



**XXI SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - GAT

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMA DE POTÊNCIA - GAT

ANÁLISE DE SEGURANÇA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (REGIÃO SUL/SUDESTE) CONSIDERANDO OSCILAÇÕES SUSTENTADAS

Karen Caino de Oliveira Salim (*)
ONS

Carlos Alberto da Silva Neto
ONS

Maurício Campos Passaro
ONS

Marcelos Groetaers dos Santos
ONS

Newton Geraldo Bretas
EESC – USP

Luís Fernando Costa Alberto
EESC – USP

RESUMO

Os sistemas elétricos de potência podem ser conduzidos à instabilidade por diversos motivos. Pode-se ainda ressaltar que comumente esta instabilidade está associada ao surgimento de oscilações no sistema. Este trabalho tem por objetivo demonstrar a contribuição dos métodos diretos para cálculo de pontos de bifurcação nos estudos de avaliação da segurança de sistema elétricos de potência. Em particular estes métodos foram testados em um sistema equivalente Sul/Sudeste do SIN, de forma complementar as ferramentas de estudos elétricos existentes nos centros de operação. Os resultados deste trabalho servirão de base para avaliação do potencial da incorporação de métodos diretos de cálculo de pontos de bifurcação às ferramentas de estudos elétricos e de avaliação de segurança utilizados pelo ONS.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de Tensão, Sistemas Não Lineares, Bifurcações de Hopf, Margem de Estabilidade, Organon.

1.0 - INTRODUÇÃO

Sistemas elétricos de potência estão constantemente submetidos a situações que podem conduzir o sistema à instabilidade. Um cenário muito comum de instabilidade está associado ao aparecimento de oscilações sustentadas ou não amortecidas. O aparecimento destas oscilações sustentadas é explicado, na teoria de bifurcações, pela ocorrência das chamadas bifurcações de Hopf. Uma condição necessária para sua ocorrência é o aparecimento de um par de autovalores puramente imaginários (caracterizando o aparecimento de um ciclo limite estável ou instável, ou seja, oscilações periódicas e sustentadas).

Tais oscilações foram verificadas em sistemas reais (Mithulananthan, 1998) e podem ser causadas por diferentes motivos como, por exemplo, incrementos de carga lentos e sucessivos (Kwatny, 1995), contingências, dependência da frequência do torque eletromecânico ou ainda a atuação rápida de um controlador de tensão (Abed, 1984). Alguns cenários específicos no SIN também demonstram a importância da caracterização e do monitoramento dessas oscilações na análise de segurança do sistema elétrico de potência. Bifurcações de Hopf podem ocorrer antes do ponto de máximo carregamento do sistema e não podem ser detectadas pela análise da curva PV. Neste cenário a margem de estabilidade é definida pelo aparecimento de uma bifurcação de Hopf.

Desta forma, é necessário o desenvolvimento de ferramentas práticas capazes de prever em tempo real a ocorrência destas oscilações, para os diversos cenários de carga dentro do sistema interligado nacional (SIN), de forma a alertar os operadores, aperfeiçoar ações de segurança ou ainda fornecer melhor visualização do problema dentro do centro de operação.

(*) Rua da Quitanda, n° 196 – Centro – CEP 20.091-005 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2203-9562 – Fax: (+55 21) 2203-9414 – Email: karen.caino@ons.org.br

A prática atual de cálculo de margem de estabilidade devido a bifurcações de Hopf adota um método indireto baseado em cálculos sucessivos de fluxo de carga e de autovalores. Esse processo, cálculo da curva PV e autovalores, continua até que a condição necessária para o aparecimento de uma oscilação sustentada seja verificada, isto é, até que um par de autovalores cruze o eixo imaginário. Esta prática obviamente exige um grande esforço computacional para o cálculo da margem de estabilidade. Uma opção para fornecer um método rápido para avaliação da margem de estabilidade compreende a utilização de métodos diretos. Esses métodos obtêm o ponto da bifurcação e sua respectiva margem de carregamento de forma direta, não havendo a necessidade do cálculo sucessivo de autovalores. Variações de metodologias para a determinação deste ponto específico onde oscilações sustentadas surgem no sistema podem ser encontradas em (Ajarapu, 1992), (Kwatny, 1995), (de Souza, 1998), (Tiranuchit, 1988), (Chiang, 1995), (Salim, 2010), entre outros.

Este artigo visa apresentar resultados preliminares sobre a aplicação dos métodos diretos (Salim, 2010) para determinação do ponto de bifurcação de Hopf nos estudos de avaliação da segurança de um sistema equivalente Sul/Sudeste do SIN, em complementação às ferramentas de estudos elétricos existentes nos centros de operação (ORGANON). (Neto, Quadros, Santos, & Jardim, 2010). A ferramenta de análise desenvolvida poderá eventualmente ser utilizada como sinalização de alarme dentro do centro de operação, como uma forma complementar as ferramentas já utilizadas para prevenção de situações potencialmente perigosas.

2.0 - REVISÃO TEÓRICA

Um sistema elétrico de potência é modelado, para estudos de estabilidade, por um conjunto de equações algébrico-diferenciais dependentes de um parâmetro real μ , conforme:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, y, \mu) \\ 0 = g(x, y, \mu) \end{cases} \quad \begin{matrix} f: \mathbb{R}^{n+m+1} \rightarrow \mathbb{R}^n \\ g: \mathbb{R}^{n+m+1} \rightarrow \mathbb{R}^m \end{matrix} \quad (2.1)$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ refere-se ao vetor de variáveis dinâmicas, tais como o ângulo do rotor e sua velocidade, $y \in \mathbb{R}^m$ é o vetor de variáveis algébricas ou estáticas, incluindo a magnitude e a fase das tensões da rede, e $\mu \in \mathbb{R}$ refere-se à parametrização de carga do sistema elétrico de potência (SEP).

Se $D_y g$ for não singular, o teorema da função implícita garante a existência de uma função única h que resolve a equação algébrica em (2.1), isto é, $0 = g(x, h(x), \mu)$. O sistema reduzido é obtido com a substituição desta solução na equação diferencial, de forma que

$$\dot{x} = f(x, h(x, \mu), \mu) = F(x, \mu) = F_\mu(x). \quad (2.2)$$

2.1 Bifurcação de Hopf

A bifurcação de Hopf está associada com o fenômeno dinâmico tipicamente relacionado ao surgimento de oscilações sustentadas ou não amortecidas em sistemas dinâmicos. Seja (x_0, μ_0) um ponto de equilíbrio da equação diferencial (2.2) e suponha que as seguintes propriedades sejam atendidas:

1. $D_x f_{\mu_0}(x_0)$ possui um par simples de autovalores puramente imaginários e não possui qualquer outro autovalor com a parte real igual a zero.
2. $\left. \frac{d}{d\mu} \operatorname{Re} \lambda(\mu) \right|_{\mu=\mu_0} = d \neq 0$

As condições 1 e 2 são condições necessárias para a ocorrência da bifurcação de Hopf (BH). A primeira propriedade e o teorema da função implícita garantem a existência de uma curva suave de equilíbrios. Ou seja, o equilíbrio x_0 persiste sob a influência de pequenas perturbações dos parâmetros nas vizinhanças do valor de bifurcação μ_0 . Os autovalores $\lambda(\mu)$ e $\lambda'(\mu)$ de $D_x f_\mu$, são puramente imaginários em $\mu = \mu_0$ e variam suavemente com μ .

A segunda propriedade garante que este par cruza o eixo imaginário à medida que o parâmetro varia e alcança o valor de μ_0 . Este cruzamento provoca uma mudança súbita no tipo de estabilidade do equilíbrio e ciclos limites

podem ser observados, dependendo das não linearidades encontradas. Para verificar o surgimento destas bifurcações, ou seja, o comportamento oscilatório instável em SEP, os autovalores da matriz Jacobiana, $D_x F(x, \mu) = D_x f - D_y f \cdot D_x^{-1} g D_x g$, são calculados e a condição 1 para BH é examinada. Para encontrar o ponto da BH, o cálculo sucessivo de autovalores da matriz reduzida do sistema é necessário. Este método, para a maioria dos casos, é associado ao cálculo da curva PV , onde a cada incremento de carga, a matriz jacobiana é calculada e seus autovalores obtidos. A desvantagem desta metodologia é o alto esforço computacional necessário para o cálculo sucessivo de autovalores, especialmente em sistemas de grande porte onde a metodologia não satisfaz requerimentos necessários para a avaliação de segurança em tempo real.

3.0 - METODOLOGIA DIRETA UTILIZADA PARA SIMULAÇÕES

Neste trabalho, uma metodologia que calcula o ponto de bifurcação diretamente é utilizada para estimação da margem de estabilidade devido a BH. Esta metodologia foi proposta em (Salim, Alberto, & Bretas, 2010) e será brevemente descrita nesta seção. Esta baseia-se na solução direta de um conjunto de equações através do método de Newton, para determinar a margem de carregamento na qual ocorre a bifurcação de Hopf, ou seja, oscilações sustentadas ou não aparecem no sistema. Este conjunto de equações é apresentado em (3.1) e sua solução fornece um ponto onde as condições necessárias para a ocorrência de uma bifurcação de Hopf são verificadas.

(3.1)

Onde:

x	vetor de variáveis de estado dinâmicas;
y	vetor de variáveis algébricas;
μ	parametrização da quantidade de carga;
A	derivada de f em relação a x ;
B	derivada de f em relação a y ;
C	derivada de g em relação a x ;
D	derivada de g em relação a y ;
w_R	parte real do autovetor referente à parte algébrica do conjunto de equações;
w_I	parte imaginária do autovetor referente à parte algébrica do conjunto de equações;
v_R	parte real do autovetor referente à parte dinâmica do conjunto de equações;
v_I	parte imaginária do autovetor referente à parte dinâmica do conjunto de equações;
w_0	frequência do autovalor no ponto da BH;
f	equações dinâmicas do sistema;
g	equações algébricas do sistema.

Utiliza-se um fluxo de potência para a obtenção das condições iniciais das variáveis dinâmicas. Segundo os autores, um pré-condicionamento das condições iniciais dos autovetores também é realizado. É importante ressaltar que as condições iniciais são calculadas sem nenhuma informação prévia do ponto de equilíbrio inicial. Após a convergência do método de Newton, o algoritmo realiza um cálculo tradicional de autovalores do sistema garantindo a não existência de autovalores no semiplano-direito.

Caso o método de Newton tenha divergência, recalculam-se as condições iniciais do sistema solucionando-se apenas as equações de equilíbrio. Este processo normalmente fornece uma estimativa mais próxima do ponto de convergência final e melhora a taxa de convergência no método de Newton. Se este ainda assim não convergir, então BH podem não existir no sistema.

4.0 - ORGANON

O Organon é um programa computacional para análise e avaliação de segurança de sistemas elétricos de potência. Este pode ser utilizado como uma ferramenta autônoma e integrada a EMS (Energy Management Systems). Portanto é adequado para estudos de planejamento e segurança de sistemas em tempo real.

Esta seção descreve brevemente sua funcionalidade do cálculo da região de segurança do sistema, funcionalidade esta utilizada nos centros de operação. Para o cálculo da região de segurança é necessária a definição de três grupos de geração, onde os dois primeiros são explicitamente representados no gráfico da região de segurança e o terceiro grupo é necessário para fechamento de balanço de cargas. A Figura 1 apresenta o processo de cálculo da região de segurança. A partir do ponto base de operação, é delineado o limite

Primeiramente, foram selecionados dois casos para estudo, um caso base, onde o sistema de estudo supracitado possui características nominais e ponto de operação estável, e um caso limítrofe, o qual possui uma bifurcação de Hopf, ou seja, este possui em sua Jacobiana apenas um par de autovalores com parte real igual a zero, e todos os

outros com parte real negativa. Estes casos foram detectados a partir de uma simulação realizada com o método direto descrito na seção 3, com o objetivo de identificar o efeito da bifurcação de Hopf na resposta no tempo após a ocorrência de um pequeno impacto no sistema visualizando este fenômeno nos centros de operação.

O gráfico da Figura 3, ilustra o deslocamento do autovalor para o semiplano direito à medida que a carga no sistema é incrementada. A partir deste podemos definir que a margem de estabilidade do sistema devido ao aparecimento de oscilações no sistema corresponde a 10,06% de carregamento, ou seja $\lambda = 1,10$, a mais do que o carregamento inicial de 1087.1MW.

Ao analisar o resultado dessas simulações, foi possível observar no caso da BH uma oscilação quase imperceptível na tensão das barras críticas, em particular na barra de Itumbiara (Figura 5). Essas barras são as que apresentam o menor valor para o módulo da parte real dos autovalores no ponto da bifurcação de Hopf. A oscilação só passa a ser significativa em simulações estendidas para muito além dos 30 segundos usuais em simulações eletromecânicas. A magnitude da oscilação atinge valores acima de 0.2% a partir de 50 segundos. Do ponto de vista prático é possível argumentar que essas simulações deveriam incluir equipamentos com dinâmica mais lenta e que já teriam influência nesse horizonte de tempo. Ressalta-se, entretanto, que esse ainda é um trabalho seminal e que o objetivo é considerar novos modelos tão logo eles sejam incluídos na formulação da metodologia de cálculo da bifurcação de Hopf.

A Figura 4 ilustra o retrato de fase (ω, δ) para a UHE Salto Osório no ponto da bifurcação de Hopf. É possível observar o surgimento de um ciclo que mostra uma tendência de instabilidade no longo prazo. A caracterização da ocorrência da bifurcação de Hopf na simulação eletromecânica, a partir da identificação de uma oscilação imperceptível no horizonte de 30 segundos, mas que pode ser observada em simulações mais longas possibilitou a definição de um novo critério de segurança a ser verificado nas simulações eletromecânicas.

Utilizando uma ferramenta de avaliação de segurança dinâmica que tem a capacidade de fazer o diagnóstico da condição de segurança na vizinhança do ponto de operação, foi possível fazer um diagnóstico da condição operativa do Caso Base e do Caso Hopf considerando esse novo critério de segurança. A avaliação é feita considerando a troca de potência entre os dois sistemas Sul e SE. Dessa forma, os despachos de geração das usinas nessas duas áreas são alterados buscando as condições operativas de máximo intercâmbio nos dois sentidos da interligação. Sendo assim, a redução de geração em uma área é suprida pela elevação na outra área e vice-versa. Cada novo ponto de operação gerado é avaliado a partir da simulação de uma contingência.

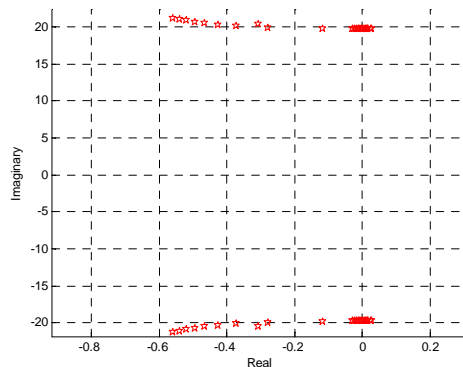


Figura 3 – Deslocamento do autovalor para o semi-plano direito

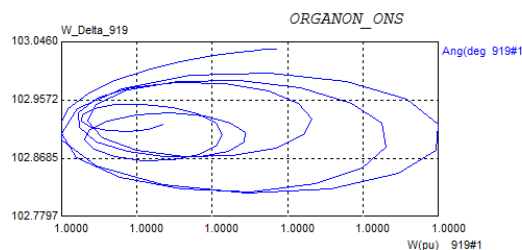


Figura 4– Plano de Fase – UHE Salto Osório

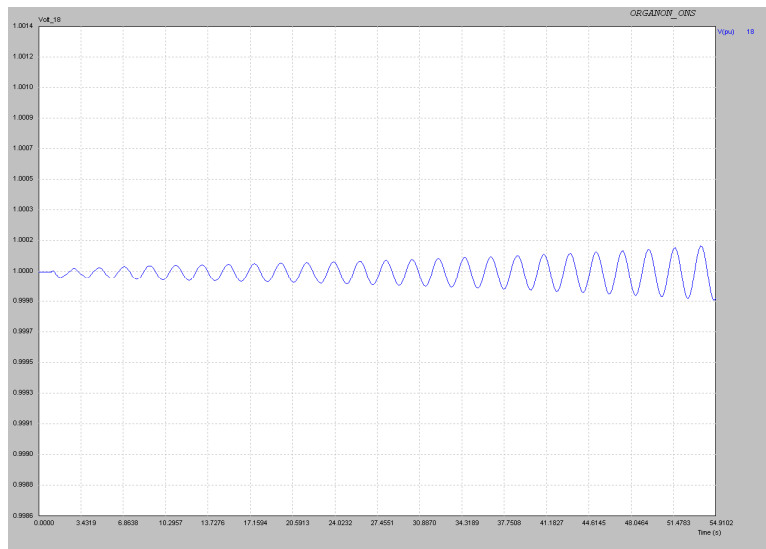


Figura 5 - Tensão Terminal da UHE Itumbiara

A região na verdade corresponde a uma linha reta pois a cada MW reduzido na geração em uma área corresponde a um incremento do mesmo montante na outra área. O traço magenta caracteriza a região em que não há violação do critério Hopf na simulação da contingência. A Figura 6 apresenta o resultado da avaliação da segurança considerando o critério de Hopf para o Caso Base. A região em que não há violação do critério de Hopf é extensa e o ponto de operação se encontra dentro dessa região, com alguma folga para os limites da mesma. Os limites do traço magenta mostram que há a possibilidade de se alterar o intercâmbio entre as áreas Sul/SE em montantes de aproximadamente 600MW, sem risco de se criar uma condição de bifurcação de Hopf. A Figura 7 apresenta o resultado da avaliação da segurança considerando o critério de Hopf para o Caso Hopf. Nessa condição praticamente não existe região segura do ponto de do critério de Hopf. Além disso, o próprio ponto de operação já viola o critério.

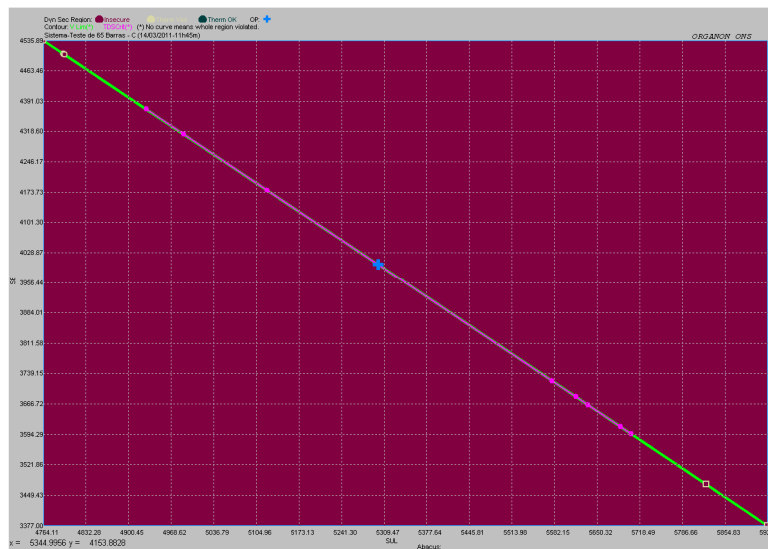


Figura 4 – Região de Segurança – Critério Hopf – Caso Base

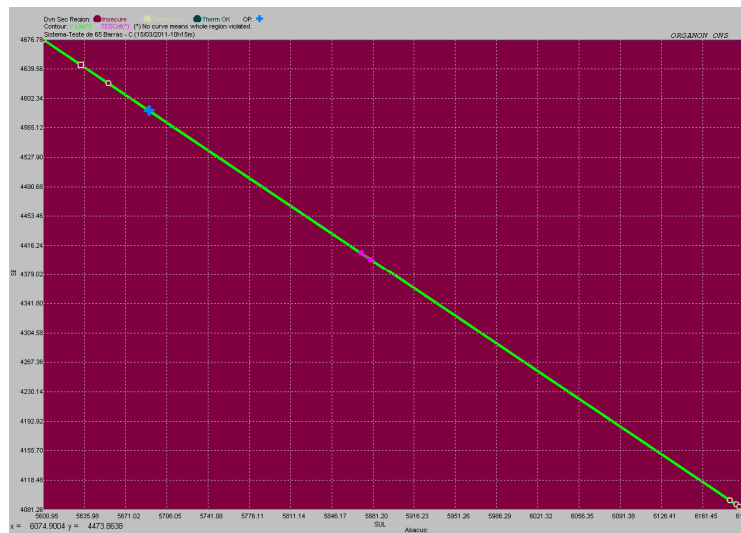


Figura 5 – Região de Segurança – Critério Hopf – Caso Hopf

6.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar a segurança, utilizando ferramentas de estudos elétricos atuais dos centros de operação, e apresentar possíveis contribuições de métodos diretos de cálculo de bifurcações para a complementação desta ferramenta. A ferramenta de análise computacional utilizada é o Organon e a metodologia direta para cálculo de pontos de bifurcação de Hopf foi apresentada na seção 3.

A metodologia foi testada em um sistema equivalente Sul/Sudeste. Os resultados demonstraram que sem a indicação do fenômeno da bifurcação de Hopf, em uma simulação cotidiana, não seria possível a verificação da mesma, ou seja, em uma análise de 20s no domínio do tempo não seria identificada nenhum acontecimento no sistema.

Com a identificação da ocorrência de uma BH, com a ajuda de uma metodologia direta, foi possível a visualização do fenômeno através de pequenas modificações na visualização do Organon. Ainda, a região de segurança do sistema demonstrou as características desejadas identificando a proximidade do ponto de bifurcação de uma região insegura para a operação do sistema. Por fim, fica caracterizada a contribuição do método direto de cálculo de bifurcações como ferramenta complementar para a análise de segurança nos centros de operação.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abed, E. H. (1984). Nonlinear oscillations in power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 37-43.
- Ajjarapu, V. (1992). Nonlinear static and dynamical aspects of power systems: a bifurcation approach. *ISCAS Proceedings*, 3013–3016.
- Alves, W. F. (2007). Proposição de Sistemas Teste para a Análise computacional de Sistemas de Potência. Niterói, RJ, Brasil.
- Chiang, H.-D. F. (1995). Cpflo: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 623–634.
- de Souza, A. C. (1998). Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies. *Electric Power System Research*.
- Kwatny, H. F. (1995). Local bifurcation in power systems: theory, computation, and application. *Proceedings of the IEEE*, 1456–1483.
- Mithulananthan, N. a. (1998). Investigation of a voltage collapse incident. *Proceedings of EMPD*, 47–52.
- Neto, C., Quadros, M., Santos, M., & Jardim, J. (2010). Brazilian System Operator online security assessment system. *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* (pp. 1-7). Minneapolis: IEEE Conferences.
- Salim, K. C., Alberto, L. F., & Bretas, N. G. (2010). Fast Methodology for Voltage Stability Margin Evaluation due to Hopf Bifurcation. *General Meeting*.
- Tiranuchit, A. a. (1988). A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 87–93.