

Projeto P&D – Ciclo 2001/2002

Aperfeiçoamentos em Programa para cálculo de equivalentes dinâmicos

Nilo J.P. de Macedo, FURNAS; Eduardo J.S. Pires de Souza, PUC-Rio
e Fernando M. da Fonseca, FURNAS

Resumo- Este artigo técnico apresenta os resultados da pesquisa, Programa de P&D (ciclo 2001/2002), referente a aperfeiçoamentos na metodologia de cálculo de equivalentes dinâmicos, baseados em coerência de geradores, na determinação da representação reduzida de sistemas para os estudos com o Simulador de Sistemas Elétricos (SSE) de FURNAS.

Palavras-chave- Agregação Dinâmica, Equivalentes Dinâmicos, Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência, Geradores Coerentes, Sistemas de Excitação.

I. INTRODUÇÃO

Visando melhorar a qualidade do equivalente dinâmico do sistema elétrico representado nos estudos realizados em simuladores de sistemas elétricos em tempo real (RTDS), ou em programas de estabilidade eletromagnética (ATP, PSCAD/EMTDC, etc), e reduzir o esforço e o tempo gastos na sua preparação, Furnas e a PUC-Rio realizaram um projeto de P&D no ciclo 2000/2001 para o desenvolvimento de uma versão do programa EDINCO (Equivalentes DINâmicos por COerência) [1].

Este novo projeto de pesquisa consistiu em desenvolver uma versão aperfeiçoada do programa EDINCO para micro-computadores, visando resolver os seguintes problemas detectados no projeto de P&D do ciclo 2000/2001:

- Nas aplicações da metodologia para obtenção de equivalentes dinâmicos em que é necessária uma redução drástica do sistema elétrico, considerando-se índices de qualidade da coerência baixos, inferiores a 95%, problemas de convergência podem aparecer na resolução do fluxo de potência na etapa de introdução dos geradores equivalentes através das malhas REI [2].

- Para a obtenção dos reguladores de tensão equivalentes pela metodologia de agregação dinâmica, é necessária a resposta em frequência dos reguladores das unidades geradoras coerentes. Seria necessário, portanto, modelar todos os reguladores de tensão do sistema elétrico no programa EDINCO para o cálculo da resposta em frequência. No caso do sistema interligado brasileiro tal tarefa se mostra inviável

pelo grande número de controladores, e a necessidade de manutenção contínua do programa para a inclusão de novos modelos ou atualização dos existentes.

Assim, os objetivos deste novo projeto foram:

- Desenvolver uma nova subrotina de agrupamento de geradores no programa EDINCO que considerasse, além do critério de coerência, a proximidade elétrica dos mesmos. Esta modificação no critério de agrupamento visou resolver os problemas de convergência na resolução do problema de fluxo de potência. Para aplicações em simuladores em tempo real ou em programas de transitórios eletromagnéticos, há necessidade de reduções drásticas da rede elétrica, o que faz aparecer grupos coerentes com várias dezenas ou centena de geradores de diferentes localidades e eletricamente muito distantes.

- Desenvolver uma nova subrotina de agregação de modelos de reguladores de tensão no programa EDINCO, considerando como dado de entrada a resposta em frequência dos reguladores fornecida pelo programa PACDYN (Cepel). O PACDYN já possui um banco de dados com todos os modelos dos reguladores do sistema interligado brasileiro, que é continuamente atualizado pelo ONS. O objetivo é evitar a necessidade de representação de todos os modelos de reguladores de tensão no programa EDINCO para a determinação da resposta em frequência.

Neste artigo serão apresentados alguns resultados da aplicação da metodologia para a obtenção de equivalentes em áreas de interesse de FURNAS.

II. METODOLOGIA UTILIZADA

A metodologia empregada para o cálculo de equivalentes dinâmicos nesta pesquisa é baseada em coerência de geradores e apresenta três etapas básicas: a identificação dos geradores coerentes, a redução estática da rede elétrica e a agregação dinâmica dos modelos das unidades geradoras coerentes.

O programa EDINCO foi desenvolvido pela PUC-Rio para calcular equivalentes dinâmicos de sistemas de energia elétrica baseados em coerência de geradores. Os modelos das unidades equivalentes são determinados considerando a

Nilo J. P. de Macedo é engenheiro sênior do Departamento de Estudos Elétricos de FURNAS (e-mail: nilojpm@furnas.com.br).
Eduardo J. S. Pires de Souza é professor do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio (e-mail: pires@ele.puc-rio.br).
Fernando Mendonça da Fonseca é engenheiro pleno do Departamento de Estudos Elétricos de FURNAS (e-mail: fmfonseca@furnas.com.br).

resposta em frequência de cada equipamento.

A metodologia utilizada para a identificação de geradores coerentes é baseada no desvio médio da velocidade angular dos geradores. Trabalho de pesquisa anterior mostrou que esta medida de coerência é mais eficaz que o desvio angular, especialmente naqueles casos em que os geradores apresentavam oscilações com frequências diferentes e pequenas diferenças de amplitude [3].

O agrupamento dos geradores coerentes é feito através de um algoritmo que processa as medidas de coerência ordenadas até uma dada tolerância, previamente calculada em função de um índice de qualidade e da menor e maior medidas, combinado com um índice de proximidade elétrica entre os geradores de cada grupo coerente. O procedimento adotado neste algoritmo garante a unicidade da composição dos grupos coerentes formados.

A agregação dinâmica de unidades geradoras coerentes, agrupadas em uma mesma barra, consiste na determinação dos parâmetros de uma ou mais unidades geradoras equivalentes que apresentem o mesmo comportamento dinâmico das unidades originais, durante qualquer perturbação em que estas unidades permaneçam coerentes. As unidades geradoras coerentes podem ser representadas por diferentes modelos de máquina síncrona, sistema de excitação, turbina e regulador de velocidade. Haverá, então, um modelo equivalente para cada componente da unidade geradora, ou seja, um modelo equivalente para a máquina síncrona, outro para o sistema de excitação, e assim por diante. Os parâmetros de cada modelo equivalente são ajustados numericamente pelo método de Levenberg-Marquardt [4,5], de modo a se obter um erro mínimo dado pela soma dos quadrados da magnitude da diferença entre a função de transferência equivalente e a função de transferência agregada, que representa a soma das funções de transferência das unidades geradoras de cada grupo coerente, calculada para várias frequências discretas. Este é um problema de otimização multivariável.

Para reduções drásticas da rede elétrica, visando aplicações em Simuladores de Sistemas Elétricos, foram adotados índices de qualidade da coerência baixos, que resultassem em um menor número possível de geradores sem comprometer significativamente o comportamento dinâmico dos geradores da área de interesse, associado a um índice que mede a proximidade elétrica entre os geradores coerentes.

A. Cálculo das Medidas de Proximidade Elétrica

A medida de distância (ou de proximidade) elétrica mais simples é o módulo da admitância de transferência entre os geradores [6]. A distância elétrica entre os geradores i e j é tão maior quanto menor for o módulo desta admitância. Esta medida de distância é, portanto, uma medida inversa no sentido que quanto maior for o módulo da admitância, menor a distância (maior a proximidade) dos geradores. Assim, é mais apropriado associar o valor do módulo da admitância (ou a susceptância) a uma medida de proximidade elétrica. Quanto maior o módulo da admitância (ou a susceptância),

maior a proximidade elétrica dos geradores. É considerada como medida de proximidade elétrica dos geradores o valor da susceptância de transferência entre os seus nós internos. A medida de proximidade de um gerador k em relação a um grupo coerente pode ser definida como a menor susceptância de transferência entre o gerador k e os geradores do grupo coerente. Para o cálculo das admitâncias de transferência entre os geradores, os inversos das reatâncias transitórias e os nós atrás dessas reatâncias são incluídos na matriz de admitância de barra do sistema.

Seja o sistema de 3 barras apresentado na Fig. 1, com a inclusão dos nós internos dos geradores.

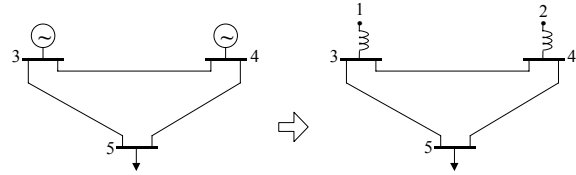


Figura 1. Sistema de 3 barras com representação dos nós internos dos geradores.

A estrutura da matriz admitância de barra Y , acrescida dos nós internos dos geradores, tem a forma indicada na Fig. 2.

$$Y = \begin{bmatrix} x & & x & & & \\ & x & & x & & \\ x & & x & x & x & \\ & & x & x & x & x \\ & & & x & x & x \end{bmatrix}$$

Figura 2. Estrutura da matriz admitância de barra Y com os nós internos dos geradores.

Designando por Y_{gg} , Y_{gl} , Y_{lg} e Y_{ll} as partições da matriz Y , conforme indicado na Fig. 2, temos:

Todas as barras são, então, eliminadas, exceto os nós internos dos geradores. Após a redução, o elemento i - j da ma-

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gl} \\ Y_{lg} & Y_{ll} \end{bmatrix} \quad (1)$$

triz resultante é a admitância de transferência entre o i -ésimo e o j -ésimo geradores. Eliminando os nós 3, 4 e 5 da matriz Y apresentada na Fig. 2, resulta:

$$Y_{gg}^r = Y_{gg} - Y_{gl} Y_{ll}^{-1} Y_{lg} \quad (2)$$

A matriz Y_{gg}^r é calculada sem a determinação explícita inversa de Y_{ll} , usando a técnica de bifatoração com ordenação dinâmica, e considerando a esparsidade.

Verifica-se que o valor absoluto de B_{ij} , que permita o julgamento de quão próximo um gerador está de outro, não é significativo, pois varia bastante de um sistema para outro.

As medidas de coerência C_{ij} também variam bastante de um sistema para outro, e no mesmo sistema para diferentes pontos de falta, impedindo o julgamento de quão coerentes dois geradores são pela análise do valor absoluto de C_{ij} . Por

esta razão, foi definido o índice de qualidade da coerência q_c , neste trabalho redefinido como q_c , como indicado abaixo:

$$q_c = \frac{C_{ij}^{Max} - C_{ij}}{C_{ij}^{Max} - C_{ij}^{Min}}$$

Para $C_{ij} = C_{ij}^{Max}$, o índice de qualidade $q_c = 0$, significando que todos os geradores são considerados coerentes. Para $C_{ij} = C_{ij}^{Min}$, o índice de qualidade $q_c = 1$ (coerência perfeita), significando que nenhum gerador é considerado coerente com qualquer outro.

Pode-se definir, analogamente, o índice de qualidade da proximidade elétrica q_p , entre o i -ésimo e o j -ésimo geradores, por:

$$q_p = \frac{B_{ij} - B_{ij}^{Min}}{B_{ij}^{Max} - B_{ij}^{Min}} \quad (4)$$

onde B_{ij}^{Max} e B_{ij}^{Min} são a maior e a menor susceptâncias de transferência, respectivamente.

Para $B_{ij} = B_{ij}^{Max}$, o índice de qualidade $q_p = 1$, significando que os geradores i e j são os mais próximos. Para $B_{ij} = B_{ij}^{Min}$, o índice de qualidade $q_p = 0$, significando que os geradores i e j são os menos próximos (mais distantes). Como o objetivo é impedir o agrupamento de geradores coerentes distantes, é preciso considerar valores pequenos para q_p . Como para cada sistema os valores de B_{ij}^{Max} e B_{ij}^{Min} são conhecidos, especificando-se o valor de q_p , pode-se determinar o valor de B_{ij}^{Tol} abaixo do qual não é permitido o agrupamento de geradores coerentes. Explicitando B_{ij} da Eq. (4), obtém-se a seguinte expressão para a tolerância:

$$B_{ij}^{Tol} = q_p B_{ij}^{Max} + (1 - q_p) B_{ij}^{Min} \quad (5)$$

O algoritmo de agrupamento não considera a medida de coerência C_{ij} dos geradores i e j se $B_{ij} < B_{ij}^{Tol}$. Para $q_p = 0$, $B_{ij}^{Tol} = B_{ij}^{Min}$. Como não há medida de proximidade menor que B_{ij}^{Min} , todas as medidas C_{ij} até C_{ij}^{Tol} , definidas para um dado q_c , são consideradas no algoritmo de agrupamento.

B. Novo Algoritmo de Agregação de Reguladores de Tensão

Na nova subrotina de agregação dinâmica, a resposta em frequência do regulador de tensão de cada unidade geradora de um grupo coerente é extraída de uma tabela, ao invés de ser calculada a partir da função de transferência (FT) de cada modelo de regulador. Estas respostas em frequência são processadas para a determinação da resposta de cada grupo coerente, denominada resposta da FT agregada. A tabela deve conter a resposta em frequência de todos os reguladores de tensão do sistema externo. O programa EDINCO procura nesta tabela as colunas correspondentes aos geradores de cada grupo coerente.

Pesquisas recentes nesta área de agregação dinâmica de modelos [7-12] vêm sendo desenvolvidas no sentido de se

investigar a melhor estrutura para o modelo equivalente, conhecidos os modelos dos sistemas de excitação das unidades geradoras de cada grupo coerente. Na nova subrotina de agregação as respostas em frequência são obtidas de tabela, sem o conhecimento das FTs dos modelos individuais. Nesta versão do programa EDINCO, o modelo 1 (MD01) de regulador de tensão do ANATEM [13] é definido como modelo equivalente para o ajuste entre as FTs agregadas e equivalentes.

Na resposta em frequência dos reguladores apresentada em tabela, a frequência varia na faixa de 0,01 a 10 Hz, o que corresponde a uma variação entre -2 e 1 numa escala logarítmica. Na escala logarítmica a frequência varia em intervalos de $0,1$, o que corresponde a 31 valores de frequência ($f = 10^{-2}, 10^{-1,9}, 10^{-1,8}$ Hz, etc.).

Após a leitura dos valores da resposta em frequência dos reguladores de tensão dos geradores do sistema externo, o EDINCO determina, automaticamente, a respectiva resposta em frequência de cada grupo coerente, denominada resposta da FT agregada, para a resolução do problema da agregação dinâmica desses modelos.

Nesta nova versão do programa, o usuário pode utilizar os modelos pré-definidos adaptados de reguladores de tensão do ANATEM (MD01, MD12, MD13, MD18), ou fornecer a resposta em frequência dos reguladores de tensão dos geradores do sistema externo [14].

III. RESULTADOS

O sistema elétrico brasileiro utilizado para testar a metodologia foi obtido do banco de dados do ONS e refere-se a um caso base de março de 2004, cenário de carga pesada, possuindo 3377 barras, 7851 linhas/ transformadores e 342 geradores.

Neste trabalho, considerou-se como sistema de excitação de cada gerador equivalente o modelo de sistema de excitação do maior gerador do respectivo grupo coerente.

A. Sistema HVDC

Fig. 3 mostra o diagrama simplificado do sistema em estudo (sistema interno e fronteiras), constituído apenas pela usina de Itaipu e pelos sistemas de 765 KV e de corrente contínua, com os equipamentos associados. Este sistema foi o mesmo utilizado para testar a metodologia antes da inclusão do critério de proximidade elétrica no programa EDINCO, utilizando apenas o índice de qualidade da coerência [1]. Considerando-se apenas um índice de qualidade da coerência de 95%, o sistema externo pôde ser representado por 17 máquinas síncronas equivalentes e 31 geradores não-coerentes que não foram agrupados, perfazendo um total de 48 máquinas no sistema externo. Naquela ocasião não foi possível reduzir o índice de qualidade da coerência para diminuir o número de máquinas no sistema externo devido a problemas de convergência do programa de fluxo de potência na etapa de introdução das malhas REI.

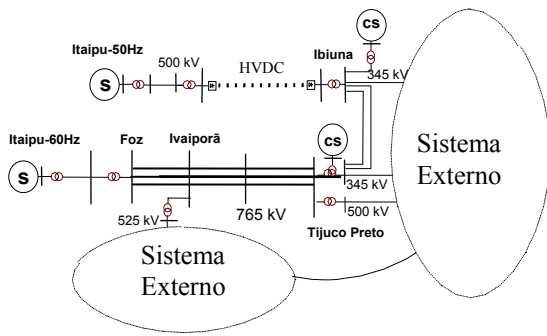


Figura 3. Diagrama unifilar do sistema em estudo.

Utilizando a nova versão do EDINCO, após a identificação dos grupos de geradores coerentes, realizada considerando-se um curto-circuito trifásico na barra de 345 kV de Tijuco Preto por 100 ms, um índice de qualidade da coerência de 80% e um índice de proximidade elétrica de 2,1%, os geradores do sistema externo puderam ser representados por 14 máquinas síncronas equivalentes e 2 geradores não-coerentes que não foram agrupados. Após a redução estática da rede elétrica, o sistema externo passou a ser composto por 16 geradores, 16 barras e 130 linhas de interligação.

As Figuras 4 a 9 mostram algumas curvas comparando a resposta do sistema completo (curvas em azul) com o sistema equivalente (curvas em vermelho), para a falta trifásica em T. Preto 345 kV, obtidas através de simulações dinâmicas utilizando o programa de estabilidade eletromecânica ANATEM para testar a qualidade do equivalente obtido. O tempo de simulação do caso completo em um microcomputador Pentium III de 800 MHz e 256 Mb RAM, foi de 16 minutos e 22 segundos e de apenas 32 segundos para o caso equivalente.

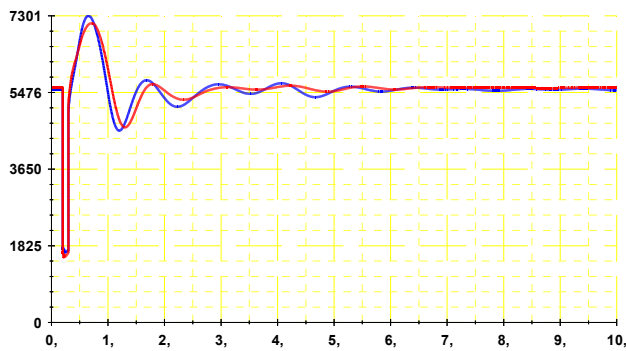


Figura 4. Itaipu 60 Hz: Potência Ativa (MW).

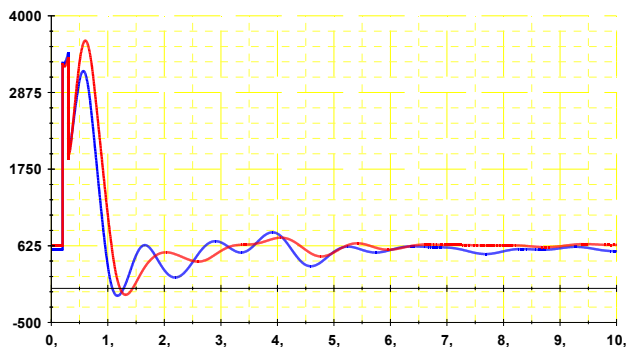


Figura 5. Itaipu 60 Hz: Potência Reativa (MVar).

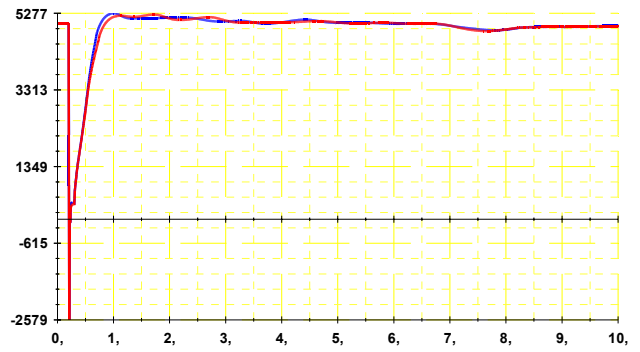


Figura 6. HVDC: Potência CC Total (MW).

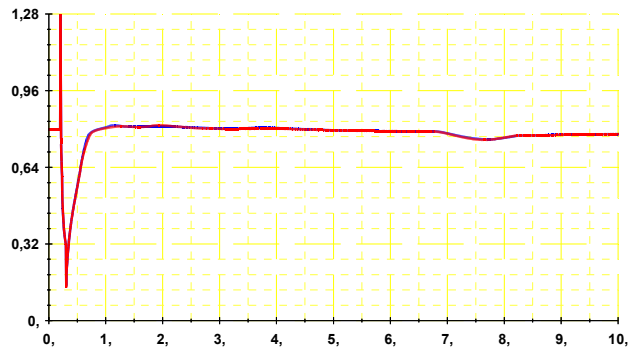


Figura 7. HVDC: Corrente CC no polo 1 (pu).

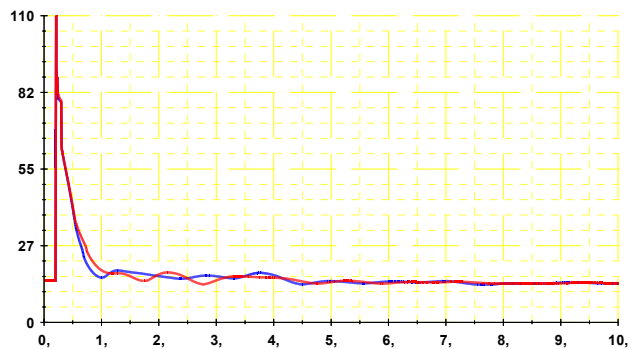


Figura 8. HVDC: ângulo de disparo no retificador (graus).

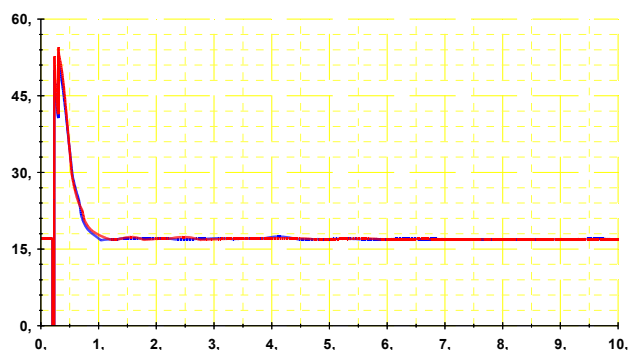


Figura 9. HVDC: ângulo de extinção no inversor (graus).

B. Sistema de 765 kV

Para testar o desempenho do sistema equivalente em emergências na área de interesse, também foram simuladas

faltas no sistema de 765 kV. Fig. 10 a 12 mostram algumas curvas comparando a resposta do sistema completo (curvas em azul) com o sistema equivalente (curvas em vermelho), para uma falta monofásica em Ivaiporã com duração de 100 ms, eliminada com a abertura de um circuito da LT Ivaiporã-Foz 765 kV.

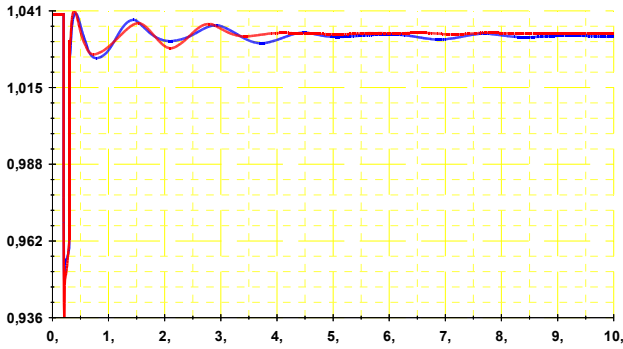


Figura 10. Ibiuna 345 kV: Tensão (pu).

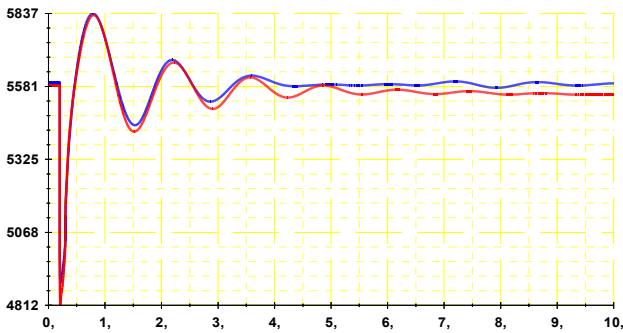


Figura 11. Itaipu 60 Hz: Potência Ativa (MW).

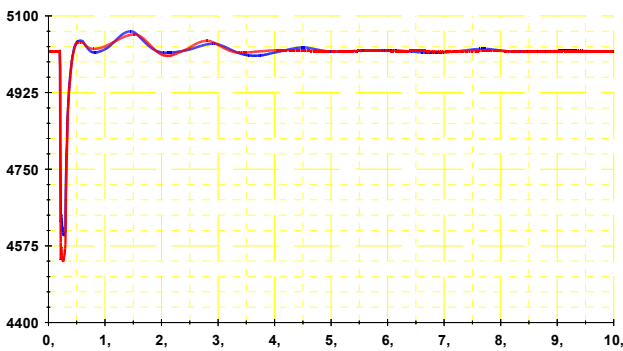


Figura 12. HVDC: Potência CC total (MW).

IV. CONCLUSÕES

Uma nova versão do programa EDINCO para microcomputadores foi desenvolvida. O programa foi redimensionado de modo a atender as novas dimensões do sistema interligado do MERCOSUL, considerando a integração do sistema N/NE/CO/SE/S brasileiro com os sistemas da Argentina, Paraguai e Uruguai. A versão disponibilizada possui capacidade para ler dados de um sistema elétrico com 400 geradores, 4000 barras e 8000 linhas e transformadores. A nova sub-rotina de agrupamento, considerando os índices de qualidade da coerência e da proximidade elétrica, eliminou o

problema de convergência do programa de fluxo de potência ANAREDE [15] para índices de qualidade inferiores a 95%.

Foram aperfeiçoados os programas auxiliares para a preparação automática dos dados de entrada do programa EDINCO, convertendo alguns componentes (Elos de Corrente Contínua, Compensadores Estáticos de Reativo, Capacitores Série Controlados a Tiristores, Motores de Indução, etc) em elementos passivos ou cargas, sem alterar o ponto de operação do sistema elétrico. Também foram aperfeiçoados os programas para a preparação automática dos dados dinâmicos para o programa de estabilidade eletromecânica ANATEM, utilizando os arquivos dos geradores equivalentes fornecidos pelo EDINCO e estabelecendo critérios para a escolha dos modelos para os Reguladores de Tensão e PSS das máquinas equivalentes.

Todas as alterações e desenvolvimentos no programa EDINCO previstos no cronograma foram realizados. Entretanto, para efeito prático de obtenção de equivalentes dinâmicos visando sua utilização no Simulador de Sistemas Elétricos de FURNAS, ainda serão necessárias algumas ações complementares e pesquisas futuras para o aprimoramento da metodologia:

- A nova sub-rotina de agregação de modelos de reguladores de tensão do programa EDINCO, considerando como dado de entrada a resposta em frequência dos reguladores de tensão de cada gerador coerente, ainda precisa ser testada utilizando o banco de dados do programa PACDYN.

- A escolha, através de método heurístico, do regulador de velocidade de uma das unidades que fazem parte de cada grupo coerente (maior unidade) para representar o modelo equivalente não é uma solução adequada, e nem sempre apresenta resultados satisfatórios em situações de desequilíbrio carga x geração. É necessário o desenvolvimento de novos algoritmos no EDINCO para a obtenção de modelos para o regulador de velocidade equivalente através da resposta em frequência dos reguladores dos geradores coerentes. Este problema é um pouco mais complexo por envolver modelos de reguladores de velocidade e de turbinas bastante distintos para os casos de geração hidráulica e de geração térmica.

- Alguns problemas podem surgir na etapa de redução estática da rede elétrica, e precisam ser investigados para a aplicação desta metodologia nos estudos com simulação em tempo real. Tais problemas referem-se principalmente à necessidade de eliminação de interligações com resistências negativas, ou cargas com parte ativa negativa, que podem surgir durante a redução estática da rede elétrica. Esta limitação de representação de resistências negativas pode comprometer a qualidade do equivalente calculado, implicando na necessidade de ajustes de parâmetros dos controles das máquinas equivalentes e ajustes na modelagem da carga equivalente do sistema externo. Uma real avaliação destas limitações só pode ser feita com uma maior utilização da metodologia desenvolvida na preparação de equivalentes dinâmicos para estudos no Simulador de Sistemas Elétricos. Para utilizações no programa de transitório eletromagnético ATP não existem problemas para se representar as resistên-

cias negativas que porventura surjam durante o processo de redução estática da rede elétrica.

Apesar do objetivo do desenvolvimento da metodologia ser a obtenção de equivalentes dinâmicos para estudos em simuladores em tempo real, a grande redução do tempo de simulação e a qualidade dos resultados obtidos durante os testes de validação no ANATEM fazem com que a metodologia para redução de parte do sistema seja também vantajosa em análises utilizando programas de estabilidade eletromecânica convencionais.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N.J.P. de Macedo, E.J.S. Pires de Souza, M.A. Albuquerque, "Projeto P&D- Ciclo 2000/2001 – Programa para cálculo e execução de equivalentes dinâmicos", Anais do II CITENEL: II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Vol. I, p. 282-287, Salvador-BA, Novembro 2003.
- [2] W.F. Tinney, W.L. Powell, "The REI approach to power network equivalents", Proc. PICA Conf., p. 314-320, 1977.
- [3] E.J.S. Pires de Souza, A.M. Leite da Silva, "An efficient methodology for coherency-based dynamic equivalents", IEE Proceedings-C, Generation, Transmission and Distribution, Vol. 139, No. 5, p. 371-382, September 1992.
- [4] K. Levenberg, "A method for the solution of certain nonlinear problems in least squares", Quarterly of Applied Mathematics, Vol.II, No. 2, p.164-168, 1944.
- [5] D.W. Marquardt, "An algorithm for least squares estimation on nonlinear parameters", SIAM Journal on Numerical Analysis, Vol. 2, No.11, p. 431-441, 1963.
- [6] S.T.Y. Lee, F.C. Schweppe, "Distance measures and coherency recognition for transient stability equivalents", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No.5, p.1550-1557, Sept./Oct. 1973.
- [7] E.J.S. Pires de Souza, M.B.D. Araújo Pedro, "Critério de escolha do modelo equivalente no problema da agregação dinâmica de sistemas de excitação", Anais do XIII Congresso Brasileiro de Automática (XIII CBA), p. 175-180, CD-ROM, Florianópolis-SC, Setembro 2000.
- [8] E.J.S. Pires de Souza, M.B.D. Araújo Pedro, F.L. Souza, "Definição de modelos equivalentes no problema da agregação dinâmica de sistemas de excitação com estabilizadores", IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré (IX ERLAC), Contribuição Técnica IX/FI-38.10, 7 p., Foz do Iguaçu-PR, Maio 2001.
- [9] E.J.S. Pires de Souza, M.B.D. Araújo Pedro, F.L. Souza, A.B.G. Figueiredo, "Aggregation of excitation systems including PSS to calculate power system dynamic equivalents", VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (VIII SEPOPE), paper IP-086, p. 1-6, CD-ROM, Brasília-DF, May 2002.
- [10] E.J.S. Pires de Souza, M.B.D. Araújo Pedro, F.L. Souza, "Selecting equivalent models in the excitation system dynamic aggregation problem", 14-th Power Systems Computation Conference (PSCC 2002), Session 26, Paper 5, p. 1-6, CD-ROM, Sevilla, Spain, June 2002.
- [11] E.J.S. Pires de Souza, A.B.G. Figueiredo, M.B.D. Araújo Pedro, "Usando o Maple no problema da agregação dinâmica de modelos", Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (XIV CBA), p. 1176-1181, CD-ROM, Natal-RN, Setembro 2002.
- [12] E.J.S. Pires de Souza, M.A. Albuquerque, "Agregação dinâmica de modelos de estabilizadores com dupla entrada para o cálculo de equivalentes dinâmicos", V Congresso Latino-Americano: Geração e Transmissão de Energia Elétrica, CD-ROM, p. 1-9, São Pedro-SP, Novembro 2003.
- [13] Programa ANATEM, Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário, V09-12/01, Cepel, Dezembro 2001.
- [14] E.J.S. Pires de Souza, "Projeto: Programa para cálculo de equivalentes dinâmicos", Relatório Final, Programa de P&D, ciclo 2001/2002, Contrato Furnas / PUC-Rio (FPLF) No. 14 546, 42 p., Março 2004.
- [15] Programa ANAREDE, Análise de Redes, Manual do Usuário, V08-01/03, Cepel, Janeiro 2003.