



**XXII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GAT/06
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IV

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

Melhorias da Avaliação de Segurança de Sistemas Elétricos Através da Representação Detalhada de Equipamentos e Monitoração do Amortecimento de Oscilações

Ricardo Mota Henriques (*)
CEPEL - UFJF

Flávio Rodrigo de Miranda Alves
CEPEL

João Alberto Passos Filho
UFJF

Sérgio Gomes Júnior
CEPEL

Ricardo Diniz Rangel
CEPEL

Carmen Lucia Tancredo Borges
COPPE - UFRJ

Djalma Mosquera Falcão
COPPE - UFRJ

Glauco Nery Taranto
COPPE - UFRJ

Tatiana Mariano Lessa Assis
COPPE - UFRJ

RESUMO

A avaliação da segurança é uma importante ferramenta, tanto para a operação em tempo real quanto para o planejamento da operação e da expansão de sistemas elétricos de potência de grande porte. A principal informação fornecida por uma ferramenta para avaliação de segurança (VSA, do inglês *Voltage Security Assessment* ou DSA, do inglês *Dynamic Security Assessment*) é a posição relativa do ponto de operação analisado (atual, se considerarmos a utilização em tempo-real, ou previsto, se considerarmos a utilização em planejamento) em relação às fronteiras da região considerada segura, expressas através de nomogramas. A representação detalhada dos equipamentos, que têm influência sobre estes limites, é fundamental para que a envoltória do nomograma represente a real capacidade do sistema elétrico de suportar as contingências consideradas em cada ponto ao longo das direções de transferência de geração. Em relação à segurança dinâmica, os limites operativos são verificados ao longo do tempo em simulações das contingências selecionadas, observando os critérios de desempenho dinâmico definidos para garantir a operação segura do sistema, incluindo avaliações de amortecimento de oscilações eletromecânicas. Este trabalho descreve o impacto da representação detalhada de geradores no programa ANAREDE (Geradores Individualizados) sobre as regiões de segurança, bem como da implementação da monitoração do amortecimento de oscilações através programa ANATEM, visando adequá-lo aos critérios exigidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

PALAVRAS-CHAVE

Região de Segurança, Nomograma, Geradores Individualizados, Amortecimento de Oscilações, VSA-DNA

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) para atender ao aumento da demanda de energia elétrica e a desverticalização das empresas de energia elétrica em todo o mundo ao longo das duas últimas décadas resultou na operação destes sistemas cada vez mais próximos de seus limites físicos e operacionais (1). No caso específico do Sistema Interligado Nacional (SIN), a coordenação da operação hidrotérmica permite ganhos energéticos importantes e a redução dos investimentos, em função da complementaridade de regimes hidrológicos entre diferentes bacias hidrográficas nos subsistemas (2) ALMEIDA, F. C., PASSOS FILHO, J. A., PEREIRA, J. L., HENRIQUES, R. M., & MARCATO, A. L. (2013). "Assessment of Load Modeling in Power System Security Analysis Based on Static Security Regions". *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 1-14.

(3).

(*) Rua José Lourenço Kelmer, s/n – Campus Universitário da UFJF – Faculdade de Engenharia – Sala 4272
Bairro São Pedro – CEP 36.036-330 – Juiz de Fora, MG – Brasil
Tel: (+55 32) 2102-3495 – Fax: (+55 32) 2102-3401 – Email: ricardo.henriques@ufjf.edu.br

Com a entrada em operação das usinas do Rio Madeira e a perspectiva de entrada em operação a médio prazo das usinas de Belo Monte, Teles Pires e do Rio Tapajós, a multiplicidade de cenários de intercâmbio de potência ativa entre áreas exige uma nova geração de ferramentas computacionais que garantam a segurança estática e dinâmica da operação do SIN, em operação normal e para situações de emergência, tanto em estudos *off-line* quanto no ambiente de sala de controle. No entanto, o desenvolvimento de tal ferramenta, com módulos para avaliação da segurança transitória (TSA – do inglês *Transient Security Assessment*), avaliação da estabilidade a pequenos sinais (SSA – do inglês *Small Signal Stability Assessment*), avaliação da segurança de tensão (VSA – do inglês *Voltage Security Assessment*), dentre outras, não é uma tarefa simples (1,(4).

A principal informação fornecida por uma ferramenta para avaliação de segurança é a posição relativa do ponto de operação em análise em relação às fronteiras da região considerada segura (margens de segurança), expressas através de nomogramas. Com base nesta informação podem ser tomadas medidas para manter o atendimento da carga deslocando o ponto de operação para uma região distante das fronteiras do nomograma, garantindo uma operação mais segura em relação ao conjunto de contingências analisado. É sabido que as fronteiras do nomograma são definidas por diversos limites (limite de geração de potência reativa, limite térmico, limite de tensão, etc.). Desta forma, a representação detalhada (realista) dos equipamentos, que têm influência sobre estes limites, é fundamental para que a envoltória do nomograma represente a real capacidade do sistema elétrico de suportar as contingências consideradas em cada ponto ao longo das direções de transferência de geração.

Nos últimos anos o CEPEL vem desenvolvendo funcionalidades específicas no programa ANAREDE, objetivando aproximar os modelos utilizados na representação do sistema à sua real configuração. O principal objetivo de tais desenvolvimentos é representar da melhor forma possível mecanismos de controle de tensão e a configuração de equipamentos/elementos nos diversos estudos elétricos comumente realizados pelas empresas do setor. Entre estas funcionalidades pode-se citar a representação da curva de capacidade de geração de potência reativa, individualização de geradores, adequação e individualização da modelagem da carga e o chaveamento automático e discreto de bancos shunt.

Em relação à segurança dinâmica, os limites operativos são verificados ao longo do tempo em simulações de uma lista de contingências selecionadas (prioritária), utilizando os pontos de operação originários da avaliação de segurança estática. Estes resultados utilizando o programa ANATEM foram apresentados em (1).

Este trabalho tem por principal objetivo avaliar o impacto da representação da geração individualizada na obtenção das regiões de segurança (1), buscando uma avaliação mais realista das margens de segurança do sistema. São considerados o ajuste automático do número de unidades geradoras e o consequente ajuste da impedância do transformador elevador, bem como a influência do ajuste dos limites de geração de potência reativa que acompanham a entrada de novas unidades geradoras em um sistema tutorial de 9 barras (5). São apresentados os resultados preliminares da implementação de um algoritmo para detecção de problemas de amortecimento de oscilações durante a simulação dinâmica de contingências. Neste artigo são utilizados casos tutoriais para demonstrar os impactos dos desenvolvimentos realizados nas ferramentas computacionais ANAREDE e ANATEM, desenvolvidas pelo CEPEL.

2.0 - CONCEITOS BÁSICOS

Nesta seção são apresentados os conceitos básicos referentes à uma ferramenta para avaliação da segurança estática e dinâmica (SDSA – do inglês *Static and Dynamic Security Assessment*). Estes conceitos estão apresentados com maiores detalhes em (1) e (2), sendo reproduzidos aqui apenas os mais relevantes ao contexto deste trabalho.

Um SDSA deve efetuar a avaliação da segurança estática e dinâmica de um SEP. Esta avaliação pode ser empregada no monitoramento de um SEP em tempo-real ou em estudos *off-line* (6). Podemos considerar que as duas principais diferenças entre SDSAs *on-line* e *off-line* são a origem dos dados e os requisitos de tempo de execução.

No caso de SDSAs *off-line* (Figura 1) os dados do SEP a ser avaliado são obtidos de um arquivo em formato binário ou texto, onde tais dados estão representados no modelo nó-ramo, que é o modelo normalmente adotado em estudos de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos. Os casos utilizados podem, por exemplo, representar os diferentes horizontes de planejamento da operação e da expansão utilizados para estudos do SIN. Neste trabalho estamos interessados em SDSAs que realizam a avaliação estática e dinâmica de SEPs baseados na solução analítica dos problemas de fluxo de potência, simulação de transitórios eletromecânicos

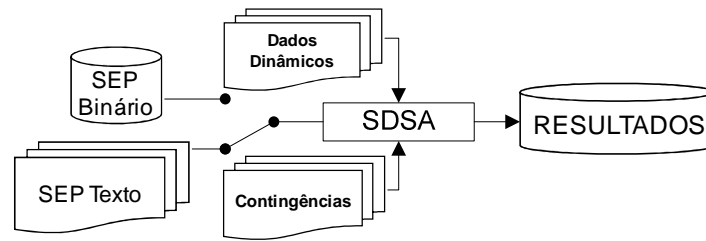


Figura 1 - Esquema de utilização de um sistema SDSA *off-line*

2.1 Modelos de Regime Permanente

A qualidade dos resultados gerados por uma ferramenta SDSA e a confiança de engenheiros e operadores em tomar decisões baseados nestes resultados depende da qualidade dos modelos estáticos e dinâmicos da rede elétrica e dos equipamentos a ela conectados utilizados na avaliação de segurança do SEP.

No processo de transferência de geração entre áreas, conforme descrito em (7), o aumento ou diminuição no valor da geração equivalente de uma usina, pertencente a um dos grupo de geração envolvidos na transferência, implica na entrada ou saída de novas unidades geradoras. Esta entrada ou saída de unidades geradoras acarreta também a inclusão ou retirada de transformadores elevadores do SEP em análise. Como nos casos do SIN estes transformadores são agregados em um transformador equivalente para cada grupo de máquinas das usinas, quando há inclusão ou retirada de unidades geradoras, deve-se alterar também o valor da reatância do transformador equivalente, de forma a refletir o número de unidades geradoras em operação. Ainda dentro deste processo, ao adicionar ou retirar unidades geradoras, é necessário contabilizar as mudanças nos limites de geração mínima e máxima de potência reativa equivalente das usinas participantes do processo de transferência de geração. Os limites equivalentes aumentam com a entrada de novas máquinas e diminuem quando se faz a redução de unidades em operação.

A partir do ano de 2006, foi implementada no programa ANAREDE a chamada individualização de equipamentos, que, em um primeiro momento, visava a automação dos estudos de recomposição (8). Embora tenha sido implementada neste contexto, a individualização de equipamentos trouxe benefícios em todos os níveis de estudos feitos através da ferramenta, destacando-se a individualização de bancos shunt chaveáveis, cargas e geradores.

Neste contexto de individualização de equipamentos, o modelo de gerador, além da possibilidade de individualização, com a especificação do número de unidades que compõem o grupo e quantas destas unidades estão efetivamente em operação, passa a incluir dados do transformador elevador e da própria máquina que permitem o traçado da sua curva de capacidade de geração de potência reativa. Com estas facilidades são determinados automaticamente a reatância equivalente do transformador elevador e o ponto de operação na curva de capacidade da usina em função do número de unidades geradoras em operação. Há ainda a possibilidade de representação simples e individual dos limites reativos sem o uso da curva de capacidade, obtida a partir de dados específicos da máquina, que normalmente não estão presentes nos estudos de fluxo de potência.

Na Figura 2 a seguir, está representada a forma como os geradores individualizados são agregados ao sistema em estudo. Nota-se que os geradores individualizados impactam o valor do gerador equivalente (G_{Eq}), nos valores de injeção total da potência ativa e reativa, bem como nos limites totais de potência reativa. Também o valor da reatância do transformador elevador equivalente (X_{Eq}) é impactado pelo número de unidades “n” em operação.

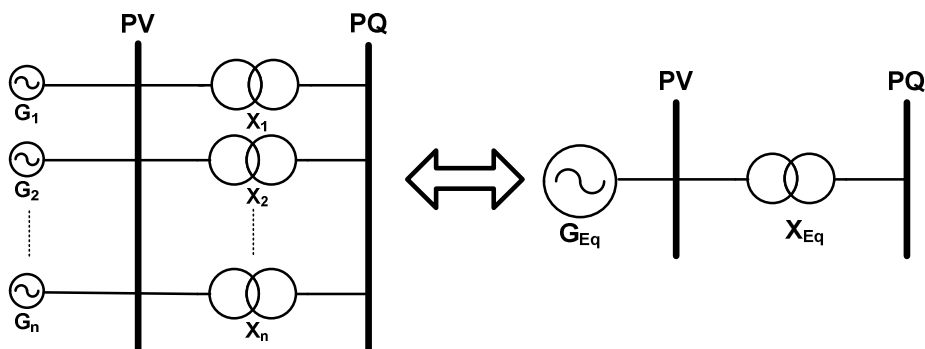


Figura 2 – Esquema de representação dos geradores individualizados

O modelo de gerador individualizado no programa ANAREDE permite trabalhar em 2 modos: modo S e modo N. No modo S, o número de unidades é calculado de acordo com o despacho global da usina. Já no modo N, o valor do

despacho global da usina é função do valor selecionado para o número de unidades em operação. Nos dois casos, o número de unidades em operação deve estar entre os valores mínimo e máximo de unidades informados. O Código de Execução para inclusão dos dados individualizados de gerador é o DGEI (Dados de Geradores Individualizados).

2.2 Modelos Dinâmicos

Aos dados dos modelos de rede e equipamentos em regime permanente devem ser adicionados os dados dos modelos dinâmicos. Malhas de controle complexas, dotadas de limitadores e controles especiais, tais como as existentes em limitadores de sobre-excitação, esquemas especiais de proteção, equipamentos FACTS, elos de corrente contínua, controles conjuntos de elos de corrente contínua (*master control*), geradores eólicos, etc, devem ser corretamente representadas. Caso contrário, não teremos uma avaliação de segurança estática e dinâmica confiável.

Além dos critérios de regime permanente, a estabilidade do sistema é verificada, considerando adicionalmente os critérios dinâmicos de limite de tensão recomendados nos Procedimentos de Rede do ONS.

É necessário que, além de uma representação detalhada e confiável da rede para simulação dinâmica das contingências, a ferramenta computacional possa capturar o atendimento aos critérios de desempenho descritos anteriormente. O não atendimento a estes critérios indica que uma determinada contingência representada perigo para o sistema, ainda que a simulação dinâmica seja concluída satisfatoriamente. Logo, a avaliação de segurança dinâmica pode conter envoltórias relacionadas aos critérios dinâmicos de limite de tensão pré-estabelecidos.

2.3 Visualização de Resultados

A análise de segurança de um SEP realizada por uma ferramenta SDSA gera uma enorme quantidade de resultados que precisam ser filtrados e sintetizados de forma adequada para que se tornem efetivamente úteis. A forma mais difundida de visualização de resultados de um SDSA é, sem dúvida, o nomograma (Figura 3). Um nomograma é, na verdade, a projeção ortogonal de uma região de segurança (estática ou dinâmica) sobre um dos planos que representam as possíveis direções de transferência de geração entre dois grupos de geradores ($G1 \times G2$, $G2 \times G3$ ou $G1 \times G3$).

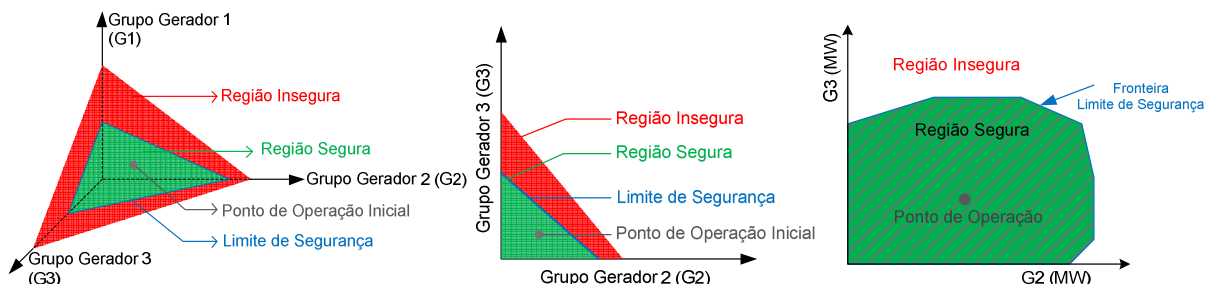


Figura 3 – Região de segurança (esquerda) e nomogramas (centro e direita)

3.0 - ARQUITETURA DO SDSA

Conforme detalhado em (1), a base para o desenvolvimento do SDSA proposto foi a implementação no programa ANAREDE de uma função para determinação da máxima transferência de potência ativa entre dois grupos geradores (7). A avaliação de segurança estática foi desenvolvida a partir desta funcionalidade e começa com a divisão do SEP em três grupos de geradores (Figura 4), sendo G2 a região exportadora (REXP), G3 a região importadora (RIMP) e G1 o grupo de geradores “de referência”, responsável pelo fechamento do balanço entre a carga e a geração.

Uma vez definidos os grupos de geradores, resta definir o número de direções de transferência de geração, o passo de transferência de geração e o montante de potência ativa que se deseja transferir da região exportadora para a região importadora. A primeira direção de transferência foi definida como 45° e as demais direções estão uniformemente distribuídas em torno de 360°. O processo de transferência de geração tem início com a modificação da geração do caso base de um valor igual ao passo de transferência de geração, seguida da verificação da convergência do fluxo de potência. Este processo é realizado automaticamente até que o montante de potência estabelecido seja transferido ou os casos deixem de convergir. Para cada ponto de operação viável gerado ao longo das direções de transferência de geração é efetuada uma análise de contingências utilizando uma lista de contingências pré-definida, com as contingências mais severas e/ou mais prováveis. Tanto para o ponto de

operação quanto para a análise de contingências, são considerados como critérios de segurança: magnitude das tensões dos barramentos, sobrecarga em linhas de transmissão e transformadores, geração de potência reativa e convergência de casos de contingência.

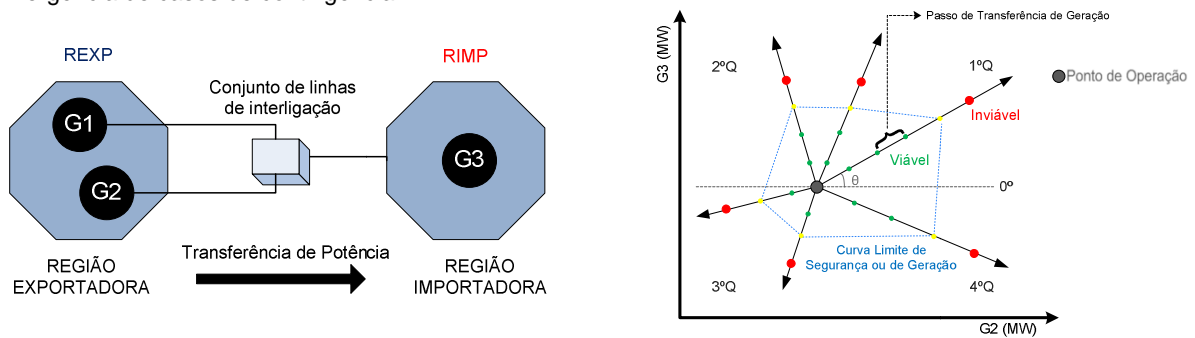


Figura 4 – Grupos de Geração, Direções de Transferência e Região de Segurança

A linha pontilhada na Figura 4 mostra uma região de segurança estática (RSE). Os pontos amarelos que delimitam esta região sobre as direções de transferência de geração representam os últimos pontos de operação para os quais não houve violação ou o limite de transferência de geração foi atingido. Os pontos verdes, internos à região, representam pontos de operação onde nenhuma violação foi verificada e o limite de transferência de geração não foi atingido. Finalmente, os pontos vermelhos representam pontos de operação para os quais alguma violação foi verificada.

4.0 - RESULTADOS

Neste item são apresentados alguns resultados de simulações com a ferramenta SDSA desenvolvida a partir dos programas ANAREDE e ANATEM. Foi utilizado um sistema tutorial de pequeno porte, amplamente utilizado na literatura, para testar tanto a influência da representação individualizada dos geradores na região de segurança estática (RSE) quanto demonstrar os avanços no traçado da região de segurança dinâmica (RSD) em relação à monitoração do amortecimento de oscilações e aos critérios expressos nos Procedimentos de Rede do ONS.

4.1 RSE do Sistema de 9 Barras com Geração Individualizada

O primeiro sistema selecionado é um sistema tutorial de pequeno porte, apresentado em (9), e é composto por 9 barras e 9 circuitos. A Figura 5-a exibe sua topologia, bem como os três grupos de geração adotados na RSE.

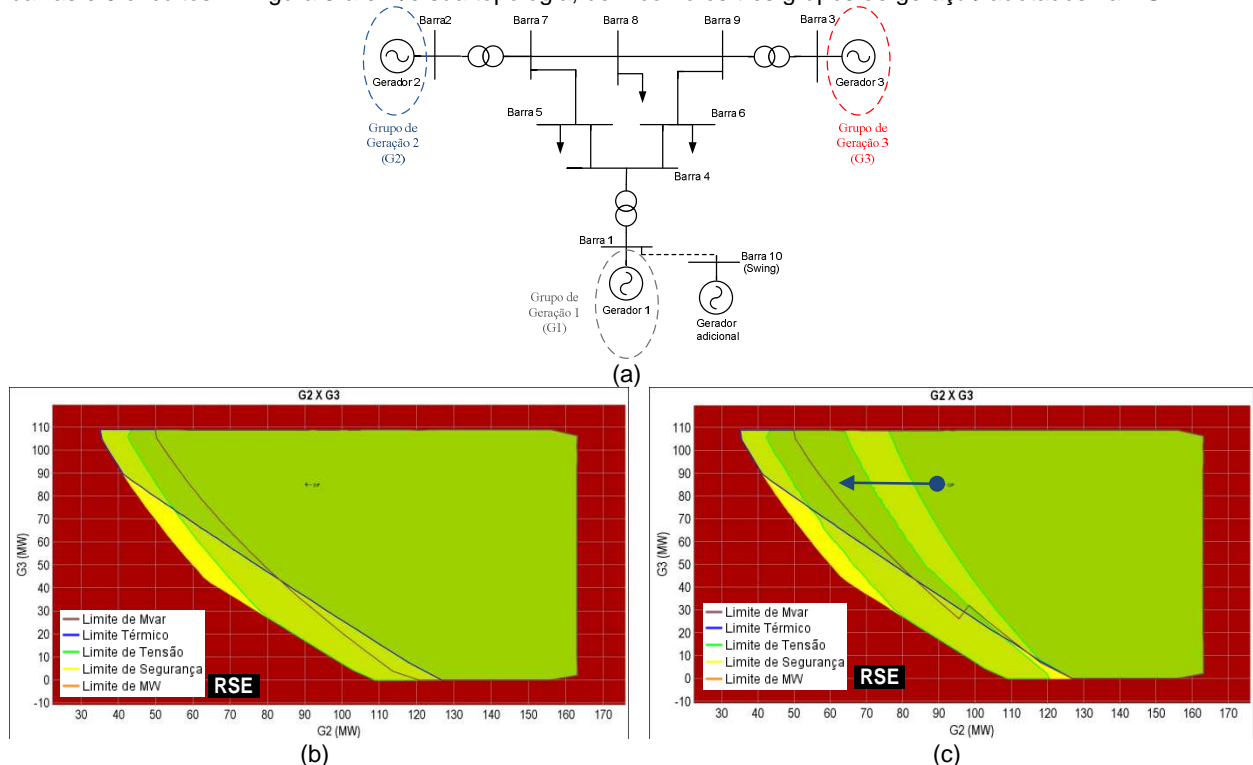


Figura 5 – Topologia do sistema tutorial 9 barras (a) e planos G2 x G3 sem (b) e com (c) geradores individualizados

Trata-se de um sistema composto originalmente por 9 barras, dentre as quais três são do tipo PV (Barras 1, 2 e 3) e seis do tipo PQ (Barras de 4 a 9). O sistema é ainda acrescido de uma barra *swing* fictícia (Barra 10). O objetivo da inclusão desta nova barra é compensação da variação das perdas elétricas do sistema devido a alteração do perfil de geração durante o processo de obtenção da RSE. Cabe ressaltar que a barra *swing* adicional no caso base de referência é ajustada de tal forma que sua geração de potência, tanto ativa quanto reativa, seja nula. Como o sistema de 9 barras possui somente três unidades geradoras a divisão torna-se trivial, pois cada grupo deverá conter obrigatoriamente um gerador.

Para avaliação do impacto da representação individualizada de geradores, o gerador da Barra 2 foi representado através de 4 unidades geradoras. Considerou-se adicionalmente que o número mínimo de unidades é 2. Foram utilizados limites de geração de potência reativa fixos e iguais a 25% do limite total da barra equivalente original. A reatância de cada transformador elevador foi definida no valor de 19,36%.

A Figura 5-b mostra a RSE (apenas o plano G2xG3 devido à limitação de espaço) obtida considerando-se a formulação tradicional (equivalente) de representação da geração. Destaca-se que foi obtida uma região contínua com limites de segurança bem definidos. Por outro lado a Figura 5-c mostra a RSE obtida ao se considerar os geradores individualizados, conforme descrito anteriormente.

É importante destacar que, no caso da Figura 5-c, obteve-se uma região mais restritiva, devido principalmente às restrições do perfil de tensão (considerados os limites de 0,9 a 1,1 p.u.). Outro fato importante a ser destacado é que é possível observar descontinuidades na RSE. Isso significa que o sistema passa por uma região insegura e depois volta para uma região segura. Isto acontece devido à utilização variável do número de unidades despachadas e da consequente alteração da impedância do transformador elevador. De fato, foi verificado que na direção em destaque o retorno a uma região segura está associado à redução da impedância equivalente do transformador elevador devido à utilização de uma unidade geradora adicional. A utilização de novas unidades geradoras ocorre devido à necessidade de geração de potência ativa ou reativa, dado que cada unidade geradora tem limites associados.

É importante ressaltar novamente que a carga total do sistema é mantida constante ao longo de todo o processo. Desta forma, a RSE sob construção será exclusiva para o patamar de carga considerado. Para cada alteração da carga e geração haverá uma RSE distinta. Em outras palavras, isso significa que cada ponto de operação do sistema deve ser associado a uma nova RSE.

4.2 RSD do Sistema de 9 Barras e a Monitoração do Desempenho Dinâmico

Neste item são apresentadas algumas evoluções do traçado da região de segurança dinâmica, em relação aos resultados obtidos no artigo anterior (1). Será utilizado como base o sistema de 9 barras onde a região dinâmica de segurança dada em (1) é repetida a seguir (Figura 6), considerando a modelagem de carga como impedância constante ou potência constante.

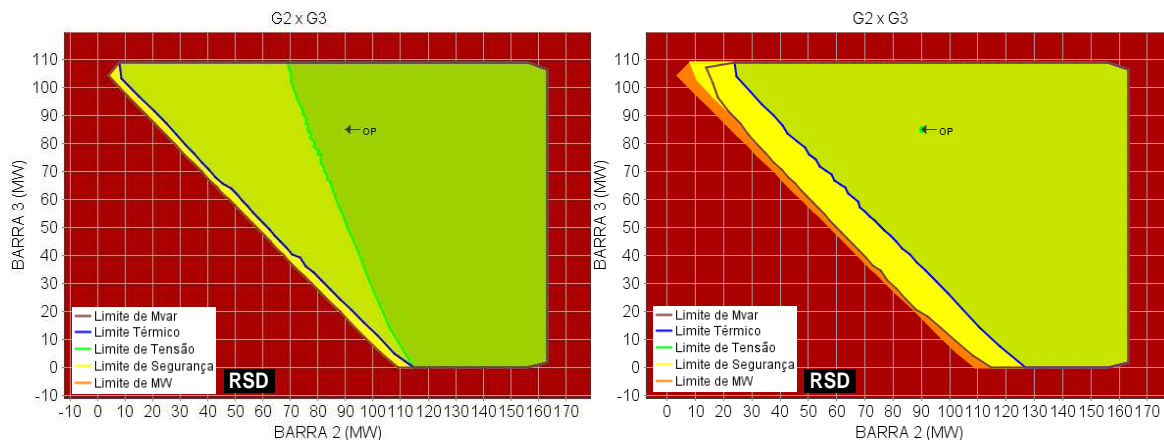


Figura 6 – Nomogramas G2xG3 considerando modelos de carga Z_{CTE} (esq) e P_{CTE} (dir)

O primeiro ponto a observar é que se recomenda utilizar um modelo de carga definido para o estudo de estabilidade, que de forma geral é menos severo que o utilizado no fluxo de potência, uma vez que não considera as correções de longo termo para restabelecimento da carga em tensão baixa, muitas vezes considerada para a modelagem de carga no programa de fluxo de potência. Neste caso do sistema de 9 barras consideremos que o modelo de carga é do tipo impedância constante e, desta forma, seria utilizada a região de segurança da esquerda.

Assim, de forma geral, as violações de limite térmico e Mvar serão menos restritivas e consequentemente as regiões correspondentes destes limites serão maiores. Em relação ao limite de tensão, o grau de severidade da região dinâmica em relação à região estática pode ser maior ou menor, pois embora o critério de regime

permanente seja menos severo, para o caso dinâmico, por utilizar modelagem de carga menos severa, são verificados os seguintes violações transitórias, transcritas dos Procedimentos de Rede do ONS:

“(a) a tensão mínima para situação pós-distúrbio no SIN, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação (63% para 500kV) e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação (84% para 500kV);

(b) A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica deve ser de 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{final} \geq [V_{inicial} - 10\%V_{nop}]$;

(c) a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser menor ou igual a 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio.”

Na atual implementação do programa, todas as verificações descritas nos Procedimentos de Rede foram consideradas. A seguir são apresentadas as figuras de simulação para um caso não violado, para ilustrar quais as variáveis são verificadas para traçado das regiões de segurança dinâmica. Na Figura 7 foram apresentadas as tensões de todas as barras (variáveis VOLT), fluxo em MVA de cada linha (variável FLXM), potência reativa de cada gerador (variável QELE) e frequência de cada máquina (variável FMAQ).

Consideram-se em geral 15 s de simulação e, para as verificações de regime permanente utilizadas para os limites de tensão, térmico (fluxo nas linhas - FLXM) e de reativo (potência reativa dos geradores - QELE), valores após o tempo de 10 s depois do último evento aplicado. No caso de presença de oscilações sustentadas neste período, verifica-se se todos os valores estão dentro dos limites aceitáveis após este tempo considerado.

Para a variável FMAQ (frequência de oscilação dos geradores) pretende-se implementar o cálculo do fator de amortecimento de oscilações eletromecânicas e verificar se há violação em relação a valor mínimo aceitável (ex. 7% para caso base e 5% para contingência). Esta violação não consta dos Procedimentos de Rede, mas acredita-se que pode ser um importante alerta da possível presença de oscilações sustentadas. Neste caso será criada uma nova região de segurança cujo limite indica a fronteira onde o fator de amortecimento fica abaixo de um valor mínimo aceitável, a ser definido. Esta implementação encontra-se em fase de implantação e está sendo baseada na estimativa do fator de amortecimento a partir do processamento dos pontos de simulação da frequência de cada máquina.

Convém ressaltar que estas variáveis podem ser monitoradas mesmo quando não são pedidos os seus gráficos pelo código DPLT e pode-se ainda definir regiões de interesse para monitoração para que o traçado das curvas de segurança não seja influenciado por violações externas de regiões não desejadas.

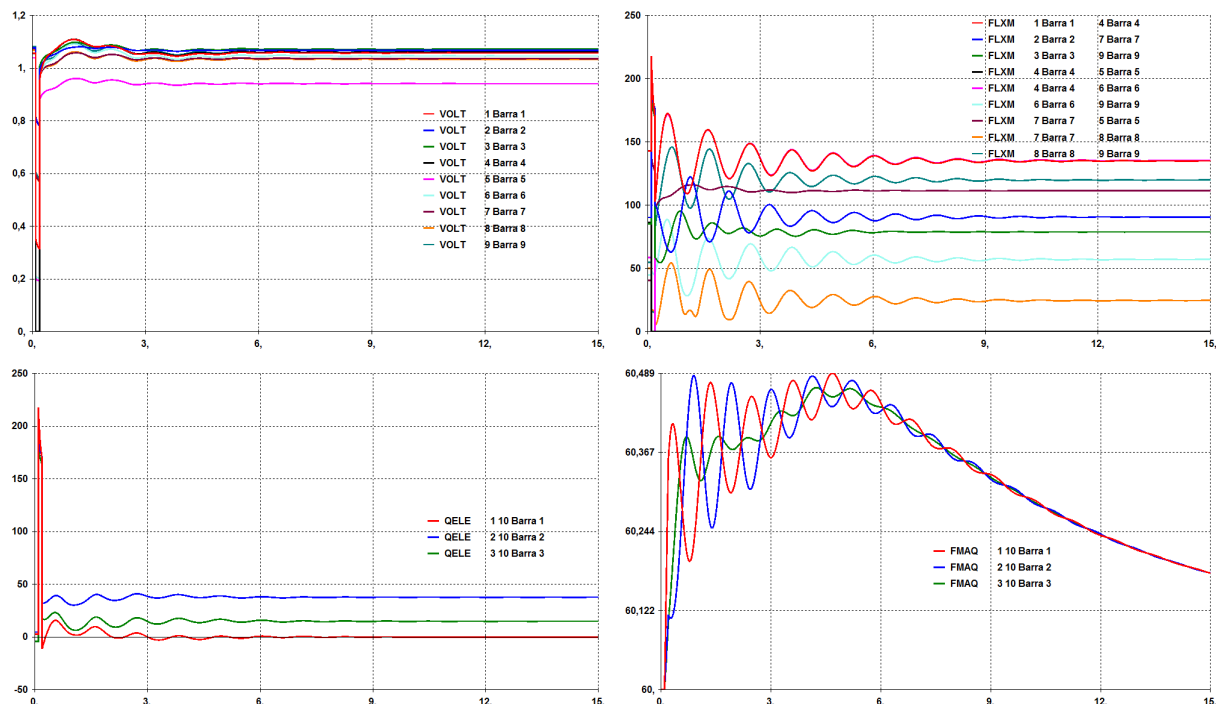


Figura 7 – Variáveis monitoradas para o traçado da região de segurança dinâmica

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo principal avaliar o impacto da representação de geradores de forma individualizada na obtenção de Regiões de Segurança Estática e a apresentação de resultados preliminares da implementação de um algoritmo para detecção de problemas de amortecimento de oscilações durante a simulação dinâmica de contingências.

A partir dos resultados apresentados é possível concluir que a representação mais realista de grupos de unidades geradoras pode ter influência significativa na obtenção das RSE. Além disso, verificou-se que tais regiões podem apresentar descontinuidades devido a alteração da impedância do transformador elevador. Portanto, avalia-se que a utilização de critérios específicos para representação de equipamento devem ser adotados em estudos reais tanto para aplicações *off-line* quanto para *on-line*.

Também foram descritos os desenvolvimentos realizados na análise dinâmica (programa ANATEM). O principal objetivo deste item foi demonstrar os avanços no traçado da região de segurança dinâmica (RSD) em relação à monitoração do amortecimento de oscilações e aos critérios expressos nos Procedimentos de Rede do ONS.

De uma forma geral, pode-se verificar que o CEPEL tem avançado no desenvolvimento de ferramentas para análise de sistema de potência a partir da obtenção de Regiões de Segurança. Neste caminho estão sendo levantadas questões que podem e devem ser discutidas pelo setor. Neste trabalho procurou-se mostrar uma destas questões, que é a obtenção de regiões de segurança descontínuas devido a uma representação mais realista do sistema. Espera-se que o presente trabalho possa servir de base para a definição de critérios para a utilização desta importante ferramenta.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ALVES, F. R. M., HENRIQUES, R. M., PASSOS Fº, J. A., GOMES Jr., 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) ALMEIDA, F. C., PASSOS FILHO, J. A., PEREIRA, J. L., HENRIQUES, R. M., & MARCATO, A. L. (2013). "Assessment of Load Modeling in Power System Security Analysis Based on Static Security Regions". *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 1-14.
- (3) MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P., "Power System Security Assessment", IEEE Power & Energy Magazine, Sep/Oct 2004.
- (4) JARDIM, J. L; SILVA NETO, C. and SANTOS M. G.. "Brazilian System Operator Online Security Assessment System". In: *Proceeding of IEEE Power System Conference and Exposition*, 2006.
- (5) CHAVES, S. B., "Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência via Aplicativo Computacional Integrado: Organon", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil, 2008.
- (6) SILVA NETO, C.A., QUADROS, M.A., SANTOS, M.G., JARDIM, J.L.A., LIMA, M.C., "Brazilian System Operator Online Security Assessment System", IEEE PES General Meeting, Minneapolis, MN, USA, 2010.
- (7) HENRIQUES, R. M., PASSOS Fº, J. A., ALVES, F. R. M., BARBOSA, L. B., GUIMARÃES, C. H. C., TICOM, S. D., ALMEIDA, F. C. B., "Desenvolvimento de uma Ferramenta Automática para a Determinação da Máxima Transferência de Potência entre Áreas/Regiões em Regime Permanente", XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, Brasil, 23 a 26 de Outubro de 2011.
- (8) GUARINI, A.P., SOUZA, L.M., HENRIQUES, R.M., PASSOS Fº, J.A., ALVES, F.R.M., "Estudos Automatizados de Recomposição do Sistema Interligado Nacional Utilizando Novas Facilidades Computacionais do Programa ANAREDE", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, Outubro 2007.
- (9) ANDERSON, P. M. and FOUAD, A. A. (1977). *Power System Control and Stability*. 1 ed. The Iowa State University Press, Iowa.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ricardo Mota Henriques nasceu em Juiz de Fora, Minas Gerais, em 16 de setembro de 1971. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1996, concluiu o mestrado e o doutorado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) em 2002 e 2009 respectivamente. Trabalhou Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL – de 1997 a 2013, atuando no desenvolvimento de modelos e aplicações computacionais para análise de redes elétricas, em especial no programa ANAREDE. Atualmente é professor Adjunto I da Faculdade de Engenharia na UFJF. Seus interesses incluem, ainda, avaliação de segurança de tensão e análise de autovetores e autovetores aplicados ao controle de tensão. É membro do IEEE e do Comitê de Estudos C2 do Comitê Brasileiro da CIGRÉ.



Flávio Rodrigo de Miranda Alves nasceu no Rio de Janeiro em 15 de Março de 1963. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense em 1986 e em Ciência da Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1987, concluiu o mestrado em Engenharia de Sistemas e Computação na Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ) em 1992 e o doutorado em Engenharia Elétrica, na mesma instituição, em 2007. É pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL – desde 1987, atuando no desenvolvimento de aplicações computacionais para análise de redes. Atualmente chefia o Departamento de Redes Elétricas – DRE. Seus interesses incluem, ainda, ambientes integrados de interface gráfica e banco de dados para operação e planejamento de sistemas elétricos de potência, metaheurísticas e recomposição de sistemas elétricos de potência. É membro do IEEE e do Comitê de Estudos C2 do Comitê Nacional Brasileiro da CIGRÉ.



João Alberto Passos Filho nasceu em Juiz de Fora, Minas Gerais, em 9 de julho de 1972. Possui graduação e mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF (1995 e 2000) e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/COPPE (2006). Foi *trainee* do Grupo WEG durante o ano de 1996 e trabalhou por dez anos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, atuando principalmente no desenvolvimento dos programas ANAREDE e FLUPOT. Atualmente é professor Adjunto II da Faculdade de Engenharia na UFJF. Tem experiência na área de desenvolvimento de modelos computacionais, atuando principalmente nos seguintes temas: análise de redes em regime permanente, segurança de tensão e otimização de sistemas potência. É membro do IEEE desde 2007 e do Comitê de Estudos C2 do Comitê Nacional Brasileiro da CIGRÉ.



Sergio Gomes Jr. 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.



Ricardo Diniz Rangel (*1960 - † 2013): Sua carreira profissional foi um exemplo de dedicação ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, sempre atuando com distinção e relevância nas áreas de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos e eletrônica de potência. Doutor em Engenharia Elétrica (2004), Mestre em Engenharia Elétrica (1987) e Engenheiro Eletricista (1983), sempre pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, vinha se destacando, nos últimos anos, como o principal desenvolvedor do Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM, programa para cálculo de estabilidade transitória utilizado pelo setor elétrico brasileiro. Pesquisador brilhante, tinha participação ativa em conferências e congressos no Brasil e no exterior, sempre divulgando os desenvolvimentos realizados no programa ANATEM. Participava ativamente do Comitê B4 – Elos de Corrente Contínua e Eletrônica de Potência do Cigré-Brasil.



Carmen Lucia Tancredo Borges possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1984), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1991) e doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1998). Atualmente é Professor Associado III da Universidade Federal do Rio de Janeiro, atuando na pós-graduação da COPPE e na graduação da Escola Politécnica. Tem experiência de ensino, pesquisa e desenvolvimento de projetos na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência. Atua principalmente nas seguintes áreas: Análise, Simulação e Otimização, Confiabilidade, Geração Distribuída, Fontes Alternativas, Sistemas Inteligentes e Processamento de Alto Desempenho. Foi Coordenadora Acadêmica do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ em 2007 e Vice-Coordenadora do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica/UFRJ de 2004 a 2011. Atualmente é Presidente do Capítulo *PES-Power & Energy Systems* da Seção Rio do IEEE com gestão de 2012 a 2014



Djalma Mosquera Falcão possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1971), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro (1973), doutorado em Engenharia Elétrica pela University of Manchester Institute of Science and Technology, Reino Unido (1981) e pós-doutorado pela University of California at Berkeley, USA (1993). Atualmente é professor titular da COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro. De 2003 a 2004 atuou como Assessor do Presidente da Eletrobras. Em 2004 foi elevado ao grau de *Fellow* do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Sistemas de Potência, Inteligência Computacional, Processamento Paralelo e Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grid*).



Glaucio 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 Associado 4 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.



Tatiana Mariano Lessa Assis possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007). De janeiro a março de 2009 atuou como pesquisadora visitante no *Rensselaer Polytechnic Institute* (EUA). Entre 2006 e 2011 foi professora da Universidade Federal Fluminense. Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, aplicações computacionais em sistemas de potência, dinâmica e controle de sistemas de potência, qualidade de energia e eletrônica de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010 e atualmente é tesoureira da Seção Rio de Janeiro. É *Senior Member* do IEEE.