The generators may lose their synchronism and become deactivated or – regardless of the specific situation – the system will undergo emergency division due to the loss of stability.

There were many cases of system failures featuring power swings [3, 4, 12]. Below we will recall only one failure which took place on 4 November 2006 in the combined UCTE system. The authors do not possess any analyses regarding the voltage or angle stability in the UCTE system from that time, nor do they possess any data regarding the grid stiffness or the system's stability reserves. They had in their possession a generally accessible report [12] which provided only scarce information about the failure itself. The report demonstrates that:

- Just before the failure of 4 November 2006, at around 10 p.m., the power transit from the systems of northern-eastern countries to the systems of western countries amounted to approx. 10 thousand MW. The power transit was ensured by 35 tracks of the 380 kV line
- On 4 November 2006, at 9:41 p.m., two tracks of the 380 kV line were operatively excluded in the German system to allow

passage of a ship under the line. The deactivation was planned earlier for 1:00–5:00 a.m. of 5 November 2006 (Sunday), presumably in the demand dip. It is possible that the power transit during the Sunday's night dip was smaller than during the Saturday's evening peak and that is the reason for the planned line exclusion

- Immediately after the line exclusion, the voltage angle at stations between which the lines were routed increased by 30 degrees! That is a very large increase for such a big system. This means that a highly loaded system with relatively low static stability reserves and lowered stiffness was approved for operation. After the exclusion of the line, the system was still operated synchronously for 29 minutes, i.e. until 10:10 p.m., and then – due to the activation of a coupling in one of the German system's stations – power swings occurred, which ultimately (after approx. 17 sec) resulted in the breakdown of the UCTE system into three parts as well as limits of 17 thousand MW in electricity supply to recipients, who were mainly excluded by the SCO automation.

Summary

1. The planned grid operation system, in a periodical or daily cycle, may not be executed in the current system operation due to the operative or emergency exclusions of the system's generating or transmitting elements. The authors deem it purposeful to develop tools (software) which will enable conducting grid analyses, including analyses in the online mode.
2. To ensure safe operation of the modern power systems, aside from the current evaluations of the system state based on the results of power distribution calculations made with consideration of the N-1 or N-2 criterion, it was deemed purposeful to conduct analyses of the static stability state (reserves), including the stiffness state of the power system grids.
3. The analyses of power transmissions in large power system grids must feature the physical and natural current capacity of the grid:
 - a) Power transmissions must be possible without current overloads of the grid's transmission devices (including specified reserves). The physical current capacity limits result from the acceptable current capacity of grid devices.
 - b) The increase in the power system grid load causes a decline in the grid stiffness, theoretically even to zero. This results from the natural laws governing the power distribution. Power swings and loss of power system stability take place at a low enough grid stiffness. The acceptable natural current capacity limit is the level of grid stiffness at which it is still very unlikely for power swings to occur.

REFERENCES

1. T. Szostek, "Algorytm optymalizacji poziomów napięcia w sieciach elektroenergetycznych oparty na metodzie dwóch rozptyłów mocy" [Algorithm for optimisation of the voltage levels in power grids, based on the method of dual power distribution], *Energetyka*, No. 2, 1975.
2. On-line Voltage Stability Assessment of power system – An Approach of Black – box Modeling, Tampere University of Technology 2001.
3. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. Causes and Recommendations. U.S. – Canada power system Outage Task Force, April 2004.
4. Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE, April 2004.
5. S. Kasprzyk, "Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego, Ogólnopolskie seminarium nt. Blackout a krajowy system elektroenergetyczny" [Polish power system operation safety, Polish nationwide seminar regarding the Blackout and the national power system], Poznań 2004, *Energetyka* 2004, thematic sheet no. II.
6. J. Machowski, "Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego" [Power system adjustment and stability], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
7. J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby, "Power system Dynamics Stability and Control", John Wiley and Sons, Ltd 2008.
8. K. Oziemblewski, "Optymalizacja napięć w węzłach dla celów prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego" [Optimisation of voltages in nodes for the purpose of power system operation], PhD dissertation, Silesian University of Technology, Gliwice, 1975.
9. H. Gładys, A. Orzechowski, K. Oziemblewski, "O konferencji CIGRE '2006 i zagrożeniach w pracy systemu elektroenergetycznego" [On the CIGRE 2006 conference and hazards for power system operation], Seminarium SEP, *Biuletyn Miesięczny PSE SA*, No. 11, 2006.
10. K. Oziemblewski, "Regulacja napięcia a stabilność pracy sieci systemu elektroenergetycznego" [Voltage adjustment and power system grid operation stability], *Automatyka Elektroenergetyczna*, No. 2, 2007.
11. K. Oziemblewski, "Naturalna zdolność przesyłowa sieci jako kryterium oceny stabilności systemu elektroenergetycznego" [Natural grid transmission capacity as the criterion for evaluating power system stability], *Wiadomości Elektrotechniczne*, No. 9, 2007.
12. System failure on 4 November 2006, final report, UCTE, 2007.
13. Voltage Stability Improvement using Static Var Compensator in power system, *Leonardo Journal of Science*, I–VI, 2009.
14. M. Sobierajski, W. Rojewski, "Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej" [Impact of passive power losses on the occurrence of voltage collapses in a transmission grid], *APE 09*, Jurata, 3–5 June 2009.
15. K. Madajewski, B. Sobczak, R. Trębski, "Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej" [Dynamic aspects of a voltage stability loss], *APE 09*, Jurata, 3–5 June 2009.
16. M. Klucznik et al., "Wpływ obecnie stosowanych układów regulacji generatorów na możliwości pogłębienia awarii napięciowej" [Impact of the currently used generator adjustment systems on the possibility of voltage failure intensification], *APE 09*, Jurata, 3–5 June 2009.

17. R. Krebs, Z.A. Styczyński, "SiGuard system do zapobiegania blackoutom ze szczególnym uwzględnieniem analizy działań zabezpieczających w warunkach utraty stabilności napięciowej" [SiGuard blackout prevention system with special consideration of the analysis of security actions in conditions of a voltage stability loss], *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój*, No. 2–3, 2010.
18. K. Oziemblewski, K. Opala, "Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk" [Possibilities of evaluation of the current power system stability state. Derivatives instead of characteristics], *Acta Energetica*, No. 2, 2011.
19. R. Zajczyk, "Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego" [Voltage stability of a power sub-system], *Acta Energetica*, No. 11, 2011.
20. S. Paszek, "Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego" [Selected methods of evaluating and improving a power system's angle stability], monograph, Gliwice 2012.
21. S. Paszek et al., "Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym" [Measurement estimation of the dynamic parameters of synchronous generators and actuation systems working in the national power system], Gliwice, 2013.
22. J. Machowski et al., "Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju" [Power system analyses in mid-term developing planning], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 6, 2013.

Kazimierz Oziemblewski

OZW SEP Katowice

e-mail: koziemblewski@wp.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology (1961). Postgraduate Ph.D. student at the Electrical Faculty of Silesian University of Technology. Worked at the District Dispatching Centre in Katowice between 1961 and 2003. Secondment in the Central Dispatching Centre of the Countries belonging to the Council for Mutual Economic Assistance in Prague (Czech Republic). A member of the Association of Polish Electrical Engineers. Has written elaborations and publications, mainly in the field of optimisation of grid operation systems, passive power compensation and power system stability.

Ksawery Opala

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

He graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2001). Currently employed at the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering as an assistant. The scope of his scientific interests include: ARNE and ARST adjustment automation, area voltage and passive power adjustment, analysis of the power grid operation state and distribution calculations.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 102–108. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Metoda analizy stabilności statycznej systemów elektroenergetycznych

Autorzy

Kazimierz Oziemblewski
Ksawery Opala

Słowa kluczowe

stabilność statyczna systemu elektroenergetycznego, sztywność sieci, kołysania mocy

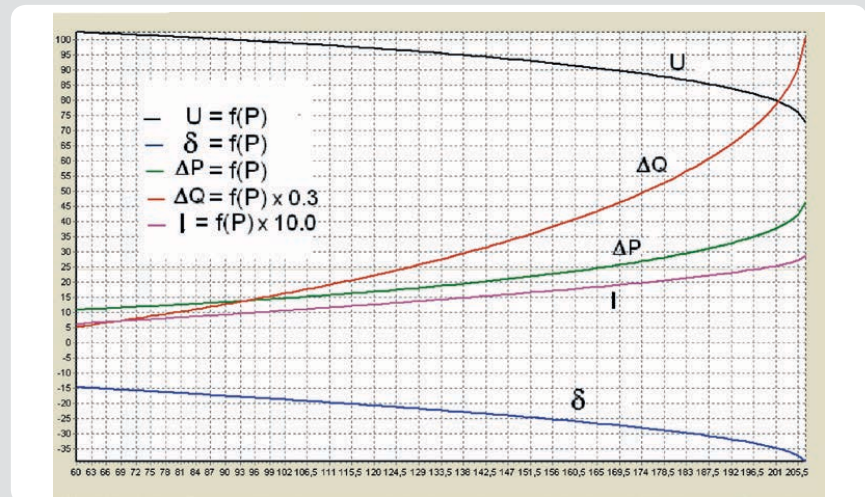
Streszczenie

Treść artykułu dotyczy badania zmian parametrów pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach narastania jego obciążenia. Wyniki tych i podobnych badań mogą prowadzić do rozszerzenia aktualnych poglądów na temat sztywności sieci, jej stabilności i warunków postawiania kołysań mocy w systemie. Kołysania mocy często stanowią początek rozległych awarii systemowych.

Wstęp

Dla zapewnienia bezpiecznej pracy współczesnych SEE opracowano dotąd wiele metod analizy i oceny stanu systemu, wdrożono wiele urządzeń kontrolno-pomiarowych, wiele automatów prewencyjnych i regulacyjnych [2, 17, 22]. W tym samym celu zastosowano wiele urządzeń transmitujących i przetwarzających dane pomiarowe i sygnały, wdrożono stabilizatory systemowe tłumiące kołysania bloków, instalowano urządzenia regulujące napięcie i przepływy mocy (głównie biernej) w sieci, w tym urządzenia FACTS, SVC itp. Poza tym instaluje się układy WAMS umożliwiające wczesne wykrywanie zagrożeń awarią w SEE, uruchamia się sprzęgła prądu stałego blokujące przenoszenie stanów nieustalonych itd. W procesie planowania i dobowego programowania układów pracy sieci SEE wykonuje się analizy rozptyłów mocy, obliczanych z uwzględnieniem kryteriów N-1 (w uzasadnionych przypadkach N-2). Coraz powszechniej korzysta się z wyników analiz stabilności napięciowej czy stabilności kątowej. Nowoczesne metody kierowania ruchem SEE plus istniejące możliwości obserwacji i sterowania pracą urządzeń systemu stwarzają warunki do utrzymania wymaganych parametrów jakości dostarczanej energii i bezpiecznej pracy SEE.

Zrobiono wiele, ale jeszcze nie wszystkie problemy udało się rozwiązać, zwłaszcza jeśli chodzi o bieżącą, operatorską ocenę stanu bezpieczeństwa SEE. Operator na bieżąco ma do dyspozycji pomiary modułów napięć w węzłach nadzorowanej sieci oraz pomiary przepływów mocy w gałęziach tej sieci. Napięcie w węzłach sieci jest funkcją wielu zmiennych – teoretycznie wszystkich parametrów pracy SEE, a te podlegają ciągłym zmianom losowym. Faktycznie z minuty na minutę zmienia się stan załączenia elementów wytwórczych, przesyłowych i odbiorczych w sieci, zmieniają się moce wytwarzane i moce obciążenia w węzłach; w węzłach regulujących częstotliwość w sieci następują korekty wytwarzania mocy czynnej, w węzłach regulujących napięcie w sieci występują korekty wytwarzania lub przesyłu mocy biernej. Regulatory turbin i regulatory napięcia pracują praktycznie bez przerwy, a na wykresach mierzonych wielkości napięcia i częstotliwości widoczna jest „trawka” – dowód chwilowej ich zmienności.



Rys. 1. Zależność parametrów U , δ , ΔP , ΔQ , I od mocy obciążenia P

Bezpieczna praca systemu to praca stabilna. Zdaniem autorów należy dążyć do opracowania i udostępnienia operatorowi narzędzi do bieżącej analizy stanu (zapasu) stabilności statycznej SEE, które pozwolą mu na podejmowanie właściwych decyzji lub zależnie od okoliczności wygenerują odpowiednie sygnały sterownicze. Parametry pracy SEE wiążą zależności nieliniowe i uwikłane, stąd analizy przynajmniej niektórych funkcji (stanów czy zjawisk) systemu muszą być wykonywane z zastosowaniem rachunku różniczkowego; na poziomie pochodnych [1, 8, 18]. W tym artykule zamieszczono przykładowe wyniki obliczeń, które – zdaniem autorów – wskazują na możliwości poszerzenia bieżących analiz stanu pracy sieci SEE o badania statycznej stabilności sieci, a w tym sztywności sieci i jej naturalnej obciążalności. Znaczące obniżenie się sztywności sieci sprzyja pobudzeniu i rozwijaniu się nietłumionych kołysań mocy w SEE, a to z kolei może być zarzewiem wielkiej awarii systemowej.

W artykule omawia się tylko fragment prowadzonych analiz. Dotyczy on badania stanów stabilności sieci w zależności od zmian obciążenia mocą czynną w przykładowej sieci. W szerszym ujęciu podobne badania stanów stabilności sieci przewiduje

się realizować również w funkcji pozostałych zmiennych niezależnych, jak: moce bierne, moce pozorne, wzdlużne i poprzeczne przekładnie transformatorów.

Sztywność sieci i jej stabilność

Terminu „stabilność statyczna” używa się poniżej w znaczeniu nieco różniącym się od terminu „równowaga statyczna”, zdefiniowanego w ubiegłym wieku. Termin „równowaga statyczna” odnosi się do badania odpowiedzi SEE na małe zakłócenia (wymuszenia) w sieci.

W tym artykule termin „stabilność statyczna” odnosi się do badania zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym przy powolnym, spokojnym wzroście obciążenia systemu, bez dodatkowych wymuszeń. Terminu „sztywność sieci” używa się w tradycyjnym znaczeniu do opisu zmienności (podatności) napięć w węzłach sieci w funkcji zmian obciążenia sieci.

Publikowane dość powszechnie materiały na temat stabilności napięciowej w sieciach SEE [6, 7, 13, 19, 20] zawierają charakterystyki zmienności modułu wektora napięcia w funkcji obciążenia mocą czynną badanego węzła: $U = f(P)$, tzw. krzywe nosowe. Krzywe $U = f(P)$ wyznacza się w celu pokazania

zależności napięcia od obciążenia P oraz wyznaczenia maksymalnej, teoretycznie możliwej do przesłania, (ekstremalnej) mocy obciążenia $P = P_{ex}$. Praktycznie mocy $P = P_{ex}$ w systemie przesłać nie można; wcześniej dojdzie do zakłócenia stabilności i awaryjnych wyłączeń elementów sieci.

Analiza przebiegu krzywej $U = f(P)$ prowadzi do ciekawych wniosków. Pokazano je na przykładzie obliczeń wykonanych dla niewielkiego układu sieciowego 220/110 kV. Za punkt wyjścia przyjęto krzywą $U = f(P)$, policzoną dla jednego z węzłów 110 kV.

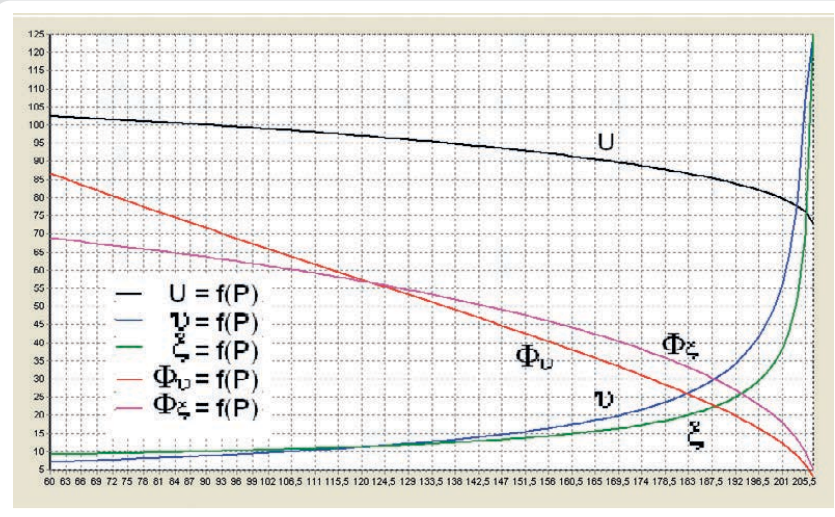
Praca sieci przy narastającym obciążeniu mocą czynną

Obliczenia wykonano przy założeniu stałych mocy czynnych i biernych we wszystkich węzłach sieci z wyjątkiem mocy P badanego węzła. Przebieg krzywej $U = f(P)$ pokazano na rys. 1. Na tym samym rysunku ukazano również inne krzywe, obrazujące zmienność kąta wektora napięcia $\delta = f(P)$, zmienność strat mocy czynnej $\Delta P = f(P)$ i strat mocy biernej $\Delta Q = f(P)$ w sieci oraz zmienność modułu prądu obciążenia $I = f(P)$ w badanym węźle.

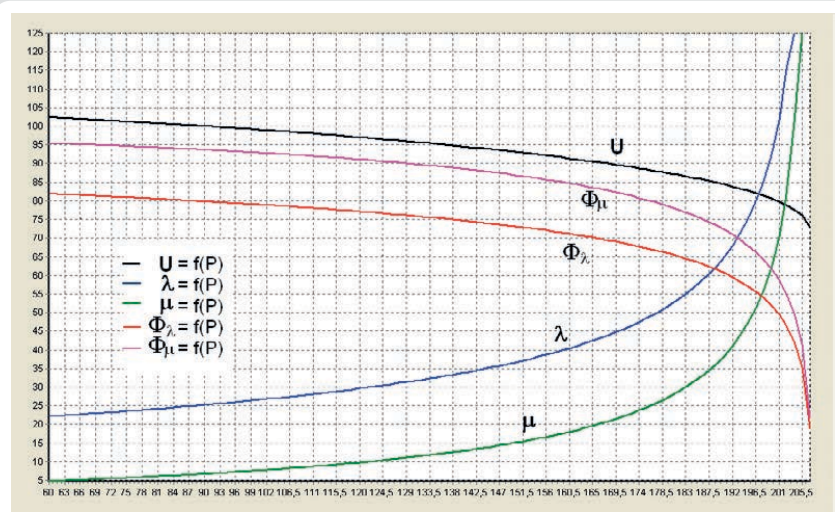
Na tym rysunku, a także na kolejnych, moduł napięcia U podawany jest w procentach napięcia znamionowego, kąt napięcia δ w stopniach, moc P i straty ΔP w [MW], moc Q i straty ΔQ w [Mvar], prąd I w [kA]. Wszystkie wykresy, z wyjątkiem przebiegu kąta δ , wykonano dla wartości bezwzględnych (bez znaku), aby pomieścić je w pierwszej ćwiartce układu współrzędnych. W celu zwiększenia czytelności wykresów różnych wielkości przedstawianych na jednym rysunku niektóre parametry pomnożono przez stałą (np. prąd przez 10, ΔQ przez 0,3). Wraz ze wzrostem obciążenia od wartości początkowej $P = 57$ MW do wartości maksymalnej $P_{ex} = 207$ MW podane na rysunku parametry zmieniły się następująco: moduł napięcia – od 112,89 do 80,10 kV, kąt wektora napięcia – od $-14,47$ do $-39,28$ stopni, straty mocy czynnej – od 10,54 do 46,21 MW, straty mocy biernej – od 19,45 do 301,75 Mvar, pobierana stała moc bierna $Q = 20$ Mvar (moce P , Q i straty zapisano bez znaku).

Jak stwierdzono wyżej, przy założonych warunkach pracy sieci z badanego węzła moc większej niż $P = P_{ex}$ pobrać nie można. Dlaczego? Odpowiedź na to pytanie niesie sama krzywa $U = f(P)$, obrazująca zależność napięcia U od mocy obciążenia węzła P . Zmienność napięcia w funkcji mocy P pokazuje przebieg pochodnej $v = \partial U / \partial P$. Wykres tej pochodnej przytoczono na rys. 2. Pokazane na tym samym rysunku inne krzywe będą objaśnione w drugiej kolejności.

Pochodna v , z definicji, określa zmiany modułu napięcia w badanym węźle, powodowane przez jednostkową zmianę mocy czynnej węzła. Przebieg krzywej v pokazano w przedziale zmienności obciążenia mocą P w granicach od 57 do $P_{ex} = 207$ MW. W miarę zbliżania się obciążenia P do P_{ex} bezwzględne wartości pochodnej v rosną do ∞ . Taki przebieg pochodnej jest oczywisty, bo mianownik w wyrażeniu tej pochodnej w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ dąży do zera.



Rys. 2. Zależność parametrów U , v , ξ , Φ_v , Φ_ξ od mocy obciążenia P



Rys. 3. Zależność parametrów U , λ , μ , Φ_λ , Φ_μ od mocy obciążenia P

Odwrotność v – pochodna $\partial P / \partial U$ – może stanowić definicję (jedną ze składowych definicji lub miary)¹ sztywności sieci. Taka pochodna określałaby, ile mocy czynnej P trzeba dodatkowo przesłać z sieci do/z badanego węzła, aby moduł napięcia U w tym węźle zmienił się o jednostkę. Sieć sztywna to taka sieć, w której dowolne zmiany mocy węzłowych nie powodują zmian parametrów pracy sieci – tu napięcia w węzłach sieci.

W przypadku sieci sztywnej $U = \text{const}$. Warunki sieci sztywnej spełnia węzeł bilansujący w obliczeniach rozpiływów mocy.

Na rys. 2 przedstawiono wykresy wskaźników Φ funkcji zredukowanych do przedziału 0–1. Algorytm redukcji jest następujący:

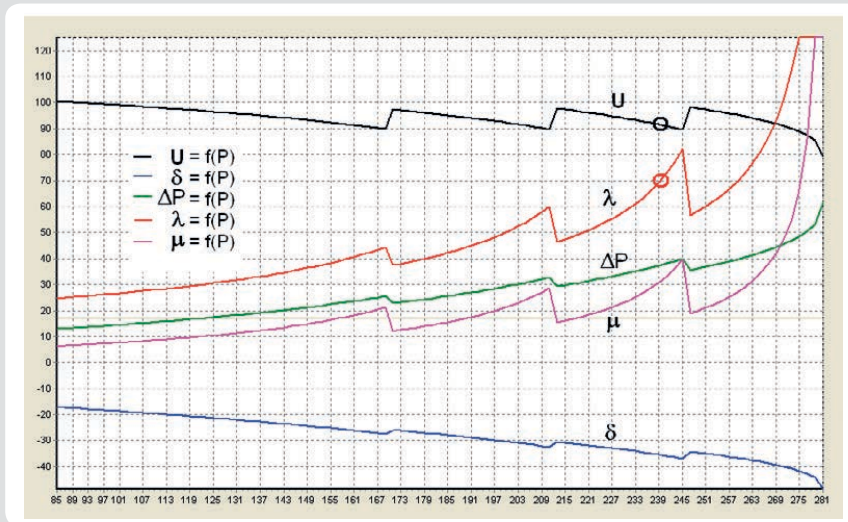
$\Phi = \text{sign } 1 / (1 + |f(x)|)$. Jeśli wartość bezwzględna $|f(x)|$ jest równa lub bliska zeru, wtedy wskaźnik Φ jest równy lub bliski 1. Jeśli wartość bezwzględna $|f(x)|$ dąży do ∞ , wtedy Φ dąży do 0.

Pokazane na rys. 2 krzywe Φ_v , Φ_ξ w tym artykule definiuje się jako wskaźniki sztywności i przedstawia jako wykresy sztywności sieci w badanym węźle przy narastającym obciążeniu. Wyrażają je zależności: $\Phi_v = 1 / (1 + |v|)$; $\Phi_\xi = 1 / (1 + |\xi|)$ (na rysunku krzywe Φ_v i Φ_ξ pokazano po przemnożeniu ich przez stałą; nie zmienia to charakteru tych krzywych).

Jeśli za wskaźnik sztywności sieci przyjąć współrzędną punktu na krzywej Φ_v , policzoną wg wzoru $\Phi_v = 1 / (1 + |v|)$, to w przypadku sieci sztywnej wskaźnik ten miałby wartość 1–100% (rys. 2). Rzeczywista sieć nie jest sztywna, a im większe obciążenie sieci P , tym większe zmiany napięcia U powoduje jednostkowa zmiana mocy w badanym węźle, tym szybciej zmniejsza się jej sztywność. W punkcie $P = P_{ex}$ pojęcie sztywności sieci traci sens: $|v| = \infty$ (wskaźnik sztywności sieci byłby równy 0, $\Phi_v = 0!$).

Podobne wnioski wypływają również z przebiegu pochodnej $\xi = \partial \delta / \partial P$. Pochodna ta

¹ Kolejną składową definicji sztywności sieci można sformułować na podstawie pochodnych $\partial U / \partial Q$ i $\partial Q / \partial U$.



Rys. 4. Zależność parametrów U , δ , ΔP , λ , μ od mocy obciążenia P przy działającej regulacji napięcia poprzez załączenie baterii kondensatorów

określa zmiany kąta wektora napięcia δ w badanym węźle, powodowane przez jednostkową zmianę mocy czynnej węzła. I tu okazuje się, że im większe obciążenie sieci P , tym większe zmiany kąta wektora napięcia δ powoduje jednostkowa zmiana mocy P w badanym węźle. I ta pochodna może być uznana jako jedna z definicji (lub miar) sztywności sieci. Także w przypadku tej pochodnej w punkcie $P = P_{ex}$ wartość $|\xi| = \infty$, $\Phi_\xi = 0$.

Pochodne v i ξ posiadają wiele wspólnego z badaniami odpowiednio stabilności napięciowej i stabilności kątowej i mogą być tam stosowane.

Przytoczone wyżej zależności oraz ich wykresy, pokazane na rys. 2, opisują faktyczne zmiany parametrów pracy sieci (wektorów napięcia) w funkcji obciążenia sieci. Nie wyjaśniają jednak do końca, dlaczego te zależności są właśnie takie. Dlaczego w danym punkcie pracy, przy obciążeniu $P = P_{ex}$, wyczerpują się naturalne możliwości przesyłu mocy? Odpowiedź można znaleźć, badając zależność strat przesyłowych od zmieniających się parametrów pracy SEE.

Wykresy krzywych $\Delta P = f(P)$ oraz $\Delta Q = f(P)$ przedstawiono na rys. 1. Pochodne strat mocy czynnej ΔP i mocy biernej Q w funkcji mocy czynnej P badanego węzła zapisują się wzorami odpowiednio: $\lambda = \partial(\Delta P)/\partial P$; $\mu = \partial(\Delta P)/\partial Q$ [18]. Przebieg krzywych λ i μ pokazano na rys. 3. Obydwie krzywe w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ zmierzają do nieskończoności. W rzeczywistej sieci obserwujemy faktycznie lokalny wzrost strat, ale czy do nieskończoności? W tym miejscu nie analizuje się funkcji $\Delta P = f(P)$ czy $\Delta P = f(Q)$, a ich pochodne λ i μ , a te wskazują, że w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ straty mocy rosną zdecydowanie szybciej, niż przyrasta moc P , możliwa do przesłania do badanego węzła. W końcu w punkcie $P = P_{ex}$ już żadna dodatkowa moc do badanego węzła nie może być przesłana. Zwiększenie prądu obciążenia w danym węźle spowoduje taki spadek napięcia, że moc pobierana z tego węzła zmniejszy się, a wzrosną tylko straty.

Pochodne λ i μ rosną do nieskończoności nie z powodu nieograniczonego wzrostu strat, ale z powodu zmniejszania się (do zera!) przyrostów mocy P i utraty przez sieć możliwości przesłania dodatkowej mocy P . Jest to dla nas bardzo ważna informacja: w warunkach, gdy λ lub/i μ zmierza do nieskończoności, naturalna (zależna od fizycznych praw rządzących rozplywami mocy w sieci) zdolność przesyłowa sieci maleje do zera [10, 11, 18]. Równocześnie wskaźniki stabilności i sztywności sieci maleją do zera.

Na rys. 3 pokazano również wykresy wskaźników Φ_λ , Φ_μ . Wyrażają je zależności odpowiednio: $\Phi_\lambda = 1/(1+|\lambda|)$; $\Phi_\mu = 1/(1+|\mu|)$. Umownie można je uważać za wykresy naturalnej obciążalności (lub naturalnej zdolności przesyłowej) sieci w badanym węźle przy narastającym obciążeniu. W pewnym sensie jest to wskaźnik (albo miara) zapasu stabilności w badanym węźle. Obydwie krzywe w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ zmierzają do zera. Na rysunku pokazano je po przemnożeniu przez stałą.

Wpływ regulacji napięcia na warunki pracy sieci

Powyżej omówiono przebiegi krzywej $U = f(P)$ oraz pochodnych v , ξ , λ i μ w funkcji przyrostów obciążenia sieci w przypadku dociążania sieci mocą czynną P . Innych przypadków, jak dociążanie sieci mocą bierną, pozorną itp., nie zawarto w artykule.

Zbadano, jak w danym przypadku na przebiegi funkcji $U = f(P)$ oraz ww. pochodnych wpływa regulacja napięcia. Założono, że w badanym węźle istnieje bateria kondensatorów, dzielona na trzy człony (sekcje). Człony baterii załączają się automatycznie, gdy napięcie w badanym węźle spadnie poniżej 90% U_n . Przebiegi krzywych U , δ , ΔP oraz pochodnych λ i μ pokazano na rys. 4. Punkty załamania wykresów na rys. 4 oznaczają moment załączenia kolejnego członu baterii. Z rysunku można odczytać, że możliwa do przesłania moc czynna P_{ex} znacząco wzrosła w porównaniu z danymi podanymi na rys. 1–3 (o ok. 75 MW), wzrósł również kąt wektora

napięcia (o ok. 8 stopni). Zgodnie z oczekiwaniem krzywa napięcia, w znacznym przedziale zmienności P , utrzymuje się powyżej 90% U_n . Jednak straty w sumie rosną, rosną też – choć nie w sposób ciągły – pochodne strat λ i μ . Wzrost strat (równoznaczny ze wzrostem zapotrzebowania) powoduje dociążenie sieci nawet przy niezmiennych mocach węzłowych.

Lokalny przyrost strat do wartości 700 kW na 1 MW przesyłanej mocy (na rysunku zaznaczono $\lambda = 70$, $U > 90\%$ jeszcze przed załączeniem trzeciego członu baterii) może być powodem przeciążenia i awaryjnych wyłączeń urządzeń przesyłowych sieci, a może być również powodem obniżenia sztywności sieci i powstania kołysań mocy. A wszystko to przy napięciu niewykraczającym poza dopuszczalny przedział zmienności napięcia $U_n \pm 10\%$.

Problem kołysań mocy

Powyżej zostały pokazane i objaśnione przebiegi funkcji $U = f(P)$ i pochodnych v , ξ , λ i μ , oraz wskaźników Φ_λ i Φ_μ . Jak już podkreślano, przy odpowiednio dużym obciążeniu sieci traci sztywność i nawet małe zmiany mocy węzłowych mogą powodować znaczne zmiany wektorów napięcia. Jeśli w przypadku, gdy sztywność sieci jest odpowiednio mała, zdarzy się, że regulatory napięcia nie wyregulują odpowiednio szybko i dokładnie napięcia w sieci (bo np. ustawiono je do pracy w sieci o większej sztywności albo wyczerpały się lokalne rezerwy mocy biernej), to zgodnie z prawami rządzącymi rozplywem mocy obniży się poziom napięcia w jakimś fragmencie sieci. Dodatkowo na obniżenie poziomu napięcia w tymże fragmencie sieci wpłynie wzrost strat mocy czynnej i biernej zgodnie z pochodnymi λ i μ . Jeśli w danej sieci pracują generatory, to z powodu obniżonego napięcia sieci zmienią się ich charakterystyki mocy. Generatory zostaną odciążone i przyspieszą – przy obniżonym napięciu zmniejszy się moc oddawana do sieci. Im mniejsza będzie sztywność sieci, tym bardziej zmniejszy się napięcie sieci, tym bardziej odciążą się generatory i w następstwie tego bardziej przyspieszą. Sieć o obniżonej sztywności stwarza dla generatora warunki pracy podobne jak odpowiednio długa linia blokowa (w dodatku o zmiennych parametrach).

Jeśli sytuacja jak wyżej będzie dotyczyć grupy generatorów, to ich przyspieszenie i wynikająca z inercji elektromechanicznej dodatkowa moc, wprowadzona do sieci, może doprowadzić do przeregulowania w sieci. W wyniku przeregulowania generatory dociążą się ponad miarę i zaczną hamować. Proces ten może się powtarzać, wciągając inne generatory, a to oznacza kołysania mocy.

Kołysania mocy w normalnych warunkach ruchu sieci nie występują – sieć jest na tyle sztywna, że drobne kołysania lokalne, powodowane działaniem regulatorów napięcia (mocy biernej) i częstotliwości (mocy czynnej), są stłumione. Przy odpowiednio niskiej sztywności sieci mogą samorzutnie (np. na skutek działania ww. regulatorów) powstawać nietłumione, narastające kołysania mocy, groźne w skutkach dla systemu [5, 16]. Generatory mogą utracić synchronizm i zostaną wyłączone albo – zależnie od konkretnej sytuacji – dojdzie

do awaryjnego podziału systemu na skutek utraty stabilności.

Awarii systemowych, w których wystąpiło kołysanie mocy, było wiele [3, 4, 12]. Poniżej przywołana zostanie tylko jedna awaria, która miała miejsce 4 listopada 2006 roku w połączonym systemie UCTE. Autorzy nie dysponują żadnymi analizami stabilności napięciowej czy kątowej w systemie UCTE z tego czasu, nie posiadają żadnych danych dotyczących sztywności sieci ani zapasu stabilności tego systemu. Dysponowali ogólnie dostępnym raportem [12], z którego można uzyskać bardzo skromne informacje o samej awarii. Z raportu wynika, że:

- Tuż przed awarią 4 listopada 2006 roku (sobota) ok. godz. 22 w systemie UCTE tranzyt mocy z systemów krajów północno-wschodnich do systemów krajów zachodnich wynosił ok. 10 tys. MW. Tranzyt mocy zapewniło 35 torów linii 380 kV
- 4 listopada 2006 roku o godz. 21.41 w systemie niemieckim operatywnie wyłączono dwa tory linii 380 kV w celu przepuszczenia statku pod linią. Wyłączenie było wcześniej planowane na dzień 5 listopada 2006 roku (niedziela) na godz. 1.00–5.00, przypuszczalnie w dolinie zapotrzebowania. Jest prawdopodobne, że tranzyt mocy w niedzielnej dolinie nocnej był mniejszy niż w sobotnim szczycie wieczornym i dlatego w tym czasie planowano wyłączenie linii
- Bezpośrednio po wyłączeniu linii kąt napięcia w stacjach, pomiędzy którymi biegnęły linie, wzrósł o 30 stopni! To bardzo dużo, jak na tak wielki system. Z tego wynika, że do ruchu dopuszczono system mocno obciążony, o stosunkowo małym zapasie statycznej stabilności i o obniżonej sztywności. Po wyłączeniu linii system pracował jeszcze synchronicznie przez 29 minut, do godz. 22.10, a potem – w następstwie załączenia sprzęgła w jednej ze stacji w systemie niemieckim – pojawiły się kołysania mocy, które w końcu (po czasie ok. 17 s) doprowadziły do rozpadu systemu UCTE na trzy części i 17 tys. MW ograniczeń w dostawie energii do odbiorców, wyłączonych głównie przez automatykę SCO.

Podsumowanie

1. Planowany układ pracy sieci, w cyklu okresowym czy dobowym, może nie być realizowany w bieżącym ruchu systemu, ze względu na operatywne lub awaryjne wyłączenia elementów wytwórczych czy przesyłowych systemu. Autorzy uznają za celowe stworzenie narzędzi (oprogramowania) do wykonywania niezbędnych analiz sieciowych, również w trybie online.

2. Dla zapewnienia bezpiecznej pracy wspólnych SEE, obok aktualnie dokonywanych ocen stanu systemu na podstawie wyników obliczeń rozplywów mocy, prowadzonych z uwzględnieniem kryterium N-1 lub N-2, uznano za celowe wykonywanie analiz stanu (zapasu) stabilności statycznej, w tym stanu sztywności sieci SEE.
3. W analizach przesyłów mocy w sieciach dużych SEE należy uwzględnić fizyczną i naturalną obciążalność sieci:
 - a) Przesyły mocy muszą się realizować bez przeciążeń prądowych urządzeń przesyłowych sieci (i to z określoną rezerwą). Granice obciążalności fizycznej wynikają z dopuszczalnej obciążalności prądowej urządzeń sieciowych.
 - b) W miarę wzrostu obciążenia sieci SEE maleje sztywność sieci, teoretycznie nawet do zera. Wynika to z naturalnych praw rządzących rozplywami mocy. Przy odpowiednio niskiej sztywności sieci dochodzi do kołysań mocy i utraty stabilności w SEE. Granicę dopuszczalnej obciążalności naturalnej stanowi taki poziom sztywności sieci, przy którym wystąpienie kołysań mocy jest jeszcze mało prawdopodobne.

Bibliografia

1. Szostek T., Algorytm optymalizacji poziomów napięcia w sieciach elektroenergetycznych oparty na metodzie dwóch rozplywów mocy, *Energetyka* 1975, nr 2.
2. On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black – box Modeling, Tampere University of Technology 2001.
3. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada. Causes and Recommendations. U.S. – Canada Power System Outage Task Force, April 2004.
4. Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE, April 2004.
5. Kasprzyk S., Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego, Ogólnopolskie seminarium nt. Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań 2004, *Energetyka* 2004, zeszyt tematyczny nr II.
6. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
7. Machowski J., Bialek J.W., Bumbo J.R., Power System Dynamics Stability and Control, John Wiley and Sons, Ltd 2008.

8. Oziemblewski K., Optymalizacja napięć w węzłach dla celów prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, praca doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice 1975.
9. Gładys H., Orzechowski A., Oziemblewski K., O konferencji CIGRE 2006 i zagrożeniach w pracy systemu elektroenergetycznego, Seminarium SEP, *Biuletyn Miesięczny PSE SA* 2006, nr 11.
10. Oziemblewski K., Regulacja napięcia a stabilność pracy sieci systemu elektroenergetycznego, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 2.
11. Oziemblewski K., Naturalna zdolność przesyłowa sieci jako kryterium oceny stabilności systemu elektroenergetycznego, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2007, nr 9.
12. Awaria systemowa 4 listopada 2006, Raport końcowy, UCTE, 2007.
13. Voltage Stability Improvement using Static Var Compensator in Power System, *Leonardo Journal of Science* 2009, I–VI.
14. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej, *APE '09, Jurata*, 3–5 czerwca 2009.
15. Madajewski K., Sobczak B., Trębski R., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, *APE '09, Jurata*, 3–5 czerwca 2009.
16. Klucznik M. i in., Wpływ obecnie stosowanych układów regulacji generatorów na możliwości pogłębienia awarii napięciowej, *APE '09, Jurata*, 3–5 czerwca 2009.
17. Krebs R., Styczyński Z.A., SiGuard system do zapobiegania blackoutom ze szczególnym uwzględnieniem analizy działań zabezpieczających w warunkach utraty stabilności napięciowej, *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój* 2010, nr 2–3.
18. Oziemblewski K., Opala K., Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk, *Acta Energetica* 2011, nr 2.
19. Zajczyk R., Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego, *Acta Energetica* 2011, nr 11.
20. Paszek S., Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego, monografia, Gliwice 2012.
21. Paszek S. i in., Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2013.
22. Machowski J. i in., Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 6.

Kazimierz Oziemblewski

dr inż.

OZW SEP Katowice

e-mail: koziemblewski@wp.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej (1961). Tytuł doktora uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gliwickiej (1975). W latach 1961–2003 pracował w Okręgowej Dyspozycji Mocy w Katowicach. W latach 1977–1982 został oddelegowany do pracy w Centralnym Zarządzie Dyspozycji Krajów Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej w Pradze (Czechy). Członek Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Ma na swoim koncie opracowania i publikacje, głównie z zakresu optymalizacji układów pracy sieci, kompensacji mocy biernej i stabilności systemu elektroenergetycznego.

Ksawery Opala

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: k.opala@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2001). Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Obszar jego zainteresowań naukowych to: automatyka regulacyjna ARNE i ARST, obszarowa regulacja napięcia i mocy biernej, analiza stanu pracy sieci EE i obliczenia rozprężowe.