

MOŻLIWOŚCI OCENY BIEŻĄCEGO STANU STABILNOŚCI SEE. POCHODNE ZAMIAST CHARAKTERYSTYK

dr inż. Kazimierz Oziemblewski / Oddział Zagłębia Węglowego Stowarzyszenia Elektryków Polskich
mgr inż. Ksawery Opala / Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

1. WSTĘP

W normalnych stanach pracy systemu elektroenergetycznego poszukuje się odpowiedzi na pytanie, jak parametry pracy systemu: moce węzłowe, napięcia węzłowe, przekładnie transformatorów, wpływają na wielkość strat przesyłowych, aby znaleźć sposób na optymalizowanie pracy systemu. W stanach zagrożenia poszukuje się odpowiedzi na pytanie, jak te same parametry wpływają na warunki bezpiecznej pracy systemu, a głównie na jego stabilność, aby znaleźć sposób na zapobieganie awariom.

W rozwiązywaniu zadań z zakresu optymalizacji rozptyłów mocy korzysta się z krzywych (charakterystyk) strat mocy czynnej (rzadko biernej), wyznaczonych w funkcji mocy węzłowych oraz przekładni transformatorów. Dokładniej nie same krzywe strat są tu istotne, a ich przyrosty względne (pochodne), policzone względem zmiennych niezależnych w układzie. Wynika to ze znanych, ogólnych rozwiązań tego problemu [2, 11].

W rozwiązywaniu zadań z zakresu stabilności pracy systemu klasycznym podejściem jest badanie odpowiedzi systemu na małe (stabilność lokalna) lub duże (stabilność globalna) wymuszenia typu: wyłączenia z ruchu elementów przesyłowych sieci, wyłączenia urządzeń wytwórczych, zwarcia w sieci [3, 9, 10]. Badania takie są dość trudne, kosztowne i realizowane sporadycznie w uzasadnionych okolicznościach. Jakimś sygnałem, ale tylko sygnałem, o zagrożeniu utratą stabilności w systemie jest niebezpieczeństwo procesu iteracyjnego w programie obliczania rozptywu mocy.

Obok metod klasycznych istnieją uproszczone metody badania stabilności napięciowej, rzadziej kątowej [3, 4, 5, 9, 10, 22]. W metodach tych badaniu poddaje się przebiegi charakterystyk przesyłanej i odbieranej mocy czynnej lub mocy biernej w funkcji modułu (rzadziej kąta) wektora napięcia w węźle sieci albo odwrotnie, bada się zależność napięcia od mocy pobieranych w węźle (węzłach) sieci. Z uwagi na to, że zachodzące w systemie zależności pomiędzy parametrami pracy (mocami, napięciami itp.) to uwikłane zależności nieliniowe, dotąd nie udało się tych charakterystyk zapisać w jawnej, analitycznej postaci. Zatem do celów analizy wykreśla się ich przebiegi, wyliczając, krok po kroku, parametry kolejnych punktów, korzystając z programu obliczania rozptywu mocy. Opisy sporządzania charakterystyk $V-Q$, $P-V$ i $\delta-P$ oraz korzystania z nich są przedmiotem wielu publikacji i tu nie zostaną przytoczone.

Oceny warunków (tu stabilności) pracy systemu na podstawie wykresów charakterystyk, wykonanych dla wybranych węzłów sieci, choć czasochłonne, mogą być realizowane w procesie planowania ruchu systemu [5]. Oceny tego typu niosą informacje o właściwościach zaplanowanego układu pracy sieci, zwłaszcza na przebadanych kierunkach przesyłu mocy. Jednak nie zawsze zaplanowany układ bywa realizowany w ruchu. Losowe wyłączenia urządzeń systemu mogą istotnie zmienić warunki, w których dokonano oceny stabilności systemu w procesie planowania. Operator w czasie rzeczywistym nie jest w stanie powtórzyć obliczeń i wtedy pozostaje bez jakichkolwiek danych o stanie (zapasie) stabilności systemu.

W tej publikacji rozważamy propozycje wykonywania analiz stanu stabilności systemu nie na podstawie samych charakterystyk przesyłanych mocy, lecz w oparciu o ich pochodne (albo przyrosty względne). Pochodne niosą poprawne informacje o przebiegu badanych krzywych, zwłaszcza jeśli te krzywe spełniają określone warunki

Streszczenie

Rozwiązywanie zadań optymalizacji rozptyłów mocy opiera się na badaniu przebiegu krzywych strat sieciowych w funkcji parametrów pracy systemu. Rozwiązywanie określonej grupy zadań z zakresu stabilności systemu opiera się na badaniu krzywych (charakterystyk) przesyłu mocy czynnej i biernej w funkcji tych samych pa-

rametrów pracy systemu. Moce węzłowe i straty sieciowe to te same kategorie fizyczne; łącznie tworzą bilans mocy systemu. W artykule staramy się wykazać, że metody i narzędzia do badania przebiegu krzywych strat i charakterystyk przesyłu mocy mogą być zbliżone.

ki regularności. Obliczenia takich pochodnych obejmują wszystkie węzły sieci i mogą być realizowane zarówno w trybie *off line*, przy założonych danych systemu, jak i w czasie rzeczywistym na podstawie aktualnej topologii sieci i bieżących danych pomiarowych [13, 14, 17, 25].

2. PROBLEM STABILNOŚCI SYSTEMU

Zdaniem autorów w badaniu stabilności systemu należy uwzględnić przynajmniej trzy grupy charakterystycznych zjawisk obserwowanych w systemie.

Pierwsza grupa odnosi się do zachowania odbiorów. Nie wnikając w szczegóły, można stwierdzić, że odbiory, których pobór mocy (czynnych i biernych) znacząco maleje wraz z obniżeniem się napięcia sieci zasilającej, nie wpływają (albo mało wpływają) na rozwój awarii systemowej powiązanej z utratą stabilności. Stały pobór mocy, niezależny od poziomu napięcia (a tak jest np. do czasu wyczerpania się zakresu regulacji napięcia na transformatorach odbiorczych), a tym bardziej wzrost poboru mocy przy zaniżonym napięciu sieci sprzyja rozwojowi awarii systemowej. Dla przykładu, wzrost poboru prądu (mocy biernej), głównie przez silniki indukcyjne przy obniżającym się napięciu zasilania, może prowadzić do lawiny napięć [3, 5, 9, 10, 21]. Przy tym jest możliwe zakłócenie stabilnej pracy systemu. Obroną przed lawiną napięcia jest utrzymywanie odpowiednio wysokiego poziomu napięcia, nawet kosztem ograniczenia dostaw energii. Szerzej na temat charakterystyk odbiorów w literaturze [21].

Druga grupa odnosi się do zachowania źródeł mocy, głównie generatorów, w systemie [3, 5, 9, 10, 23]. Ważne są tu wzajemne oddziaływania generatorów na sieć i sieci na generatory. W tym artykule nie analizujemy tych zagadnień. Podzielamy przekonanie, że na skutek losowych (choć niekoniecznie losowych) zdarzeń w systemie powiązania generatorów (elektrowni) mogą ulegać osłabieniu w stosunku do stanu normalnego, przez co sieć staje się mniej sztywna i reaguje znacznymi zmianami parametrów pracy na małe (normalne) zakłócenia, powodowane np. działaniem regulatorów mocy czy regulatorów napięcia na generatorach. W normalnych stanach pracy systemu w miarę stałe parametry sieci stanowią bazę odniesienia dla regulatorów mocy i napięcia generatora. W stanach innych niż normalne te same, ale zmieniające się parametry pracy sieci źle spełniają rolę parametrów bazowych. Dochodzi do kołysania mocy generatorów. Punkt (parametry) pracy systemu, w którym dochodzi do kołysań mocy, nosi nazwę punktu Hopfa.

Trzecia grupa odnosi się do zachowania sieci, jej sztywności, jej zdolności przesłania zapotrzebowanej mocy do każdego węzła sieci. Tej sprawie poświęcimy więcej uwagi.

Pojęcie sieci sztywnej przyjęło się w literaturze i w praktyce, ponieważ niosło uproszczenia analiz warunków współpracy urządzeń technicznych z systemem, w tym generatorów elektrowni i urządzeń odbiorczych, upraszczało wybór zasad działania ich zabezpieczeń, układów sterowania i regulacji. Za upowszechnieniem się pojęcia sieci sztywnej stało przeświadczenie, że praca pojedynczego urządzenia w sieci nie może w sposób znaczący wpływać na parametry systemu, skoro jego moc jest wielokrotnie mniejsza od mocy całego systemu. Ale system to nie „szyna miedziana”, a zbiór pojedynczych urządzeń wytwórczych i odbiorczych, współpracujących ze sobą poprzez linie przesyłowe czasem o znacznej długości i ograniczonej obciążalności. Zatem fakty są inne. W rzeczywistości sieci sztywnej nie ma. Każda sieć jest elastyczna (podatna, wiotka) i na każde wymuszenie odpowiada zmianą parametrów pracy. Zależy tylko od wielkości i miejsca przyłożenia wymuszenia, czy zmiana parametrów będzie w ogóle zauważalna, czy będzie znacząca, czy wręcz zakłócająca pracę systemu. Niepożądana, duża podatność napięcia sieci na zmiany obciążenia mocą bierną bloków EI. Ostrołęka, podczas zakłócenia w dniu 26 czerwca 2006 roku, spowodowała wyłączenie bloków z ruchu i zagrożenie awarią systemową [18]. Nieświadome osłabienie zdolności przesyłowej sieci systemu UCTE, przez wyłączenie dwutorowej linii 380 kV w dniu 4 listopada 2006 roku, spowodowało podział tego systemu i zagrożenie wielką awarią systemową [19].

Potrzebę zmian w aktualnie stosowanych układach regulacji generatorów, w celu zapobieżenia wydarzeniom wspomnianym wyżej, sygnalizuje i uzasadnia referat [23].

Elastyczność (podatność) sieci zależy od struktury systemu (struktury sieci, mocy źródeł, sposobu ich regulacji itp.) i parametrów pracy systemu (poziomu napięcia, mocy źródeł itp.). Parametry pracy systemu są funkcją lokalnych bilansów mocy i zależnych od nich przesyłów mocy. Problem lokalnego bilansowania mocy w systemie, w tym charakterystyk mocy odbiorów, charakterystyk generatorów, głównie w odniesieniu do mocy biernej, szczegółowo omawia referat [21]. W referacie bilans mocy biernej przedstawia się, i słusznie, jako czyn-

nik wpływający na stan stabilności napięciowej w systemie. Z bilansem mocy czynnej jest podobnie, choć przywykliśmy przyjmować, że to rozptyw mocy biernej wpływa na moduły wektorów napięć węzłowych, a rozptyw mocy czynnej na kąty rozchyłu tych wektorów. W ślad za tym powstało pojęcie stabilności kątowej, wdrożono badania na ten temat, a dla bardziej kompleksowej obrony systemów zaproponowano bieżący pomiar fazorów napięcia [8].

Blizsze rozważania na temat zachowania warunków stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego wskazują, że dla oceny stanu (zapasu) stabilności należy uwzględniać wektory (moduły i kąty) napięć węzłowych jako wynik rozptywu mocy czynnej i biernej [2, 11, 17, 25]. Przy badaniu przesyłów dużych mocy widać wyraźnie, że wiązanie poziomów napięć z przesyłem tylko mocy biernej, a kątów rozchyłu wektorów tych napięć z przesyłem tylko mocy czynnej nie jest poprawne. Bywa, że zakładane *a priori* uproszczenia w gruncie rzeczy nie upraszczają, a komplikują lub wręcz uniemożliwiają uzyskanie rozwiązania.

3. GRADIENT STRAT I METODA DWÓCH ROZPŁYWÓW MOCY

Gradient strat jest wektorem, którego współrzędnymi są pochodne cząstkowe strat policzone względem zmiennych niezależnych w układzie. Do jego wyznaczenia zastosowano metodę Lagrange'a z warunkami Kuhna-Tuckera, umożliwiającą poszukiwanie ekstremów złożonych funkcji wielu zmiennych w warunkach, kiedy na zmienne nałożone są ograniczenia zapisane w postaci równości i nierówności [2, 11]. W tym materiale prezentuje się tę metodę w dużym uproszczeniu, gdy ograniczenia nierównościowe nie występują, co istotnie ogranicza zapis badanego modelu. Ponadto nie przytacza się przekształceń poszczególnych wzorów, a podaje się ich postaci końcowe.

Poszukuje się ekstremum [min funkcji $f(x)$] z zastosowaniem metody Lagrange'a.

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_i \lambda_i [b_i - h_i(x)] \quad (1)$$

w warunkach ograniczeń opisanych jak niżej:

$$b_i - h_i(x) = 0 \text{ dla } x \in W, i \in N$$

Funkcję (celu) Lagrange'a z uwzględnieniem równań mocy oraz równań rozptywu mocy, zapisanych we współrzędnych prostokątnych, podaje wyrażenie (2):

$$L = - \sum_i P_i + \Delta P + \sum_i \lambda_i \{ P_i - (U_i J_i - V_i I_i) \} + \sum_i \mu_i \{ Q_i - (U_i I_i + V_i J_i) \} + \sum_i \xi_i \{ U_i - U_0 - \sum_k (R_{ik} J_k + X_{ik} I_k) \} + \sum_i \psi_i \{ V_i - V_0 - \sum_k (X_{ik} J_k - R_{ik} I_k) \} \quad (2)$$

Oznaczenia :	$S_i = P_i + j Q_i$	– zespolona moc pozorna węzła
	$\underline{U}_i = U_i + j V_i$	– zespolone napięcie węzła
	$J_i = J_i + j I_i$	– zespolony prąd węzła
	$\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + j X_{ik}$	– wyraz zespolonej macierzy impedancji węzłowych
	$\lambda_i, \mu_i, \xi_i, \psi_i$	– nieoznaczone czynniki Lagrange'a

Pochodne cząstkowe funkcji L , obliczone względem wszystkich zmiennych w układzie, pozwalają wyznaczyć współrzędne gradientu funkcji strat ΔP .

Przyrównując do zera wyrażenia dla poszczególnych pochodnych cząstkowych:

$$\partial L / \partial x_i = 0$$

otrzymuje się:

a) pochodne cząstkowe funkcji L względem mocy węzłowych:

$$\begin{aligned} \partial L / \partial P_i &= -1 + \partial (\Delta P) / \partial P_i + \lambda_i = 0 \\ \partial L / \partial Q_i &= 0 + \partial (\Delta P) / \partial Q_i + \mu_i = 0 \end{aligned} \quad (3)$$

a stąd wyrażenia definiujące nieoznaczone współczynniki Lagrange'a λ_i i μ_i i równocześnie składowe operatora T. Szostka [2, 11]

$$\underline{T} = \lambda_i + j \mu_i \quad (4)$$

albo

$$\underline{T}_i = 1 - \partial (\Delta P) / \partial P_i - j \partial (\Delta P) / \partial Q_i \quad (5)$$

Tak więc wyznaczenie zespolonego operatora $\underline{T}$ prowadzi bezpośrednio do wyznaczenia pochodnych częściowych strat mocy czynnej w systemie, policzonych względem czynnych i biernych mocy węzłowych, będących współrzędnymi gradientu strat.

b) pochodne cząstkowe funkcji L względem napięć węzłowych:

$$\begin{aligned} \partial L / \partial U_i &= -\lambda_i J_i - \mu_i I_i + \xi_i = 0 \\ \partial L / \partial V_i &= \lambda_i I_i - \mu_i J_i + \psi_i = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

Funkcja L wyraża bilans mocy czynnej. Pochodne cząstkowe mocy czynnej policzone względem składowej rzeczywistej U_i i składowej urojonej V_i zespolonego napięcia węzłowego mogą być uznane jako składowe jakiegoś (dualnego) prądu węzłowego $\underline{J}_{d,i}$. Prąd ten wyrazi się wzorem:

$$\underline{J}_{d,i} = -(\xi_i + j \psi_i) \quad (7)$$

albo

$$\underline{J}_{d,i} = -\text{conjg} (\underline{T}_i * \underline{J}_i) \quad (8)$$

c) pochodne cząstkowe funkcji L względem prądów węzłowych:

$$\begin{aligned} \partial L / \partial J_i &= UB - \lambda_i U_i - \mu_i V_i - \sum_k (r_{i,k} \xi_k + x_{ik} \psi_k) = 0 \\ \partial L / \partial I_i &= VB + \lambda_i V_i - \mu_i U_i - \sum_k (x_{i,k} \xi_k - r_{ik} \psi_k) = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

Analogicznie jak wyżej, pochodne funkcji L , policzone względem składowych prądu węzłowego $\underline{J}_i$, mogą być uznane jako składowe (dualnego) napięcia węzłowego $\underline{U}_{d,i}$.

$$\underline{U}_{d,i} = \underline{T}_i \text{conjg} (\underline{U}_i) \quad (10)$$

Znając wzory opisujące dualne napięcie węzłowe i dualny prąd węzłowy, można wyznaczyć dualną moc węzłową:

$$\underline{S}_{d,i} = \underline{T}_i * \underline{T}_i \text{conjg} (\underline{S}_i) \quad (11)$$

Prądy, napięcia i moce węzłowe spełniają pierwotny rozptyw mocy. Dualne prądy, napięcia i moce węzłowe spełniają dualny rozptyw mocy. Stosunek wektora napięcia węzłowego z rozptywu dualnego do sprzężonego wektora napięcia węzłowego z rozptywu pierwotnego pozwala obliczyć współrzędne wektora $\underline{T}$ w każdym węźle sieci.

$$\underline{T}_i = \underline{U}_{d,i} / \text{conjg} (\underline{U}_i) \quad (12)$$

Zespolony gradient strat ρ , którego współrzędnymi są pochodne cząstkowe strat mocy czynnej, policzone względem czynnych i biernych mocy węzłowych:

$$\underline{\rho}_i = \partial (\Delta \mathbf{P}) / \partial \mathbf{P}_i + j \partial (\Delta \mathbf{P}) / \partial \mathbf{Q}_i \quad (13)$$

może być wyznaczony wprost z wektora $\underline{T}$, jak niżej:

$$\underline{\rho} = \underline{1} - \underline{T} \quad (14)$$

Dotąd oznaczenia λ_i i μ_i oznaczały nieokreślone czynniki Lagrange'a i stanowiły składowe zespolone wektora $\underline{T}$. Te same oznaczenia bywają używane również wprost jako pochodne cząstkowe strat mocy czynnej:

$$\lambda_i = \partial (\Delta \mathbf{P}) / \partial (\mathbf{P}_i) \quad \text{oraz} \quad \mu_i = \partial (\Delta \mathbf{P}) / \partial (\mathbf{Q}_i) \quad (15)$$

i w tym znaczeniu będą użyte poniżej jako składowe zespolone wektora $\underline{\rho}$.

4. POCHODNE CHARAKTERYSTYK MOCY DOSYŁANYCH DO WĘZŁÓW

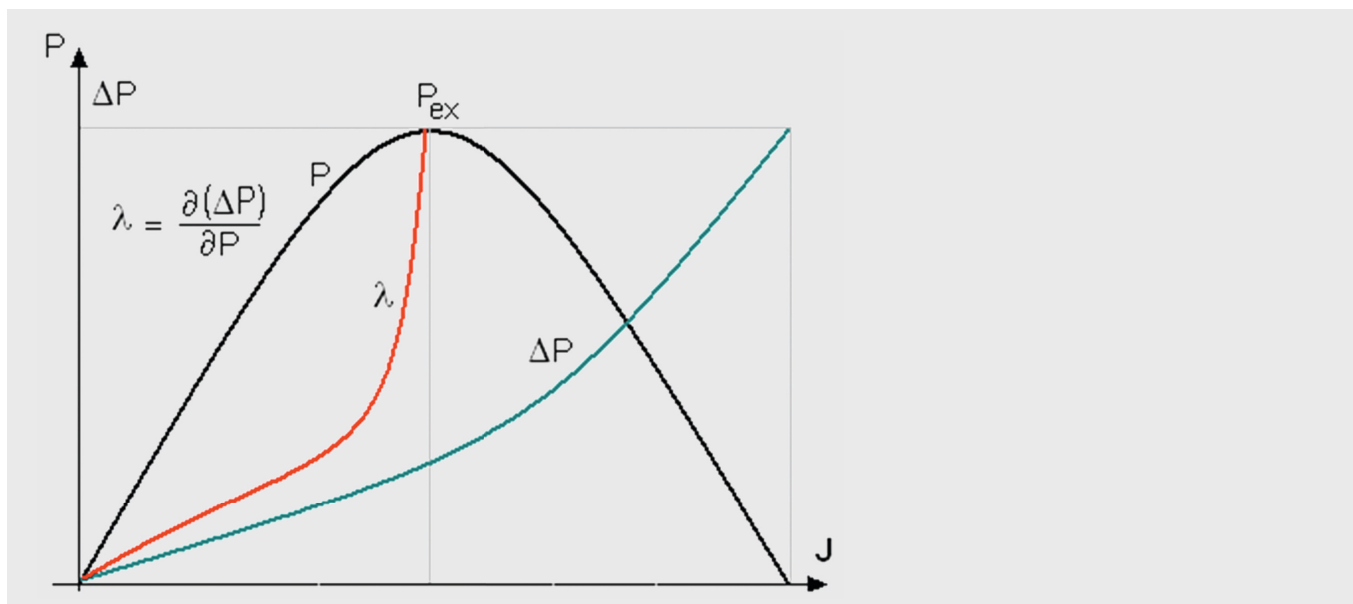
Bilanse mocy czynnej i biernej w systemie są spełnione. Suma mocy wytworzonych w systemie ($\sum P_G$, $\sum Q_G$) jest równa sumie mocy odbieranych ($\sum P_O$, $\sum Q_O$) plus straty sieciowe (ΔP , ΔQ) odpowiednio:

$$\sum \mathbf{P}_G = \sum \mathbf{P}_O + \Delta \mathbf{P}, \quad \sum \mathbf{Q}_G = \sum \mathbf{Q}_O + \Delta \mathbf{Q} \quad (16)$$

Z równań bilansów mocy skorzystamy w prowadzonych niżej analizach. W analizach tych przyjmujemy, że zmiennymi niezależnymi będą czynne i bierne moce węzłowe oraz podtężne i poprzeczne przekładnie transformatorów, czyli wielkości fizyczne, które można bezpośrednio regulować w systemie (załączać, wyłączać, regulować moc, regulować przekładnie). Wszystkie pozostałe wielkości elektryczne, jak prądy węzłowe, napięcia węzłowe itp., będą zmiennymi zależnymi, wyrażonymi jako funkcje zmiennych niezależnych. I nie jest ważne, jakiego rodzaju to będą zależności. A są to z reguły uwikłane zależności nieliniowe. Wiele odbiorów posiada charakterystyki poboru mocy zależne od napięcia. Wszystkie te zależności, o ile tylko są znane, mogą być zapisane w modelu sieci i uwzględnione w obliczeniach rozptyłów mocy (pierwotnego i dualnego), w analizach ekonomii czy analizach stanu stabilności systemu.

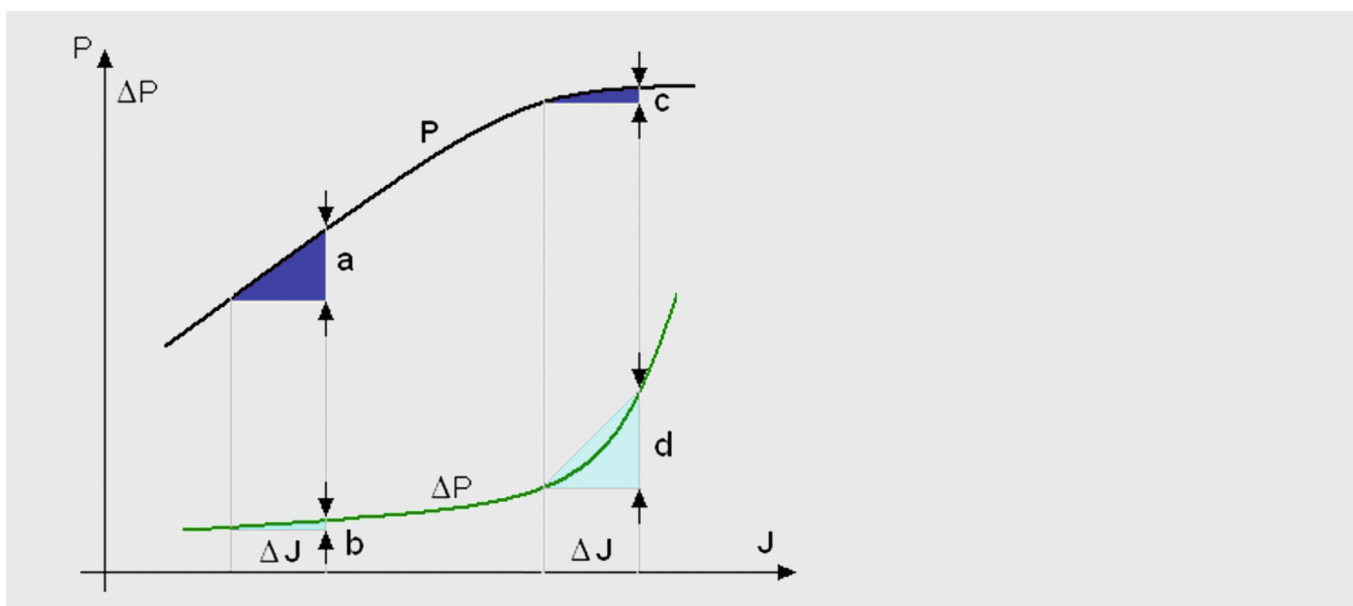
W badaniach stanu (zapasu) stabilności systemu są ważne przebiegi charakterystyk przesyłanej (dosyłanej do węzłów sieci) czynnej i biernej. Przebiegi tych charakterystyk spróbujemy oceniać, korzystając z ich pochodnych, obliczanych w węzłach sieci z bieżących parametrów pracy systemu [13, 15, 25]. Podstawy takiego postępowania, w wielkim skrócie, objaśnimy poniżej.

Na początek spójrzmy na charakterystyki dosyłanej mocy czynnej. Moc pobierana w węźle sieci wyraża się iloczynem pobieranego prądu i napięcia w tym węźle. Jeśli pobierany prąd rośnie od zera aż do wartości prądu zwarcia, to napięcie w węźle spada od jakiejś wartości początkowej do zera. Wykres pobieranej mocy czynnej w funkcji prądu J przedstawia krzywa P na rys. 1. Punkt P_{ex} na rys. 1. oznacza maksymalną moc, jaką można przesyłać w układzie. Wykres strat mocy czynnej, powodowanych przesyłem mocy w sieci, przedstawia krzywa ΔP , a wykres pochodnej tych strat, policzonej względem odbieranej mocy czynnej, podaje krzywa λ . Pochodna strat λ wyraża stosunek przyrostu strat mocy czynnej ΔP w sieci do przyrostu mocy czynnej P , dosyłanej do węzła sieci, odniesionych na rysunku do jednostkowej zmiany prądu obciążenia węzła.



Rys. 1. Przebiegi krzywych mocy czynnej P , strat mocy ΔP i pochodnej λ

Przyrosty funkcji P , przy małym i dużym obciążeniu sieci na rys. 2, obrazują odpowiednio odcinki a i c , przyrosty funkcji ΔP – obrazują odcinki b i d . Przyrost względny (pochodna λ) strat mocy czynnej w sieci, policzony względem mocy dosyłanej do węzła sieci (tu rozumiany jako stosunek pokazanych na rys. 2 odcinków b do a) – przy małym obciążeniu sieci będzie równy: $\lambda_a = b/a$, lub jako stosunek odcinków d do c – przy dużym obciążeniu sieci będzie równy: $\lambda_c = d/c$. Powyższe zależności przekazują wprost ważne informacje, jakie niesie pochodna λ . Spróbujmy je przedyskutować.



Rys. 2. Rysunek pomocny przy interpretacji pochodnej strat

Z definicji λ – pochodna funkcji strat mocy, policzona względem mocy dosyłanej do węzła, wyraża wzajemną współzależność charakterystyk strat mocy ΔP i mocy P , dosyłanej do węzła sieci – wyraża stosunek przyrostów względnych (pochodnych) tych charakterystyk. Niesie zatem informacje i o przebiegu krzywej strat ΔP i o przebiegu krzywej mocy czynnej P , dosyłanej do węzła. Stąd wynika bardzo ważne, z punktu prowadzonych tu rozważań, stwierdzenie, że pochodna strat mocy czynnej λ , policzona względem mocy czynnej dowolnego węzła sieci, może być użyta do oceny przebiegu charakterystyki dosyłanej do tego węzła mocy czynnej w funkcji parametrów pracy systemu.

Krzywa λ na rys. 1 asymptotycznie rośnie do nieskończoności, jeśli obciążenie węzła P rośnie do wartości P_{ex} . Dzieje się tak nie z powodu jakiejś znaczącej zmiany strat sieciowych w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$. Straty, owszem, wzrastają z kwadratem prądu obciążenia, ale nie są to przyrosty tak gwałtowne. O takim przebiegu wykresu krzywej (pochodnej) λ w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ decydują malejące do zera przyrosty mocy P przesyłanej do badanego węzła, stojące w mianowniku we wzorze definiującym λ .

Suma mocy wytwarzanej w sieci $\sum P_G$ jest równa sumie mocy odbiorów $\sum P_O$ plus straty ΔP . Jednostkowa zmiana mocy odbioru w określonym węźle sieci $\partial(P)$ powoduje odpowiednią zmianę mocy wytwarzanej i strat przesyłowych:

$$(\sum P_G) / \partial(P) = 1 + \lambda \quad (17)$$

Jak szybko rośnie wartość λ , tak szybko musi rosnać moc wytwarzana w sieci, aby pokryć przyrost zapotrzebowania o jednostkę. Przy założeniu, że $\lambda = 1$, w sieci trzeba wytworzyć dwie jednostki mocy. Jedną do pokrycia jednostkowego przyrostu zapotrzebowania w węźle i drugą do pokrycia przyrostu straty. Im bardziej punkt pracy na krzywej P zbliża się do punktu P_{ex} , tym szybciej wyczerpują się możliwości wytwarzania i przesyłu mocy w sieci, tym bliżej do utraty stabilności w systemie. Rosnące wartości λ świadczą o rosnącym zakrzywieniu charakterystyki mocy dosyłanej i zbliżaniu się ekstremum. Innymi słowy, rosnące wartości λ świadczą o malejącym zapasie stabilności w danym miejscu (węźle) sieci.

W sieciach systemu, oprócz mocy czynnej P , przesyłana jest również moc bierna Q . Przesył mocy biernej wpływa na wielkość modułu przepływającego prądu i w związku z tym na straty mocy czynnej w sieci. Zmianę strat mocy czynnej w sieci ΔP w funkcji przesyłanej mocy biernej Q wyraża pochodna tych strat policzona względem mocy biernej [2, 11, 13, 17]:

$$\mu = \partial(\Delta P) / \partial(Q) \quad (18)$$

Przeprowadzone podobne analizy pochodnej λ i pochodnej μ prowadzą do podobnych wniosków. Policzona względem mocy biernej węzła pochodna strat mocy czynnej niesie informacje o przebiegu charakterystyki dosyłanej do tego węzła mocy biernej w funkcji parametrów pracy systemu. Ponadto obydwie pochodne: λ i μ dążą do nieskończoności w tym samym punkcie (przy tych samych parametrach) pracy systemu. Jest to oczywiste. Jeśli na dowolnym kierunku przesyłu mocy w systemie wyczerpią się możliwości (naturalna zdolność) przesyłu mocy czynnej, to nie można już przestać więcej mocy biernej. I odwrotnie, jeśli możliwości przesyłowe sieci zostaną wyczerpane do przesyłu mocy biernej, to nie da się już przestać więcej mocy czynnej.

Czy zatem nadmierne przesyły obydwu mocy równocześnie prowadzą do utraty stabilności w sieci, czy tylko jednej z nich albo której z nich? Odpowiedzi na te pytania niosą same pochodne λ i μ . Przesył tej mocy bardziej zbliża system do punktu utraty stabilności, względem której policzona pochodna strat ma większą wartość liczbową. Im większa wartość pochodnej, tym bliżej do punktu ekstremum. Jest to dodatkowa, ważna dla operatora sieci informacja. W przypadku zagrożenia awarią wskazuje ona, której mocy bilans (czynnej czy biernej) należy poprawić w pierwszej kolejności. Pochodne strat sieciowych λ i μ , są policzone jako składowe zespolonego wektora $\underline{\rho}$ – gradientu 1 strat w sieci:

$$\underline{\rho} = \lambda + j \mu \quad (19)$$

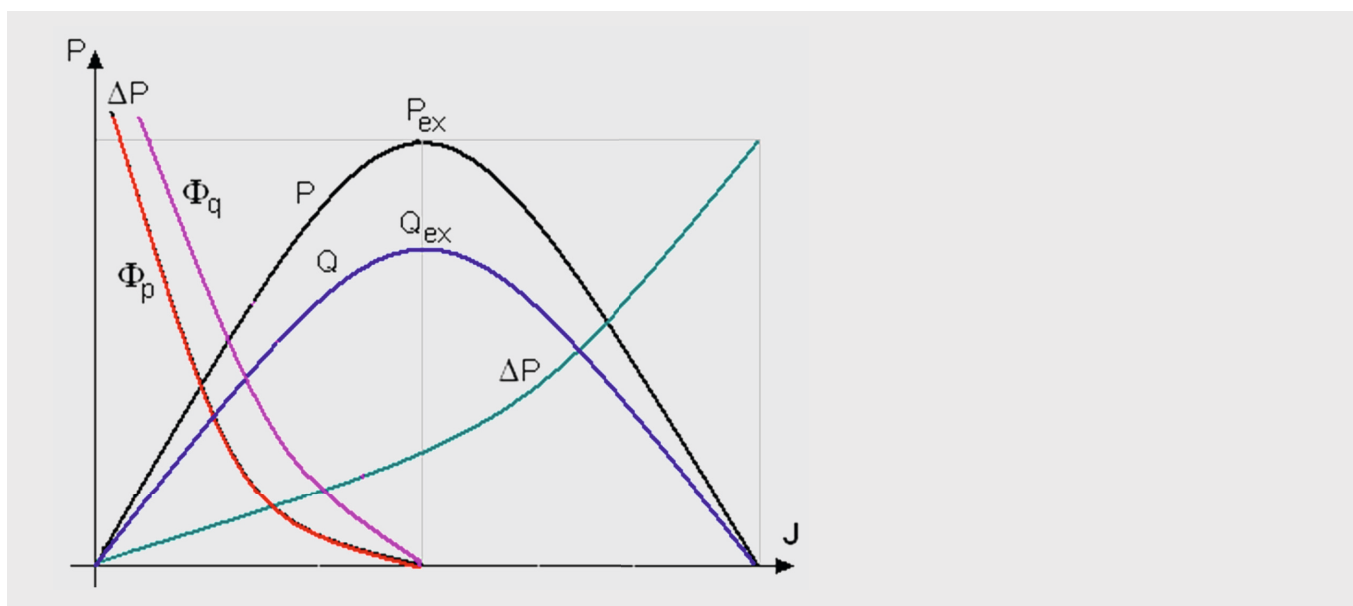
Podobnie pochodne strat sieciowych α i β , policzone względem wzdłużnych (α) i poprzecznych (β) przekładni transformatorów, są wyznaczane jako składowe innego zespolonego wektora $\underline{\kappa}$ – gradientu 2 strat w sieci:

$$\underline{\kappa} = \alpha + j \beta \quad (20)$$

Powyższy wzór odnosi się do wszystkich transformatorów w sieci, niezależnie od tego, czy posiadają regulację poprzeczną, skośną czy tylko wzdłużną. Dla transformatorów tylko ze wzdłużną regulacją przekładni obliczenia są prowadzone z założeniem, że przekładnia poprzeczna (zmienna niezależna) jest zerowa. Współrzędnymi wektorów $\underline{\rho}$ i $\underline{\kappa}$ są pochodne strat mocy czynnej w sieci, policzone odpowiednio wg czynnych i biernych mocy wszystkich węzłów w sieci oraz wg wzdłużnych i poprzecznych przekładni wszystkich transformatorów w sieci.

Czyli oba wektory $\underline{p}$ i $\underline{k}$ stanowią pełny gradient strat sieciowych o współrzędnych odniesionych do wszystkich zmiennych niezależnych w układzie. Współrzędne tego gradientu niosą jednocześnie informacje o charakterystykach dosyłanej mocy czynnej i biernej do każdego węzła sieci.

Praktyczne korzystanie z wartości λ lub μ do optymalizacji rozplądów mocy i jednocześnie do oceny zapasu stabilności w sieci może być mało wygodne. Im bliżej punktu ekstremum, tym szybciej rosną ich wartości bezwzględne. Dlatego do oceny stanu stabilności można korzystać z wartości innych funkcji, np. Φ_p lub Φ_q , jak na rys. 3, które można wyznaczyć, wychodząc z funkcji λ i μ wprost, jako ich odwrotności, albo jako stosunek przyrostu mocy czynnej lub biernej dosyłanej do węzła do przyrostu mocy wytworzonej w sieci.



Rys. 3. Zależność zapasu stabilności w funkcji obciążenia węzła

- P – krzywa mocy czynnej, dosyłanej do węzła
- Q – krzywa mocy biernej, dosyłanej do węzła
- Φ_p – krzywa zapasu stabilności w funkcji obciążenia czynnego węzła
- Φ_q – krzywa zapasu stabilności w funkcji obciążenia biernego węzła

Granice stabilnej pracy systemu zależą od bieżącego stanu sieci (naturalnej zdolności przesyłowej tej sieci), przesyłanych mocy czynnych i przesyłanych mocy biernych równocześnie. Celem analiz stanów pracy sieci SEE, realizowanych na poziomie planowania ruchu sieci, jest przygotowanie (zaplanowanie) i dopuszczenie do ruchu układu spełniającego określone wymagania z zakresu niezawodności i bezpieczeństwa pracy. Celem podobnych analiz, realizowanych w czasie rzeczywistym, jest z jednej strony optymalizacja pracy sieci (ściślej optymalizacja napięć i rozplądu mocy biernej w sieci), z drugiej odpowiednio wczesne wykrywanie stanów zagrożenia awarią systemową w sieci.

Operator systemu powinien na bieżąco otrzymywać informacje o stanie stabilności systemu. Wiedza operatora na ten temat powinna wystarczać do podjęcia właściwych dla każdego przypadku działań przywracających wymagany (wystarczający) stan stabilności SEE. W przypadku wystąpienia losowych zdarzeń w systemie, naruszających warunki stabilnej pracy SEE, powinna niezwłocznie zostać uruchomiona automatyka obrony systemu, realizująca, zależnie od warunków brzegowych, dzielenie systemu, ograniczenie dostaw energii, regulację wytwarzania itp.

5. PODSUMOWANIE

Cechą charakterystyczną SEE jest ciągła zmienność parametrów jego pracy. Bezpieczne prowadzenie ruchu systemu wymaga ciągłej, poprawnej oceny stanu (zapasu) stabilności sieci bez względu na zdarzenia, jakie w sieci występują. Informacja o bieżącym zapasie stabilności w każdym punkcie systemu powinna być znana, dostępna w EMS, tak jak inne parametry pracy systemu.



Zakłócenia stabilnej pracy systemów wynikają z niedostatecznego rozpoznania stanu zagrożenia przed zakłóceniem i ograniczonych możliwości obrony systemów przed kaskadowym rozwojem awarii po wystąpieniu zakłócenia inicjującego awarię. Teoretycznie do utraty stabilności w systemie dochodzi po wyczerpaniu fizycznych możliwości sieci na jakimś kierunku przesyłu mocy. Do tego stanu może prowadzić:

- brak wystarczających rezerw w układzie przesyłowym
- osłabienie sieci na skutek losowych wyłączeń elementów przesyłowych lub źródeł mocy
- niekorzystne charakterystyki odbiorów, powodujące lawiny napięć przy obniżonym napięciu w sieci.

Warunkiem bezpiecznej pracy każdego systemu jest zachowanie określonych, lokalnych bilansów mocy czynnej i biernej. Przesyłanie dowolnie dużej mocy na dowolnie duże odległości nie jest możliwe. W sieci występują, uwarunkowane prawami fizycznymi, naturalne ograniczenia zdolności przesyłowej na wielu kierunkach przesyłu mocy, których próba przekroczenia kończy się utratą stabilności.

Zadania optymalizacji pracy SEE oraz badanie jego stabilności można realizować w czasie rzeczywistym, przy wykorzystaniu tych samych danych pomiarowych i przy użyciu podobnych narzędzi programowych. W obu przypadkach korzysta się z algorytmów obliczania gradientu strat. Dodatkową zaletą metody jest to, że jej wynikami są liczby względne, o jednakowym znaczeniu (interpretacji) dla wszystkich węzłów sieci i różnych stanów pracy sieci. Raz określone wartości krytyczne będą ważne dla różnych układów (normalnych, remontowych) i stanów pracy sieci, w tym dla stanów awaryjnych. Współrzędne wektora $\underline{\Phi}$ niosą istotne informacje o stanie stabilności SEE, na podstawie których mogą być sprawdzane planowane do ruchu układy pracy sieci, podejmowane decyzje operatorskie lub realizowane szybkie działania automatyczne w celu obrony SEE przed utratą stabilności.

BIBLIOGRAFIA

1. Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbicki A., Metody obliczeniowe optymalizacji, WPW, Warszawa 1972.
2. Szostek T., Algorytm optymalizacji poziomów napięcia w sieciach elektroenergetycznych oparty na metodzie dwóch rozpięć mocy, *Energetyka*, nr 2, 1975.
3. Kremens Z., Sobierajski M., Analiza systemów elektroenergetycznych, NWT, Warszawa 1996.
4. On-line, Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black – box Modeling, Tampere University of Technology 2001.
5. 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.
6. Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE, April 2004.
7. Kasprzyk S., Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego, Ogólnopolskie seminarium „Blackout a krajowy system elektroenergetyczny”, Poznań, 2004, w: *Energetyka*, zeszyt tematyczny nr II, 2004.
8. Machowski J., Zastosowanie rozległych systemów pomiarowych w automatyce przeciwwawaryjnej systemu elektroenergetycznego, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, 2005.
9. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
10. Machowski J., Bialek JW., Bumby J.R., Power System Dynamics Stability and Control, John Wiley and Sons, Ltd. 2008.
11. Oziemblewski K., Optymalizacja napięć w węzłach dla celów prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, praca doktorska, Politechnika Śląska, Gliwice, 1975.
12. Oziemblewski K., Największe awarie systemowe w 2003 roku, *Śląskie Wiadomości Elektryczne*, 1, 2005.
13. Oziemblewski K., O możliwościach oceny warunków pracy SE w stanach zagrożenia, *Energetyka*, 8, 2006.
14. Gładyś H., Orzechowski A., Oziemblewski K., O konferencji CIGRE 2006 i zagrożeniach w pracy systemu elektroenergetycznego, Seminarium SEP, *Biuletyn Miesięczny PSE SA*, 11, 2006.
15. Oziemblewski K., Regulacja napięcia a stabilność pracy sieci systemu elektroenergetycznego, *Automatyka Elektroenergetyczna*, 2, 2007.
16. Oziemblewski K., Koordynacja poziomów regulacji napięcia w KSE, seminarium '07, Działania automatyki elektroenergetycznej w warunkach awaryjnych systemu, Bielsko-Biała 2007.
17. Oziemblewski K., Naturalna zdolność przesyłowa sieci jako kryterium oceny stabilności systemu elektroenergetycznego, *Wiadomości Elektrotechniczne*, nr 9, 2007.
18. Weryfikacja raportu wstępnego z analizy awarii napięciowej w KSE, 26 czerwca 2006, Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, wrzesień/październik 2006.
19. Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006, raport końcowy, UCTE, 2007.
20. Voltage Stability Improvement Using Static Var Compensator in Power System, *Leonardo Journal of Science*, I–VI 2009.
21. Sobierajski M., Rojewski W., Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej, APE '09, Jurata 3–5.06.2009.
22. Madajewski K., Sobczak B., Trębski R., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, APE '09, Jurata 3–5.06.2009.
23. Klucznik M., Małkowski R., Szczeciński P., Zajczyk R., Wpływ obecnie stosowanych układów regulacji generatorów na możliwości pogłębienia awarii napięciowej. APE '09, Jurata 3–5.06.2009.
24. 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*, nr 2–3, 2010.
25. Program Q-5 monitorowania pracy sieci dla potrzeb systemu SORN w ODM Bydgoszcz, Instytut Energetyki o. Gdańsk, 2010.