



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

FI/GAT/16  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

#### **GRUPO - IV**

#### **GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT**

#### **AValiação de Segurança a Pequenos Sinais de Sistemas de Potência com o PACDYN**

**Thiago J. Masseran A. Parreiras (\*)**  
CEPEL

**Sergio Gomes Júnior**  
CEPEL, UFF

**Glauco Nery Taranto**  
COPPE/UFRJ

**Nicolas Abreu R. L. Netto**  
CEPEL

**Tiago S. Amaral**  
CEPEL

**Kjetil Uhlen**  
STATNETT, NTNU

#### **RESUMO**

Atualmente, com a crescente preocupação e procura por um atendimento adequado e seguro à demanda de energia elétrica dos países, diversos estudos são realizados nos sistemas elétricos de potência, com o objetivo de se realizar um planejamento e uma operação desses sistemas de uma forma cada vez mais robusta, permitindo que esses mesmos sistemas operem em diversos cenários ou pontos de operação, com riscos minimizados de falhas no suprimento de energia aos consumidores. Nesse contexto, surgem os estudos de avaliação de segurança de sistemas elétricos de potência. Este artigo apresenta um resumo acerca das principais características da Avaliação de Segurança de Tensão (VSA), da Avaliação de Segurança Transitória (TSA) e da Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais (SSA), com enfoque na descrição dos conceitos e na implementação da SSA no programa computacional PacDyn, desenvolvido pelo CEPEL, e na realização de uma SSA de um caso exemplo proveniente do sistema SAGE, desenvolvido por esse mesmo centro de pesquisas.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Estabilidade a Pequenos Sinais, Amortecimento de Oscilações, Região de Segurança, Avaliação de Segurança, Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais.

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

Devido à intensa busca por um atendimento adequado e seguro à demanda de energia elétrica dos países, diversos estudos são realizados nos sistemas elétricos de potência com o intuito de se realizar um planejamento e uma operação desses sistemas de uma forma cada vez mais robusta, permitindo que esses mesmos sistemas operem em diversos cenários ou pontos de operação, com riscos minimizados de falhas no suprimento de energia aos seus consumidores.

Um adequado nível de segurança é fundamental para que os sistemas elétricos de potência possam operar e atender ao mercado de energia elétrica com robustez. Por esse motivo, para a avaliação da segurança dos sistemas de potência, atualmente, surgiram alguns interessantes conceitos e análises, tais como, a Avaliação de Segurança de Tensão (*Voltage Security Assessment*, VSA) e a Avaliação de Segurança Dinâmica (*Dynamic Security Assessment*, DSA), que fornecem importantes informações sobre os sistemas elétricos [1,2,3,7,8].

Dentro do contexto da Avaliação de Segurança Dinâmica de sistemas de potência, existe um conceito relacionado aos estudos de estabilidade transitória, que pode ser denominado como a Avaliação de Segurança Transitória (*Transient Security Assessment*, TSA), e um outro conceito mais específico relacionado aos estudos de estabilidade de sistemas elétricos frente a pequenas perturbações, que pode ser denominado como a Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais (*Small-Signal Security Assessment*, SSA). Esses conceitos e análises são extremamente importantes para a determinação do nível de segurança dos sistemas elétricos de potência e, conseqüentemente, para um correto planejamento e uma correta operação desses sistemas [1,2,3,7,8].

(\*) Av. Horácio Macedo, 354, Cidade Universitária – Rio de Janeiro – RJ – Brasil – CEP 21.941-911  
Tel: (+55 32) 2598-6231 – Fax: (+55 32) 2598-6451 – Email: thiagojmp@cepel.br

A avaliação de segurança consiste na análise do sistema elétrico de interesse, levando-se em consideração determinados cenários e diversas contingências críticas em sua rede elétrica, com o objetivo de se determinar os pontos de operação críticos para esse sistema, onde a ocorrência de uma determinada falta possa levar o sistema a um colapso e, conseqüentemente, gerar falhas no atendimento ao mercado de energia elétrica [1,2,3,4,5,6].

Neste artigo, será apresentado um resumo das principais características da VSA e da TSA, serão apresentados os conceitos básicos da SSA e será realizada uma Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais através da utilização do programa computacional PacDyn, desenvolvido pelo CEPEL. Para essa avaliação, será utilizado um caso exemplo proveniente do sistema SAGE, desenvolvido pelo mesmo centro de pesquisas. Os resultados obtidos, que serão apresentados neste trabalho, trariam relevantes informações aos operadores sobre o sistema em estudo. Estes resultados evidenciarão a importância deste tipo de ferramenta para garantia de uma operação mais segura e robusta, permitindo prever problemas e corrigi-los antes de conseqüências mais severas.

## 2.0 - AVALIAÇÕES DE SEGURANÇA DE TENSÃO (VSA) E TRÂNSITÓRIA (TSA)

No contexto das avaliações de segurança de sistemas elétricos de potência, a VSA está relacionada aos conceitos do estudo de estabilidade de tensão, consistindo na determinação, no monitoramento e na verificação dos níveis de tensão nos barramentos da rede elétrica do sistema de potência que está sendo estudado, operando em regime normal (sem perturbações) e nas piores situações de contingência, para se determinar se o atual ponto de operação, que está sendo verificado, pode ser considerado seguro. O caso em análise será definido como um ponto de operação seguro se nenhuma das contingências consideradas levar o sistema a um nível de tensão indesejado, o que poderia gerar problemas na operação desse sistema e interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Os critérios utilizados na avaliação de segurança de tensão, de uma forma geral, estão associados aos limites de sobre e subtensão, de potência ativa das usinas, de reservas de potência reativa, térmico ou de carregamento dos equipamentos, e de margens de estabilidade de tensão [1,2,3].

Como análise complementar à VSA, existe a Avaliação de Segurança Transitória de sistemas elétricos de potência. A TSA está relacionada aos conceitos do estudo de estabilidade angular ou transitória, consistindo na verificação e na análise do comportamento dinâmico das usinas ou centrais de geração do sistema de potência que está sendo estudado, na ocorrência das piores situações de contingência, com o objetivo de se determinar se o atual ponto de operação, que está sendo verificado, é dinamicamente seguro. O caso em análise será definido como um ponto de operação seguro se nenhuma das contingências consideradas for capaz de levar o sistema a uma perda de sincronismo entre os rotores dos seus geradores ou de suas usinas, respeitando a critérios previamente estabelecidos. De forma similar à VSA, os critérios utilizados na avaliação de segurança transitória, em geral, também estão associados aos limites de sobre e subtensão, de potência ativa das usinas, de reservas de potência reativa, térmico ou de carregamento dos equipamentos, e de margens de estabilidade transitória [1,2,3,4].

Para a realização da VSA e da TSA, tendo como ponto de partida um caso base e uma lista de contingências críticas para o sistema a ser estudado, são gerados diversos outros pontos de operação através da variação da potência ativa despachada por determinados grupos de geradores, com o objetivo de se determinar regiões de Segurança Estática e Dinâmica (*Static and Dynamic Security Assessment, SDSA*), que podem ser visualizadas através de nomogramas. Os nomogramas são capazes de fornecer importantes informações sobre o sistema em análise, mostrando as suas regiões de operação segura, auxiliando no planejamento e na operação desse sistema. Os nomogramas relacionam a potência gerada por dois grupos diferentes de usinas, informando se os critérios de segurança foram atendidos, como pode ser observado na figura 1 [1,2,3,4].

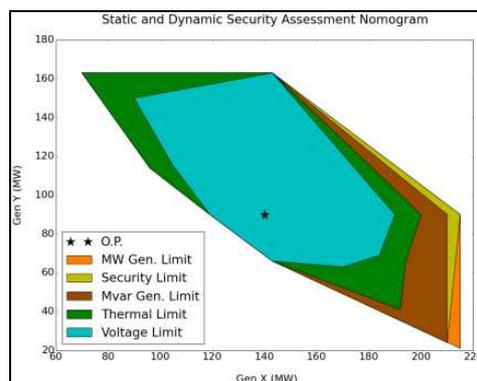


FIGURA 1 – Exemplo de nomograma utilizado na SDSA.

Através da avaliação dos nomogramas da SDSA, é possível identificar se o sistema elétrico estudado está operando próximo a algum de seus limites de segurança, permitindo ao planejador ou ao operador desse sistema melhorar o planejamento ou a operação do mesmo, através da recomendação de novas obras (aplicação *off-line*, planejamento) ou através da tomada de medidas operativas (aplicação *on-line*, operação) que levem o sistema a operar em um ponto de operação mais razoável, mais longe dos limites de segurança.

### 3.0 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA A PEQUENOS SINAIS (SSA)

Para complementar as avaliações realizadas através da VSA e da TSA, existe, ainda, a Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais. A SSA está relacionada aos conceitos do estudo de estabilidade a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência, consistindo na verificação e na análise do amortecimento dos modos de oscilações do sistema de potência que está sendo estudado, em regime normal e nas piores situações de contingências, com o objetivo de se determinar se esse sistema possui modos de oscilação pouco amortecidos que possam gerar problemas de estabilidade a pequenos sinais no ponto de operação que está sendo analisado. O caso base em análise será definido como um ponto de operação seguro se os casos em operação normal e os casos do sistema nas contingências consideradas, provenientes do caso base, não apresentarem modos com baixo amortecimento, ou seja, modos com amortecimento menor do que um determinado amortecimento mínimo desejado, uma vez que isso significaria problemas de estabilidade [1,2,3,6,7].

Para a realização da Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais, podem ser definidos três métodos distintos de se verificar o amortecimento dos modos de oscilação do sistema que está sendo estudado ou monitorado, sendo eles: o Método dos Nomogramas, o Método do Lugar das Raízes e, por fim, considerando-se a utilização da SSA em tempo real, a Monitoração de Amortecimento em Tempo-Real (*Real-Time Monitoring of Damping*, RTMD).

#### 3.1 Método dos Nomogramas

Assim como na VSA e na TSA, para a realização da SSA através do Método dos Nomogramas, tendo como ponto de partida um caso base e uma lista de contingências críticas para o sistema a ser estudado, são gerados diversos outros pontos de operação através da variação da potência ativa despachada por determinados grupos de geradores, com o objetivo de se determinar as regiões de segurança a pequenos sinais do sistema elétrico em análise, que podem ser visualizadas através de nomogramas. Os nomogramas são capazes de fornecer importantes informações sobre o amortecimento dos modos de oscilação desse sistema, mostrando suas diversas regiões de segurança, que variam de acordo com a faixa de amortecimento desses modos, como pode ser observado na figura 2 [1,2,3,6,7].

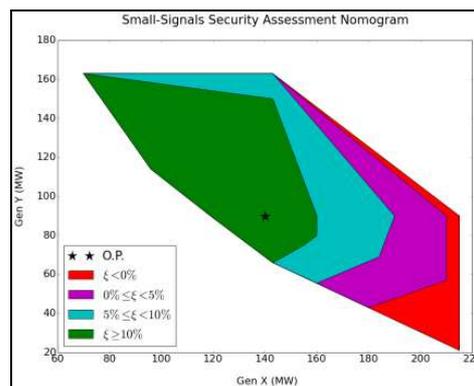


FIGURA 2 – Exemplo de nomograma utilizado na SSA.

Através da avaliação dos nomogramas da SSA, é possível identificar se o sistema elétrico estudado está operando próximo a algum de seus limites de amortecimento, o que permite a aquisição de informações adicionais e complementares àquelas obtidas através dos nomogramas da SDSA, possibilitando um melhor planejamento (aplicação *off-line*) e uma melhor operação (aplicação *on-line*) desse sistema, de forma que o mesmo possa operar em um ponto de operação mais robusto, permanecendo longe de seus limites de amortecimento.

#### 3.2 Método do Lugar das Raízes

O Método do Lugar das Raízes consiste no cálculo do *Root Locus* através da variação do despacho de potência ativa de determinadas usinas de interesse, onde é possível escolher como será realizado o redespacho de cada uma dessas máquinas, com o intuito de se obter um subconjunto mais detalhado das informações fornecidas pelo Método dos Nomogramas. No Método dos Nomogramas, as máquinas de um mesmo grupo são redespachadas de forma proporcional, enquanto que, no Método do Lugar das Raízes, as máquinas selecionadas têm seus despachos modificados de acordo com o interesse do analista que está realizando a SSA.

Dessa forma, o Método do Lugar das Raízes tem sua aplicação potencializada quando existe o interesse em um estudo mais detalhado de uma determinada direção de variação do despacho dos grupos de máquinas avaliada através do Método dos Nomogramas, com o objetivo de se verificar a segurança a pequenos sinais do sistema quando ocorre um determinado redespacho das máquinas de interesse.

A figura 3 apresenta uma representação esquemática de um cálculo de Lugar das Raízes utilizado para a SSA, mostrando o deslocamento de um modo de oscilação gerado pela variação do despacho de geradores do sistema, e uma relação entre o amortecimento desse modo e o redespacho de potência ativa dos geradores [6,7].

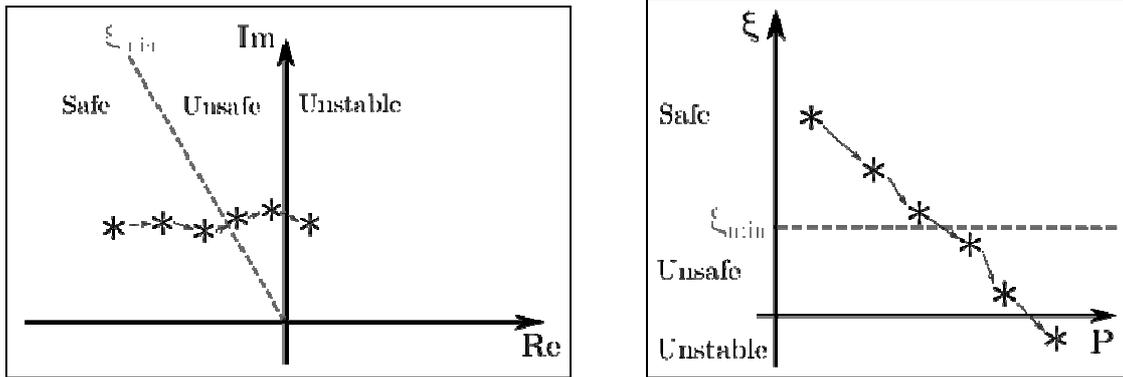


FIGURA 3 – Variação da posição e do amortecimento de um modo gerada pelo redespacho dos geradores.

Através da avaliação do Lugar das Raízes da SSA, é possível observar qual é a tendência do deslocamento dos modos de oscilação do sistema em uma determinada direção de variação do Método dos Nomogramas, porém variando o despacho de cada uma das máquinas dos grupos de geradores de forma mais detalhada, o que gera informações adicionais aos planejadores ou aos operadores do sistema em análise, permitindo um melhor planejamento e uma melhor operação desse sistema.

Pode-se, também, considerar o mesmo método para a monitoração da variação dos modos de oscilação para o sistema em contingência. Neste caso, cada contingência terá um diagrama associado, podendo-se identificar qual é a contingência mais crítica do ponto de vista do amortecimento mínimo de oscilações.

### 3.3 *Real-Time Monitoring of Damping*

Focando na Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais aplicada em tempo-real, é possível definir um novo conceito denominado Monitoração de Amortecimento em Tempo-Real (*Real-Time Monitoring of Damping*, RTMD). A Monitoração de Amortecimento em Tempo-Real (ou, simplesmente, RTMD) consiste na observação do amortecimento apresentado pelos modos de oscilação do sistema elétrico que está sendo monitorado com o objetivo de se determinar ou prever possíveis declíneos acentuados em seus valores, que poderiam levar esse sistema a operar com modos de oscilação com amortecimento abaixo do mínimo desejado.

A figura 4 mostra uma representação esquemática de uma RTMD com previsão (que poderia ser realizada através de uma extrapolação baseada em pontos anteriores) utilizada para a análise do amortecimento de um único modo do sistema que estaria sendo monitorado, onde são destacados os amortecimentos críticos de 5% (limite que representa um baixo amortecimento) e 0% (limite de estabilidade), e onde é possível observar as diferentes características de um sistema seguro e de um sistema inseguro.

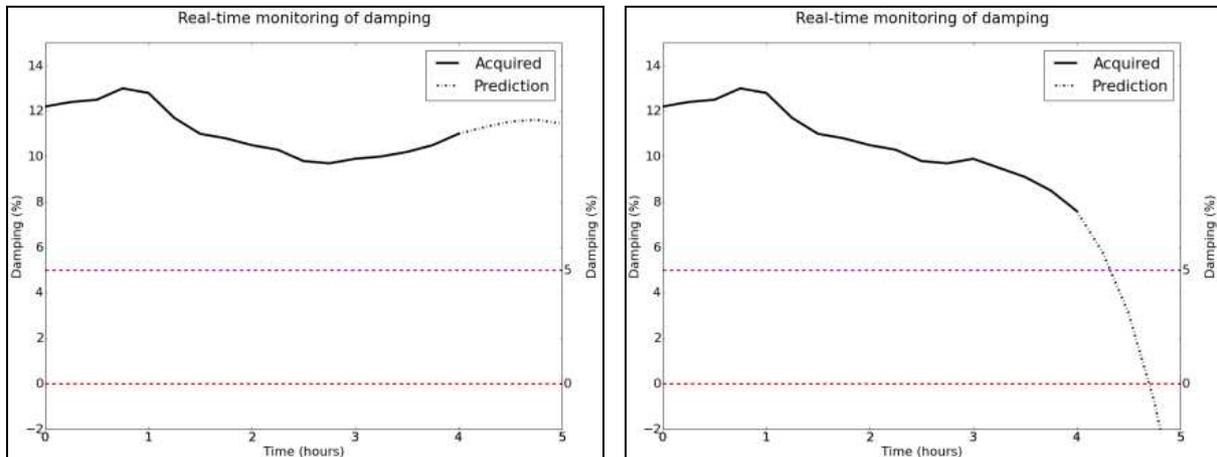


FIGURA 4 – Exemplo de RTMD com previsão de um sistema seguro e de um sistema inseguro.

Analisando as características mostradas na figura 4, é possível notar que um sistema seguro é aquele que mantém o amortecimento dos modos monitorados em valores acima dos valores críticos, enquanto que um sistema inseguro é aquele onde ocorrem violações em relação a algum dos amortecimentos críticos.

Em um sistema elétrico no qual se utilize a RTMD e seja determinada ou prevista uma diminuição indesejada no amortecimento dos modos que estão sendo monitorados, é possível pensar na realização de ações externas (atuações de controladores ou de operadores) no sistema em questão, com o intuito de melhorar o amortecimento desses modos, fazendo com que esse sistema continue operando de forma segura, com amortecimento sempre acima dos limites de segurança previamente definidos.

Assim como o Método do Lugar das Raízes, a RTMD também pode ser realizada considerando uma lista de contingências a ser analisada, com o objetivo de se destacar a contingência mais crítica para o sistema, indicando sempre, além do menor amortecimento em regime normal, o menor amortecimento do sistema em contingência.

A figura 5 mostra uma representação esquemática de uma RTMD de um sistema onde fosse prevista uma possível violação aos critérios de amortecimento, com a atuação de alguma ação externa para aumentar o amortecimento do modo de oscilação que estaria sendo monitorado. Dessa maneira, o sistema passaria a seguir um caminho diferente do previsto na RTMD, mantendo o amortecimento do modo em questão sempre acima dos valores críticos de amortecimento e, consequentemente, operando dentro de seus limites de segurança.

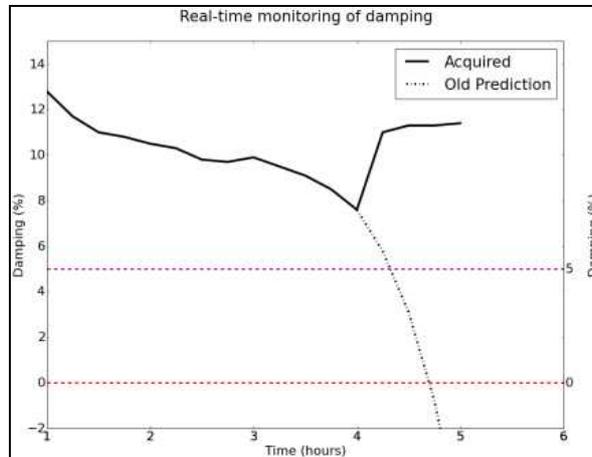


FIGURA 5 – Exemplo de RTMD de um sistema com ação de um atuador para a melhoria de seu amortecimento.

Analisando o gráfico mostrado na figura 5, é possível notar que, após a determinação ou a previsão de uma diminuição do amortecimento do modo monitorado, pode ser possível mudar o comportamento dinâmico do sistema, de forma que o mesmo passe a apresentar modos de oscilação mais bem amortecidos, através da realização de ações externas nesse sistema. Essas ações externas podem ser atuações automáticas de componentes da rede elétrica (através da utilização de sistemas de controle supervisão) ou podem estar relacionadas a atuações dos operadores do sistema.

As atuações dos operadores do sistema podem estar relacionadas a alterações em ajustes de controladores capazes de aumentar o amortecimento dos modos monitorados na RTMD ou, pensando na utilização conjunta com o Método dos Nomogramas em tempo-real, podem estar relacionadas a redespachos de potência ativa das usinas do sistema, em busca de um novo ponto de operação onde os modos apresentem amortecimento dentro dos limites de segurança previamente definidos [8].

As atuações automáticas de componentes da rede elétrica podem estar relacionadas à utilização de sistemas de controle supervisão e, caso os modos de oscilação monitorados na RTMD sejam eletromecânicos, podem estar relacionadas a modificações nos ajustes de determinados estabilizadores de sistema de potência que tenham grande influência no amortecimento dos modos observados. Os ajustes nos parâmetros das malhas de controle desses PSSs podem ser realizados de forma discreta ou contínua, caso sejam utilizados sistemas de controle adaptativos no projeto desses estabilizadores.

#### 4.0 - IMPLEMENTAÇÕES, SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A implementação da Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais no PacDyn foi focada na utilização do Método QR para o cálculo de modos de oscilação e na utilização do Método dos Nomogramas para a visualização dos resultados. Para a realização da SSA no PacDyn, é necessária a utilização de toda a base de dados de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos gerada na Avaliação de Segurança Estática e Dinâmica (SDSA) realizada através dos programas computacionais ANAREDE e ANATEM, ambos do CEPEL, e descrita em [1,2]. Futuramente, será implementada a Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais no PacDyn, com a utilização do Método DPSE para o cálculo de modos de oscilação.

##### 4.1 Implementação no PacDyn

Tendo como premissa a utilização da base de dados mencionada, foi desenvolvida uma nova função no PacDyn que calcula todos os modos de oscilação do sistema elétrico que está sendo analisado, através do Método QR, para cada um dos pontos de operação gerados para a determinação da região de segurança dinâmica da SDSA, considerando o sistema em sua operação normal e nas contingências desejadas, e que obtém o amortecimento de cada um desses modos, para, em seguida, realizar a verificação do atendimento aos critérios de amortecimento mínimo e a determinação das regiões de segurança desse sistema.

Nessa implementação, foram definidas quatro regiões de segurança, de acordo com a faixa de amortecimento do modo de oscilação menos amortecido do sistema, sendo elas:

- Região 1 (Segura / Estável / Alto Amortecimento): Amortecimento  $\geq 10\%$ ;
- Região 2 (Segura / Estável / Médio Amortecimento):  $5\% \leq$  Amortecimento  $< 10\%$ ;
- Região 3 (Insegura / Estável / Baixo Amortecimento):  $0\% \leq$  Amortecimento  $< 5\%$ ;
- Região 4 (Insegura / Instável / Amortecimento Negativo): Amortecimento  $< 0\%$ .

Ao rodar a nova funcionalidade do programa PacDyn, são gerados três conjuntos de nomogramas com a definição gráfica das quatro regiões citadas em cada um deles, onde o primeiro conjunto de nomogramas representa as regiões de segurança do sistema em operação normal, o segundo conjunto de nomogramas representa as regiões de segurança do sistema nas contingências desejadas e o terceiro conjunto de nomogramas representa as regiões de segurança do sistema em operação normal com as delimitações das regiões de segurança do sistema operando nas contingências consideradas.

#### 4.2 Simulações e Resultados

Para testar as implementações realizadas no PacDyn, foi realizada a SSA de um caso exemplo do Sistema Interligado Nacional (SIN), equivalentado, contendo 65 barras e 30 máquinas (referentes a 6 usinas equivalentes), em um ponto de operação obtido através do sistema SAGE, onde foram modificadas as gerações das máquinas equivalentes da região sudeste. Foram, também, realizados reajustes em PSSs utilizados no caso, para que o caso base tivesse um amortecimento mínimo maior que 10%, para que esse ponto de operação ficasse, então, localizado na região de segurança 1 na avaliação de segurança.

Inicialmente, foi utilizado o ANAREDE para a geração dos casos que seriam utilizados na SDSA e na SSA, onde foram utilizadas 100 direções de variação dos despachos de potência ativa de três grupos de usinas. Além disso, foram indicadas duas linhas de transmissão, com carregamentos na faixa de 1.300MW e 500MW, para formar a lista de contingências que deveriam ser consideradas na SSA.

Tendo a base de dados pronta, contendo os dados de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos, foi utilizada a função de Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais desenvolvida no PacDyn para a determinação das regiões de segurança a pequenos sinais, que podem ser visualizadas através de nomogramas.

As figuras 6, 7 e 8 mostram as regiões de segurança a pequenos sinais obtidas, através da SSA desenvolvida no programa computacional PacDyn, para o caso exemplo aqui descrito, onde são mostradas as regiões de segurança associadas à operação em regime normal do sistema (figura 6), as regiões de segurança associadas à operação do sistema nas contingências desejadas (figura 7) e as regiões de segurança associadas à operação em regime normal do sistema com as delimitações das regiões obtidas para o sistema nas contingências consideradas (figura 8).

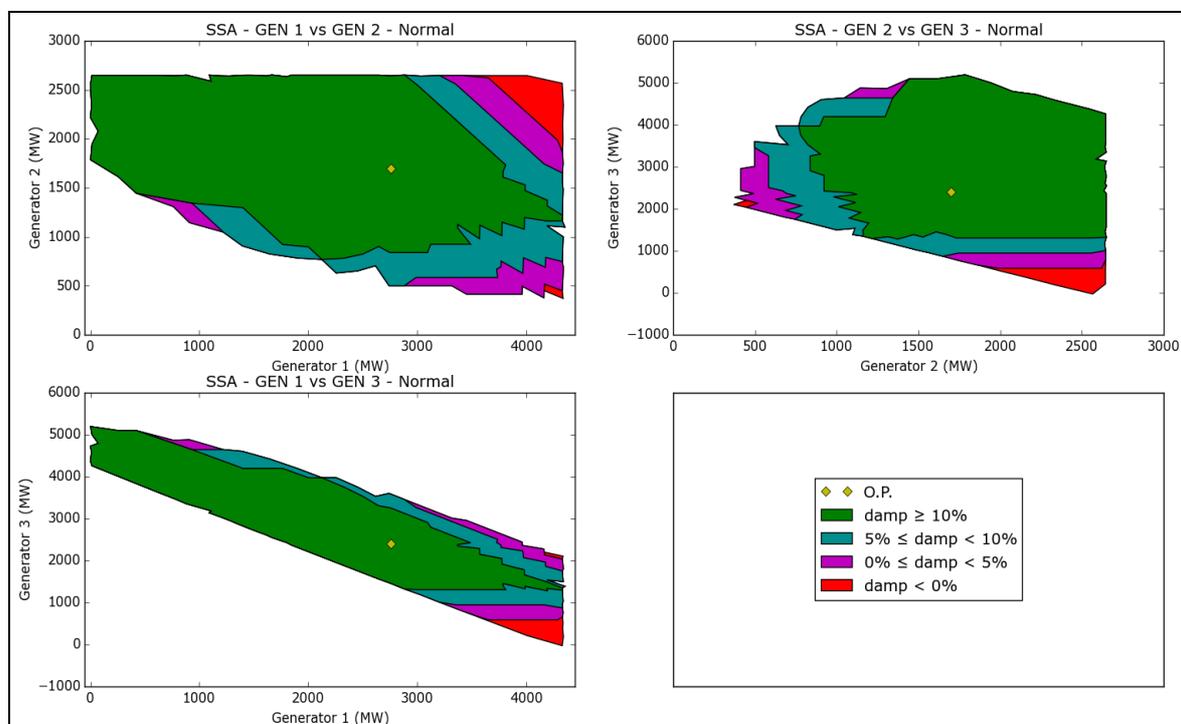


FIGURA 6 – Nomogramas gerados para o sistema operando em regime normal.

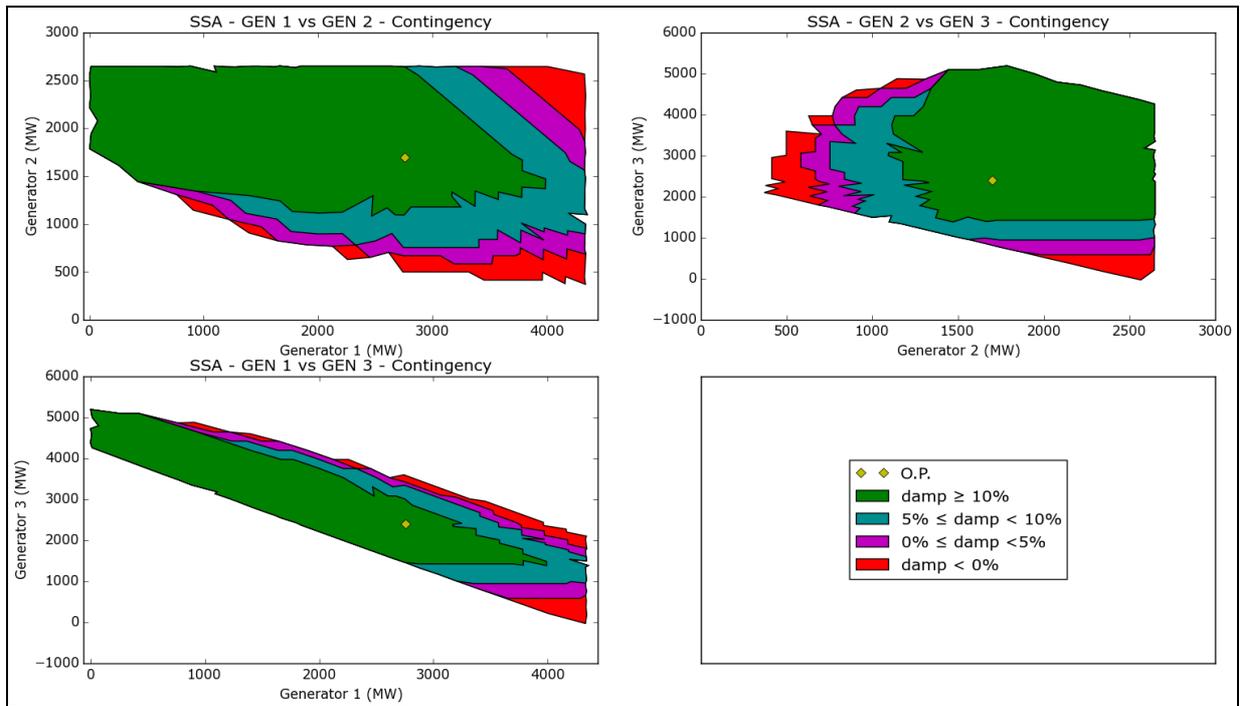


FIGURA 7 – Nomogramas gerados para o sistema operando nas contingências consideradas.

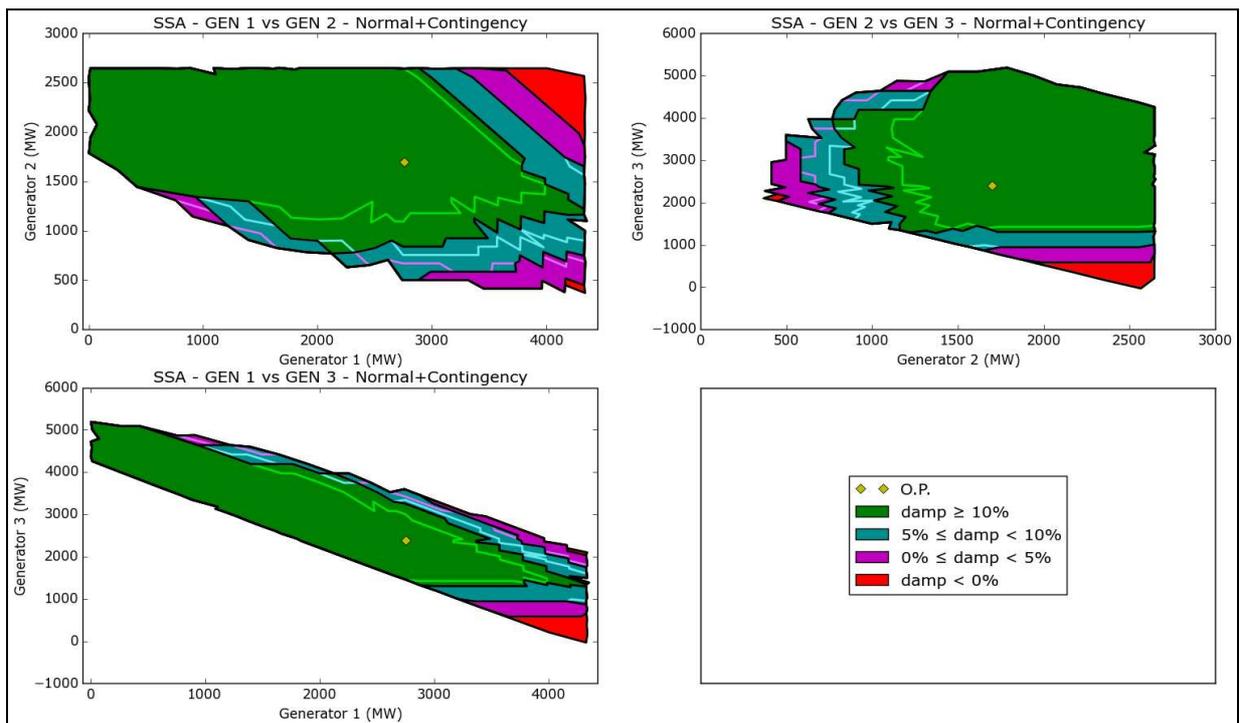


FIGURA 8 – Nomogramas gerados para o sistema em regime normal com as delimitações das contingências.

Observando os resultados obtidos através da SSA do PacDyn (mostrados nas figuras 6, 7 e 8), é possível notar que o ponto de operação atual do sistema está localizado na região de segurança 1 dos nomogramas, apresentando modos de oscilação com alto amortecimento. É possível notar, também, o quão distante esse ponto de operação se encontra das fronteiras das regiões de segurança definidas na SSA. Ainda é possível observar a influência do grupo de contingências analisado no amortecimento dos modos de oscilação do sistema. As contingências alteram o amortecimento dos modos obtidos nos casos do sistema em operação normal e, com isso, geram nomogramas um pouco diferentes dos obtidos para esses casos.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo, foram revisados os conceitos fundamentais e as principais características das avaliações de segurança de tensão (VSA), transitória (TSA) e a pequenos sinais (SSA). Foram definidos três métodos distintos de verificação do amortecimento dos modos do sistema que está sendo analisado na SSA, para a determinação do atendimento aos critérios de amortecimento utilizados na avaliação, sendo eles: o Método dos Nomogramas, o Método do Lugar das Raízes e a Monitoração de Amortecimento em Tempo-Real (RTMD).

Em seguida, foi descrita, resumidamente, a implementação da nova função do programa PacDyn para a realização da Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais, onde os modos do sistema em estudo são calculados através do Método QR e os resultados são visualizados através do Método dos Nomogramas.

Para testar a nova implementação do PacDyn, foi realizada a SSA de um caso exemplo do Sistema Interligado Nacional (SIN), equivalentado, contendo 65 barras e 30 máquinas (referentes a 6 usinas equivalentes), tendo como caso base um ponto de operação obtido através do sistema SAGE.

Analisando os resultados obtidos na SSA do caso exemplo, é possível notar todas as informações que os nomogramas são capazes de fornecer para os planejadores e para os operadores do sistema, mostrando as distâncias do ponto de operação atual até as fronteiras das regiões de segurança e permitindo atuações externas no sistema com o objetivo de melhorar o amortecimento de seus modos de oscilação.

Pode-se concluir que os nomogramas apresentados pela SSA do PacDyn apresentam informações fundamentais que servem como insumos para os planejadores e para os operadores, permitindo um melhor planejamento e uma melhor operação dos sistemas elétricos de potência.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALVES, F. R. M., HENRIQUES, R. M., PASSOS FILHO, J. A., GOMES JUNIOR, S., BORGES, C. L. T., FALCÃO, D. M., RANGEL, R. D., AVELEDA, A. A., TARANTO, G. N., ASSIS, T. M. L., "Ferramenta Integrada para Avaliação da Segurança Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência de Grande Porte", XII SEPOPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.
- [2] HENRIQUES, R. M., ALVES, F. R. M., PASSOS FILHO, J. A., GOMES JUNIOR, S., RANGEL, R. D., BORGES, C. L. T., FALCAO, D. M., TARANTO, G. N., ASSIS, T. M. L., "Melhorias da Avaliação de Segurança de Sistemas Elétricos Através da Representação Detalhada de Equipamentos e Monitoração do Amortecimento de Oscilações", XXII SNTPEE, Brasília, DF, Brasil, 2013.
- [3] MORISON, K., HAMADANIZADEH, H., WANG, L., "Dynamic Security Assessment Tools", Power Engineering Society Summer Meeting, p. 282-286, IEEE, 1999.
- [4] KERIN, U., BALAURESCU, R., LAZAR, F., KREBS, R., BALASIU, F., "Dynamic Security Assessment in System Operation and Planning – First Experiences", Power and Energy Society General Meeting, p. 1-6, IEEE, 2012.
- [5] WANG, L., HOWELL, F., KUNDUR, P., CHUNG, C. Y., XU, W., "A Tool for Small-Signal Security Assessment of Power Systems", International Conference on Power Industry Computer Applications, p. 246-252, IEEE, 2001.
- [6] KERIN, U., TUAN, T. N., LERCH, E., BIZJAK, G., "Small Signal Security Index for Contingency Classification in Dynamic Security Assessment", PowerTech 2011 Trendheim, p. 1-6, IEEE, 2011.
- [7] MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P., "Power System Security Assessment", Power and Energy Magazine, v. 2, n. 5, p. 30-39, IEEE, 2004.
- [8] ASSIS, T. M. L., "Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência Através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes", Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Thiago Jose Masseran Antunes Parreiras possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2009) e mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2012). Atualmente cursa doutorado em engenharia elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro e é Profissional Pesquisador II do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Tem experiência na área de engenharia elétrica, com ênfase em sistemas elétricos de potência, atuando principalmente nos seguintes temas: dinâmica, controle e estabilidade de sistemas elétricos.



Sergio Gomes Junior. graduou-se em Engenharia Elétrica em 1992 pela Universidade Federal Fluminense, concluiu Mestrado e Doutorado também em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1995 e 2002 e em 2004 fez um pós-doutorado na *Northeastern University* em Boston, Estados Unidos. Desde 1994 é pesquisador do Cepel trabalhando na pesquisa e desenvolvimento de programas computacionais para a análise de sistemas de potência e desde 2000 é gerente do projeto PacDyn no Cepel. Desde 2010 também é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense. Suas principais áreas de interesse são: dinâmica e controle de sistemas de potência, eletrônica de potência, harmônicos e transitórios eletromagnéticos. É *Senior Member* do IEEE e membro do Comitê de Estudos B4 do Cigré-Brasil.



Glauco Nery Taranto possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1988), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1991), doutorado em Engenharia Elétrica pelo Rensselaer Polytechnic Institute, EUA (1994) e pós-doutorado pelo Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão (2006). Atualmente é Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: *small-signal stability, voltage stability, transient stability, robust control, optimal power flow, fast time-domain simulation, genetic algorithms, object-oriented modeling, phasor measurements, distributed generation e three-phase power flow*. É *Senior Member* do IEEE, membro da CIGRÉ e foi Presidente do IEEE Seção Rio de Janeiro no biênio 2008-2009. Foi o presidente do 2010 IREP International Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII, Búzios, RJ.



Nicolas Abreu Rocha Leite Netto possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2014). Atualmente cursa mestrado em engenharia elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro e é Profissional Pesquisador I do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Tem experiência na área de engenharia elétrica, com ênfase em sistemas elétricos de potência, atuando principalmente nos seguintes temas: dinâmica, controle e estabilidade de sistemas elétricos.



Tiago Santana do Amaral graduou-se em Engenharia Elétrica em 2004 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, concluiu Mestrado também em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2007. Desde 2006 é pesquisador do Cepel trabalhando na pesquisa e desenvolvimento de programas computacionais para a análise de sistemas de potência. Suas principais áreas de interesse são: confiabilidade e dinâmica e controle de sistemas de potência.



Kjetil Uhlen é professor na área de Sistemas de Potência da Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, Noruega, e Consultor Especial na STATNETT (Operadora do Sistema Norueguês). Ele possui Mestrado (1986) e PhD (1994) em Engenharia de Controle. Suas principais áreas de interesse são pesquisa e educação em controle e operação de sistemas de potência, dinâmica de sistemas de potência e integração de geração eólica.