



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

A DINÂMICA DE LONGA DURAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Carlos Henrique Costa Guimarães *	Alquindar de Souza Pedroso	Sandoval Carneiro Jr.
UFF	COPPE/UFRJ	COPPE/POLI/UFRJ

RESUMO

O artigo trata de um assunto que usualmente não é abordado nos estudos das empresas pertencentes à rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), talvez por falta de uma ferramenta adequada para simulação dinâmica de sistemas de potência considerando os fenômenos de longa duração.

Este assunto foi tratado na tese de doutorado do autor, cujos aspectos referentes à análise numérica dos métodos envolvidos na solução do problema, bem como a modelagem dos equipamentos e sistemas de controle associados com a dinâmica de longo termo foram considerados. Como produto foi obtida uma extensão do programa ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos do CEPEL [3]) para simular a dinâmica de sistemas elétricos com Controle Automático de Geração (CAG) e Controle Secundário de Tensão (CST), ambos os controles projetados com ações de natureza lenta para destacá-las das ações primárias e com isso tornar a coordenação dos controles hierarquizada. O novo ANATEM tornou-se uma ferramenta que supre uma lacuna na área de análise de sistemas elétricos de potência no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Simulação de Sistemas de Potência, Dinâmica de Longa Duração, Estabilidade e Controle de Sistemas Elétricos.

1.0 - INTRODUÇÃO

Atualmente a desregulamentação do setor elétrico na grande maioria dos países industrializados vem forçando a competição econômica pelo mercado de energia elétrica, e com isso trazendo o sistema de potência a operar cada vez mais próximo do seu limite de estabilidade. Com o crescimento econômico, o sistema elétrico também é obrigado a crescer, em tamanho e complexidade, com conseqüente aumento dos riscos de falta de suprimento de energia elétrica. Com isso, os estudos de dinâmica de longo prazo vêm ganhando importância, principalmente quando da entrada em operação de grandes blocos de geração proveniente da energia eólica, que terá impacto direto no cálculo da reserva girante do sistema.

Alguns dos maiores distúrbios ocorridos no SIN mostraram a necessidade de elaboração de estudos mais detalhados onde perturbações levaram o sistema a um processo evolutivo lento com desligamentos em cascata, conhecido por efeito dominó.

Na dinâmica de longa duração de sistemas elétricos podemos destacar os controles associados com o Controle Automático de Geração (CAG); com a interação entre as máquinas a gás e a vapor de usinas termelétricas a ciclo combinado; com reguladores automáticos de tensão que recebem sinais de controle centralizado para regulação secundária da tensão (CST); com transformadores dotados de dispositivos de comutação em carga, etc. Dada a crescente probabilidade de ocorrência de colapso de tensão nos processos evolutivos de longa duração, como conseqüência do crescimento lento da carga, este trabalho apresenta o resultado de uma simulação do sistema elétrico brasileiro no momento da passagem da carga média para a pesada. Neste trabalho também são

apresentados os resultados de algumas simulações envolvendo a operação do CAG brasileiro e um protótipo de CST para as áreas São Paulo e Rio de Janeiro. Uma nova proposta de CAG é apresentada, alterando o número atual de áreas de controle, bem como o critério de controle polarizado das interligações, dado que com a privatização do setor elétrico várias das grandes empresas estatais tiveram que ser subdivididas para poderem ser vendidas, acarretando com isso na multiplicação das interligações. O controle das interligações entre empresas era feito com a finalidade de manter o contrato de venda de energia entre elas. Hoje achamos que a principal finalidade deste controle deva ser a segurança do sistema, controlando o fluxo de potência entre as áreas geoeletricas do Brasil. Um outro estudo que envolve a dinâmica de longo termo é a do CST, onde se leva em consideração a sua ação secundária com filosofia muito parecida com a do CAG, porém muito mais complexa, pois a frequência de um sistema é única enquanto que a tensão não, esta podendo variar muito de um local para outro tanto em valor como em sua dinâmica, de acordo com o carregamento do sistema. Este tipo de controle já é muito utilizado em países da Europa, sendo a Itália a pioneira. No Brasil a viabilidade de sua implementação já vem sendo estudada.

2.0 - A DINÂMICA DE LONGA DURAÇÃO

Nos estudos convencionais de desempenho dinâmico à frequência fundamental não são levadas em conta as variações lentas que ocorrem com a carga, preocupando-se apenas com o comportamento do sistema frente a defeitos de rápida duração (estabilidade eletromecânica), como por exemplo, curtos-circuitos seguidos de abertura de circuitos. Neste caso os modelos matemáticos dos componentes do sistema têm os efeitos de natureza lenta desprezados, caracterizados por constantes de tempo mais longas ou de baixa frequência.

Os fenômenos que provocam modificações lentas que podem levar alguns minutos, ou até horas, devem ser considerados nos modelos matemáticos para estudos desta natureza. Portanto, os efeitos de curta e longa duração são importantes na modelagem para que não haja dúvidas na interpretação dos resultados que é traduzido na trajetória do ponto de operação [2].

Hoje em dia ainda se questiona a importância de se fazer estudos de dinâmica de longo termo em um sistema elétrico como o do Brasil, onde a geração é predominantemente de origem hidráulica e com o pequeno parque de geração de origem térmica sendo colocado a operar na base da curva de carga e, portanto, sem atender às variações impostas pela carga. Entretanto, diariamente é motivo de preocupação dos engenheiros de operação do sistema elétrico brasileiro os momentos de transição de carga. A Figura 1 ilustra a curva de variação da carga do SIN, no dia 10/04/2001, terça-feira, onde foi registrado o máximo histórico. No horário entre 17:43 h e 18:42 h podemos notar um rampeamento da carga que em apenas 1 hora passa de 48.677 MW para 55.236 MW, com uma taxa média de crescimento de 6.559 MW/h.

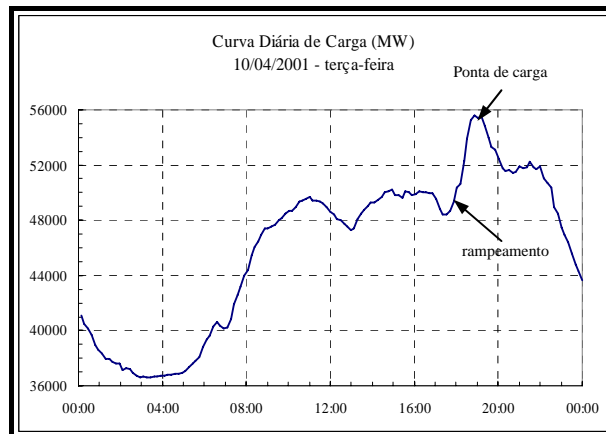


FIGURA 1 – Curva de Carga do Dia 10/04/2001

3.0 - MOTIVAÇÃO

Com o crescimento do sistema elétrico a complexidade dos controladores também aumenta tornando necessária a utilização de esquemas especiais de proteção que garantam a sua integridade, bem como evitem os desligamentos em cascata, normalmente oriundos de defeitos no sistema de transmissão e da operação energética entre reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos. Os fenômenos que causam estes tipos de desligamentos são lentos por sua natureza, pois estão associados a sobrecargas cujas proteções são ajustadas com temporização alcançando a ordem dos minutos.

A instabilidade de tensão é um fenômeno que surgiu há poucos anos e ocorre associado ao esgotamento do suprimento de energia reativa que garante o nível de tensão adequado para a carga. É também um fenômeno de natureza lenta, pois normalmente ocorre durante o período de crescimento lento da carga.

Portanto, este tema é bastante importante e atual, pois nos últimos anos, no Brasil e em outros países desenvolvidos, observamos algumas perturbações que causaram blecautes provenientes de colapsos de tensão,

oscilações eletromecânicas e sobrecargas em componentes onde foram observados desligamentos em cascata, gerando fenômenos de longa duração cuja consideração nos estudos é decisiva na análise do desempenho do sistema elétrico.

4.0 - OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é mostrar o que deve ser considerado em um programa de simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência para aplicação nos estudos focados para os fenômenos de longa duração [1]. A análise da estabilidade numérica dos algoritmos de solução do sistema algébrico-diferencial não-linear é muito importante para que não se tenha dúvida quanto aos resultados obtidos na trajetória do ponto de operação.

O controle da tensão é muito importante em função da crescente probabilidade de ocorrência de instabilidade de tensão nos processos evolutivos de longo termo. Para a avaliação do comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência, a carga tem um papel muito importante, pois erros na sua representação podem levar a uma análise equivocada dos resultados obtidos na simulação. Portanto, há necessidade de se fazer a sua representação com modelos mais detalhados do que os “modelos ZIP” atualmente utilizados nos estudos, onde as parcelas de comportamento como impedância, corrente e potência constantes são duvidosas. Neste modelo apenas a tensão é colocada como variável, deixando a frequência de lado.

5.0 - MODELOS DE COMPONENTES

Neste item apresentamos alguns modelos de componentes que devem ser utilizados nos estudos onde os fenômenos de natureza lenta são relevantes.

5.1 Limitadores dos geradores

Um diagrama de capacidade típico idealizado de um gerador de pólos salientes é mostrado na Figura 2. Muito conhecido por seu termo em inglês “*capability diagram*” é formado pelas condições de potência ativa e reativa que resultam em operação estável e segura do gerador. A área preenchida na cor cinza é o lugar geométrico dos pontos de operação admissível e o seu contorno é formado pelos limites apresentados na Figura 2.

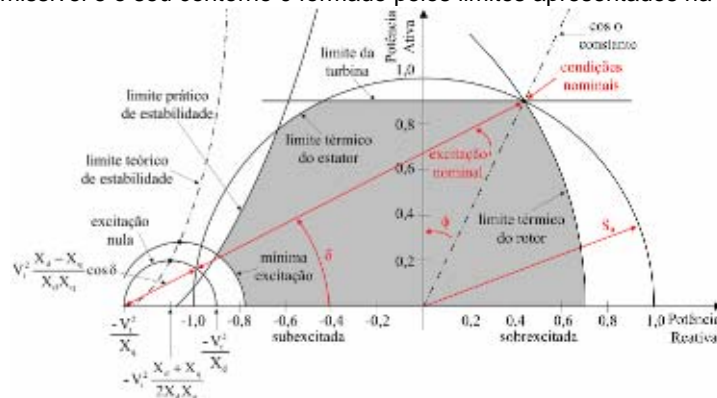


FIGURA 2 – Diagrama de Capacidade Típico de um Gerador de Pólos Salientes

onde:

- X_d – reatância síncrona de eixo direto (pu)
- X_q – reatância síncrona de eixo em quadratura (pu)
- S_n – potência aparente nominal (pu)
- V_t – tensão terminal (pu)
- $\cos \phi$ – fator de potência nominal (adimensional)
- δ – ângulo absoluto do eixo q da máquina (radianos)

5.2 Turbinas a gás e a vapor

A título de exemplo, na Figura 3 é mostrado um diagrama em blocos de um regulador de velocidade e turbina a gás simplificado proposto por Rowen [7]. Modelos para turbinas a vapor em ciclo combinado foram examinados em detalhe e estão descritos na referência [1].

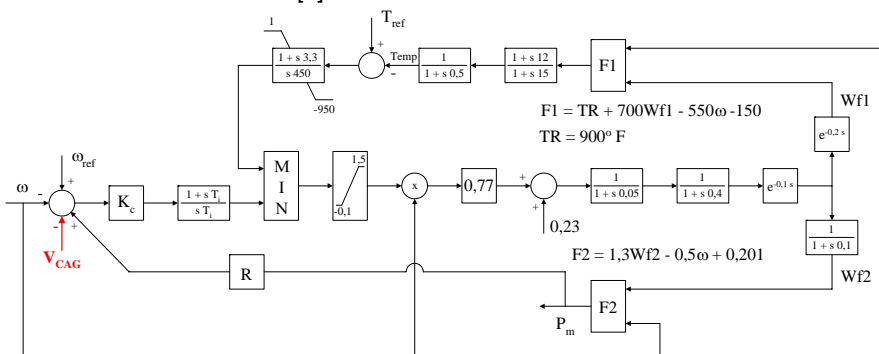


FIGURA 3 – Modelo de RV e Turbina a Gás

onde:

R – estatismo permanente (pu/pu)

T_i – constante de tempo do regulador (s)

ω_{ref} – velocidade angular de referência (1.0 pu)

V_{CAG} – sinal recebido do CAG (pu)

K_c – ganho do regulador (pu)

ω – velocidade angular (pu)

T_{ref} – temperatura de referência (grau Fahrenheit)

P_m – potência mecânica de saída da turbina a vapor (pu)

5.3 Controle Automático de Geração

A atuação de um CAG pode ser descrita graficamente pela Figura 4.

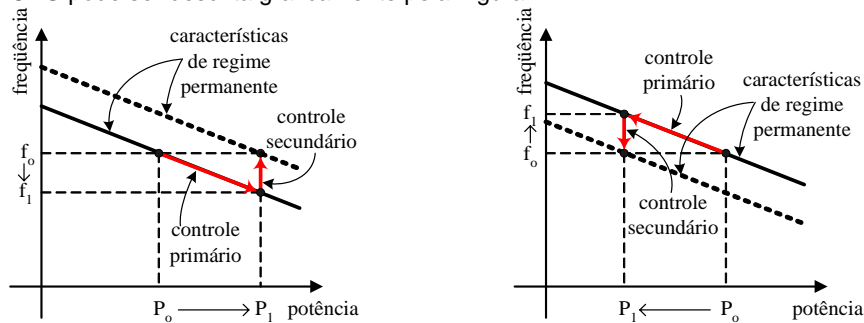


FIGURA 4 – Ação dos Controles Primário e Secundário de Freqüência

Um modelo simplificado de CAG é mostrado na Figura 5, com operação no modo TLB (“Tie-Line frequency Bias”) ou controle polarizado das interligações onde é gerado um sinal que é aplicado no regulador de velocidade das máquinas que fazem parte do CAG, afim de fazer com que tanto a freqüência quanto os intercâmbios voltem, em regime permanente, para os seus valores nominais deslocando na vertical a reta característica de estatismo permanente, para cima ou para baixo, dependendo se o erro de controle de área está negativo ou positivo, respectivamente. Este modelo apenas integra o erro de controle de área (ECA) e distribui entre as máquinas da área de controle.

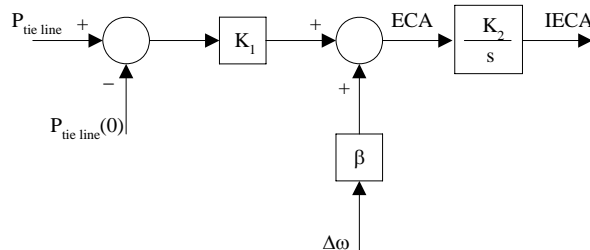


Figura 5 – Modelo Simplificado de CAG

onde:

$P_{tie\ line}$ – potência na linha de interligação (pu)

$\Delta\omega$ – desvio de freqüência da área (pu)

K_1 – ganho do controle de intercâmbio

ECA – erro de controle de área (pu)

$P_{tie\ line}(0)$ – potência de intercâmbio contratada (pu)

β – BIAS da área (pu/pu)

K_2 – parâmetro do integrador do ECA

IECA – integral do ECA (pu/s)

Em modelos mais elaborados de CAG se utiliza um sinal de controle derivado do ECA gerando pulsos enviados para o controlador, além da banda morta muito utilizada para evitar a atuação continuada do controle, evitando o desgaste para pequenos desvios do ECA. Uma descrição detalhada dos modelos de CAG utilizados no Brasil pode ser encontrada na referência [1].

5.4 Transformador com Dispositivo de Comutação em Carga

Os transformadores dotados de dispositivo de comutação em carga são componentes importantes no controle de tensão de um sistema elétrico. Este dispositivo tem um controlador regulador da tensão que comanda a troca de Tap do transformador com a finalidade de trazê-la para o seu valor de referência. Maiores detalhes sobre a modelagem, bem como a sua forma de atuação podem ser encontrados em [1].

5.5 Controle Secundário de Tensão

A Figura 6 mostra um exemplo de modelo de CST com controle da tensão na barra de alta com “droop” e com ação secundária no controle conjunto de tensão e de reativos para duas máquinas e uma barra piloto [5]. Podemos notar que o fator de participação de cada máquina é calculado em função da componente reativa da corrente no instante inicial, sendo recalculado quando há perda de máquinas, mantendo o carregamento percentual de reativos de cada unidade geradora. Por razões óbvias, o êxito desta estratégia de controle depende do ajuste que for dado à rede elétrica no instante inicial (regime permanente), para que as fontes de potência

reativa que fazem parte do controle centralizado fiquem com carregamento relativo igual, evitando que, na solicitação de geração de reativos, uma máquina atinja o seu limite e outra não.

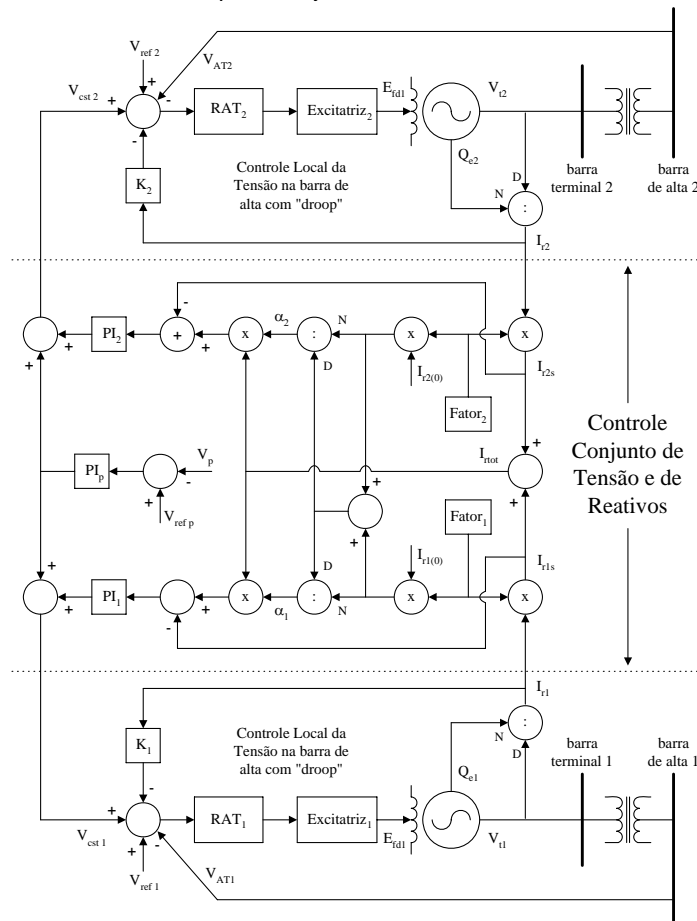


FIGURA 6 – Modelo de Controle Secundário de Tensão

6.0 - SIMULAÇÕES

Neste item são apresentados os resultados de simulações feitas com o SIN com configuração em carga média (15:00 h) referente a abril de 2003. Nestas simulações o modelo de CAG não representa o real, porém as suas funções principais foram realizadas com um controlador do tipo integral, conforme apresentado na Figura 5. O modelo de CST utilizado nas simulações corresponde ao que foi apresentado na Figura 6. Este modelo serve apenas para mostrar a potencialidade das suas funções básicas, sendo preciso uma melhor elaboração para cumprir as funções específicas de cada área de controle.

Nos casos simulados neste trabalho fizemos os CAG das áreas SE, N e NE operando com o controle no modo TLB, portanto apenas foi considerado o controle das interligações entre as áreas SE e N, entre as áreas SE e NE e entre as áreas N e NE. Os CAG das outras áreas foram considerados operando sempre com controle no modo FF ("Flat Frequency"), anulando o parâmetro K1 da Figura 5. As interligações que fazem parte do controle foram reduzidas para simplificar a análise dos resultados, sem ter a pretensão de mudar o atual. Contudo, esta simplificação serve para mostrar a atuação e eficácia de um CAG operando em um sistema de grande porte. É importante ressaltar que na prática o CAG é desligado nos casos de grandes desvios de frequência ($\pm 0,5$ Hz) e/ou intercâmbios, para não entrar em conflito com outros controladores do sistema quando ocorrem grandes perturbações.

6.1 Perda das Interligações Norte-Sudeste e Sudeste-Nordeste

Nesta simulação foi feita a perda simultânea das interligações N-SE e SE-NE, com a finalidade de observar o comportamento do sistema frente ao ilhamento entre os sistemas N-NE e S-SE-CO. Para mostrar a atuação da função de controle de fluxo de potência da interligação entre os sistemas N e NE foi considerado o controle atuando em TLB e em FF. Para análise do comportamento da frequência foram escolhidas as barras de Ilha Solteira (SE) e Tucuruí (N).

A Figura 7 mostra a variação da frequência com o tempo, onde podemos observar a diferença de comportamento dinâmico da frequência em Tucuruí, para o controle atuando em FF e em TLB. Esta diferença de comportamento não foi observada na frequência em Ilha Solteira, pois esta usina fica localizada no sistema S-SE-CO e com a

perda das interligações com os sistemas N e NE, o seu CAG deixa de ter a função de controle de fluxo nas interligações, sendo assim, a frequência do sistema S-SE-CO não é afetada pela utilização dos dois modos de controle. Podemos notar também que o CAG seria desligado no instante em que a frequência atingiu 60,5 Hz se fosse considerada a sua lógica de desligamento automático nesta simulação.

A Figura 8 mostra nitidamente que, com o controle no modo TLB, o fluxo de potência na interligação N-NE é controlado, com seu valor inicial de 781 MW sendo atingido após 30 segundos. O mesmo não ocorre no caso do controle no modo FF, onde o fluxo de potência não é controlado, cujo valor parte inicialmente de 781 MW e vai para 1.523 MW, em 120 segundos.

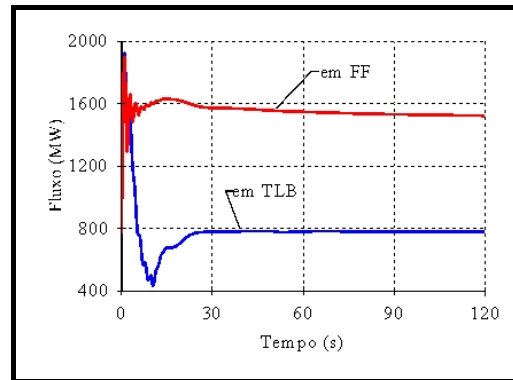
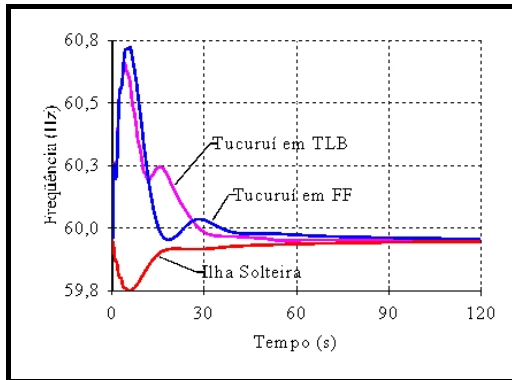


FIGURA 7 – Frequência em Tucuruí e Ilha Solteira FIGURA 8 – Fluxo de Potência Ativa na Interligação N-NE

6.2 Passagem da Carga Média para Pesada

Neste item apresentamos uma simulação com o objetivo de mostrar o comportamento do SIN no período de transição da carga média para a pesada. Nesta transição consideramos uma variação da carga em rampa, com duração de 20 minutos, e para simplificar a entrada de dados, consideramos que as cargas de cada área variam com a mesma taxa de crescimento, mantendo o fator de potência. As informações foram obtidas junto ao ONS, nos casos de estudo de regime permanente do SIN de abril de 2003. Pudemos constatar que os fatores de potência das cargas por área, no instante de carga média, mudam muito em relação aos seus valores no instante de carga pesada.

Pudemos notar que a variação de carga tem seus valores bem diferentes para as componentes ativa e reativa, como também em algumas áreas esta diminui ou varia pouco, devido à diversidade do sistema. A carga ativa total do sistema aumenta 8,17 % enquanto que a reativa diminui 6,26 %. O fato da diminuição da componente reativa da carga pode estar relacionado também com o chaveamento de bancos de capacitores de consumidores industriais no momento da mudança do regime de carga, para melhor controle da tensão e fator de potência para evitar multas contratuais. Além disso, neste horário há entrada de carga de iluminação pública cujo fator de potência é bem diferente de uma carga tradicional. Nestas simulações não consideramos a reprogramação de geração, que pode ocorrer até de 10 em 10 minutos nos momentos de transição de carga. Hoje em dia a reserva girante está em torno de 1800 MW e a reprogramação da geração é necessária para evitar o esgotamento das fontes pertencentes ao CAG. Podemos notar que nestas simulações a carga cresce em um pouco mais de 3800 MW, portanto acima do montante de reserva.

A Figura 9 mostra a variação da frequência do sistema com o tempo, que atinge um valor mínimo de 59,99 Hz. A atuação do CAG só fica evidenciada após o término da variação da carga que então faz com que a frequência volte para o seu valor nominal.

Como o CAG está operando no modo TLB, os fluxos nas interligações são controlados, com seus os valores se mantendo praticamente constantes, sendo o da Norte-Sudeste de 1.039 MW, o da Norte-Nordeste de 781 MW e o da Sudeste-Nordeste de 210 MW, conforme mostra a Figura 10.

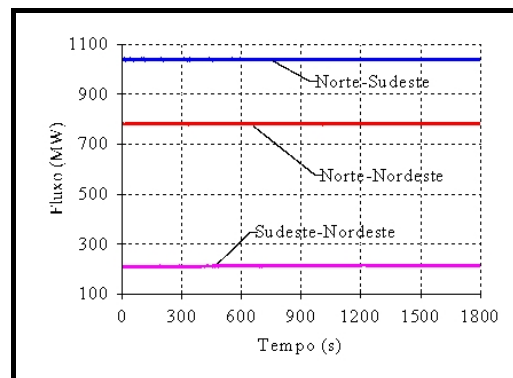
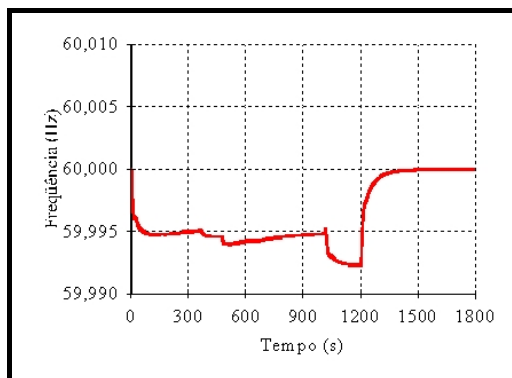


FIGURA 9 – Frequência do Sistema

FIGURA 10 – Fluxo de Potência Ativa nas Interligações

6.3 Controle Secundário de Tensão para as Áreas São Paulo e Rio de Janeiro

No caso apresentado neste item consideramos o modelo de Controle Secundário de Tensão mostrado anteriormente na Figura 6, acrescido apenas de bandas mortas para evitar a atuação contínua do controle nos casos de pequenas variações na tensão da barra piloto e no desbalanço de potência reativa entre as fontes que fazem parte do controle centralizado [4]. Escolhemos como barras piloto Bauru 440 kV para representar a Área São Paulo e Adrianópolis 500 kV para representar a Área Rio de Janeiro. A finalidade desta simulação foi de apenas verificarmos o comportamento do sistema elétrico das Áreas São Paulo e Rio de Janeiro no momento da transição do regime de carga média para pesada quando se inclui um controle centralizado de tensão para melhorar o seu perfil. Não tivemos a pretensão com esta simples simulação em mostrarmos um controle ideal para estas áreas. Para isto teríamos que elaborá-lo muito mais, principalmente na seleção das áreas de controle secundário de tensão e a respectiva barra piloto e nos tempos de atuação das ações coordenadas. Para mostrar a complexidade do problema podemos citar o caso da Itália, que foi pioneira nesta área de conhecimento, onde o seu CST está dividido em 13 áreas de controle [6].

A filosofia de um CST é parecida com a do CAG, porém muito mais complexa, pois a frequência de um sistema é única enquanto que a tensão não, esta podendo variar muito de um local para outro tanto em valor como em sua dinâmica de variação com o carregamento do sistema.

Para a Área São Paulo escolhemos como fontes os quatro compensadores síncronos de Ibiúna (4 x 300 Mvar), o compensador síncrono de Tijuco Preto (300 Mvar) e a Usina Termelétrica Nova Piratininga (2 x 117 Mvar) para controlar a tensão da barra piloto (Bauru 440 kV). Na Área Rio de Janeiro incluímos no controle os dois compensadores síncronos de Grajaú (2 x 200 Mvar) e a Usina Nuclear de Angra 1 com capacidade de gerar 360 Mvar (neste horizonte de abril de 2003 a UNE Angra 2 estava fora de operação para manutenção), fornecendo o suporte de reativos para controlar a tensão da barra piloto (Adrianópolis 500 kV). Em ambos os controles centralizados utilizamos uma estratégia de manter em regime permanente o mesmo carregamento relativo de potência reativa atribuído às máquinas no instante inicial. Esta estratégia serviu apenas para mostrar uma das maneiras possíveis de se ter um controle conjunto de tensão e de potência reativa para as Áreas SP e RJ.

A Figura 11 mostra o comportamento da tensão na barra piloto da Área SP (Bauru 440 kV) com o aumento do carregamento do sistema elétrico brasileiro. Podemos observar que no caso sem CST a tensão da barra piloto fica abaixo de 103% enquanto que no com CST esta fica um pouco abaixo de 104%, em regime permanente, devido à ação secundária do controle centralizado onde a banda morta de 2% mantém uma folga para as fontes de reativos, evitando principalmente o esgotamento de Ibiúna.

Pela Figura 12 podemos observar que na Área RJ a tensão da barra piloto (Adrianópolis 500 kV) cai abaixo de 107% quando não se faz uso do CST, e consegue ser mantida acima de 109% quando o CST é utilizado. A sua ação pode ser notada desde o início do aumento de carga, porém é mais evidenciada no momento que a tensão da barra piloto sofre um desvio além da banda morta de 1%.

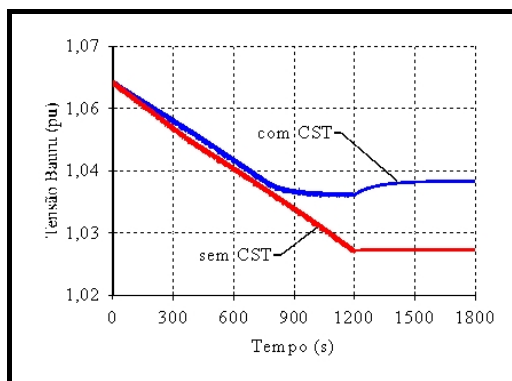


FIGURA 11 – Tensão em Bauru 440 kV

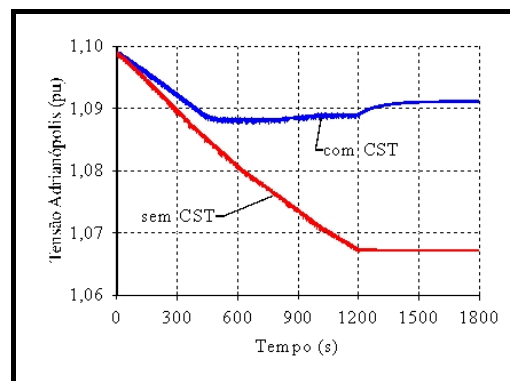


FIGURA 12 – Tensão em Adrianópolis 500 kV

Pela Figura 13 podemos notar que, no caso com CST, o fluxo para a Área SP, após o rampeamento da carga, atinge um valor de quase 500 MW a mais quando comparado com o resultado do caso sem CST. Isto se deve à preservação das cargas com o melhor controle da tensão na Área SP, controlada pela tensão da barra de Bauru 440 kV.

Similarmente, pela Figura 14 também podemos observar que, no caso com CST, o fluxo para a Área RJ, após o rampeamento da carga, atinge um valor de aproximadamente 120 MW a mais quando comparado com o resultado do caso sem CST, devido ao fato das cargas serem preservadas com o melhor controle da tensão na Área RJ, através do controle da tensão em Adrianópolis 500 kV.

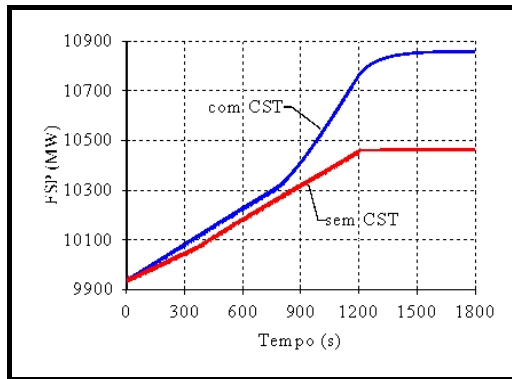


FIGURA 13 – Fluxo para São Paulo

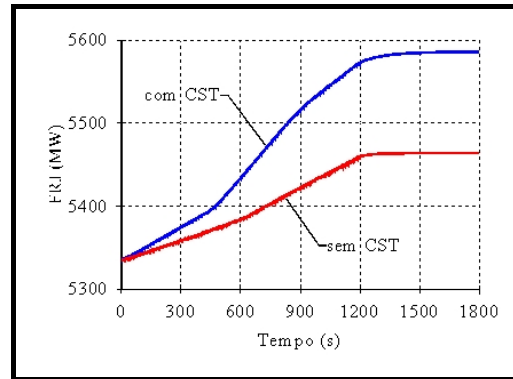


FIGURA 14 – Fluxo para o Rio de Janeiro

7.0 - CONCLUSÕES

Os modelos apresentados neste trabalho e sua implementação computacional possibilitaram a obtenção de uma ferramenta poderosa para estudos de estabilidade dinâmica de longo prazo em sistemas elétricos, principalmente estudos da atuação do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão.

A reestruturação do setor elétrico levou à divisão das grandes empresas estatais do setor de geração de energia elétrica do Brasil. Como consequência a função de controle das interligações vem se tornando cada vez menos eficaz, e com isto devem ser feitos estudos para analisar a mudança da sua filosofia, que está apontando para o controle da segurança do sistema, no lugar de controlar simplesmente o fluxo de potência de intercâmbio entre empresas. Para um trabalho futuro próximo os modelos desenvolvidos poderão ser utilizados na reavaliação do CAG brasileiro, uma vez que, após a desregulamentação do setor elétrico, os princípios básicos de controle polarizado das interligações estão sendo repensados. Estudos de rampeamento da carga podem agora ser realizados para avaliação do esgotamento das fontes de reativos, principalmente na sua hora de ponta. Estudos importantes de controle secundário de tensão para o sistema elétrico brasileiro também devem ser realizados para melhorar a qualidade e confiabilidade do suprimento de energia elétrica no Brasil. O novo ANATEM será muito útil na análise "post-mortem" para reproduzir as ocorrências de blecautes identificando possíveis falhas humanas, de equipamentos, de lógicas de proteção, etc.

Um trabalho interessante para um futuro próximo será o de avaliar o impacto causado no sistema elétrico brasileiro devido à entrada prevista de grandes blocos de geração eólica para os próximos 10 anos, notadamente no litoral nordestino e no extremo sul do país, representando mais de 10% da sua capacidade geradora. Os modelos dos diversos tipos de geradores com os respectivos sistemas de controle e turbinas eólicas já estão sendo implementados pelo CEPEL. A entrada em operação deste tipo de geração influenciará diretamente o controle carga-freqüência, pois em uma possível ausência temporária de vento, as máquinas pertencentes ao CAG deverão ser mais solicitadas e com isso o CAG deverá contar com um aumento da reserva girante.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) GUIMARÃES, C. H. C., *Simulação Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Considerando os Fenômenos de Longa Duração*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.
- (2) PEDROSO, A. S., *Anotações de Aula do Curso de Doutorado – COE806 - Dinâmica de Longa Duração em Sistemas de Potência*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Setembro de 1999.
- (3) CEPEL, *Manual do Usuário do Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM*. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- (4) MARINHO, J. R. B., FERRAZ, J. C. R., MARTINS, N., PRADA, R. B., GUIMARÃES, C. H. C., "Controle Coordenado de Tensão Aplicado a Usinas Nucleares Eletricamente Próximas". *XVII SNPTEE*, Uberlândia, MG, Brasil, 2003.
- (5) MARTINS, N., "The New CIGRE Task Force on Coordinated Voltage Control in Transmission Networks". *Panel Session on Secondary Voltage Control, IEEE/PES Summer Meeting*, pp. 305-306, Seattle, WA, USA, July 2000.
- (6) 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.
- (7) ROWEN, W. I., "Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines". *28th International Gas Turbine Conference and Exhibit*, Journal of Engineering for Power, Transactions of the ASME, Vol 105, pp. 865-869, Paper No. 83-GT-63, Phoenix, AZ, USA, October 1983.