



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

GOP 19  
14 a 17 Outubro de 2007  
Rio de Janeiro - RJ

## **GRUPO IX**

### **GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP**

#### **ANÁLISE DO MODELO EQUIVALENTE DE ENERGIA PARA SISTEMAS HIDRAULICAMENTE ACOPLADOS CONSIDERANDO ACOPLAMENTOS COM RESERVATÓRIOS**

**V. S. Duarte<sup>1\*</sup>**

**D. D. J. Penna<sup>1</sup>**

**M. E. P. Maceira<sup>1,2</sup>**

**R. N. Francisco<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> CEPEL

<sup>2</sup> UERJ

<sup>3</sup> FPLF

Centro de Pesquisas de Energia  
Elétrica

Universidade do Estado do Rio de  
Janeiro

Fundação Padre Leonel Franca

## **RESUMO**

No planejamento da operação de médio prazo agrupa-se as usinas hidrelétricas de um mesmo subsistema em um reservatório equivalente de energia. Os reservatórios equivalentes são interligados eletricamente, representando os grandes troncos de linhas de transmissão entre os diversos subsistemas do Sistema Brasileiro. O Modelo Equivalente de Energia atualmente adotado no Setor Elétrico Brasileiro foi formulado para representar subsistemas sem vínculo hidráulico, ou seja, as usinas localizadas em uma mesma bacia hidrográfica têm que pertencer a um mesmo subsistema. Porém, o sistema interligado nacional apresenta, na prática, bacias hidrográficas cujas usinas pertencem a diferentes subsistemas, ou seja, usinas de uma mesma bacia hidrográfica estão eletricamente ligadas a subsistemas distintos. O objetivo do presente trabalho é apresentar o impacto da extensão da atual metodologia de construção do Modelo Equivalente de Energia para considerar sistemas com vínculo hidráulico. Será analisada a aplicação da metodologia aos subsistemas Sudeste e Nordeste, que são acoplados hidráulicamente através de usinas localizadas nos rios São Francisco e Jequitinhonha, e também aos subsistemas Sudeste e Norte, que possuem vínculo hidráulico através de usinas localizadas no Rio Tocantins.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Planejamento energético, sistema equivalente de energia, subsistemas com vínculo hidráulico.

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

No Sistema Elétrico Brasileiro há participação majoritária da hidroeletricidade no atendimento ao consumo de energia elétrica. As usinas hidrelétricas, que compõem o parque gerador nacional, estão localizadas ao longo de cascatas em bacias hidrográficas, com grande variabilidade de comportamento hidrológico. Ademais há várias usinas que possuem capacidade de regularização plurianual.

Para viabilizar o trabalho do planejador, é necessário racionalizar a utilização dos recursos em diversos horizontes temporais, desde estudos de longo prazo, analisando secas de longa duração, sua probabilidade de ocorrência e a capacidade de regularização plurianual, até o despacho de curtíssimo prazo. Isto resultou na divisão do planejamento da operação em diversas etapas [1]. A primeira etapa, com horizonte mais longo, e chamada de médio prazo, é resolvida por um modelo de planejamento da operação de subsistemas hidrotérmicos interligados, o modelo NEWAVE [2], capaz de avaliar as estatísticas de desempenho do sistema no atendimento ao mercado através de uma simulação da operação do sistema interligado com 2000 cenários de afluências hidrológicas.

No planejamento da operação de médio prazo, é necessário admitir algumas simplificações do problema real: admitem-se conhecidos, para o período de planejamento, o mercado e as expansões do parque térmico, do parque hidráulico e do sistema de transmissão. Por outro lado, é considerado o comportamento estocástico das vazões afluentes às diversas usinas hidroelétricas.

Outra simplificação adotada é o agrupamento das usinas hidrelétricas de um mesmo subsistema em um reservatório equivalente de energia. Os reservatórios equivalentes são interligados eletricamente, representando os grandes troncos de linhas de transmissão entre os diversos subsistemas do Sistema Brasileiro. O Modelo Equivalente de Energia atualmente adotado no Setor Elétrico Brasileiro [3] foi formulado para representar subsistemas sem vínculo hidráulico, ou seja, as usinas localizadas em uma mesma bacia hidrográfica têm que pertencer a um mesmo subsistema. Porém, o sistema interligado nacional apresenta, na prática, bacias hidrográficas cujas usinas pertencem a diferentes subsistemas, ou seja, usinas de uma mesma bacia hidrográfica estão eletricamente ligadas a subsistemas distintos. Atualmente, no caso do rio São Francisco, representado no subsistema Nordeste, a solução adotada consiste em duplicar as usinas que estão eletricamente ligadas ao subsistema Sudeste. As usinas fictícias, localizadas no subsistema Nordeste, têm potência instalada igual a zero. As originais estão localizadas no subsistema Sudeste, a usina mais a jusante não aponta para nenhuma outra usina e a potência instalada assume o valor real.

O objetivo do presente trabalho é apresentar o impacto da extensão da atual metodologia de construção do Modelo Equivalente de Energia [4] para considerar sistemas com vínculo hidráulico. Nesta proposta, durante a operação do sistema interligado, o desestoque de energia de um subsistema que está hidráulicamente acoplado com outro, é dividido em três parcelas: uma corresponde à geração hidráulica no próprio subsistema onde há o desestoque, outra corresponde à geração hidráulica nas usinas a fio d'água que estão imediatamente a jusante da fronteira que separa os dois subsistemas, e uma terceira corresponde à energia que passa a ser controlada pelos reservatórios do subsistema a jusante. Até o presente momento, esta metodologia só foi aplicada em casos onde o sistema de jusante não possui capacidade de regularização [4].

Neste trabalho, será analisada a aplicação da metodologia aos subsistemas Sudeste e Nordeste, que são acoplados hidráulicamente através de usinas localizadas nos rios São Francisco e Jequitinhonha, e também aos subsistemas Sudeste e Norte, que possuem vínculo hidráulico através de usinas localizadas no Rio Tocantins.

## 2.0 - O MODELO DE RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES E O MODELO DE ENERGIA AFLUENTE

O modelo do sistema equivalente de energia pode ser representado por uma usina hidrelétrica e um reservatório. Os componentes principais do sistema equivalente de energia estão representados na Figura 1.

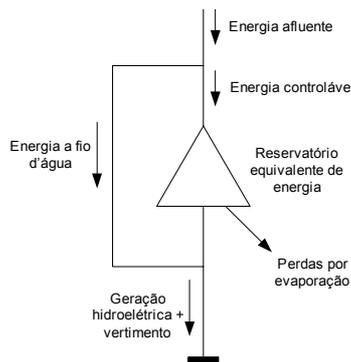


Figura 1 – Sistema equivalente de energia

A energia total afluente ao reservatório equivalente é dividida em duas partes: (i) *Energia afluente controlável*, que representa a afluência que pode ser armazenada nos reservatórios; (ii) *Energia afluente a fio d'água*, que representa a afluência lateral das usinas a fio d'água que não são controladas com a operação dos reservatórios.

A geração hidrelétrica do sistema equivalente de energia é limitada pela capacidade de conversão do conjunto turbina/generador. A afluência que excede a capacidade de armazenamento é vertida, ou seja, não é usada para a produção de energia hidrelétrica.

A máxima energia que pode ser armazenada no reservatório equivalente de energia é estimada como a energia produzida pelo completo deplecionamento dos reservatórios do sistema, ou seja, é a máxima capacidade de armazenamento de cada reservatório ponderada por sua produtividade mais as produtividades de todas as usinas a jusante dele, dada por:

$$EARM_{\max} = \sum_{i \in R} V_{util_i} \left( p_i \bar{h}_i + \sum_{j \in H_i} p_j \bar{h}_j \right) \quad (1)$$

onde  $R$  é o conjunto de reservatórios do sistema,  $V_{util_i}$  é o volume máximo armazenado no reservatório,  $\bar{h}_i$  é a altura de queda líquida do reservatório  $i$  ou a altura de queda (constante) de uma usina a fio-d'água  $i$  e  $H_i$  é o conjunto de usinas com reservatório e usinas a fio d'água a jusante do reservatório  $i$ .

Na Figura 2 é representado um sistema, denominado Y, composto por quatro reservatórios e uma usina a fio d'água. Nessa figura também está representada uma divisão do sistema Y em dois subsistemas hidráulicamente acoplados, Y<sub>1</sub> e Y<sub>2</sub>.

A máxima energia que pode ser armazenada no sistema Y é dada por:

$$EARM_{\max}(Y) = Vutil_A(\rho_A \bar{h}_A + \rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) + Vutil_B(\rho_B \bar{h}_B + \rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) + Vutil_C(\rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) + Vutil_E \rho_E \bar{h}_E \quad (2)$$

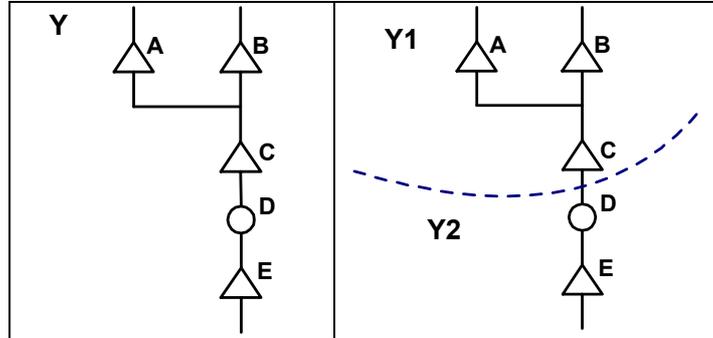


Figura 2 – Sistemas hidrelétricos Y, Y<sub>1</sub> and Y<sub>2</sub>

Da mesma forma, a máxima energia que pode ser armazenada nos sistemas Y<sub>1</sub> e Y<sub>2</sub>, respectivamente, são dadas por:

$$EARM_{\max}(Y_1) = Vutil_A(\rho_A \bar{h}_A + \rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) + Vutil_B(\rho_B \bar{h}_B + \rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) + Vutil_C(\rho_C \bar{h}_C + \rho_D \bar{h}_D + \rho_E \bar{h}_E) \quad (3)$$

$$EARM_{\max}(Y_2) = Vutil_E \rho_E \bar{h}_E \quad (4)$$

Analisando as três últimas expressões, conclui-se que:

- o somatório de  $EARM_{\max}(Y_1)$  e  $EARM_{\max}(Y_2)$  resultam em  $EARM_{\max}(Y)$ .
- parte da energia armazenada no sistema Y<sub>1</sub> será gerada no próprio sistema Y<sub>1</sub>;
- parte da energia armazenada no sistema Y<sub>1</sub> pertence ao sistema Y<sub>2</sub>, a jusante de Y<sub>1</sub>;
- o complemento da energia armazenada no sistema Y<sub>1</sub> será convertido em geração no sistema Y<sub>2</sub>.

Dessa forma, com relação à operação do sistema Y<sub>1</sub>, verifica-se que

- parte do seu descomissionamento irá implicar na geração no próprio sistema Y<sub>1</sub>;
- outra parte implicará na geração de usinas a fio d'água no sistema Y<sub>2</sub>;
- o complemento dessas duas partes será controlado pelos reservatórios do sistema Y<sub>2</sub>.

No exemplo da Figura 2, a parcela da energia armazenada máxima convertida em geração no sistema Y<sub>1</sub> será:

$$Vutil_A(\rho_A \bar{h}_A + \rho_C \bar{h}_C) + Vutil_B(\rho_B \bar{h}_B + \rho_C \bar{h}_C) + Vutil_C(\rho_C \bar{h}_C) \quad (5)$$

A parcela da energia armazenável máxima que será convertida nas usinas a fio d'água do sistema Y<sub>2</sub>, é:

$$Vutil_A(\rho_D \bar{h}_D) + Vutil_B(\rho_D \bar{h}_D) + Vutil_C(\rho_D \bar{h}_D) \quad (6)$$

A parcela da energia armazenável máxima que será controlada pelos reservatórios do sistema Y<sub>2</sub>, é:

$$Vutil_A(\rho_E \bar{h}_E) + Vutil_B(\rho_E \bar{h}_E) + Vutil_C(\rho_E \bar{h}_E) \quad (7)$$

Essas parcelas, quando divididas pela energia armazenável máxima podem ser interpretadas como coeficientes de geração do sistema na resolução do problema de otimização de despacho energético. Outros componentes do sistema equivalente de energia, tais como energia de vazão mínima e perda por desvio de água também possuem parcelas devido ao vínculo hidráulico. A generalização das variáveis acima, bem como uma descrição detalhada pode ser encontrada em [4].

### 3.0 - ESTUDO DE CASO

Para analisar o impacto da consideração do vínculo hidráulico entre subsistemas equivalentes, foram utilizados os dados do Programa Mensal de Operação (PMO), elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A partir do conjunto de dados do modelo NEWAVE referente ao PMO Jan/07 foram elaborados os seguintes casos:

Caso Base	Baseado no PMO de janeiro de 2007, desconsiderando a tendência hidrológica, a curva de aversão a risco e o desvio de água.
Caso Sem55	Conjunto de dados do Caso Base, sem a consideração da restrição de volume da usina de Serra da Mesa Fictícia igual a 55% de seu volume máximo.
Caso NE	Baseado no Caso Base, considerando o vínculo hidráulico entre os subsistemas Sudeste e Nordeste através das bacias do São Francisco e Atlântico Leste (rio Jequitinhonha).
Caso NO	Baseado no Caso Base, considerando o vínculo hidráulico entre os subsistemas Sudeste e Norte através da bacia do Tocantins.

No PMO Jan/07 o parque gerador é composto por 146 usinas hidroelétricas, 86 usinas termoeletricas e o sistema elétrico brasileiro está dividido em quatro subsistemas: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. Na Figura 3 é apresentado um diagrama parcial da configuração utilizada no Caso Base. Os vínculos hidráulicos entre os subsistemas Sudeste e Nordeste e os subsistemas Sudeste e Norte não estão representados explicitamente. Essa representação é feita através da duplicação de usinas que estejam a montante da fronteira entre os subsistemas com vínculo hidráulico em uma mesma bacia hidrográfica. As usinas duplicadas são inseridas no subsistema de jusante, representadas com produtividade igual a zero e possuem o mesmo registro histórico de aflúncias que a usina original. Essas usinas são normalmente denominadas *usinas fictícias*. As usinas originais permanecem no subsistema de montante e aquela que fica na fronteira dos subsistemas passa a não ter nenhuma usina a jusante.

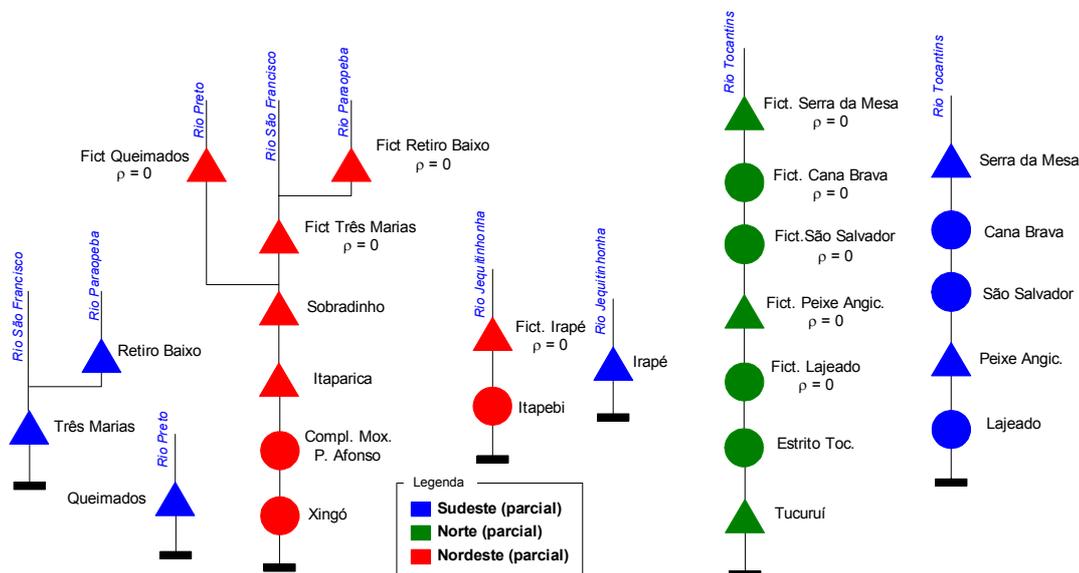


Figura 3 – CASO BASE - Bacias do Tocantins, São Francisco e Atlântico Leste

Por exemplo, as usinas Retiro Baixo, Três Marias e Queimados, originalmente localizadas no rio São Francisco, foram duplicadas. As usinas Três Marias e Queimados, criadas com o termo fictício e com produtibilidades nulas, têm sua vazão turbinada e vazão vertida direcionadas para a usina Sobradinho, no subsistema Nordeste. A usina fictícia Retiro Baixo aponta para a usina fictícia Três Marias também com produtividade nula. As usinas Retiro Baixo, Três Marias e Queimados, com as produtibilidades originais, estão localizadas no subsistema Sudeste e as duas últimas não têm usinas de jusante.

Existe um caso particular no Rio Tocantins, onde apenas a usina fictícia Serra da Mesa tem uma restrição em seu volume máximo. Essa restrição tem por objetivo evitar o completo deplecionamento dessa usina, o que na prática operativa não ocorre. Esta restrição está presente no Caso Base e no Caso NE. O Caso Sem55 foi elaborado para servir como referência de comparação para o Caso NO.

Nas Figuras 4 (a) e (b) são apresentados diagramas parciais da configuração utilizada no Caso NE e no Caso NO, respectivamente. Observe que o vínculo hidráulico entre os subsistemas é considerado explicitamente nesses casos.

Nos quatro casos analisados, a estratégia ótima de operação foi calculada pelo modelo NEWAVE e a simulação da operação foi realizada considerando 2000 cenários sintéticos de energia natural afluente.

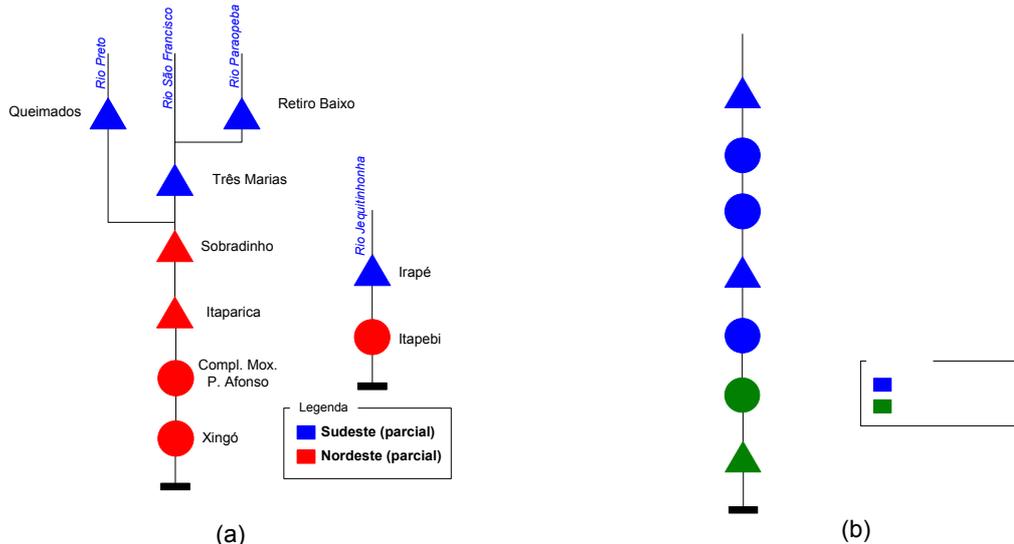


Figura 4 – (a) CASO NE - Bacias do São Francisco e Atlântico Leste; (b) CASO N - Bacia do Tocantins

As Figuras 5 e 6 apresentam o risco médio anual de déficit e o valor esperado da energia não suprida para todos os casos. Observa-se que o risco do subsistema Nordeste no Caso NE é menor que no Caso Base enquanto o risco do subsistema Sudeste tem comportamento contrário. Os demais subsistemas apresentaram pequenas alterações, a menos do último ano. O mesmo comportamento ocorre com a energia não suprida, porém a redução do déficit médio no subsistema Nordeste é inferior ao acréscimo de déficit no subsistema Sudeste. Isto se reflete em um aumento do valor esperado do custo total de operação, que aumenta de R\$34.360 milhões (desvio padrão R\$1.200 milhões) para R\$39.420 milhões (desvio padrão R\$1.450 milhões).

No Caso NO, o risco de déficit do subsistema Norte é o que apresenta maior redução em comparação ao Caso Sem55. O subsistema Nordeste também apresenta redução, mas em menor proporção. Já os riscos de déficit dos subsistemas Sudeste e Sul não apresentam uma alteração significativa. Entretanto não houve diferenças significativas no valor do déficit médio dos dois casos. O valor esperado do custo total de operação é R\$32.630 milhões (desvio padrão R\$1.180 milhões) para o Caso NO e R\$33.615 milhões (desvio padrão R\$1.219 milhões) para o Caso Sem55. Esses valores podem ser considerados estatisticamente indistinguíveis.

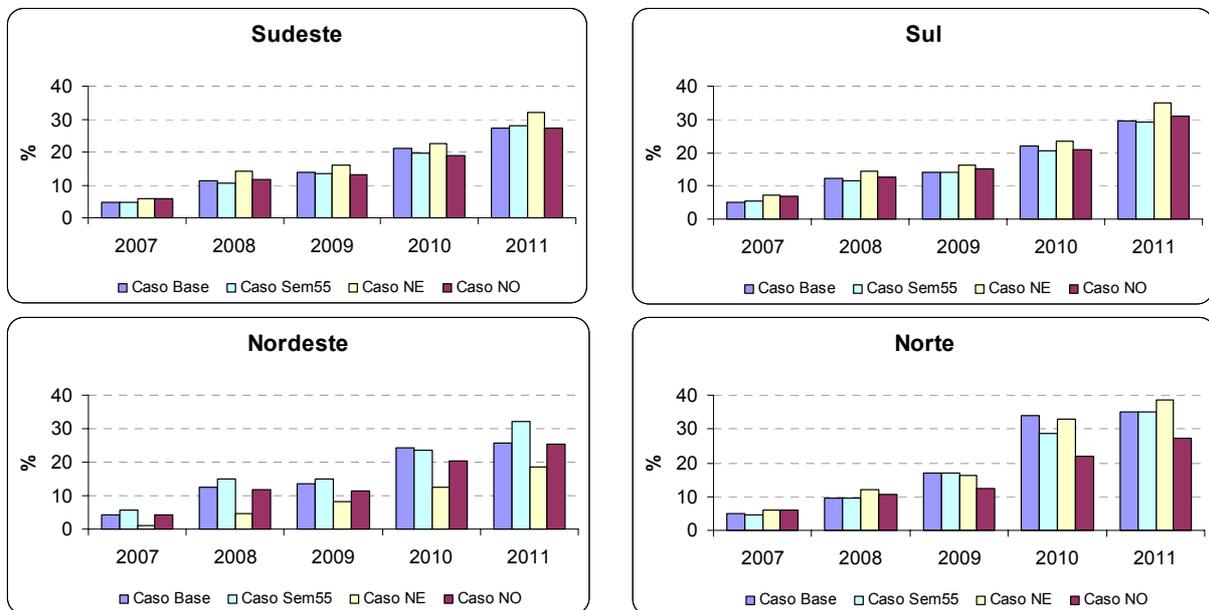


Figura 5 – Risco Médio Anual de Déficit

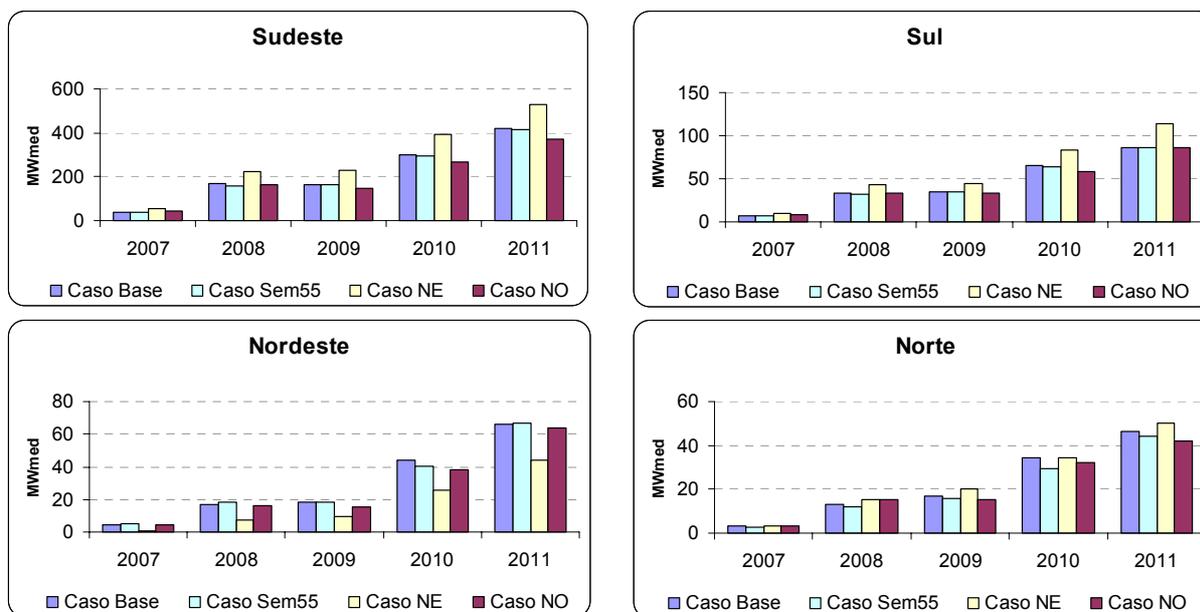


Figura 6 – Valor Esperado da Energia não Suprida

É apresentado na Tabela 1 a capacidade de armazenamento de cada um dos subsistemas representando-se o vínculo hidráulico através da duplicação de usinas (Caso Base e Caso Sem55) e de forma explícita (Caso NE e Caso NO). Comparando-se os caso Base e Caso NE percebe-se que a energia armazenável máxima do sistema não se altera, porém a alocação entre os subsistemas se altera. Parte da capacidade de armazenamento do subsistema Nordeste foi transferida para o subsistema Sudeste (17.579 Mwmês). Da mesma forma, comparando-se os Caso Sem55 e Caso NO, a perda de capacidade de armazenamento no subsistema Norte foi compensada por um acréscimo na capacidade de armazenamento do subsistema Sudeste, não se alterando o valor do sistema interligado nacional (SIN).

Tabela 1 – Energia armazenável máxima em janeiro/2007 (Mwmês)

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN
Caso Base	188.359	18.266	51.763	12.723	271.111
Caso NE	205.938	18.266	34.184	12.723	271.111
diferença	-17.579	0	17.579	0	0
Caso Sem55	188.359	18.266	51.763	16.628	275.016
CasoNO	197.143	18.266	51.763	7.844	275.016
diferença	-8.784	0	0	8.784	0

A Figura 6 ilustra a evolução do valor esperado da energia armazenada nos subsistemas ao longo dos 2000 cenários de aflúncias. Analisando-se o Caso Base e o Caso NE, observa-se que os níveis de armazenamento do subsistema Sudeste durante o período chuvoso se elevaram proporcionalmente à elevação de sua capacidade de armazenamento. Já os níveis de armazenamento durante os períodos secos não sofreram alteração, a menos do primeiro ano por provável influência do nível de armazenamento inicial. No subsistema Nordeste, ocorre uma redução na evolução dos níveis de armazenamento durante os períodos chuvosos, decorrente da perda de capacidade de armazenamento. Nos períodos secos, a evolução dos níveis de armazenamento não apresentou diferenças significativas. De forma geral, observa-se uma troca da energia armazenada entre os subsistemas Sudeste e Nordeste, mais acentuada nos períodos molhados. Já os subsistemas Sul e Norte não apresentam diferenças significativas.

Analisando-se o Caso Sem55 e o Caso NO, observa-se que os níveis de armazenamento do subsistema Norte são inferiores no Caso NO proporcionalmente à redução de sua capacidade de armazenamento ao longo de todo o horizonte de planejamento. Já o comportamento da evolução dos níveis de armazenamento do subsistema Sudeste se dá de forma oposta. O subsistema Sul apresenta um maior deplecionamento ao longo de todo o período. Por último, o subsistema Nordeste não apresenta diferenças significativas.

Em ambas comparações a evolução do valor esperado da energia armazenada do SIN não se altera conforme Figura 7.

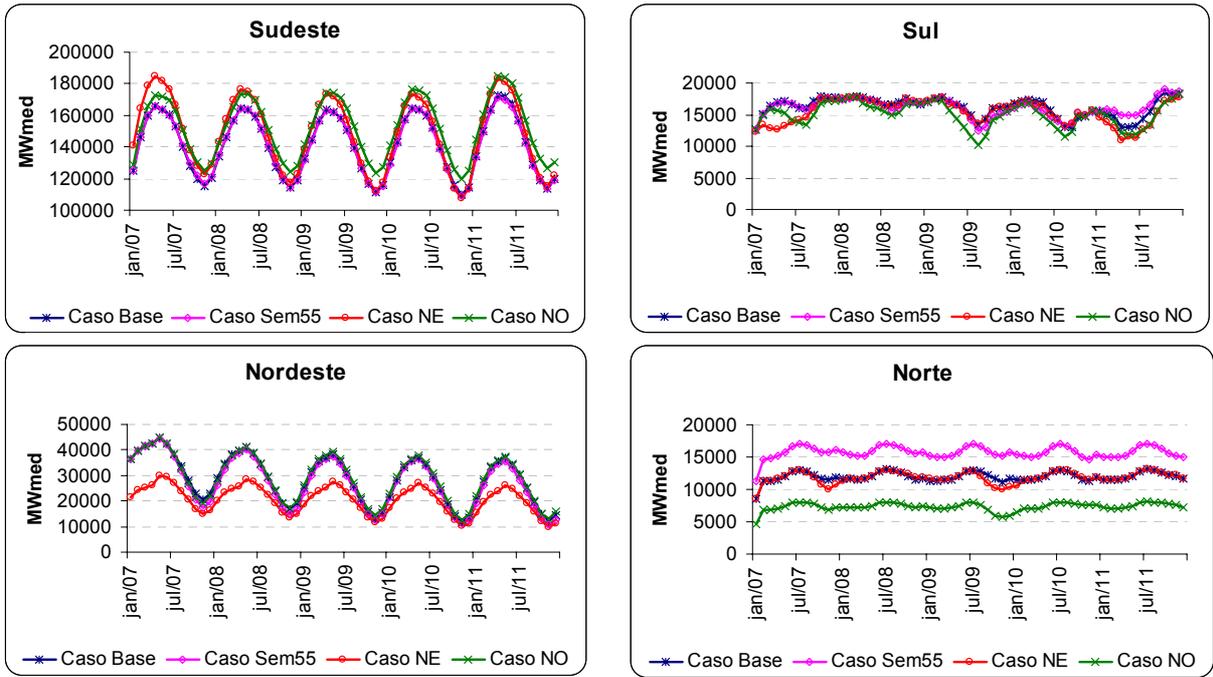


Figura 6 – Energia Armazenada Final Média

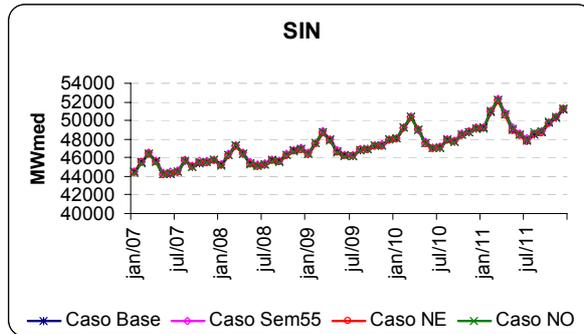


Figura 7 – Energia Armazenada Final Média do SIN

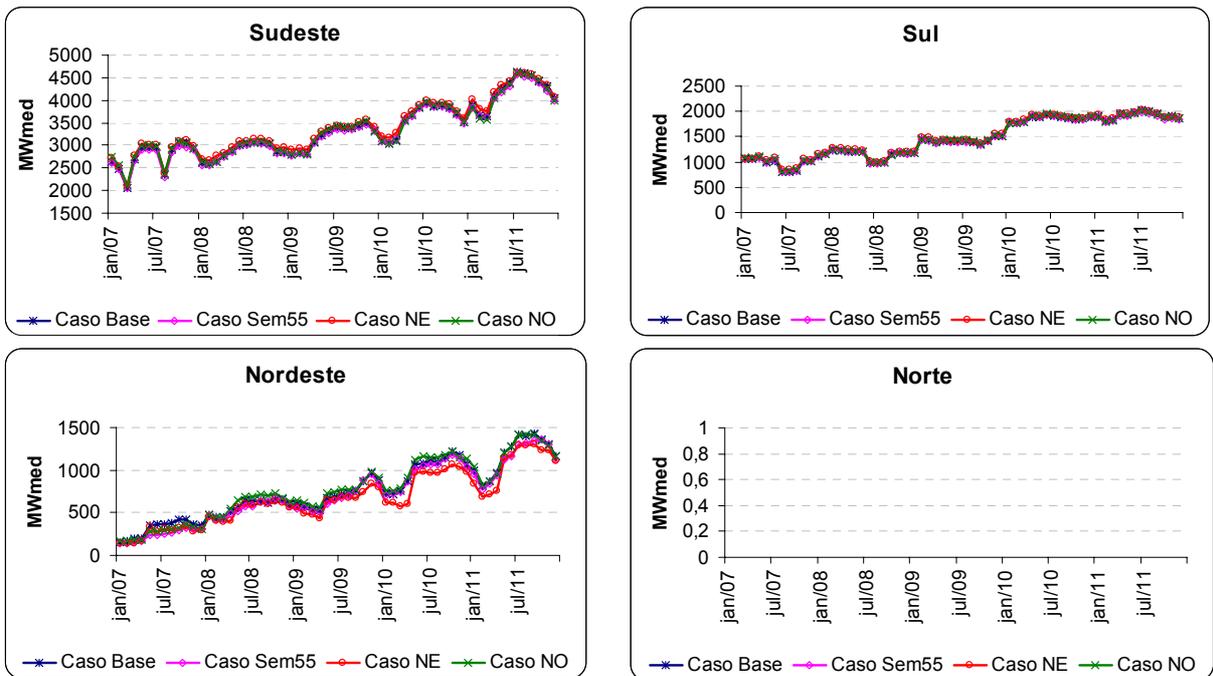


Figura 8 – Geração Térmica Total Média

De uma forma geral, observando-se as Figuras 8 e 9, a evolução da geração hidráulica e da geração térmica não se alteram forma significativa. Apenas no subsistema Nordeste, comparando-se o Caso Base e o Caso NE, pequenas diferenças são encontradas: há uma maior presença de geração hidráulica no Caso NE, compensada por uma maior presença de geração térmica no Caso Base. Comparando-se o Caso Sem55 e o Caso NO, a diferença mais significativa foi encontrada em relação à geração hidráulica do subsistema Norte: durante os períodos secos a geração hidráulica é maior no Caso NO.

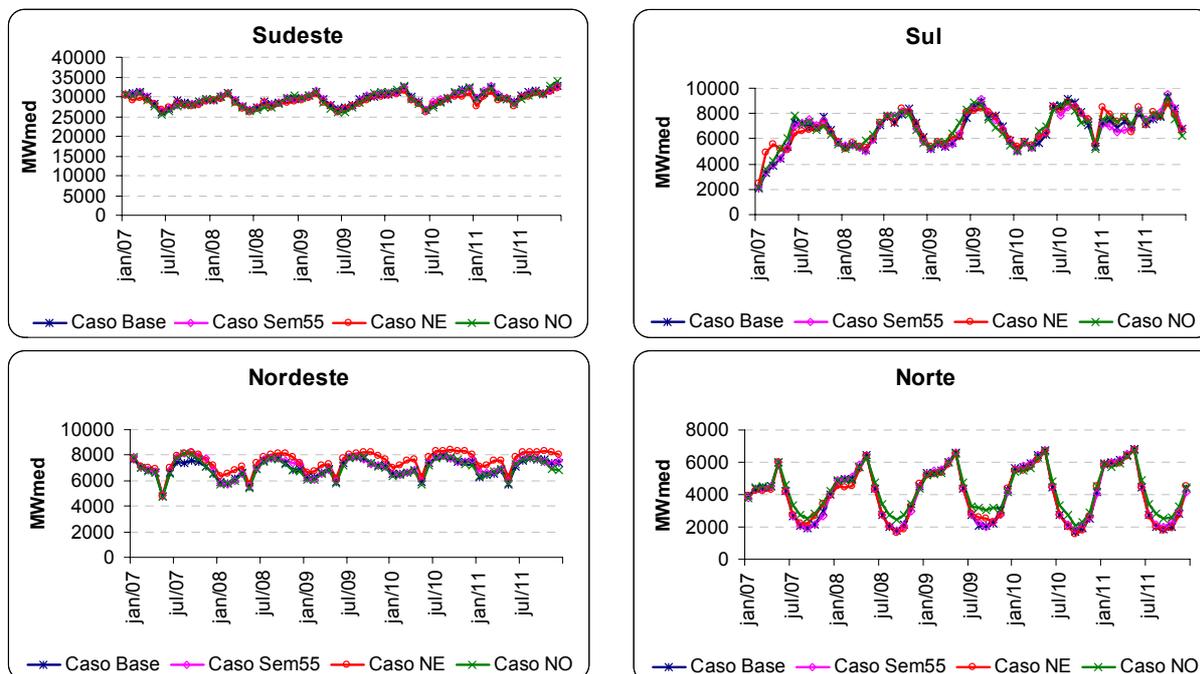


Figura 9 – Geração Hidráulica Total Média

#### 4.0 - CONCLUSÃO

O Modelo Equivalente de Energia atualmente adotado no Setor Elétrico Brasileiro foi formulado para representar subsistemas sem vínculo hidráulico. Porém, o sistema interligado nacional apresenta, na prática, bacias hidrográficas cujas usinas pertencem a diferentes subsistemas, ou seja, usinas de uma mesma bacia hidrográfica estão eletricamente ligadas a subsistemas distintos.

Este trabalho apresentou o impacto da extensão da atual metodologia de construção do Modelo Equivalente de Energia para considerar sistemas com vínculo hidráulico. A metodologia foi aplicada aos subsistemas Sudeste e Nordeste, que são acoplados hidráulicamente através de usinas localizadas nos rios São Francisco e Jequitinhonha, e também aos subsistemas Sudeste e Norte, que possuem vínculo hidráulico através de usinas localizadas no Rio Tocantins. A capacidade de armazenamento do sistema não é alterada, porém os subsistemas Nordeste e Norte têm sua capacidade reduzida, que é transferida para o subsistema Sudeste.

Para o PMO Jan/07, observou-se uma redução nos riscos de déficit dos subsistemas Nordeste e Norte e conseqüente acréscimo no subsistema Sudeste. O mesmo comportamento foi verificado no valor esperado da energia não suprida. A geração hidráulica é incrementada no subsistema Nordeste quando se adota a representação explícita do vínculo hidráulico no próprio. Este comportamento se repete para o subsistema Norte.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.E.P.Maceira, L.A.Terry, J.M.Damazio, F.S.Costa, A.C.G.Melo, *Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System*, Power System Computation Conference - PSCC'02, Sevilla, Spain, June 24-28, 2002.
- [2] M.E.P.Maceira, C.B.Mercio, B.G.Gorenstin, S.H.F.Cunha, C.Suanno, M.C.Sacramento, A.S.Kligerman, *Energy Evaluation of The North/Northeastern and South/Southeastern Interconnection with NEWAVE Model*, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, Salvador, Brazil, May 1998.
- [3] L.A.Terry, M.V.F.Pereira, T.A.Araripe Neto, L.F.C.A.Silva, P.R.H.Sales, *Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System*, Interfaces, Vol.16, N°1, January-February 1986.
- [4] L.A.Terry, M.E.P.Maceira, Mercio, C.V., Duarte, V.S., *Equivalent Reservoir Model for Hydraulic Coupled Systems*, IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, Rio de Janeiro, Brazil, May 2004.