

## WYKORZYSTANIE URZĄDZEŃ DA-BOX 2000 DO MONITOROWANIA STABILNOŚCI SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Olgiard MAŁYSZKO<sup>1</sup>, Radosław WIŚNIEWSKI<sup>2</sup>, Michał ZEŃCZAK<sup>3</sup>

1. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Wydział Elektryczny  
tel.: 91 449-44-09, e-mail: malyszko@zut.edu.pl
2. ASTAT Sp. z o.o. w Poznaniu  
tel.: 664-772-488, e-mail: r.wisniewski@astat.com.pl
3. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Wydział Elektryczny  
tel.: 91 449-46-34, e-mail: michal.zenczak@zut.edu.pl

**Streszczenie:** W artykule omówiono zagadnienia związane ze stabilnością sieci elektroenergetycznej, przeznaczenie i zasadę działania urządzenia DA-Box 2000 oraz wykorzystanie go do monitorowania stabilności sieci elektroenergetycznych. Doświadczenia niemieckie wskazują, że badanie stabilności sieci ma coraz większe znaczenie w praktyce z powodu gwałtownego wzrostu udziału nieliniowych źródeł i odbiorów energii w systemie elektroenergetycznym. Przyrząd DA-Box 2000, poprzez zaawansowaną analizę napięć i częstotliwości, jest w stanie wykryć groźbę utraty stabilności przez system elektroenergetyczny spowodowany na przykład lawiną napięcia lub częstotliwości. Według danych producenta urządzenia te pracują z powodzeniem w kilkunastu krajach na całym świecie.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, stabilność systemu, oscylacje niskoczęstotliwościowe, DA-Box 2000.

### 1. WSTĘP

System elektroenergetyczny (SEE) jest złożonym układem, w którym obok zwykłych liniowych elementów jest coraz więcej nieliniowych i niespokojnych urządzeń wytwórczych i odbiorczych. Powoduje to, że nawet w warunkach normalnej pracy, obok podstawowej harmonicznej (50 Hz) prądu i napięcia mamy coraz więcej innych harmonicznych tak wyższych jak i podharmonicznych.

Zawartość wyższych harmonicznych mówi ogólnie o jakości energii natomiast podharmoniczne, a zwłaszcza przebiegi niskoczęstotliwościowe rzędu kilku Hz lub nawet poniżej 1 Hz, można wykorzystać do badania stabilności SEE. Niestety, jak dotąd są one w zasadzie nie wykorzystywane ani w automatyce zabezpieczeniowej ani też w systemach regulacyjnych (prewencji).

W dalszej części artykułu pokazano, że sygnały te można wykorzystać do diagnozowania stabilności sieci oraz zaprezentowano unikatowe urządzenie, które w swych algorytmach pracy wykorzystuje między innymi oscylacje niskoczęstotliwościowe do monitorowania stabilności SEE.

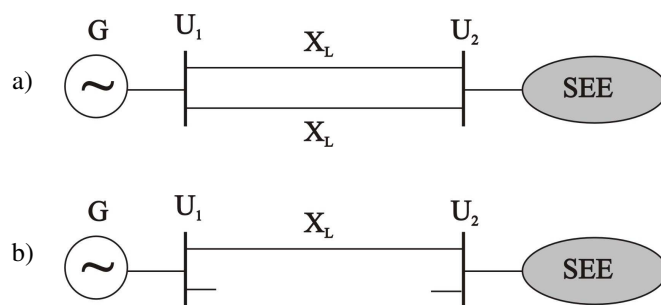
Ponadto, na potrzeby niniejszego artykułu wprowadzono pojęcia analizy „statycznej” i „dynamicznej”. Pod pojęciem analizy „statycznej” należy rozumieć rozwiązywanie problemu jedynie dla stanu początkowego

i końcowego układu bez uwzględniania stanów przejściowych natomiast w analizie „dynamicznej” uwzględniono również aspekty dynamiczne jak np. bezwładność wirnika generatora i towarzyszące temu stany przejściowe.

### 2. ANALIZA „STATYCZNA” I „DYNAMICZNA”

W celu pokazania, że zwykle statyczne obliczenia mogą być niewystarczające do prawidłowej oceny stanu pracy sieci, przeanalizowano pewien dobrze znany przykład.

Generator o napięciu  $U_1 = 6,3$  kV produkuje moc czynną  $P = 3,24$  MW która przesyłana jest przez dwie równoległe linie, każda o reaktancji  $X_L = 10$   $\Omega$ , do systemu o sztywnym napięciu  $U_2 = 6,0$  kV (rys. 1a). W wyniku awarii jedna z linii została wyłączona (rys. 1b). Czy po awarii układ będzie dalej pracować?



Rys. 1. Fragment SEE przed (a) i po awarii (b)

Aby odpowiedzieć na to pytanie przeprowadzono analizę „statyczną” i „dynamiczną” układu.

#### 2.1 Analiza „statyczna”

Moc czynna jaką można przesłać linią o reaktancji  $X$  (przy pominięciu rezystancji linii  $R$ ) opisana jest zależnością:

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \sin(\psi) \quad (1)$$

gdzie:  $U_1$  – napięcie na początku linii,  $U_2$  – napięcie na końcu linii,  $X$  – reaktancja linii,  $\psi$  – kąt między wektorami napięć  $U_1$  i  $U_2$ .

Maksymalna moc będzie wtedy, kiedy kąt  $\psi = 90^\circ$ . Wówczas:

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} \quad (2)$$

Czyli, jeśli moc przesyłana będzie mniejsza niż  $P_{\max}$  to, według analizy „statycznej”, układ będzie mógł dalej pracować.

Dla dwóch pracujących linii (czyli danych z przed awarii)  $X = X_L/2$ :

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} = \frac{6,3 \cdot 6,0}{10/2} = 7,56 \text{ MW} \quad (3)$$

Natomiast po awarii (pracuje tylko jedna linia)  $X = X_L$ :

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X} = \frac{6,3 \cdot 6,0}{10} = 3,78 \text{ MW} \quad (4)$$

W obu przypadkach, tj. przed i po awarii, moc przesyłana  $P = 3,24 \text{ MW}$  jest mniejsza niż moc przepustowa linii. Oznacza to, że według analizy „statycznej”, po awarii układ będzie dalej normalnie pracować.

## 2.2 Analiza „dynamiczna”

W analizie „dynamicznej” uwzględniono również dynamikę generatora. Najprostszy model opisujący ruch wirnika generatora opisany jest za pomocą zależności:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = 2\pi f(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m}(P_m - D(\omega - \omega_0) - P_e(\delta)) \end{cases} \quad (5)$$

gdzie:  $\delta$  – kąt obrotu osi wirnika,  $\omega$  – prędkość kątowa wirnika generatora,  $\omega_0$  – prędkość synchroniczna,  $T_m$  – mechaniczna stała czasowa,  $P_m$  – moc mechaniczna turbiny,  $D$  – współczynnik tłumienia,  $P_e$  – moc elektryczna oddawana do systemu.

W celu ułatwienia analizy założono, że opory ruchu są pomijalnie małe ( $D \approx 0$ ). Moc elektryczna wytwarzana przez generator i oddawana do sieci opisana jest zależnością:

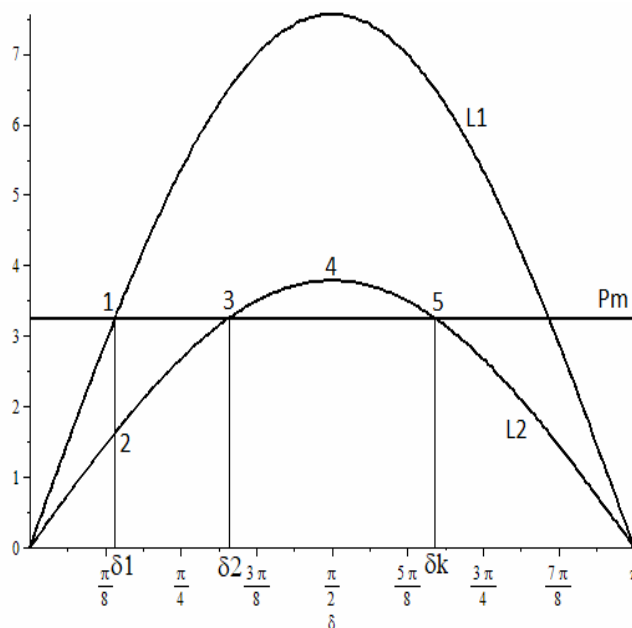
$$P_e(\delta) = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \quad (6)$$

Przy tych założeniach dynamika generatora opisana jest następująco:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = 2\pi f(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_m} \left( P_m - \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \right) \end{cases} \quad (7)$$

Z zaprezentowanych zależności (7) można wywnioskować jak zachowuje się generator w czasie wystąpienia zaburzenia w systemie. Na przykład, początkowo układ znajduje się w równowadze, tzn.  $P_m = P_e$ . W wyniku pewnego zaburzenia zmalała moc elektryczna  $P_e$  jaką można przesłać do systemu. W tym momencie  $P_m > P_e$  i w konsekwencji  $\frac{d\omega}{dt} = \frac{d(2\pi f)}{dt} > 0$ . Oznacza to, że  $\frac{df}{dt} > 0$  czyli częstotliwość wirowania wirnika generatora zaczyna rosnąć co powoduje, że kąt  $\delta$  również zaczyna rosnąć. W przeciwnym przypadku, tj. kiedy  $P_m < P_e$ , maleje zarówno częstotliwość  $f$  jak i kąt obrotu  $\delta$ .

Sytuację pracy generatora z przed i po awarii przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Zależność mocy elektrycznej  $P_e$  i mechanicznej  $P_m$  od kąta  $\delta$  (linia  $L_1$  przedstawia  $P_e=f(\delta)$  dla  $X = X_L/2$  natomiast linia  $L_2$  przedstawia  $P_e=f(\delta)$  dla  $X = X_L$ )

Przed awarią układ znajdował się w punkcie równowagi 1 (rys. 2). Moc mechaniczna i elektryczna były w równowadze  $P_m = P_e$  a kąt obrotu osi generatora wynosił  $\delta_1$ . W wyniku awarii wzrosła reaktancja  $X$  i teraz zmiana mocy elektrycznej odbywa się wzdłuż krzywej  $L_2$ . Nowy punkt równowagi znajduje się w punkcie 3 ale z powodu bezwładności wirnika generatora układ nie może skokowo przesuwać się do niego. Zamiast w punkcie 3 układ znajdzie się w punkcie 2 (moc mechaniczna  $P_m$  i kąt obrotu  $\delta$  się nie zmieniają natomiast zmalała moc elektryczna  $P_e$ ). W tym momencie  $P_m > P_e$  i wirnik generatora zaczyna przyspieszać czyli prędkość wirowania  $\omega$  i kąt  $\delta$  zaczynają rosnąć. Dopóki zachodzi  $P_m > P_e$  kąt obrotu wirnika cały czas przyspiesza aż osiągnie punkt 3. W tym miejscu jest co prawda nowy punkt równowagi i zachodzi  $P_m = P_e$  ale ponieważ wcześniej wirnik cały czas przyspieszał (na odcinku 2-3) to teraz ma za dużą prędkość wirowania  $\omega$  i kąt  $\delta$  będzie dalej się zwiększał czyli minie punkt 3 i będzie się dalej przesunął w kierunku punktu 4. Ale teraz sytuacja się zmieniała. Na odcinku 3-4-5 moc elektryczna jest większa od mocy mechanicznej co powoduje, że na wirnik generatora działa siła hamująca. W konsekwencji kąt  $\delta$  będzie dalej się zwiększał ale coraz wolniej. Jeśli kąt obrotu wirnika generatora przekroczy punkt 5 to znowu pojawi się siła

przyspieszająca i wirnik zacznie ponownie przyspieszać co doprowadzi do trwałej utraty synchronizmu. Natomiast jeśli kąt  $\delta$  wirnika nie osiągnie punktu 5 ( $\delta_k$ ) to w wyniku działania siły hamującej kąt obrotu wirnika po osiągnięciu wychylenia maksymalnego zacznie się z powrotem cofać w kierunku punktu 3. Po osiągnięciu punktu 3 wirnik się nie ustabilizuje w tym punkcie tylko, z powodu bezwładności, będzie dalej podążał w kierunku punktu 2. Ale na odcinku 2-3 działa siła przyspieszająca która skieruje kąt obrotu wirnika z powrotem w stronę punktu 3. Sytuacja będzie się powtarzać dopóty, dopóki nadwyżka energii nie zostanie rozproszona (straty mechaniczne związane z oporami ruchu, straty elektryczne na rezystancji). Po rozproszeniu nadwyżki energii wirnik ustabilizuje się w nowym punkcie równowagi (punkt 3). W efekcie, zaburzeniu towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych z dochodzeniem wirnika do nowego punktu równowagi (zwanych kołysaniami wirnika) czemu towarzyszą oscylacje mocy czynnej.

To, czy wirnik osiągnie nowy punkt równowagi (punkt 3 na rysunku 2) czy też wypadnie z synchronizmu (przekroczy punkt 5) opisuje tzw. metoda równych pól. Mówi ona, że układ będzie stabilny, tzn. wirnik osiągnie nowy stabilny punkt pracy, jeśli pole figury  $S_{123}$  (pole przyspieszeń) jest mniejsze lub co najwyżej równe polu figury  $S_{345}$  (pole hamowań).

Pola tych figur można wyznaczyć z następujących wzorów:

$$E_r \sim S_{123} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \left( P_m - \frac{U_1 U_2}{X_L/2} \sin(\delta) \right) d\delta \quad (8)$$

$$E_h \sim S_{345} = \int_{\delta_2}^{\delta_3} \left( \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin(\delta) - P_m \right) d\delta$$

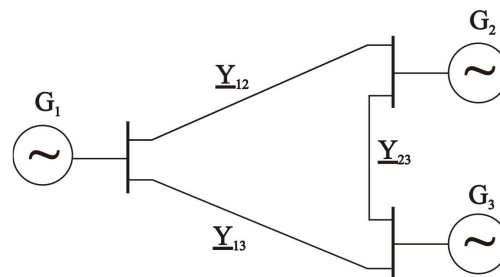
Dla przyjętych do przykładu danych ( $P_m = 3,24$  MW) otrzymano  $E_h = 0,065$  i  $E_r = 0,072$ . Ponieważ  $E_h < E_r$  to układ po awarii, mimo że posiada nowy stabilny punkt równowagi, nie będzie mógł stabilnie pracować.

Jak widać wnioski z analizy „dynamicznej” są zupełnie odmienne od wniosków płynących z analizy „statycznej”.

### 3. OSCYLACJE NISKOCZĘSTOTLIWOŚCIOWE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Zgodnie z tym co powiedziano powyżej, każdemu zaburzeniu w systemie towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi w systemie. Analityczne wyznaczenie dokładnej wartości częstotliwości tych oscylacji jest w praktyce niemożliwe z uwagi na złożoność modelu matematycznego. Niemniej, biorąc możliwie najprostszy model systemu oraz przyjmując pewne uproszczenia, można oszacować częstotliwość tych oscylacji.

W celu wyznaczenia częstotliwości oscylacji posłużono się metodą przedstawioną w pracy [1]. Do analizy przyjęto model systemu złożony z trzech generatorów (podsystemów). Model systemu złożony jest z generatora  $G_1$  (o współczynniku bezwładności  $M_1$ ) oraz dwóch podsystemów elektroenergetycznych zamodelowanych w postaci generatorów  $G_2$  i  $G_3$  o odpowiednio dużych masach wirników i współczynnikach bezwładności równych odpowiednio  $M_2$  i  $M_3$ . Z założenia  $M_2$  i  $M_3$  są dużo większe niż  $M_1$  (rys. 3)



Rys. 3. Model systemu elektroenergetycznego

Moc czynna i-tego generatora opisana jest za pomocą równania [2]:

$$P_i = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} |E_i| |E_j| [B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}] \quad (9)$$

gdzie:  $B$ ,  $G$  - elementy macierzy admitancyjnej węzłowej,  $E$  - siła elektromotoryczna generatora,  $\delta$  - kąt obrotu osi wirnika generatora.

Przy założeniu, że w trakcie stanu nieustalonego straty mocy w gałęziach sieci przesyłowej nie ulegają dużym zmianom, moc czynną generatora można opisać za pomocą wzoru:

$$P_i(\delta) \approx P_{ei} + \sum_{j \neq i} b_{ij} \sin \delta_{ij} \quad (10)$$

$$b_{ij} = B_{ij} |E_i| |E_j|, \quad P_{ei} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} |E_i| |E_j| G_{ij} \cos \delta_{ij}^s$$

gdzie:  $\delta_{ij}^s$  - różnica kątów w stanie ustalonym.

Korzystając z zależności (10) równania ruchu wirników generatorów można opisać za pomocą następującego równania [1]:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = (P_{mi} - P_{ei}) - D_i \frac{d\delta_i}{dt} - \sum_{j \neq i} b_{ij} \sin \delta_{ij}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (11)$$

gdzie:  $M_i$  - współczynnik bezwładności i-tego generatora,  $P_{mi}$  - moc mechaniczna i-tego generatora,  $D_i$  - współczynnik oporu i-tego generatora.

Środek bezwładności grupy generatorów jest zdefiniowany jako [1]:

$$\delta_e = \frac{\sum_i M_i \delta_i}{\sum_i M_i} \quad (12)$$

Przyjmując teraz nowy układ współrzędnych  $\delta'_i = \delta_i - \delta_e$  o środku w  $\delta_e = 0$  oraz korzystając z tego, że dla  $\delta_e = 0$ , zgodnie z (12), zachodzi  $\sum_i M_i \delta_i = 0$  otrzymuje się zależność:

$$\delta_2 = -\frac{M_1}{M_2} \delta_1 - \frac{M_3}{M_2} \delta_3 \quad (13)$$

Korzystając z (13) układ równań (11) przyjmuje teraz postać (14) (w dalszej części artykułu wszystkie kąty  $\delta$  będą dotyczyły nowego układu współrzędnych przy czym pominięto apostrof „' ”):

$$\begin{aligned}
 M_1 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= (P_{m1} - P_{e1}) - D_1 \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- b_{12} \sin(\delta_1 + \frac{M_1}{M_2} \delta_1 + \frac{M_3}{M_2} \delta_3) - b_{13} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 M_2 \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= (P_{m2} - P_{e2}) - D_2 \frac{d\delta_2}{dt} - \\
 &- b_{23} \sin(\delta_2 - \delta_3) - b_{12} \sin(\delta_2 - \delta_1) \\
 M_3 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &= (P_{m3} - P_{e3}) - D_3 \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- b_{13} \sin(\delta_3 - \delta_1) - b_{23} \sin(\delta_3 + \frac{M_1}{M_2} \delta_1 + \frac{M_3}{M_2} \delta_3)
 \end{aligned} \tag{14}$$

Jak widać, równania ruchu dla generatorów  $G_1$  i  $G_3$  są niezależnione od generatora  $G_2$ . Pomijając dalej równanie ruchu dla generatora  $G_2$  oraz zakładając, że  $M_2 \gg M_3$  oraz  $M_2 \gg M_1$  otrzymujemy się następujący układ równań:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m1} - P_{e1})}{M_1} - \frac{D_1}{M_1} \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- \frac{b_{12}}{M_1} \sin(\delta_1) - \frac{b_{13}}{M_1} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- \frac{b_{13}}{M_3} \sin(\delta_3 - \delta_1) - \frac{b_{23}}{M_3} \sin(\delta_3)
 \end{aligned} \tag{15}$$

Dla  $M_3 \gg M_1$  można przyjąć, że  $\frac{b_{13}}{M_3} \ll \frac{b_{13}}{M_1}$  oraz można założyć, że  $\frac{b_{13}}{M_3} \approx 0$ . Oznacza to, że wpływ generatora  $G_1$  na ruch generatora  $G_3$  jest pomijalnie mały natomiast generatora  $G_3$  na ruch generatora  $G_1$  jest znaczący. Uwzględniając przyjęte założenia równanie (15) przyjmuje teraz postać:

$$\begin{aligned}
 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m1} - P_{e1})}{M_1} - \frac{D_1}{M_1} \frac{d\delta_1}{dt} - \\
 &- \frac{b_{12}}{M_1} \sin(\delta_1) - \frac{b_{13}}{M_1} \sin(\delta_1 - \delta_3) \\
 \frac{d^2 \delta_3}{dt^2} &\cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \\
 &- \frac{b_{23}}{M_3} \sin(\delta_3)
 \end{aligned} \tag{16}$$

Dla małego kąta  $\delta_3$  równanie (16) ruchu wirnika generatora  $G_3$  można zlinearyzować i zapisać w postaci:

$$\frac{d^2 \delta_3}{dt^2} \cong \frac{(P_{m3} - P_{e3})}{M_3} - \frac{D_3}{M_3} \frac{d\delta_3}{dt} - \frac{b_{23}}{M_3} \delta_3 \tag{17}$$

Dla dużego  $M_3$  można przyjąć, że  $\frac{P_{m3} - P_{e3}}{M_3} \approx 0$  oraz

$$\begin{aligned}
 \frac{D_3}{M_3} &\approx 0. \text{ Przy tych założeniach i warunku początkowym} \\
 \frac{d\delta_3}{dt} &= 0 \text{ rozwiązanie równania (17) ma postać:}
 \end{aligned}$$

$$\delta_3(t) = \delta_3(0) \cos(\Omega t) \tag{18}$$

gdzie:  $\Omega = \sqrt{\frac{b_{23}}{M_3}}$  - pulsacja oscylacji.

Przyjmując teraz, że  $|E_2| \approx |E_3| \approx U$ ,  $B_{23} = \frac{1}{X}$

a współczynnik bezwładności  $M = \frac{S_N T_m}{\omega_s}$  częstotliwość oscylacji wynosi:

$$f = \frac{\Omega}{2\pi} = \frac{1}{2\pi} \frac{U}{\sqrt{\frac{X}{\omega_s} S_N T_m}} \tag{19}$$

Jako przykład wyznaczono częstotliwość oscylacji podsystemu o mocy 25 GVA pracującego na napięciu 400 kV połączonego z resztą systemu linią o długości 100 km i reaktancji jednostkowej 0,32  $\Omega$ /km,  $T_m = 8$  s. Korzystając ze wzoru (19) otrzymuje się:

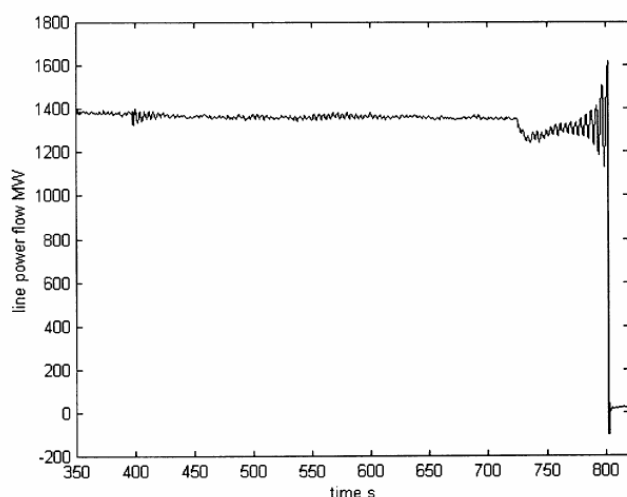
$$f = \frac{1}{2\pi} \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{0,32 \cdot 100 \cdot 25 \cdot 10^9 \cdot 8}} = 0,45 \text{ Hz} \tag{20}$$

Powyższa analiza pokazuje, że w czasie zaburzenia w SEE należy spodziewać się pojawienia oscylacji na poziomie od ułamka Hz do kilku Hz (w zależności od parametrów systemu). Wyniki te są zgodne z obserwacjami. Poniżej zestawiono rodzaje oscylacji elektromechanicznych występujących w SEE [3]:

- oscylacje między generatorami w obrębie jednej elektrowni, częstotliwość oscylacji 2÷3 Hz (Intraplant mode oscillations),
- oscylacje jednego generatora w odniesieniu do SEE, częstotliwość oscylacji 1÷2 Hz (local plant mode oscillations),
- oscylacje między grupami generatorów, oscylacje między podsystemami, częstotliwość oscylacji poniżej 1 Hz (Interarea mode oscillations),
- oscylacje związane ze źle działającymi układami wzbudzenia, konwerterami HVDC, układami SVC, regulacja napięcia w transformatorach, interakcja z odbiorami (Control mode oscillations),
- oscylacje związane z turbiną i wałem generatora, częstotliwość oscylacji 10-46 Hz (Torsional mode oscillations).

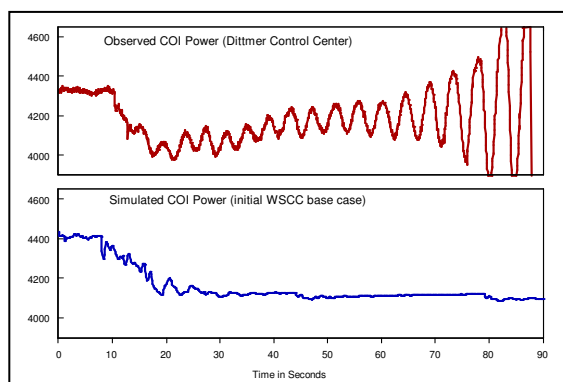
Większość tych oscylacji ma postać drgań tłumionych o niewielkiej częstotliwości i amplitudzie. Niestety czasami pojawiają się oscylacje, które zamiast zanikać to narastają. Powodem wzbudzenia się tych oscylacji jest wzajemne oddziaływanie na siebie układów regulacji różnych

generatorów pracujących w SEE. Przykład takiego zjawiska, które wydarzyło się 10 sierpnia 1996 r. w systemie północnoamerykańskim, pokazano na rysunku 4 [4].



Rys. 4. Przykład narastających oscylacji w systemie [4]

Co więcej narastające oscylacje są trudne do analizy matematycznej lub cyfrowej. Niektórych z nich nie udało się wyjaśnić ani nawet zasymulować numerycznie. Jako przykład można podać zdarzenie pokazane na rysunku 4. W symulacjach numerycznych na modelu systemu nie udało się odtworzyć takiego przebiegu. Na rysunku 5 pokazano zaobserwowany i zasymulowany wykres mocy [5].



Rys. 5. Obserwowany (górny wykres) i symulowany (dolny wykres) przebieg mocy w czasie awarii z 10 sierpnia 1996 r w systemie West USA/Canada [5]

Niegaszące oscylacje mogą prowadzić do bardzo poważnych awarii w SEE włącznie z blackoutem i to na wielką skalę. Poniżej podano kilka z takich zdarzeń wraz z towarzyszącą tym zaburzeniom częstotliwością oscylacji [6]:

- Wielka Brytania 1980, 0,5 Hz.
- Tajwan 1984, 1989, 1990, 1991, 1992, 0,78 – 1,05 Hz.
- Zachodnie USA/Kanada 1996, 0,224 Hz.
- Skandynawia 1997, 0,5 Hz.
- Blackout w Chinach 6 Marca 2003, 0,4 Hz.
- Blackout w USA 14 sierpnia 2003, 0,17 Hz.
- Blackout we Włoszech 28 września 2003, 0,55 Hz.

Z uwagi na zakres, koszty skutków takich awarii są zazwyczaj olbrzymie. Na przykład awaria Northeast Blackout z 2003 roku spowodowała wyłączenie zasilania u blisko 50 mln ludzi a koszty strat oszacowano na 4 do 10 mld dolarów [7].

#### 4. URZĄDZENIE DA-BOX 2000

Przykład pokazany na rysunku 5 pokazuje, że teoretyczne przewidzenie możliwości utraty stabilności przez system elektroenergetyczny jest bardzo trudne a czasami wręcz niemożliwe. Tempo narastania amplitudy oscylacji jest zazwyczaj dość powolne (niezazwyczaj kilkadziesiąt minut a nawet więcej) ale po osiągnięciu wartości krytycznej zdarzenia następują błyskawicznie i nie ma już czasu na reakcję. Dlatego też ważne jest wczesne wykrycie takich zagrożeń (prewencja). Do tego konieczne jest stałe monitorowanie stabilności sieci elektroenergetycznej. W tym celu zostało zbudowane urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH & Co. KG [8].



Rys. 6. Urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH [8]

Urządzenie zostało zaprojektowane w celu zapobiegania blackoutom w sieci. Może być stosowane w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych wszystkich napięć. Zasada działania opiera się na zaawansowanej analizie napięć fazowych i częstotliwości. W ramach analizy tych sygnałów urządzenie monitoruje i rejestruje wiele różnych parametrów opisujących napięcie i częstotliwość a w konsekwencji stan stabilności sieci elektroenergetycznej. Wśród ciekawszych rejestrowanych i analizowanych wielkości można wymienić:

- Pomiar częstotliwości poniżej 50 Hz z rozdzielczością 5 mHz. Do badań wykorzystuje się analizę falkową oraz szybką transformatę Fouriera FFT. W efekcie otrzymuje się tzw. "częstotliwościowy odcisk palca" – („Fingerprints”) czyli spektrum różnych częstotliwości jakie występują w danym punkcie systemu.
- Pomiar wielkości, tłumienia oraz czasu trwania poszczególnych oscylacji w systemie.
- Wykrywanie dryftu napięcia i częstotliwości. Są to zjawiska, które poprzedzają lawinę napięcia lub częstotliwości a w konsekwencji są częstym zwiastunem blackoutu.
- Wykładnik Lapunowa. Jest to stosunkowo nowe narzędzie matematyczne które może być wykorzystane jako matematyczne kryterium stabilności systemu. Więcej informacji na ten temat można znaleźć np. w [9, 10].

Pełny opis techniczny wraz z opisem wszystkich rejestrowanych wielkości można znaleźć na stronie producenta urządzenia [8]. Na podstawie tych analiz możliwe jest zidentyfikowanie groźby wystąpienia w sieci



elektroenergetycznej niebezpiecznych sytuacji prowadzących nawet do blackout.

Uruchomienie urządzenia na stanowisku pomiarowym jest bardzo proste. Wystarczy jedynie przyłączyć zaciski napięciowe do badanej sieci 3-fazowej (urządzenie posiada 3 zakresy pomiarowe: 100, 400 i 690 V) i podłączyć do gniazda zasilającego 230 V. Urządzenie jest w zasadzie w pełni zautomatyzowane i bezobsługowe. Pomiar i wyniki analiz są zapisywane na karcie pamięci, która wystarcza na wiele miesięcy ciągłej pracy.

Podstawowa analiza stanu pracy sieci jest równie prosta jak uruchomienie urządzenia. Wstępną analizę urządzenie wykonuje automatycznie a wyniki sygnalizowane są za pomocą kilku diod wskaźnikowych.

Natomiast doświadczenia w użytkowaniu tego urządzenia nabyte przez autorów artykułu pokazują, że do pełnego wykorzystania możliwości jakie daje DA-Box 2000 potrzebne jest duże doświadczenie praktyczne. Urządzenie monitoruje i rejestruje dziesiątki różnych parametrów. Przeciętny praktyk z częścią z nich nigdy nie miał do czynienia (np. wykładnik Lapunowa) albo też nigdy nie używał ich w praktyce (np. gradient napięcia lub częstotliwości, oscylacje niskoczęstotliwościowe, „fingerprints”). Dlatego też z jednej strony wykorzystanie wielu nowatorskich rozwiązań świadczy o innowacyjności tego urządzenia ale z drugiej strony może nastroczać pewnych trudności w praktycznym zastosowaniu.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Każdemu zakłóceniu w systemie elektroenergetycznym towarzyszy pojawienie się oscylacji związanych ze zjawiskami elektromechanicznymi. Częstotliwość tych oscylacji wynosi od ułamka do kilku Hz. W niektórych przypadkach powstają samowzbudne oscylacje, które mogą prowadzić do bardzo poważnych zakłóceń w pracy SEE. Doświadczenia praktyczne pokazują, że analizy teoretyczne jak również symulacje komputerowe mogą być niewystarczające do znalezienia wszystkich zagrożeń występujących w czasie pracy systemu. Dlatego też konieczne jest stałe monitorowanie systemu on-line.

Do monitorowania stabilności sieci elektroenergetycznej można wykorzystać dedykowane w tym celu urządzenie DA-Box 2000 firmy A. Eberle GmbH

& Co. KG. Urządzenie to poprzez zaawansowaną analizę częstotliwości i napięć w systemie jest w stanie rozpoznać zagrożenia związane ze stabilnością pracy systemu. Przygotowanie urządzenia do pracy jak również wstępna analiza pracy sieci jest bardzo prosta z uwagi na pełną automatyzację. Niemniej wykorzystanie pełnych możliwości analitycznych jakie daje to urządzenie wymaga dość dużego doświadczenia w użytkowaniu i na początku na pewno nie będzie łatwe. Natomiast po nabyciu odpowiedniego doświadczenia będzie ono na pewno bardzo pomocnym instrumentem do analizy pracy sieci.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Varghese M., Thorp J., An Analysis of Truncated Fractal Growths in the Stability Boundaries of Three-Node Swing Equations, IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol. 35, no. 7, July 1988.
2. Machowski J., Bernas S., Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 1989.
3. Pal B., Chaudhuri B., Robust Control in Power Systems, Springer 2005.
4. Graham R, Power System Oscillations, Springer Science, 2000.
5. Chakraborty A., Khargonekar P., A Tutorial on Wide-Area Control of Power Systems, American Control Conference, Washington DC, June 19, 2013.
6. Prasertwong K., Mithulananthan N., Thakur D.: Understanding low frequency oscillation in power systems, International Journal Of Electrical Engineering Education, July 2010.
7. <http://www.elektroinzynieria.pl/wiadomosci-i-komunikaty/synchrofazory-i-nowy-model-systemu-energetycznego-pomoga-zapobiegac-awariom-51121-10>
8. <http://www.a-eberle.de/en/product-groups/grid-dynamics/devices/da-box-2000>
9. Małyszko O.: Zastosowanie wykładników Lapunowa do badania stabilności sieci elektroenergetycznej, ElektroInfo nr 10/2016, str. 42-44.
10. Małyszko O.: Kontrola pracy systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem elementów teorii bifurkacji, Wiadomości Elektrotechniczne, nr 8/2012, str. 37-40.

## USE OF DA-BOX 2000 DEVICES FOR MONITORING POWER SYSTEM STABILITY

The power system is a complex system in which, except the usual linear elements, there are more and more nonlinear and restless power generating and loading devices. This causes that even in the normal working conditions, besides the basic harmonic (50 Hz) of current and voltage there are more and more higher harmonics and subharmonic.

Higher harmonic content generally refers to the quality of energy, while subharmonic, especially low frequency oscillations of several Hz or even less than 1 Hz, can be used for power system stability testing. Unfortunately, so far they are basically not used either in the power system protection or in the power system control.

This paper presents issues related to the stability of the power grid, the purpose and principle of operation of the DA-Box 2000 and its use to monitor the stability of the power grid. German experience indicates that the study of network stability is becoming increasingly important in practice due to the rapid increase in the share of nonlinear sources and energy load in the power system. The DA-Box 2000 device, using its advanced voltage and frequency analysis, is able to detect the threat of power system failure due to, for example, a collapse of voltage or frequency. According to the manufacturer's data, these devices work successfully in over a dozen countries around the world.

**Keywords:** power system, system stability, low frequency oscillations, DA-Box 2000.