

Stabilność statyczna systemów elektroenergetycznych (SEE)¹⁾ Kołysania mocy

Static stability of electric power systems Power swings

Dla zapewnienia bezpiecznej pracy współczesnych SEE opracowano dotąd wiele metod analizy i oceny stanu systemu, wdrożono wiele automatyk prewencyjnych i regulacyjnych [2,17,22]. Wdrożono stabilizatory systemowe, tłumiące kołysania bloków, instalowano urządzenia regulujące napięcie i przepływy mocy (głównie biernej) w sieci, w tym urządzenia FACTS²⁾, SVC³⁾ itp.

Ponadto instaluje się układy WAMS⁴⁾, 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 lub 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 udało się rozwiązać wszystkich problemów, 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. Są to dane, które pozwalają kontrolować pracę SEE w stanach normalnych, nie niosą jednak informacji o poziomie stabilności w systemie. W stanach awaryjnych, po wyłączeniu kilku elementów systemu, kiedy istnieją możliwości rozwoju awarii, Operator musi działać tylko w oparciu o własną wiedzę o systemie.

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.

Przedmiot badań

Parametry pracy SEE wiążą zależności nieliniowe i uwikłane, stąd analizy niektórych funkcji (stanów czy zjawisk) systemu muszą być wykonywane z zastosowaniem rachunku różniczkowego; na poziomie pochodnych [17]. W artykule zamieszczono przykładowe wyniki obliczeń, które 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 nie tłumionych kołysań mocy w SEE, a to z kolei może być zarzewiem wielkiej awarii systemowej.

W dotychczasowej praktyce stan pracy systemu ocenia się obserwując napięcia w sieci, chociaż wiemy, że nie jest ono wyznacznikiem bezpieczeństwa pracy systemu. W sieci o wysokim stopniu skompensowania mocy biernej do utraty stabilności może dochodzić przy napięciach z przedziału $U_n \pm 10\%$. 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 moc czynną lub/i częstotliwość w sieci następują korekty wytwarzania mocy czynnej, w węzłach regulujących napięcie w sieci występują korekty wytwarzania 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.

¹⁾ Opracowano na podstawie referatu pt. „Metoda analizy stabilności statycznej systemów elektroenergetycznych”, zgłoszonego na Konferencję APE'15.

²⁾ FACTS – Flexible Alternating Current Transmission System.

³⁾ SVC – Static var Kompensator.

⁴⁾ WAMS – Wide Area Measurement System.

Wymienione powyżej zmiany parametrów zachodzą w normalnych stanach pracy systemu, kiedy zachowanie systemu jest przewidywalne, a układ pracy został dopuszczony do ruchu po wykonaniu szeregu analiz w procesie jego planowania. Problemy powstają w stanach awaryjnych, nieprzewidywanych i nieanalizowanych w procesie planowania i programowania ruchu systemu. Po awaryjnym wyłączeniu kilku urządzeń systemu Operator często nie jest w stanie ocenić zagrożenia i zapobiec rozwojowi awarii tylko na podstawie dostępnych danych pomiarowych. Dopiero po odpowiednim przetworzeniu tych danych Operator może uzyskać potrzebne dane decyzyjne.

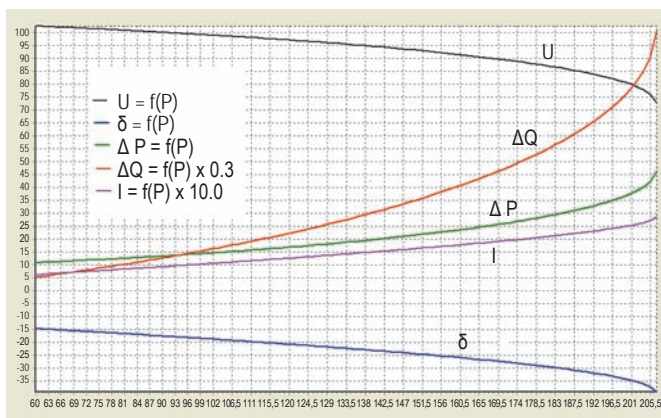
Poniżej omówiono tylko fragment potrzebnych analiz. Dotyczy on badania stanów stabilności w zależności od zmian obciążenia mocą czynną w przykładowej sieci. W szerszym ujęciu podobne badania stanów stabilności sieci powinny być realizowane również w funkcji pozostałych zmiennych niezależnych, jak: moce bierne, moce pozorne, wzdłużne i poprzeczne przekładnie transformatorów.

Szywność 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” odnoszono do badania odpowiedzi SEE na małe zakłócenia (wymuszenia) w sieci.

W artykule termin „stabilność statyczna” odnosi się do badania zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym przy powolnym, spokojnym wzroście obciążenia systemu, bez dodatkowych wymuszeń. Terminu „szywność 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 [3,11] 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 przestania (ekstremalnej) mocy obciążenia $P = P_{ex}$. Praktycznie mocy $P = P_{ex}$ w systemie przestać nie można; wcześniej dojdzie do zakłócenia stabilności i awaryjnych wyłączeń elementów sieci.



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

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.

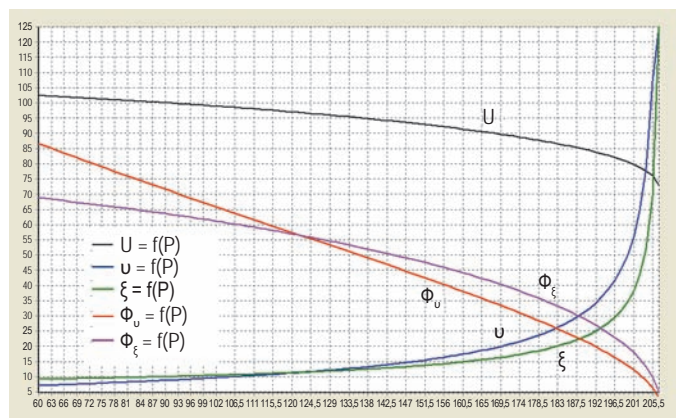
Praca sieci przy narastającym obciążeniu mocą czynną

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 rysunku 1. Na tym samym rysunku pokazano 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 węzle. Na rysunku 1, a także na kolejnych rysunkach, 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 10,0, 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 powyżej, przy założonych warunkach pracy sieci, z badanego węzła mocy większej niż $P = P_{ex}$ pobrać nie można. Dlaczego? Odpowiedź na to pytanie niesie krzywa $U = f(P)$. Zmienność napięcia U w funkcji mocy obciążenia węzła P pokazuje przebieg pochodnej $v = \partial U / \partial P$. Wykres tej pochodnej przytoczono na rysunku 2. Pokazane na tym samym rysunku inne krzywe będą objaśnione w dalszej kolejności.



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

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 v jest oczywisty, bo mianownik w wyrażeniu tej pochodnej w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ dąży do zera.

Sieć, w której małym zmianom mocy węzłowej towarzyszą duże zmiany napięcia na pewno nie jest siecią sztywną. 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 np. węzeł bilansujący w obliczeniach rozptyłów mocy. Jedną z miar lub definicji⁵⁾ sztywności sieci może stanowić funkcja odwrotna do v (albo pochodna $\partial P/\partial U$). Funkcja taka określa, ile mocy czynnej P trzeba dodatkowo przesłać z sieci do badanego węzła, aby moduł napięcia U w tym węźle zmienił się o jednostkę. Jak wynika z przebiegu krzywej $v = f(P)$ na rysunku 2 w miarę wzrostu obciążenia P do wartości P_{ex} wartość v rośnie do nieskończoności, a sztywność sieci maleje do zera. Sztywność sieci obrazują przebiegi odpowiednio przeliczonych – zredukowanych do przedziału (0-1) – wskaźników Φ .

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 rysunku 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 przyjmując 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% na rysunku 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 wyływają również z przebiegu pochodnej $\xi = \partial\delta/\partial P$. Pochodna ta określa zmiany kąta wektora napięcia δ w badanym węźle, powodowane przez jednostkową zmianę mocy czynnej węzła. 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 rysunku 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 $P = P_{ex}$ – wy-czerpują się naturalne możliwości przesyłu mocy? Odpowiedź znajdziemy badając zależność strat przesyłowych od zmieniających się parametrów pracy SEE.

Wykresy krzywych $\Delta P = f(P)$ oraz $\Delta Q = f(P)$ przedstawiono na rysunku 1. Pochodne strat mocy czynnej ΔP i mocy biernej Q w funkcji mocy czynnej P badanego węzła zapisują się wzorami odpowiednio: $\lambda = \partial(\Delta P)/\partial P$; $\mu = \partial(\Delta P)/\partial Q$ [17]. Przebieg krzywych λ i μ pokazano na rysunku 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 chodzi o funkcję $\Delta P = f(P)$ czy $\Delta P = f(Q)$, lecz o 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 μ i μ zmierza do nieskończoności naturalna (zależna od fizycznych praw rządzących rozptyłami mocy w sieci) zdolność przesyłowa sieci maleje do zera [8]. Policzone podobnie jak wyżej, zredukowane wskaźniki stabilności sieci: $\Phi_\lambda = 1/(1 + |\lambda|)$ i $\Phi_\mu = 1/(1 + |\mu|)$ w otoczeniu punktu $P = P_{ex}$ równocześnie maleją do zera.

Obok krzywych λ i μ na rysunku 3 pokazano również wykresy wskaźników Φ_λ , Φ_μ . Umownie można je uważać za wykresy naturalnej obciążalności (lub naturalnej zdolności przesyłowej) lub wprost „wykresy stanu stabilności” sieci w badanym węźle przy narastającym obciążeniu. Na rysunku pokazano je po przemnożeniu przez stałą.

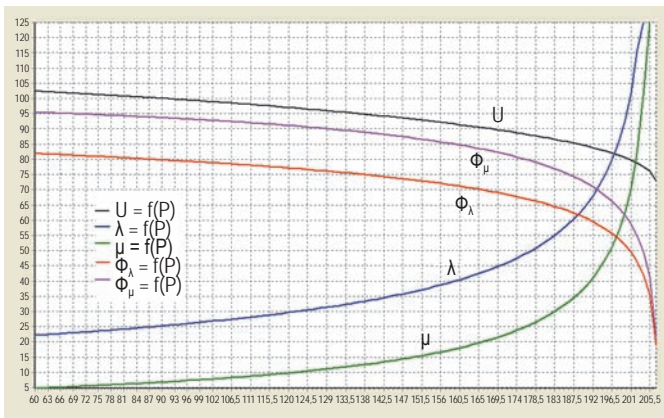
Wpływ regulacji napięcia na warunki pracy sieci

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 (inne przypadki jak dociążanie sieci mocą bierną, pozorną itp. w tym artykule nie są zamieszczone).

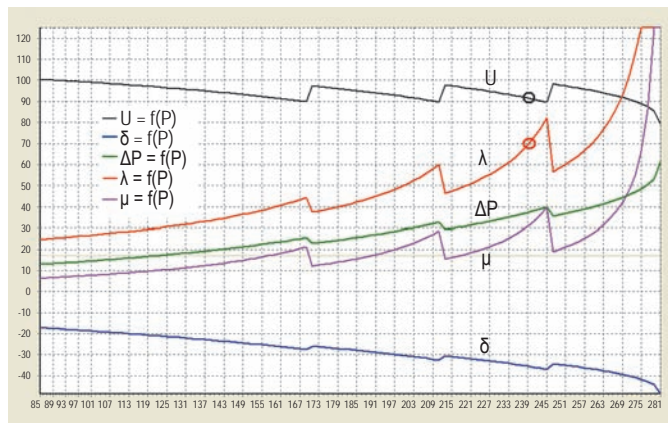
Zbadajmy, jak w danym przypadku na przebiegi funkcji $U = f(P)$ oraz wymienionych pochodnych wpływa regulacja napięcia. Załóżmy, że w badanym węźle istnieje bateria kondensatorów, dzielona na trzy człony (sekcje). Człony baterii załączają się automatycznie, gdy napięcie w badanym węźle spadnie poniżej 90% U_n . Przebiegi krzywych U , δ , ΔP oraz pochodnych λ i μ pokazano na rysunku 4.

Punkty załamania wykresów na rysunku 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 rysunkach 1-3 (o ok. 75 MW), również wzrósł kąt wektora napięcia (o ok. 8 stopni).

⁵⁾ Podobną definicję sztywności sieci można sformułować na podstawie pochodnych $\partial U/\partial Q$.



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



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

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.

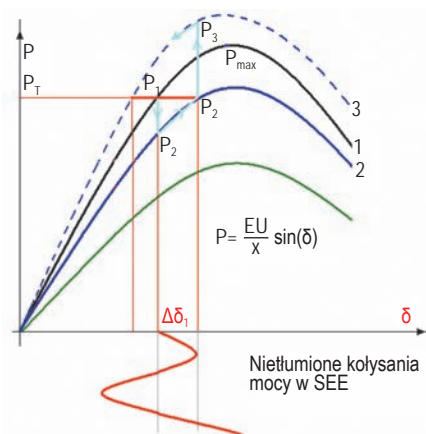
Lokalny przyrost strat do wartości 700 kW na 1 MW przesyłanej mocy (na rysunku zaznaczono $\lambda = 70$, $U > 90\%$ jeszcze przed załączeniem trzeciego członu baterii) może być powodem przeciążenia i awaryjnych wyłączeń urządzeń przesyłowych sieci, a może być również powodem obniżenia sztywności sieci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

Problem kotysań mocy

Powyżej pokazano i objaśniono przebiegi funkcji $U = f(P)$, pochodnych v , ξ , λ i μ , oraz wskaźników Φ_v , Φ_ξ , Φ_λ i Φ_μ . Jak już podkreślono, przy odpowiednio dużym obciążeniu sieć 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. wyczerpały się lokalne rezerwy mocy biernej), to, zgodnie z prawami rządzącymi rozptyłem mocy, obniży się poziom napięcia w jakimś fragmencie sieci. Obniżone napięcie w tymże fragmencie sieci spowoduje wzrost strat mocy czynnej i biernej zgodnie z pochodnymi λ i μ . Wzrost strat mocy czynnej spowoduje zmiany kątów wektorów napięć węzłowych. Zmiana wektorów napięcia w węzłach sieci, w których pracują generatory, spowoduje, że:

- dojdzie do zmiany kąta pomiędzy wektorem $\text{sem } \underline{E}_d$ generatora i wektorem napięcia \underline{U} w węzłach sieci,
- zmienią się charakterystyki mocy generatora i powstanie różnica pomiędzy mocą turbiny napędzającej generator (P_m) a mocą oddawaną do sieci (P_e),
- generatory odciążone przyspieszą, a generatory dociążone będą hamowane.

Zachowanie się wirnika generatora w omawianej sytuacji, w sposób poglądowy, objaśnia rysunek 5.



Rys. 5. Pobudzenie kotysań wirnika generatora

Ruch wirnika (przyspieszenie/opóźnienie), jak wyżej, zależy od różnicy mocy ($P_m - P_e$) i momentu bezwładności bloku (J). Jeżeli kilka bloków o zbliżonej mocy znajduje się odpowiednio blisko siebie w sieci, to można zakładać, że ich reakcja na zmienione napięcie sieci będzie podobna (bloki koherentne). Podobna będzie również częstotliwość kotysania ich mocy (może być mniejsza niż 1 Hz – elektromechaniczna stała czasowa bloków T_s wynosi 8-12 s).

Im mniejsza będzie sztywność sieci, tym bardziej zmieni się napięcie sieci, tym bardziej zmienią się straty w sieci, tym większe będzie oddziaływanie sieci na zmianę mocy generatorów, tym mniejsze są szanse na zachowania synchronizmu generatorów; sieć (dokładniej wykazana zmienność strat w sieci) wymusza kotysania wirników bloków.

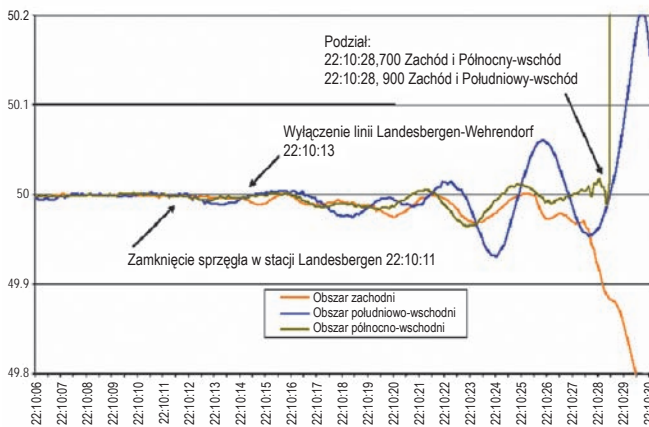
Jak wynika z zaistniałych awarii raz pobudzone kotysania mocy w sieci mogą narastać i obejmować kolejne generatory, a to z powodu zmienności strat mocy w kolejnych cyklach.

Kotysania mocy w normalnych warunkach ruchu sieci nie występują – sieć jest na tyle sztywna, że drobne kotysania lokalne, spowodowane działaniem regulatorów napięcia (mocy biernej) i częstotliwości (mocy czynnej), są tłumione. Przy odpowiednio niskiej sztywności sieci mogą samorzutnie (np. na skutek działania wymienionych regulatorów) powstawać nietlumione, narastające kotysania mocy, groźne w skutkach dla systemu. Generatory mogą utracić synchronizm i zostaną wyłączone albo – zależnie od konkretnej sytuacji – dojdzie do awaryjnego podziału systemu na skutek utraty stabilności.

Awarie systemowych, w których wystąpiło kołysanie mocy, było wiele. Poniżej przytoczono tylko jedną awarię, która miała miejsce w połączonym systemie UCTE w dniu 4 listopada 2006 r. Autorzy nie dysponują żadnymi analizami stabilności napięciowej czy kątowej w systemie UCTE z tego czasu, nie dysponują żadnymi danymi dotyczącymi sztywności sieci ani zapasu stabilności tego systemu. Istnieje ogólnie dostępny raport [8], z którego można uzyskać bardzo skromne informacje o samej awarii.



Rys. 6. Podział systemów UCTE w czasie awarii 4 listopada 2006 r.



Rys. 7. Pobudzone samoistnie kołysania systemów UCTE w czasie awarii 4 listopada 2006 r.

Z raportu [8] wiemy, że:

- tuż przed awarią dnia 4 listopada 2006 r. (sobota) ok. godz. 22.00 w systemie UCTE tranzyt mocy z systemów krajów północno-wschodnich do systemów krajów zachodnich wynosił ok. 10 tys. MW; tranzyt mocy zapewniało 35 torów linii 380 kV;
- dnia 4 listopada 2006 r. o godz. 21.41 w systemie niemieckim operatywnie wyłączono dwa tory linii 380 kV dla przepuszczenia statku pod linią; dane wyłączenie było wcześniej planowane na godz. 1.00-5.00 dnia 5 listopada 2006 r. (niedziela); przypuszczalnie w dolinie zapotrzebowania; jest prawdopodobne, że ten tranzyt mocy w niedzielnej dolinie nocnej byłby mniejszy niż wieczorem w sobotę i dlatego tak planowano to wyłączenie linii;
- bezpośrednio po wyłączeniu wymienionych linii kąt napięcia w stacjach, pomiędzy którymi biegły dane 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 wymienionych linii sys-

tem 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 (jak na rys. 6) i 17 tys. MW ograniczeń w dostawie energii do odbiorców, wyłączonych głównie przez automatykę SCO.

Działania prewencyjne

W materiałach Konferencji KAE [20] profesor Jan Machowski pisze: „Analizy działania zabezpieczeń w trakcie awarii systemowych, zaistniałych w ostatnich latach w różnych krajach świata, skłaniają specjalistów tej dziedziny do zrewidowania niektórych poglądów na temat wyposażenia SEE w zabezpieczenia i zasad ich nastawiania. Jednym z istotnych zagadnień z tym związanych jest opracowanie kompleksowych zaleceń zapewniających selektywne działanie automatyki EAZ w trakcie kołysań mocy...” Chcemy mieć nadzieję, że ten materiał zostanie dostrzeżony jako skromny głos w dyskusji w poruszonej wyżej sprawie.

Kołysania mocy w SEE mogą prowadzić do rozległych awarii systemowych. Aby skutecznie przeciwdziałać rozwojowi kołysań mocy, zdaniem autorów, dobrze byłoby znać otoczenie i warunki, w jakich te kołysania powstają i zachodzą. A możliwości w tym przypadku jest wiele. Poniżej wymieniono tylko najbardziej charakterystyczne z nich.

- W przypadku kołysania mocy (wirnika) bloku, powstałego na skutek zdarzenia sieciowego (łączenie, zwarcie) w sztywnej sieci, przedmiotem zainteresowania jest wyłącznie blok. Przy tym wiadomo, że energia podtrzymująca kołysanie wirnika wynika z różnicy mocy turbiny P_m i oddawanej do sieci mocy elektrycznej P_e (plus ew. moc uzwojenia tłumiącego). Wpływ sieci na kołysania mocy bloku można pominąć ($f = \text{const.}$, $U = \text{const.}$). Celem podejmowanych działań jest wy tłumienie kołysań i zachowanie bloku w sieci nawet w przypadku kołysań asynchronicznych. Jest to korzystne i dla elektrowni, i dla systemu – nie ma długiej przerwy w pracy bloku. Wszystkie działania na rzecz utrzymania bloku w sieci można prowadzić korzystając wprost z parametrów pracy SEE [P , Q , E_q , U , δ ...].
- W przypadku pojawienia się samoistnych kołysań mocy bloku (bloków) wiadomo, że sieć nie jest sztywna i kołysanie może objąć wiele bloków. Samoistne kołysania mocy, wzbudzone i podtrzymywane w słabej (niesztywnej, mocno obciążonej) sieci działają destrukcyjnie na system – prowadzą do awarii systemowej. Energia podtrzymująca i wzmacniająca kołysanie wirników wynika z cyklicznej, odpowiadającej kołysaniom, zmienności strat sieciowych. Przedmiotem zainteresowania już nie może być blok (bloki), a system. Celem podejmowanych działań musi być, w pierwszej kolejności, zachowanie pracy systemu lub jego fragmentów, tzn. obrona przed awarią na wielkim obszarze. Środkiem obrony systemu jest:
 - poprawa stabilności/sztywności sieci poprzez poprawę bilansu mocy; najczęściej jest to (odpowiednio szybkie) ograniczenie poboru mocy,
 - podział systemu i obrona jego fragmentów np. z wykorzystaniem automatyki SCO.

Badania stanu systemu, których celem jest stwierdzenie aktualnego zapasu stabilności czy sztywności sieci, mogą być realizowane tylko na poziomie pochodnych parametrów pracy SEE.

W punktach A i B pokazano różne (skrajne) przypadki występowania kołysań mocy w SEE. Tak samo różne są cele i możliwości, a także narzędzia przeciwdziałania skutkom tych kołysań. Możliwe jest całe spektrum przypadków pośrednich, np. kołysania bloków, powstałe przypadkowo (np. na skutek zwarcia w sieci), ale w warunkach obniżonej sztywności sieci. Potrzebne jest wiele prac, aby w jakiś systematyczny sposób rozwiązywać zakreślone problemy.

Podsumowanie

1. Planowany, w cyklu okresowym czy dobowym, układ pracy sieci może nie być realizowany w bieżącym ruchu systemu ze względu na operatywne lub awaryjne wyłączenia elementów wytwórczych czy przesyłowych systemu. Celowe jest stworzenie narzędzi (oprogramowania) do wykonywania niezbędnych analiz sieciowych również w trybie on line.
2. W celu zapewnienia bezpiecznej pracy współczesnych SEE, obok dokonywanych ocen stanu systemu na podstawie wyników obliczeń rozptyłów mocy, prowadzonych z uwzględnieniem kryterium N-1 lub N-2, celowe jest 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 określoną rezerwą); granice obciążalności fizycznej wynikają z dopuszczalnej obciążalności prądowej urządzeń sieciowych;
 - b) w miarę wzrostu obciążenia sieci SEE maleje sztywność sieci; wynika to z naturalnych praw rządzących rozptyłami 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.

PIŚMIENNICTWO

- [1] On-line Voltage Stability Assessment of Power System – An Approach of Black – box Modeling. Tampere University of Technology 2001.
- [2] 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.
- [3] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. UCTE. April 2004.
- [4] Kasprzyk S.: Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego. Ogólnopolskie seminarium pt. „Blackout a krajowy system elektroenergetyczny”. Poznań, 2004. *Energetyka*, Zeszyt tematyczny nr II, 2004.
- [5] Gładys H., Orzechowski A., Oziemblewski K.: O konferencji CIGRE'2006 i zagrożeniach w pracy systemu elektroenergetycznego. Seminarium SEP. *Biuletyn Miesięczny PSE S.A.* 2006, nr 11.

- [6] Oziemblewski K.: Regulacja napięcia a stabilność pracy sieci systemu elektroenergetycznego. *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 2.
- [7] Oziemblewski K.: Naturalna zdolność przesyłowa sieci jako kryterium oceny stabilności systemu elektroenergetycznego. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2007, nr 9.
- [8] Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006. Raport końcowy. UCTE 2007.
- [9] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.
- [10] Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: Power System Dynamics Stability end Control. John Wiley and Sons, Ltd 2008.
- [11] Voltage Stability Improvement using Static Var Compensator in Power System. Leonardo Journal of Science. I-VI 2009.
- [12] Sobierajski M., Rojewski W.: Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej. APE 09', Jurata, 3-5.06.2009.
- [13] Madajewski K., Sobczak B., Trębski R.: Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej. APE 09', Jurata, 3-5.06.2009.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] Oziemblewski K., Opala K.: Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. *Elektroenergetyka Współczesność i Rozwój* 2011, nr 1.
- [17] Oziemblewski K., Opala K.: Możliwości oceny bieżącego stanu stabilności SEE. Pochodne zamiast charakterystyk. APE'11, Jurata 2011 oraz *Acta Energetica* 2011, nr 2, Politechnika Gdańska.
- [18] Zajczyk R.: Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego. *Acta Energetica* 2011, nr 11, Politechnika Gdańska.
- [19] Paszek S.: Monografia. Wybrane metody oceny i poprawy stabilności kątowej systemu elektroenergetycznego. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
- [20] Machowski J.: Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym. XV Ogólnopolska Konferencja „Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce” Kocierz 2012.
- [21] Blumschein J., Yelgin Y., Kereit M.: Właściwa detekcja i przeciwdziałanie kołysaniom mocy w celu redukcji ryzyka blackautów. Siemens AG. XV Ogólnopolska Konferencja „Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce”. Kocierz 2012.
- [22] Smolarczyk A.: Rodzaje blokad przeciwkołysaniowych stosowanych w zabezpieczeniach odległościowych. XV Ogólnopolska Konferencja „Zabezpieczenia przekątnikowe w energetyce”, Kocierz 2012.
- [23] Paszek S. i inni. Monografia. Pomiarowa estymacja parametrów dynamicznych generatorów synchronicznych i układów wzbudzenia pracujących w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.
- [24] Machowski J. i inni: Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju. *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 6.

