



GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA (GAT)

**CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO, SUAS VANTAGENS E LIMITAÇÕES.
RESULTADOS HIPOTÉTICOS DE SUA UTILIZAÇÃO NA ÁREA RIO**

Glauco N. Taranto¹
COPPE/UFRJ

Nelson Martins
CEPEL

Djalma M. Falcão
COPPE/UFRJ

Antônio C. B. Martins
FURNAS

RESUMO

Este trabalho apresenta uma filosofia de controle centralizado de tensão em sistemas de energia elétrica, denominado de Controle Secundário de Tensão (CST). São apresentados resultados hipotéticos relativos à sua utilização na Área Rio, mostrando seu potencial na melhoria do perfil de tensão e no aumento das margens de estabilidade de tensão. Os resultados numéricos apresentados neste trabalho são obtidos através de uma simulação quase-estática no tempo, onde a cronologia de importantes eventos do tipo, variação de taps de transformadores e atuação de limitadores de sobre-excitação é modelada.

PALAVRAS-CHAVE

Controle Secundário de Tensão, Simulação Quase-Estática, Despacho de Reativos, Estabilidade de Tensão

1.0 – INTRODUÇÃO

O fenômeno de instabilidade de tensão de longo termo em sistemas de energia elétrica tem sido, ultimamente, objeto de grande interesse por parte das concessionárias. Uma forma de melhorar o desempenho do sistema nesse aspecto, é pela implementação de esquemas de controle coordenado da geração reativa e perfil de tensão.

Nos últimos anos as concessionárias de energia elétrica de diversos países europeus [1-3] tem mostrado interesse em adotar estratégias de controle de tensão que mantenham um perfil de tensão adequado em diferentes cenários de carregamento do sistema. Este

objetivo, na maioria das vezes, só pode ser atingido se existir um grau mínimo de automação nos sistemas de controle de potência reativa, ao invés de serem totalmente dependentes da experiência e habilidade dos operadores. O controle automático do perfil de tensão do sistema contribui significativamente para a melhoria da segurança e da qualidade de suprimento ao consumidor final.

Em [4], Fink descreve a importância de um controle coordenado do perfil de tensão de um sistema, no novo ambiente competitivo. Diferentes padrões de intercâmbio de energia, poderão levar alguns corredores de transmissão a carregamentos elevados. O controle coordenado de tensão se torna portanto, um fator importante na prevenção do afundamento de tensão ou colapso.

Os resultados numéricos deste artigo, dão ênfase aos mecanismos de instabilidade de tensão mais lentos, como por exemplo, a atuação dos taps de transformadores, dos limitadores de sobre-excitação e do Controle Secundário de Tensão (CST). Desta forma, a regulação primária dos geradores é representada somente pelo seu ganho de regime permanente e limites existentes. A análise, é então realizada num simulador quase-estático de longo termo apresentado em [5] e baseado nas idéias propostas em [6-7]. A característica principal deste simulador é a de capturar somente as dinâmicas lentas do sistema, tornando-o num simulador extremamente rápido.

Os autores não tem conhecimento de outros estudos de avaliação dos benefícios advindos da aplicação de um CST no Brasil. Este artigo apresenta resultados

¹ COPPE/UFRJ – Programa de Engenharia Elétrica
C.P. 68504 – Rio de Janeiro, RJ 21945-970
Tel.: (021) 260-5010 Fax: (021) 290-6626
e-mail: tarang@coep.ufrj.br

hipotéticos relativos à utilização do CST na Área Rio, mostrando melhoria do perfil de tensão do sistema e aumento das margens de estabilidade de tensão em diferentes cenários de operação.

2.0 – O CONTROLE DE TENSÃO

2.1 – Níveis Hierárquicos

Este artigo descreve um esquema hierárquico para controle de tensão em sistemas de energia elétrica, o qual é denominado como Controle Automático de Tensão (CAT). O CAT, é em geral, subdividido em três níveis hierárquicos, que podem ser definidos por áreas geográficas (local, regional, etc) e por diferentes domínios de tempo (de segundos a vários minutos). Cada um desses níveis hierárquicos tem papéis específicos que são descritos a seguir:

Controle Primário de Tensão (CPT)

O CPT é o nível hierárquico mais rápido do CAT. É aqui, subdividido em controle individual dos geradores e controle das usinas.

- Controle dos Geradores

Este nível de controle é constituído pela atuação dos reguladores de tensão dos geradores. Os reguladores mantêm a tensão terminal dos geradores iguais, ou muito próximos aos valores de referência fixados pelos operadores ou pelos controles dos níveis hierárquicos mais elevados.

- Controle das Usinas

O objetivo deste nível de controle é manter a tensão da usina em valores especificados através de uma distribuição balanceada de potência reativa nas unidades de geração.

Controle Secundário de Tensão (CST)

O controle secundário de tensão consiste na atuação de um grupo específico de reguladores de tensão dos geradores, compensadores estáticos ou síncronos, taps de transformadores, etc, de forma a manter o perfil de tensão desejada em barras, ditas, piloto. As tensões dessas barras piloto devem ser representativas do perfil de tensão da região na qual estão inseridas. O controle secundário de tensão atua numa escala de tempo de 30s a 60s, por exemplo, e se caracteriza por ser um controle de efeito regional.

Controle Terciário de Tensão (CTT)

Um dos principais objetivos do controle terciário de tensão, é o de garantir de, forma preventiva, a segurança e integridade do sistema. Para isso, um algoritmo de fluxo de potência ótimo, é em geral, utilizado neste nível hierárquico.

A Figura 1, mostra a estrutura hierárquica do CAT, considerando as áreas geográficas e constantes de tempo. A Figura 2 apresenta o diagrama esquemático dos três níveis hierárquicos do CAT.

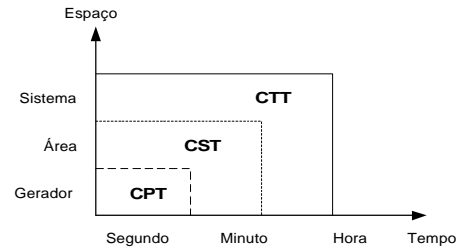


FIGURA 1 – NÍVEIS HIERÁRQUICOS DE UM CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO

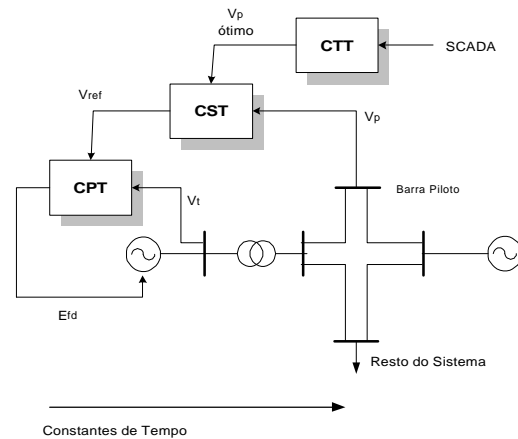


FIGURA 2 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CAT

2.2 – Evolução do Controle Secundário de Tensão

Durante a década de 80 o controle secundário de tensão usado pelos franceses [1] assumia um desacoplamento entre as regiões de controle. Em cada região é escolhida uma barra piloto cuja tensão deve ser mantida constante ou dentro de limites rígidos.

Em [3], pesquisadores da Electricité de France introduziram o CST Coordenado, que leva em consideração uma coordenação das ações dos controles regionais através de um controle centralizado. Pelo nosso ponto de vista, a introdução desta nova metodologia fez com que a fronteira, antes bem definida, entre os níveis secundários e terciários se tornassem um pouco imprecisa. Os mesmos autores [3] dizem que a implementação e a definição destes dois níveis de controle varia de empresa para empresa.

A metodologia baseada na definição de barras piloto é uma prática usual nos sistemas que adotaram esta filosofia de controle hierárquico de tensão.

2.3 – Escolha das Barras Piloto e Divisão das Áreas de Controle

Os critérios abaixo enumerados, são condições básicas para escolha de barras piloto e divisão de áreas de controle:

1. o valor da tensão da barra piloto, deve refletir o perfil de tensão das barras de sua área;
2. existência de uma reserva suficiente de potência reativa na área de controle que seja capaz de

efetuar as mudanças desejadas no perfil de tensão da área;

3. fraco acoplamento entre as áreas de controle, de tal forma que as ações de controle de uma área sejam pouco influenciadas pelas ações de controle de outras áreas.

Quanto à divisão das áreas de controle, existem tentativas de fazê-las de forma automática [8], onde são usados conceitos de “distância elétrica”, teoria da informação e controlabilidade e observabilidade estruturais ou, de forma empírica. Porém, como uma primeira tentativa de se definir as áreas de controle, sugere-se que se utilizem as áreas de controle já definidas em qualquer sistema elétrico existente.

2.4 – Escolha dos Equipamentos que Participam do CST

Este é um assunto que nos parece ainda não haver um consenso na literatura abordada, ou seja, varia de sistema para sistema. Numa recente discussão do artigo [3], Carson Taylor (Bonneville Power Administration, USA) levanta a questão se os bancos de capacitores existentes no sistema francês participariam do CST. Na resposta, os autores dizem que no sistema francês, a compensação de potência reativa é dividida em alguns estágios, que são descritos a seguir.

No sistema de Média Tensão, mais próximos às cargas, a compensação é feita com os bancos de capacitores. Já no sistema de EAT a compensação é feita quase que exclusivamente pelos geradores. Entretanto nas regiões remotas dos centros geradores, um número significativo de capacitores é utilizado.

Os franceses enfatizam a desvantagem de se considerar os equipamentos de controle discreto, como é caso dos LTC's e dos bancos de capacitores. A mudança de forma abrupta no ponto de operação pode causar sobretensões transitórias que desagradam consumidores industriais. Esta é a razão pela qual os franceses priorizam o controle por meio dos geradores.

Esta discussão traz subsídios para concluirmos que os equipamentos FACTS controlados a tiristores e que venham a ser utilizados no controle de tensão poderão ter um papel fundamental no CST, pois estes têm a capacidade de variação contínua dentro de certas faixas operativas.

2.5 – Benefícios de uma Coordenação de Pot. Reativa

Alguns dos benefícios que podemos destacar devido a uma implementação de controle coordenado da potência reativa, são:

- Economia com a redução das perdas do sistema;
- Melhoria do perfil de tensão;
- Melhoria no controle da tensão – uma estratégia de controle global comparada com uma estratégia local tem a vantagem de proporcionar um grau de controlabilidade maior sobre as variáveis do

sistema. Entretanto, investimentos em equipamentos de comunicação e medição são necessários para que esta vantagem possa ser aproveitada;

- Melhoria na segurança do sistema – o nível de segurança do sistema aumenta com uma melhor utilização das fontes de potência reativa;
- Aumento da capacidade de transmissão disponível – a diminuição do carregamento dos equipamentos de transmissão devido a redução do fluxo de potência reativa, permite o aumento de transmissão de potência ativa. Os aumentos de transações de potência ativa são economicamente muito atrativos;
- Melhoria da operação do sistema – uma estratégia de despacho de potência reativa pode oferecer aos operadores do sistema um melhor controle sobre fluxos de potência reativa, níveis de reserva e perfil de tensão.

3.0 – O SIMULADOR QUASE-ESTÁTICO

Os resultados numéricos a serem apresentados na Seção 4 foram obtidos utilizando-se uma ferramenta de simulação rápida no tempo, a qual denominamos de simulador quase-estático. Sua característica principal é a de capturar de forma rápida e precisa os fenômenos de dinâmica lenta do sistema. A rapidez deste simulador vem do fato das dinâmicas rápidas serem desprezadas durante a simulação. Desta forma a ferramenta se comporta como um simulador de pontos de equilíbrio de um sistema de equações algébrico-diferenciais.

Desprezando-se as dinâmicas rápidas, o sistema pode ser modelado com o seguinte conjunto de equações:

$$0 = g(y, x, z, w)$$

$$0 = f(y, x, z, w)$$

$$z_d(k+1) = h_d(y, x, z_d, z_c(k))$$

•

$$z_c = h_c(y, x, z_d, z_c)$$

onde y representa as variáveis algébricas (tensões e ângulos), x as variáveis de estado (máquina e controles), z_d as variáveis discretas de médio termo (ex., taps) e z_c as variáveis contínuas de longo termo (ex., mudança da carga e variáveis do CST).

4.0 – RESULTADOS NUMÉRICOS

A Figura 3 apresenta os principais troncos de transmissão para a Área Rio, onde damos destaque para o compensador síncrono de Grajaú, o transformador com tap variável de Jacarepaguá e a usina de Santa Cruz.

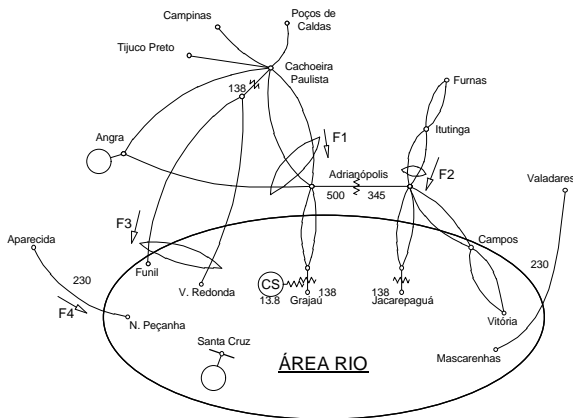


FIGURA 3 – PRINCIPAIS TRONCOS DE TRANSMISSÃO PARA ÁREA RIO. NÚMEROS SIGNIFICAM NÍVEIS DE TENSÃO -kV

O sistema da Área Rio analisado possui 387 barras, 678 linhas de transmissão e transformadores, 30 geradores e 5 compensadores síncronos. O sistema está subdividido em quatro áreas de controle, Furnas (124 barras), Light (127 barras), Cerj (57 barras) e Escelsa (79 barras). O restante do sistema Sul/Sudeste foi equivalentado (23 barras de fronteira, veja Apêndice) utilizando-se o programa Anarede do Cepel. O caso analisado é típico da carga pesada de verão estando o síncrono de Grajaú gerando 290 MVar no caso base.

4.1 – Contingência Simples

A seguinte condição foi simulada neste estudo: perda da LT 500kV Angra-Grajaú.

A tensão na barra de Jacarepaguá-138kV é de 1,0 pu antes do desligamento da LT. Após a perda da LT a tensão de Jacarepaguá-138kV é de 0,958 pu.

O objetivo é de aumentar a tensão da barra de Jacarepaguá 138kV para 0,98 pu, que passa a ser então, a barra piloto do CST.

Para mostrar a eficácia do CST, dividiu-se o estudo em três casos, de acordo com o número de controles disponíveis para o controle de tensão na barra de Jacarepaguá.

- Caso 1: somente o ULTC de Jacarepaguá como controle disponível;
- Caso 2: ULTC de Jacarepaguá e C.S. de Grajaú disponíveis;
- Caso 3: ULTC de Jacarepaguá, C.S. de Grajaú e geradores de Santa Cruz disponíveis.

Tanto o CS de Grajaú quanto os geradores de Santa Cruz tiveram seus respectivos limitadores de sobre excitação representados na simulação.

A Figura 4 apresenta a tensão da barra de Jacarepaguá para os três casos analisados. A curva pontilhada mostra que o objetivo de recuperar a tensão da barra para o valor de 0,98 pu, foi alcançado. O mesmo não acontece nos dois outros casos. Observa-se que no Caso 2 (dois controles), o limite de sobre-excitação do síncrono de Grajaú foi atingido, resultando num erro de regulação de regime permanente.

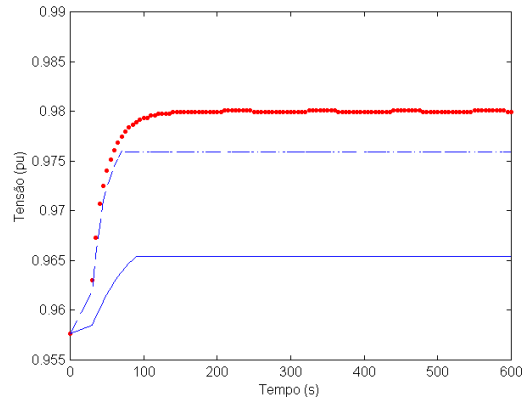


FIGURA 4 – TENSÃO NA BARRA DE JACAREPAGUÁ-138kV. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA TRACEJADA – DOIS CONTROLES; LINHA PONTILHADA – TRÊS CONTROLES.

A Figura 5 mostra a tensão terminal do síncrono de Grajaú. Dois pontos importantes devem ser levantados neste gráfico. Primeiro, observa-se que a tensão é praticamente a mesma nos Casos 2 e 3. Porém o efeito na tensão de Jacarepaguá é bem distinto. Isto se deve ao fato de existir o auxílio do gerador de Santa Cruz em regular a tensão de Jacarepaguá no Caso 3. O segundo ponto importante é com relação ao comportamento da tensão terminal de Grajaú no Caso 1. Observa-se que esta se mantém quase inalterada, pois neste caso não existe controle remoto.

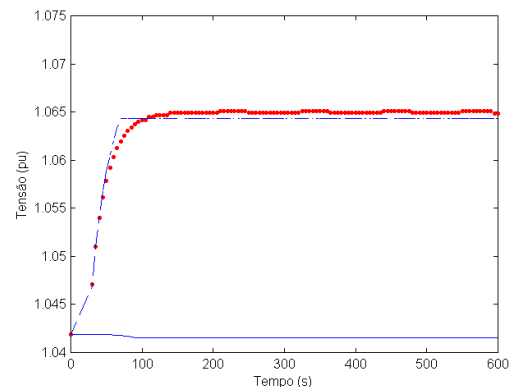


FIGURA 5 – TENSÃO NA BARRA DE GRAJAÚ-138kV. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA TRACEJADA – DOIS CONTROLES; LINHA PONTILHADA – TRÊS CONTROLES.

A Figura 6 apresenta a corrente de campo do síncrono de Grajaú nos três casos. No Caso 1 observa-se a interação da ação do ULTC de Jacarepaguá com a regulação primária do CS. No Caso 2 o limite de sobre-excitação é atingido e no Caso 3 este limite não é atingido devido à colaboração do gerador de Santa Cruz.

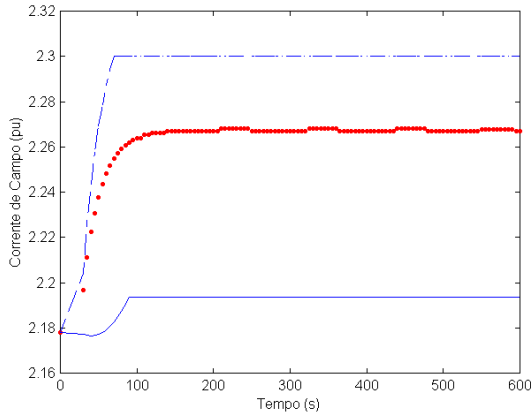


FIGURA 6 – CORRENTE DE CAMPO DO SÍNCRONO DE GRAJAÚ. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA TRACEJADA – DOIS CONTROLES; LINHA PONTILHADA – TRÊS CONTROLES.

4.2 – Aumento de Carga

Este estudo teve como objetivo mostrar o efeito do CST não somente na melhoria do perfil de tensão, como também no aumento da margem de carregamento do sistema antes do colapso de tensão.

Para simular um aumento de carga, foi suposto que as cargas da Área Light sofreram um aumento linear a partir do instante inicial. No instante correspondente a 1000 segundos de simulação, a carga na Área Light se encontra 30% maior do que seu valor inicial (instante 0 seg). As cargas nas outras três áreas se mantiveram constantes.

Somente os Casos 1 e 2, descritos na Subseção 4.1, foram analisados, entretanto ao invés de controlar a tensão de Jacarepaguá 138 kV (barra piloto) em 0,98 pu, adotou-se um valor de 1,0 pu. Isto corresponde em se manter constante esta tensão, ao longo de todo o aumento de carga.

Na Figura 7, pode-se observar o perfil de tensão da barra de Jacarepaguá 138 kV antes da ocorrência da instabilidade de tensão. No Caso 1, onde não existe o controle remoto da barra de Jacarepaguá, através do síncrono de Grajaú e do gerador de Santa Cruz, o perfil de tensão se degrada à medida que o carregamento do sistema aumenta. Porém quando o controle remoto está presente (Caso 3), o perfil de tensão é mantido praticamente constante durante o tempo em que as reservas de potência reativa estão sendo utilizadas. Quando ocorre o esgotamento das fontes de compensação de potência reativa, observa-se que uma instabilidade se instala de forma abrupta. Nesta simulação observa-se que não foi possível nenhum aumento da margem de carregamento do sistema advinda do uso do CST, pois ambas as curvas terminam no mesmo instante de tempo.

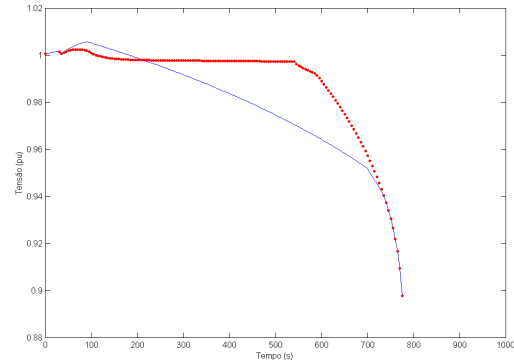


FIGURA 7 – TENSÃO NA BARRA DE JACAREPAGUÁ-138kV. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA PONTILHADA – TRÊS CONTROLES.

A Figura 8 apresenta o perfil de tensão de todas as 387 barras do sistema. O colapso de tensão ocorre um pouco antes dos 800 segundos. Isto significa que o sistema algébrico-diferencial não tem solução.

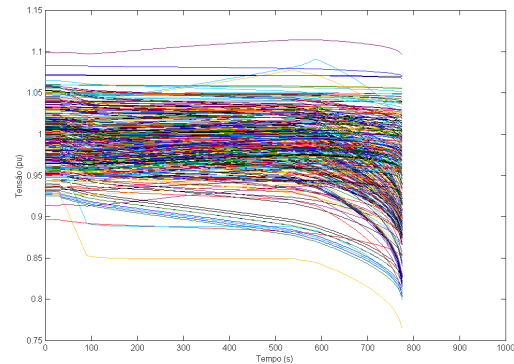


FIGURA 8 – PERFIL DE TENSÃO DAS 387 BARRAS DO SISTEMA.

Com o objetivo de mostrar o potencial do CST em aumentar a margem de carregamento, incluiu-se no CST os geradores de Furnas e Marimondo e o compensador síncrono de Ibiúna. Este último estudo, passa então, a ser denominado de Caso 4. A Figura 9 mostra a tensão na barra de Jacarepaguá quando do uso dos controles descritos no Caso 3 (linha sólida) e quando do uso dos controles descritos no Caso 4 (linha pontilhada). No Caso 4, nota-se claramente o aumento conseguido na margem de carregamento do sistema.

A fim de mostrar o colapso de tensão ocorrendo no Caso 4, aumentou-se a taxa de crescimento de carga na Área Light para 40% em 1000 seg. A Figura 10 mostra as tensões na barra de Jacarepaguá quando com CST (linha pontilhada) e sem CST (linha sólida).

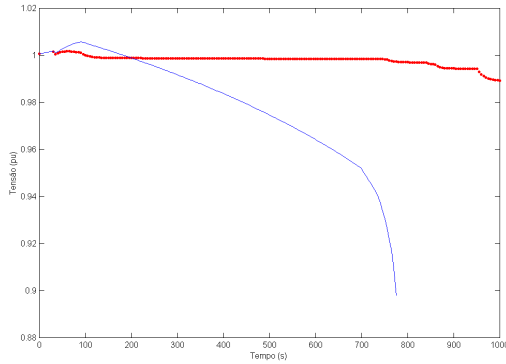


FIGURA 9 – TENSÃO NA BARRA DE JACAREPAGUÁ-138kV. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA PONTILHADA – SEIS CONTROLES, PARA UM AUMENTO DE CARGA DE 30% NA ÁREA LIGHT.

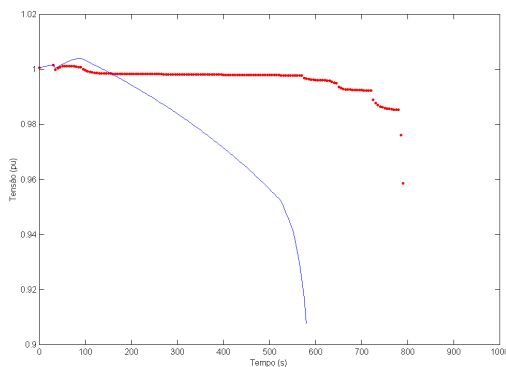


FIGURA 10 – TENSÃO NA BARRA DE JACAREPAGUÁ-138kV. LINHA SÓLIDA – UM CONTROLE; LINHA PONTILHADA – SEIS CONTROLES, PARA UM AUMENTO DE CARGA DE 40% NA ÁREA LIGHT.

5.0 – CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar as vantagens e limitações do uso de uma estrutura centralizada no controle de tensão de sistemas elétricos. Resultados preliminares foram apresentados em situações hipotéticas envolvendo a Área Rio.

O CST, numa primeira análise, apresenta bom potencial para garantir um melhor desempenho de tensão em regiões do sistema. No entanto, somente estudos mais aprofundados poderão determinar a conveniência de sua aplicação prática.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PAUL, J. P., LÉOST, J. Y, TESSERON, J. M., “Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, No. 2, pp. 505-511, May 1987.
- (2) CORSI, S., MARANNINO, P., LOSIGNORE, N., MORESCHINI, G., PICCINI, G., “Coordination between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV

ENEL System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 686-694, May 1995.

- (3) VU, H., PRUVOT, P., LAUNNAY, C., HARMAND, Y., “An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1295-1303, August 1996.
- (4) FINK, L. H., VAN SON, P. J. M., “On System Control Within a Restructured Industry,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 611-616, May 1998.
- (5) CAUSARANO, W. J., FALCÃO, D. M., TARANTO, G. N., “A Fast Domain Simulation Method for Voltage Stability Assessment,” *Anais do VI SEPOPE*, Salvador, BA, Maio 1998.
- (6) VAN CUTSEM, T., “An Approach to Corrective Control of Voltage Instability Using Simulation and Sensitivity,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 616-622, May 1995.
- (7) VAN CUTSEM, T. VOURNAS, C. D., “Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-term Time Scales,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 146-154, February 1996.
- (8) LAGONOTTE, P., SABONNADIÈRE, J. C., LÉOST, J. Y., PAUL, J. P., “Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 2, pp. 479-486, 1989.

APÊNDICE

Barras de Fronteira consideradas no equivalente:

1. Ivaiporã 500kV
2. Tijuco Preto 500kV
3. Tijuco Preto 345kV
4. Ibiúna 345 kV
5. Marimbondo 500kV
6. Cachoeira Paulista 500kV
7. Guarulhos 345kV
8. Mogi1 345kV
9. Mogi2 345kV
10. Mogi3 345kV
11. L.C. Barreto 345kV
12. Furnas 345kV
13. Itutinga 345kV
14. Mogi 230kV
15. Poços de Caldas 138kV
16. Campinas 138kV
17. Mascarenhas 138kV
18. Porto Colômbia 138kV
19. Itumbiara 500kV
20. Porto Colômbia 345kV
21. Nilo Peçanha 230kV
22. S. Branca 88kV
23. Mascarenhas 230kV