



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

GAT 11
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IV

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

MÉTODO ESTÁTICO PARA ANÁLISE À LONGO TERMO DA SEGURANÇA DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE GRANDE PORTE

**Luiz Cláudio A. Ferreira
ONS***

**João A. Passos Filho
CEPEL**

**A. C. Zambroni de Souza
UNIFEI**

**Júlio C. Stacchini de Souza
UFF**

RESUMO

Este artigo mostra como uma modelagem adequada das condições operativas de um sistema elétrico de grande porte pode trazer resultados mais precisos e evitar situações de perda de controle de tensão.

Utilizando o programa de fluxo de análise de redes – ANAREDE, modificado de forma a incorporar eficientemente a representação de importantes dispositivos de controle, o método proposto apresenta seus resultados, considerando dados obtidos de análises de ocorrências reais, garantindo ações mais precisas e confiáveis para o controle da segurança de tensão, mesmo para sistemas elétricos de grande porte como o brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Segurança de Tensão, Análise Estática, Método da Continuação, Curva Q-V, Solução da Curva de Carga.

1.0 - INTRODUÇÃO

Uma análise efetiva da segurança de tensão de um sistema de grande porte deve contemplar técnicas de análise dinâmica e estática. Antes de competirem entre si, os dois tipos se complementam na obtenção de informações importantes para a compreensão do fenômeno e o estabelecimento seguro de medidas operativas.

Com ajuda da simulação dinâmica, os limites para o atendimento seguro do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) são normalmente definidos quando da ocorrência da pior contingência simples em uma determinada área. Para o atendimento destes limites, são adotadas medidas operativas como o remanejamento de geração entre as usinas envolvidas, acompanhado ou não pela ativação de esquemas especiais de proteção do sistema.

Contudo, o atraso de obras visando à expansão, conjugadas com condições de alto carregamento do sistema, aliadas às restrições de geração ou de seu remanejamento, causadas por situações energéticas desfavoráveis, podem remeter uma área para uma região onde o bom desempenho do sistema, frente a uma contingência simples, pode não mais ser garantido. Nesta região crítica, o sistema elétrico corre um risco adicional se o seu limite máximo de carregamento não é bem definido para fazer frente a pequenas e inevitáveis “perturbações”, como, por exemplo, a entrada de rampas de carga, ou a atuação em dispositivos de controle de tensão.

De forma exemplar, ocorrências de colapso de tensão vêm mostrando com fatos concretos as conseqüências de uma avaliação incompleta do desempenho do sistema, durante o processo de elevação de carga a partir de um ponto de operação conhecido [1] [2]. Este processo apresenta variação lenta o suficiente para permitir correções no sistema através da execução de manobras de dispositivos lentos de controle e a interação entre estes dispositivos deve ser estudada, face o risco de cálculo de margens de carga distorcidas quando de sua desconsideração.

Técnicas de análise estática têm mostrado sua utilidade, complementando as análises dinâmicas em estudos de segurança de tensão, fornecendo informações importantes para uma dada condição operativa do sistema, tais como, margens de carregamento, áreas, contingências e controles críticos. Contudo, as técnicas de análise estática são sensíveis ao ponto de operação estudado, demandando a necessidade de uma adequada

(*) Rua Real Grandeza, 219 – sala 503 - Bloco E – CEP 22283-900 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2528-3788 – Fax: (+55 21) 2528-3794 – Email: lclaudio@ons.org.br

representação dos dispositivos de controle, para uma correta previsão do comportamento do sistema em pontos de operação futuros.

O SEB possui dispositivos de controle complexos, com grandes áreas importadoras de energia, que são supridas através de grandes troncos de transmissão, apresentando, muitas vezes, pequena margem de carregamento em determinadas situações de carga e/ou geração. Em sistemas elétricos com estas características, a simulação correta da atuação de importantes dispositivos de controle de tensão sofre limitações, devidas principalmente ao mau condicionamento da matriz Jacobiana, observado para condições de carregamento elevado.

O chaveamento de grandes blocos de compensação *shunt* e/ou atuação manual em LTC de transformadores com característica de operação sistêmica, unindo grandes troncos de suprimento a uma área, são exemplos de ações lentas de controle que requerem coordenação durante o processo de entrada de rampa de carga no sistema, em função das interações entre estes controles e da possibilidade de impacto adverso associado a suas atuações. Por dificultarem o processo de convergência em programas convencionais de fluxo de potência, quando da consideração de sua atuação conjunta, estes dispositivos não são representados ou, quando o são, têm sua estratégia de atuação baseada na monitoração de um valor de referência específico para a tensão da barra controlada – lógica de atuação diferente da realizada na prática pelos operadores do sistema, baseada em faixas de valores de tensão.

Este artigo inicia apresentando uma maneira de se obter pontos de operação mais próximos da realidade, através de uma melhor representação da atuação dos dispositivos de controle durante o processo de carregamento do sistema. Ao mesmo tempo, o método procura identificar aqueles dispositivos que possam atuar de forma adversa a esperada, reduzindo a margem de carregamento durante este processo, como também indicar as áreas envolvidas e candidatas para ações preventivas que evitem a perda de controle da tensão.

Em seguida, o método proposto é aplicado em áreas de grande porte do sistema elétrico brasileiro e os resultados obtidos são comparados com dados levantados em tempo real quando de ocorrências de perda de controle de tensão nestas áreas.

Todos estes cuidados visam atender o objetivo maior da metodologia proposta neste artigo que é o de garantir a segurança de tensão mesmo quando da operação em condições críticas e, na impossibilidade desta garantia, apoiar de forma mais segura, as ações de corte de carga - decisão custosa, mas esperada, pelo esgotamento dos recursos do sistema e o iminente risco de perda de controle de tensão.

2.0 - MÉTODO PROPOSTO

O método proposto está apoiado na associação de duas técnicas estáticas para análise de segurança de tensão, através da monitoração do comportamento das curvas P-V e Q-V de barras importantes do sistema estudado [3] [4] [5].

A margem de carregamento inicial é obtida com auxílio da curva P-V e da representação correta da atuação em dispositivos de controle, durante o processo de solução automática da curva de carga do sistema. O método da continuação [6], modificado de forma a incorporar o chaveamento automático e discreto de grandes bancos de capacitores / reatores e a atuação manual de LTC sistêmicos por parte dos operadores do sistema, é utilizado na determinação desta curva. A incorporação destes dispositivos de controle de tensão permite garantir que os pontos de operação, durante o processo de crescimento de carga, representem de forma mais próxima da realidade os prováveis ajustes praticados pelos operadores em tempo real, garantindo margens e interações de controle mais precisas.

A monitoração da curva Q-V em barras do tipo PQ permite confirmar as margens de carregamento calculadas e sinalizar de forma mais segura, para os operadores do sistema, a real necessidade e conveniência de tomada de ações corretivas.

2.1 Modelagem de dispositivos de controle no fluxo de potência

Uma representação flexível de dispositivos de controle no fluxo de potência é obtida acrescentando-se à formulação tradicional do problema, equações que descrevem a ação de cada dispositivo de controle. Também é inserida uma variável de estado associada, formando um sistema de equações de ordem $(2nb+nc)$, onde nb é o número de barras do sistema e nc o número de equipamentos de controle [7].

A forma genérica da linearização deste sistema de equações, resolvido a cada iteração do método de Newton-Raphson, é mostrada através da equação (1). Variáveis em negrito representam vetores ou matrizes.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\Delta P = P^{esp} - P^{cal} \quad (2)$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q^{cal} \quad (3)$$

$$Q^{esp} = Q_G - Q_L \quad (4)$$

$$y = f(\theta, V, x) \quad (5)$$

$$\Delta y = y^{esp} - y^{cal} \quad (6)$$

Nesta equação, o vetor Δy representa o vetor de erros das equações adicionais que modelam os equipamentos de controle. O vetor Δx é formado pelo incremento das variáveis de estado incorporadas ao problema, que são necessárias para tornar o sistema de equações possível e determinado. Ao final de cada iteração do processo de solução, as novas variáveis de estado são atualizadas da seguinte forma:

$$x^{(h+1)} = x^{(h)} + \Delta x^{(h)} \quad (7)$$

2.2 Simulação da curva de carga

O método também propõe uma modificação adicional no programa de fluxo de potência, de forma a permitir a obtenção automática da solução do fluxo de potência em cada patamar de carregamento, de acordo com uma dada curva de carga, de uma área de interesse. O fluxograma da Figura 1 mostra a estrutura básica do algoritmo desenvolvido.

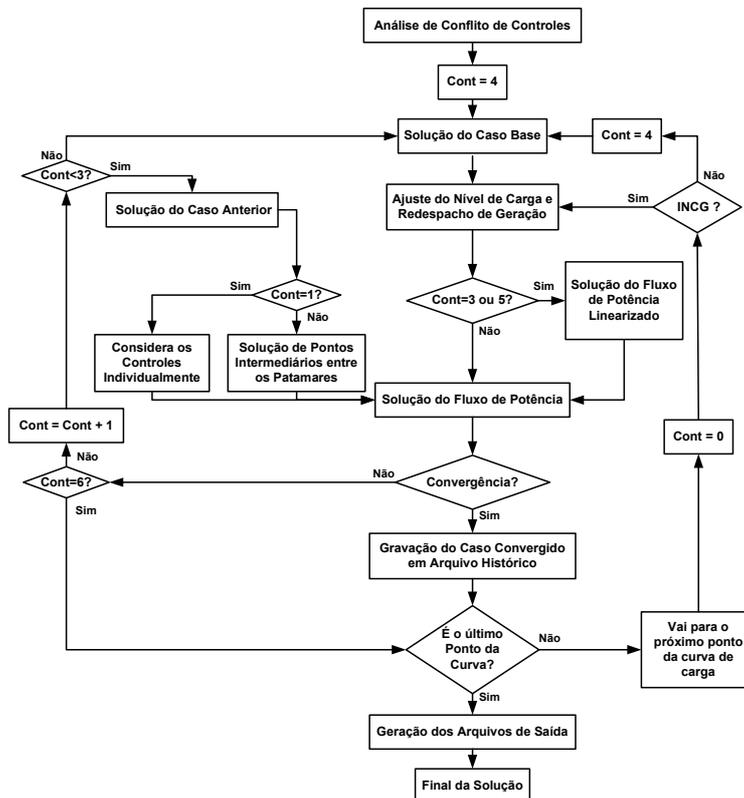


Figura 1. Estrutura Básica do Algoritmo de Solução da Curva de Carga.

A convergência do método de Newton-Raphson é fortemente dependente das condições iniciais fornecidas para o problema. Por este motivo, as seguintes condições iniciais são sucessivamente utilizadas na busca de solução de cada patamar de carregamento, antes de se considerar a não existência de solução para um dado ponto da curva de carga:

1. Considera-se a inclusão individual de dispositivos de controle e limites;
2. São usados pontos intermediários de solução entre o caso em análise e o caso convergido imediatamente anterior da curva de carga;

3. Consideram-se como condições iniciais de tensão, os valores obtidos do caso anterior convergido da curva de carga. Para os ângulos são usados os valores obtidos na solução do fluxo de potência linear, visando uma melhor condição inicial antes da solução completa do método Newton-Raphson;
4. Restaura-se o caso base fornecido, considerando-o como condição inicial;
5. Restaura-se o caso base fornecido, considerando-o como condição inicial para os valores de tensão e adota-se a solução do fluxo de potência linear como valores iniciais dos ângulos das barras.

Caso nenhuma das opções implementadas para a definição das condições iniciais permita a obtenção de uma solução para um dado carregamento, este caso é automaticamente excluído, sendo registrado em arquivo específico para casos não convergentes, continuando-se com a solução a partir do próximo patamar de carga.

A eficiência e robustez do método proposto, considerando uma melhor representação da atuação em dispositivos de controle durante o processo de solução automática da curva de carga de uma semana, foram testadas em uma grande área do sistema elétrico brasileiro – a área Rio de Janeiro / Espírito Santo (Figura 2). Esta área foi escolhida para teste não só por sua característica de grande centro de carga, mas também por ter seu desempenho de tensão fortemente influenciado pela coordenação entre vários recursos de controle (44 controles, internos e externos à área) [8] [9].

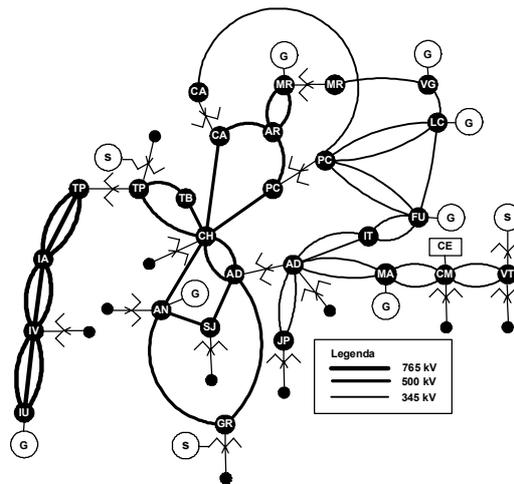


Figura 2. Topologia Básica da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

A Figura 3 mostra, como exemplo, o perfil de tensão para o setor de 500 kV da área Rio de Janeiro / Espírito Santo, obtido na solução da curva de carga de uma semana típica, composta por 336 casos de fluxo de potência, automaticamente ajustados, cada qual representando valores médios de carga de 3 empresas de distribuição da área, em intervalos de 30 minutos.

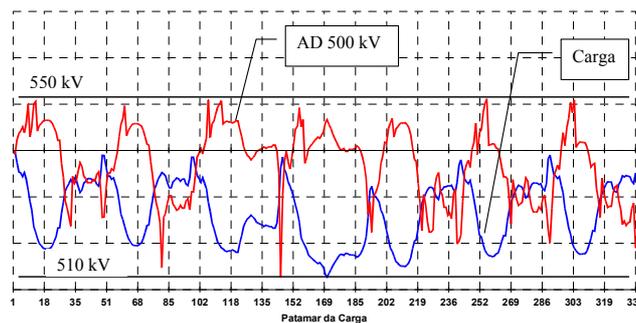


Figura 3. Perfil de Tensão da Malha de 500 kV na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

A solução mostrou que todos os limites de tensão foram respeitados, mesmo considerando o chaveamento discreto de bancos de compensação de até 250 Mvar (Figura 4) e variações de carga da ordem de até 40% na curva semanal.

A robustez do método, considerando o chaveamento de grandes blocos de compensação *shunt* e a atuação em LTC sistêmicos, dentro do grupo de 44 controles importantes para a área, foi atestada pela taxa de 100% de convergência, obtida para os 336 casos de fluxo de potência, representando todos os patamares da curva de carga simulada.

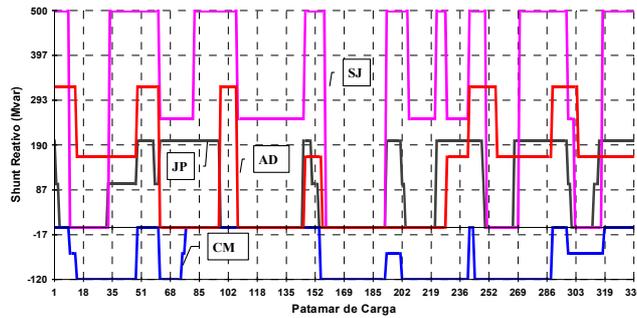


Figura 4. Evolução do Chaveamento de Parte dos Bancos *Shunt* da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

2.3 Curva Q-V

O uso de curvas P-V e Q-V para a previsão da vulnerabilidade ao colapso de tensão e para a identificação de variações de tensão em barras críticas quando de mudanças de carga e/ou suporte de potência reativa, foi difundido em empresas do setor elétrico em todo o mundo [10] [11].

A curva Q-V mostra a relação entre a tensão e o suprimento de potência reativa de um compensador síncrono alocado de maneira fictícia em uma barra escolhida para estudo. É importante notar que valores negativos de potência reativa gerada ficticiamente, correspondem a uma margem para o aumento da carga reativa desta barra. Na curva Q-V, o valor de tensão para a solução de fluxo de potência, obtido quando a fonte de potência reativa é a mais negativa possível, é um ponto de bifurcação sela-nó e de limite para a estabilidade de tensão [12]. Assim, o uso da curva Q-V nas análises de segurança de tensão pode trazer informações importantes com relação ao estado do ponto operativo, identificando dispositivos que possam estar influenciando a margem de carregamento do sistema, bem como áreas envolvidas ou candidatas para as ações de controle.

O método propõe, através da análise da curva Q-V, o acompanhamento do comportamento da margem de potência reativa de barras estratégicas do tipo PQ, principalmente nos pontos de operação próximos ao limite apontado pelo método da continuação.

É sabido que o fenômeno de instabilidade de tensão começa de forma localizada e tende a se expandir para o resto do sistema. Desta maneira, a monitoração de barras do tipo PQ do sistema de transmissão, principalmente as consideradas como fundamentais para a manutenção do perfil de uma área ou aquelas controladas por LTC sistêmicos, pode constituir-se em uma boa estratégia de maneira a evitar-se a atuação adversa destes dispositivos de controle [2] [13] [14].

O acompanhamento da sensibilidade $\partial V/\partial Q$ de todas as barras PQ de uma área de interesse, indicando aquelas que apresentem mudança de sinal, pode constituir-se em uma estratégia automática de monitoração de barras para análise da curva Q-V, completando a relação das barras prévia e manualmente selecionadas.

Uma ocorrência em maio de 1999 na área Rio de Janeiro / Espírito Santo ilustra a importância desta avaliação, apontando para a existência de um ponto operativo onde as manobras de tapes nos transformadores 138/500 kV da SE Grajaú (GR, na Figura 2), levaram a uma perda de controle de tensão (Figura 5) [2].

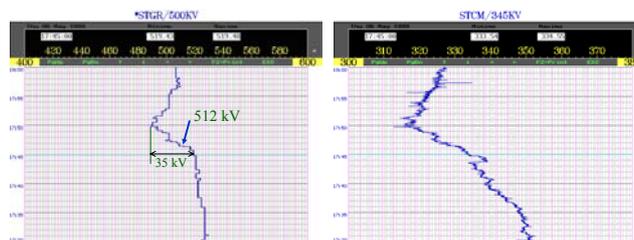


Figura 5. Ocorrência na Área Rio de Janeiro / Espírito Santo – Gráficos de Tempo Real das Tensões de Grajaú 500 kV e Campos 345 kV.

A curva Q-V do barramento de 500 kV da SE Grajaú (Figura 6) mostra que, nas condições de carregamento do dia da ocorrência (5400 MW, destacado nesta figura), o valor mínimo de tensão para este barramento, de forma a situar este ponto operativo na região estável da curva Q-V, deveria ser de 1,024 pu (512 kV), a despeito da existência de uma margem superior a 7% (5850 MW), calculada como limite para a área, caso o carregamento máximo fosse estabelecido somente através da curva P-V.

A análise conjunta da Figura 5 (gráficos de tempo real) e da Figura 6 (método proposto) validam o método, mostrando que o início da perda de controle de tensão na área coincidiu com o instante em que a tensão de Grajaú 500 kV violou o valor mínimo de 512 kV, através das sucessivas elevações do tape da transformação 138/500 kV daquela SE.

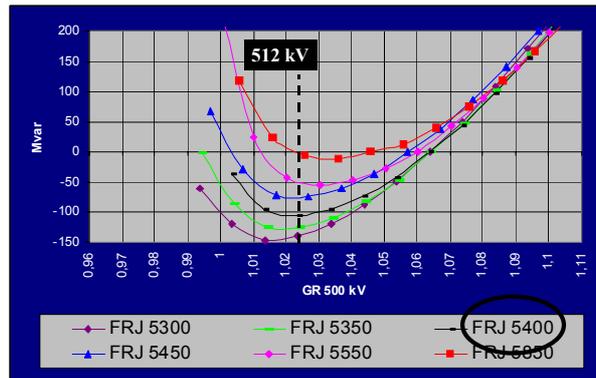


Figura 6. Simulação das Curvas Q-V do Barramento de Grajaú 500kV – Ocorrência maio 1999 na área Rio de Janeiro / Espírito Santo.

Este exemplo mostra a importância do estudo do estado de cada ponto operativo e da identificação de dispositivos de controle que possam influenciar a margem de segurança de tensão. Naquela ocorrência, as manobras de tapes nos transformadores de Grajaú com o objetivo de reduzir a geração nos síncronos desta estação eram rotineiras e recomendadas, face à influência, na época, destes equipamentos no desempenho dinâmico da área e para a decisão de despacho em usinas térmicas para controle daqueles limites. Entretanto, esta manobra, sem observar o estado do ponto operativo, acabou por reduzir em 7% (cerca 400 MW) a margem de carga da área ao remetê-la para um ponto de operação instável.

3.0 - APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

Recentemente toda a região central de suprimento a um grande estado brasileiro (Figura 7) esteve sujeita a problemas de perda do controle de tensão [15].

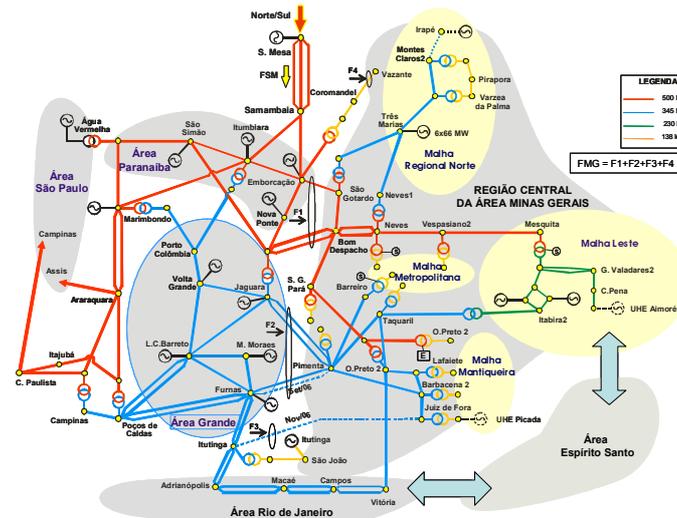


Figura 7. Sistema de Suprimento a Área Minas Gerais.

Com a retomada da economia do país, a capacidade do setor industrial do estado de Minas Gerais passou a ter uma maior utilização, provocando um crescimento deste mercado acima do previsto e, conjugado com o atraso de obras de expansão do sistema, uma maior dificuldade no atendimento a carga desta área como um todo.

A necessidade de exploração de cenários energéticos específicos, com o objetivo de atender regiões do Brasil com condições hidrológicas desfavoráveis, resultou na única alternativa de maximização da geração da região norte do país e das usinas da bacia do rio Paranaíba (associadas ao tronco de transmissão em 500 kV), aumentando as perdas associadas ao sistema de transmissão da área Minas Gerais, terminando por criar um ambiente favorável para ocorrências de perda do controle de tensão neste estado.

Para o adequado atendimento à área foi necessário definir primeiro uma região segura de operação, através de simulações no domínio do tempo, garantindo que a ocorrência da pior contingência para área Minas Gerais, LT 500 kV Emborcação – São Gotardo, não implicasse em colapso de tensão, mantendo os padrões de desempenho definidos nos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema [16].

Para a definição da região operativa de segurança foram determinados limites para o carregamento da área (LMG), através da exploração de vários cenários energéticos, associados aos diferentes valores carregamento da área Minas Gerais (FMG).

Para o atendimento destes limites, foram adotadas, desde a fase de planejamento da operação, medidas operativas preventivas, como a exploração máxima da geração das usinas hidrelétricas internas à área, o remanejamento, quando possível, da geração entre as usinas das principais bacias da área – Paranaíba e Grande – e, persistindo a violação, aumento da geração das usinas térmicas da região.

Entretanto, condições de alto carregamento da área, aliadas a restrições de geração ou de seu remanejamento, ainda podiam remeter a área para uma região insegura, onde o bom desempenho do sistema, frente a uma contingência simples, podia não ser garantido. Nesta condição – e foco de aplicação do método aqui proposto – o sistema corria um risco adicional de segurança de tensão se os seus limites máximos de carregamento e de respeito a tensões mínimas em barras estratégicas de referência não fossem bem definidos, para fazer frente a pequenas perturbações, como também o seu desempenho seria penalizado se não fossem precisamente estabelecidas suas medidas preventivas – normalmente de custo elevado, como os cortes de cargas.

3.1 Resultados

O cálculo da margem de carregamento da área Minas Gerais considerou a solução das curvas de cargas típicas dos 9 subsistemas da área (Figura 8) e a representação correta da atuação em dispositivos de controle de tensão. Quatro destes subsistemas estão destacados na Figura 7.

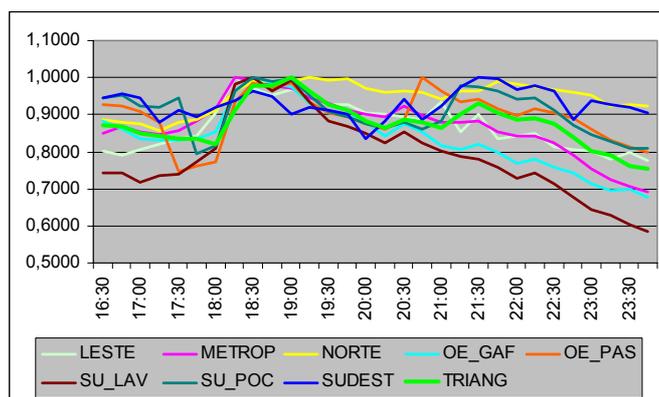


Figura 8. Trechos Normalizados das Curvas de Cargas Típicas dos Subsistemas da Área Minas Gerais.

Os resultados obtidos através da análise com a curva Q-V, durante a simulação da curva de carga indicaram que o monitoramento dos subsistemas regionais Norte, Metropolitana e Mantiqueira, eram os primeiros a apresentar esgotamento da margem de potência reativa em barras estratégicas no nível de tensão de transmissão. Os mesmos subsistemas se mantinham também como críticos em estudos de sensibilidade que consideravam diferentes direções de crescimento de carga e cenários de geração, candidatando-os como importantes no monitoramento do fenômeno. Para este fim, foram propostas telas no sistema de supervisão e controle de tempo real (Figura 9, como exemplo), indicando os carregamentos máximos (gráfico em barras, utilizando curva P-V) e tensões mínimas associadas (gráfico em linha, utilizando curva Q-V) em barras de referência, para os diversos cenários de geração (eixo das abscissas) nas usinas da bacia do rio Paranaíba.

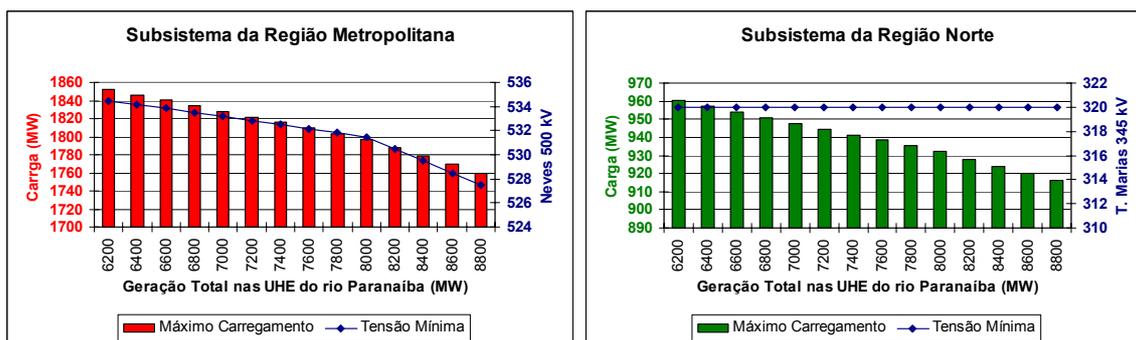


Figura 9. Telas para Monitoramento da Segurança de Tensão das Regiões Metropolitana e Norte.

Assim, por intermédio das telas de supervisão exemplificadas na Figura 9, ocorrendo a violação do carregamento máximo e da tensão do barramento de referência de um subsistema monitorado, após o esgotamento de todas as medidas de remanejamento de geração e de utilização dos recursos de controle de tensão, são autorizadas medidas de corte de carga na região violada, de forma a afastar o risco de perda de controle de tensão.

3.2 Validação

Um caso montado a partir de dados de tempo real, retratando uma ocorrência em abril de 2005, quando se observou um afundamento generalizado da tensão na área Minas Gerais, é aqui utilizado de forma a testar o método proposto neste artigo.

A Figura 10 apresenta uma comparação dos limites de carregamento máximo e tensão mínima, calculados pelo método (Figura 9) para os subsistemas das regiões Metropolitana e Norte, nas condições de operação do dia da ocorrência (8500 MW de geração total nas usinas da bacia rio Paranaíba). Os limites fornecidos pela Figura 9 para esta condição operativa (320 kV e 920 MW para o subsistema Norte; 529 kV e 1770 MW, para o subsistema Metropolitano), estão sobrepostos, na Figura 10, às curvas de carga e de tensões verificadas em tempo real em cada subsistema. Observa-se que para o subsistema regional Norte, no período da ocorrência (provocada por uma rampa de carga iniciada as 18h00m), não houve violação da tensão mínima ou do carregamento máximo calculado pelo método proposto, situação já não observada para a malha regional Metropolitana, onde as condições para tomada de ações corretivas já estariam estabelecidas desde as 18h04m (respeitada a margem de segurança estabelecida nos procedimentos de redes [16]).

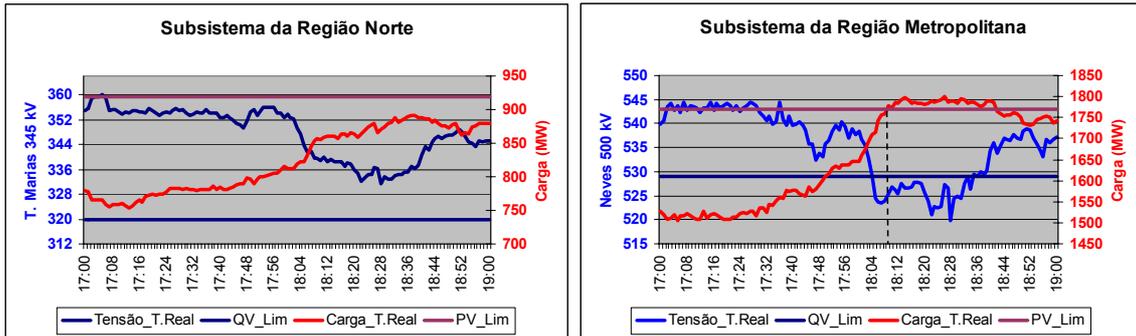


Figura 10. Comparação entre Carregamentos e Tensões Calculados e Verificados em 12/04/2005 nas Regiões Norte e Metropolitana.

A Figura 11 mostra que o método proposto identificou corretamente o subsistema da região Metropolitana como candidato a um corte de carga racional, evidenciando os ganhos significativos nas tensões de 500 kV da área Minas Gerais, caso um corte de carga de 2% (39 MW) fosse efetuado nesta região. A alta sensibilidade do tronco de alta tensão para um corte de carga mínimo, colabora para a confirmação acertada da indicação do subsistema apontado como crítico pelo método proposto.

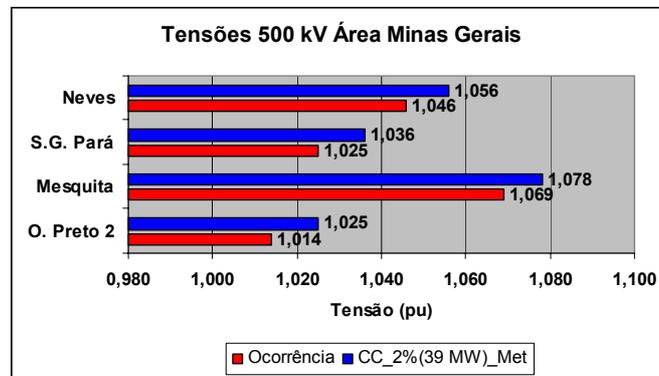


Figura 11. Impacto do Corte de Carga de 2% no Subsistema Crítico (Região Metropolitana).

4.0 - CONCLUSÃO

Argumentações contrárias à aplicação de técnicas de análises estáticas em estudos de segurança de tensão costumam surgir rotineiramente na literatura, apesar da importância e contribuições desta técnica comprovadas por especialistas de todo o mundo. Esta resistência pode ser compreendida pela dificuldade de representação fiel dos pontos de operação e a conseqüente insegurança para a tomada de ações drásticas, como o corte de carga, mesmo quando de situações envolvendo real risco de perda do controle de tensão.

Este artigo mostrou como um programa de fluxo de potência pode ser modificado de forma a incorporar a representação e interação de importantes dispositivos de controle, favorecendo uma análise mais precisa da segurança de tensão.

Garantida a representação mais fiel dos pontos de operação, este artigo também mostrou, através de exemplos reais, como a combinação de informações fornecidas por técnicas estáticas pode fornecer a base para a criação

de uma metodologia de análise, garantindo tomadas de ação mais precisas e seguras para o controle da segurança de tensão em sistemas elétricos de grande porte como o brasileiro.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem os valiosos comentários e sugestões de Nelson Martins (CEPEL), Sumara D. Ticom (ONS), Fernando Café (CEMIG) e Ricardo B. Prada (PUC) em trabalhos anteriores que inspiraram este artigo.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, P. "General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis", In: *IEEE PES Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability*, San Diego, 1998.
- [2] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S. "Método Estático para Avaliação da Influência de *Load Tap Changer* na Estabilidade de Tensão", *Proceedings of the VII SEPOPE*, Curitiba, Maio 2000.
- [3] TAYLOR, C. W. *Power System Voltage Stability*, 1 Ed. New York, McGraw-Hill Inc, 1994.
- [4] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. "The continuation power flow: A Tool for a Steady State Voltage Stability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, November 1992.
- [5] OVERBYE, T. J., DOBSON, I. and DEMARCO, C. L. "Q-V Curve Interpretations of Energy Measures for Voltage Security", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [6] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L. "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, no. 1, February 1993.
- [7] PINTO, H. J. C. P., et al. "Needs and Improvements in Power Flow Analysis", In: *Proceedings of the VII SEPOPE*, Curitiba, Maio 2000.
- [8] LIU, W. H. E., PAPAEXOPOULOS, A. D. and TINNEY, W. F. "Discrete Shunt Controls in a Newton Optimal Power Flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, November 1992.
- [9] PASSOS FILHO, et al. "Simulação da Curva de Carga Semanal e de Dispositivos Discretos para Avaliação do Desempenho de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Grande Porte", *Proceedings of the IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, Maio 2004.
- [10] EPRI, Report EL-6183. *Proceedings: Bulk Power Systems Voltage Phenomena – Voltage Stability and Security*, January 1989.
- [11] MANSUR, Y. "Voltage Stability Limit: B. C. Hydro's practice", pp.2.9-2.25, from [10].
- [12] DOBSON, I., CHIANG, H. D. "Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems", *Systems and Control Letters*, Vol. 13, pp.253-262, 1989.
- [13] LOPES, B. I. L., ZAMBRONI, A. C. S. "On Multiple Tap Blocking to Avoid Voltage Collapse", *Electric Power Systems Research*, Volume 67, Issue 3, pp. 225-231, December 2003.
- [14] VOURNAS, C. D., MANOS, G. A. "Emergency Tap-Blocking to Prevent Voltage Collapse", *Power Tech Proceedings*, Vol. 2, IEEE, Porto, 2001.
- [15] TICOM, S. D., et al. "Mitigação de Riscos e Custos Através de Medidas Operativas de Curto Prazo", *Proceedings of the X SEPOPE*, Florianópolis, Maio 2006.
- [16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. *Procedimentos de Rede*, disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/> (acesso em março de 2007).