



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

BR/GOP/24
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

REPRESENTAÇÃO DE SUBSISTEMAS E SUBMERCADOS DE FORMA DIFERENCIADA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA

M.I.Ennes^{1,2(*)}

D.D.J.Penna¹

M.E.P.Maceira^{1,3}

A.L.Diniz^{1,3}

C.V.Vasconcellos^{1,2}

¹CEPEL

²COPPE

³UERJ

RESUMO

Atualmente, os sistemas equivalentes de energia são considerados como subsistemas hidrotérmicos e submercados de forma indistinta no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta abordagem não permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertençam a um mesmo mercado de energia elétrica. Neste trabalho, afim de obter uma melhor representação do sistema de geração de energia elétrica brasileiro, propõe-se uma extensão da abordagem tradicional onde se mantém a representação dos submercados atual do SIN, porém permitindo que o mesmo mercado de energia possa contemplar diversas bacias hidrográficas (subsistemas) com comportamento hidrológico próprio. São apresentados resultados considerando uma configuração real do SIN.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Operação, Sistemas Hidrotérmicos, Reservatório Equivalente de Energia, Submercados, Subsistemas

1.0 - INTRODUÇÃO

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é estocástico, não linear, multi-estágio e de grande porte (1). Devido à dificuldade de se tratar um problema com todas essas características, é comum subdividi-lo em problemas de planejamento de longo, médio e curto prazo (2) e (3). No Brasil, o planejamento da operação é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com o auxílio de uma cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL (2). Nesta cadeia se incluem os modelos Newave (4) e Decomp (5), para o planejamento a médio e curto prazo, respectivamente, e o modelo Dessem (6) e (7) para a programação diária da operação. O modelo Newave também é utilizado como uma ferramenta para o planejamento da expansão de curto prazo, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Nos modelos Newave e Decomp, a incerteza nas afluências às usinas hidroelétricas é considerada através de uma árvore de cenários, que representa um conjunto de possíveis realizações do processo estocástico. Devido ao longo horizonte de estudo no modelo Newave, a representação da árvore é feita de forma implícita, por meio de amostragem, e resolve-se o problema de otimização utilizando-se a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) (8) e (4). No modelo Decomp, devido ao seu reduzido número de períodos, a representação da árvore é feita de forma explícita, e o problema é resolvido aplicando-se decomposição de Benders multi-estágio (9).

No modelo Newave um conjunto de usinas hidroelétricas, com reservatório e a fio d'água, são agregadas em um sistema equivalente de energia (SEE), denominado *subsistema*. Por sua vez, cada subsistema representado no SIN está associado a um mercado de energia elétrica, denominado *submercado*. Por exemplo, o atual subsistema

(*)Avenida Horácio Macedo, 354 - Cidade Universitária - RJ - CEP 21941-911 Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Tel: (+55 21) 2598-6471 - Fax: (+55 21) 2598-6482 - Email: newave@cepel.br

Sudeste é composto por cerca de 100 usinas dispostas em diversas bacias hidrográficas, como Paraná, Atlântico Leste, Atlântico Sudeste, etc, cujo comportamento hidrológico pode se diferenciar ao longo do ano. Desta forma, esta abordagem não permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertençam a um mesmo mercado.

A contribuição deste trabalho é propor uma extensão da metodologia tradicional de forma a permitir a divisão do SIN em tantos sistemas equivalentes de energia quantos forem necessários para representar a diversidade do comportamento hidrológico das bacias hidrográficas, porém respeitando-se a atual representação dos mercados de energia elétrica. Essa metodologia permite que a representação do sistema hidroelétrico seja mais próxima da realidade sem prejuízos à definição dos submercados. A metodologia é flexível para representar outras representações dos mercados de energia elétrica do Brasil.

Como vantagens adicionais da metodologia proposta, cita-se: (i) simples implementação, uma vez que o cálculo dos sistemas equivalentes é feito da mesma forma como a metodologia tradicional, havendo diferença apenas no número de equações de atendimento a demanda; (ii) as regras de mercado não são alteradas, uma vez que não é necessário definir novos mercados para definição do preço líquido de diferenças (PLD) e (iii) a implementação permite representar as usinas de forma individualizada e também por sistemas equivalentes de energia.

Neste trabalho a metodologia proposta é aplicada a uma configuração real do SIN, baseada em um caso do Programa Mensal de Operação (PMO) elaborado pelo ONS, considerando diversas representações do parque hidroelétrico brasileiro.

2.0 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Como o problema de planejamento da operação de médio/longo prazo é de grande porte, uma das formas adotadas para reduzir a sua dimensão é a agregação das usinas hidroelétricas em sistemas equivalentes de energia, modelando a operação do parque hidroelétrico por energia, ao invés de água. Um trabalho pioneiro na modelagem de reservatório equivalente foi (10), onde se justifica o seu emprego quando a sequência de decisões mensais do total de geração hidráulica tem maior relevância econômica do que a alocação deste montante total de geração hidráulica entre as diversas usinas.

Em seguida, esta abordagem passou a ser aplicada em (11) e também para o sistema brasileiro (12). Deste então uma série de características foi incorporada na modelagem dos SEEs, como: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e fio d'água, energia de vazão mínima, energia evaporada, geração hidráulica máxima, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água e energia associada ao desvio de água e outras (13). Nesta representação a energia produzida por um SEE é calculada pelo deplecionamento dos reservatórios conhecendo-se os níveis de armazenamento iniciais. Ainda que uma das premissas básicas do modelo equivalente seja a operação do sistema em paralelo, é possível utilizar essa forma de representação para uma operação não uniforme de deplecionamento das usinas (14). Posteriormente, a metodologia original foi estendida para comportar os casos onde exista acoplamento hidráulico entre sistemas (15)-(16) e utilizou-se como aplicação um estudo de caso do sistema brasileiro com a consideração explícita da interconexão da usina de Itaipu com os subsistemas Sul e Sudeste.

Recentemente, o trabalho (17) realiza uma comparação entre a utilização de reservatório equivalente de energia (REE) por subsistema e por cascata no planejamento da operação de longo prazo do sistema brasileiro. Segundo os autores, embora a agregação em REE por cascata tenha resultado em um aumento significativo no número de iterações e no tempo de resolução (cerca de três vezes), proporcionou custos marginais mais baratos e bem comportados no início do período de estudo. Ressalta-se que em (17) a divisão em subsistemas estava atrelada à definição de submercados. A abordagem proposta no presente trabalho é mais flexível, pois permite melhorar a representação do parque hidráulico do SIN, em termos de agregação em sistemas equivalentes de energia, sem ter que necessariamente aumentar o número de submercados, ou seja, cada submercado pode ser composto por um ou mais subsistemas.

3.0 - FORMULAÇÃO TRADICIONAL DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO

Atualmente, no problema de planejamento de longo/médio prazo, um conjunto de usinas hidroelétricas é agregado em um sistema equivalente de energia que por sua vez está associado a um mercado de energia elétrica. Ou seja, não se existe diferenciação entre submercado e subsistema.

O problema de planejamento de longo/médio prazo pode ser formulado de modo simplificado¹, através do conjunto de equações (1a-1g) a seguir.

¹ Por simplificação, suprimiram-se os patamares de carga e déficit, acoplamento hidráulico, mecanismos de aversão a risco etc. no texto deste trabalho.

Função objetivo

$$FO_t = \min \sum_{isis=1}^{nsis} CT \cdot GT_t^{isis} + \sum_{isis=1}^{nsis} CDEF \cdot DEF_t^{isis} + CF_{t+1} \quad (1a)$$

Restrições

$$BH_t^{isis} : EARM_{t+1}^{isis} + GH_t^{isis} + EVMIN_t^{isis} = EARM_t^{isis} + \gamma_t^{isis} EAF_t^{isis} \quad (1b)$$

$$AD_t^{isis} : GH_t^{isis} + EFIOI_t^{isis} + GT_t^{isis} + DEF_t^{isis} \pm INT_t^{isis} - EXC_t^{isis} = D_t^{isis} \quad (1c)$$

$$GHX_t^{isis} : GH_t^{isis} + EFIOI_t^{isis} + EVMIN_t^{isis} - EXC_t^{isis} \leq GHMAX_t^{isis} \quad (1d)$$

$$FIO_t^{isis} : EFIOI_t^{isis} + PERDF_t^{isis} = (1 - \gamma_t^{isis}) EAF_t^{isis} \quad (1e)$$

$$PERDA_t^{isis} : PERDF_t^{isis} \geq A_m^{isis} (1 - \gamma_t^{isis}) EAF_t^{isis} + B_m^{isis} \quad (1f)$$

$$CORTE_t^{icor} : CF_{t+1} - \sum_{isis=1}^{nsis} \pi_{V,t+1}^{isis,icor} EARM_{t+1}^{isis} \geq RHS_{t+1}^{icor} + \sum_{isis=1}^{nsis} \sum_{j=1}^p \pi_{A_j,t+1}^{isis,icor} EAF_{t+1-j}^{isis}, \quad (1g)$$

A equação (1a) indica a função objetivo do problema composta pelos coeficientes e custos de geração térmica e déficit CT e GT , e $CDEF$ e DEF dos $nsis$ subsistemas no instante de tempo t , além do custo futuro CF .

As equações (1b) até (1g) formam o conjunto de restrições do problema para um subsistema $isis$ no instante de tempo t . balanço de energia (BH_t), atendimento à demanda (AD_t), geração hidráulica máxima (GHX_t), geração a fio d'água líquida (FIO_t), perdas de energia a fio d'água ($PERDA_t$), e cortes de Benders representativos da função de custo futuro ($CORTE_t$).

As variáveis de decisão consideradas neste problema são a energia armazenada final ($EARM_{t+1}$), geração hidráulica controlável (GH_t), energia de vazão mínima ($EVMIN_t$), geração a fio d'água líquida ($EFIOI_t$), excesso de energia (EXC_t), geração térmica (GT_t), déficit de energia (DEF_t), intercâmbios de energia (INT_t), perdas a fio d'água ($PERDF_t$) e geração hidráulica máxima ($GHMAX_t$), por subsistema $isis$ no período t .

Adicionalmente, γ_t é o fator de separação de energia controlável, A_m e B_m são parâmetros do modelo MARS (18), $\pi_{V,t+1}$ e $\pi_{A,t+1}$ correspondem aos coeficientes de um corte específico correspondentes à energia armazenada inicial e à energia natural afluenta passada, respectivamente, RHS é o termo independente deste corte e D_t é a demanda líquida de energia, calculada como a diferença entre a demanda de energia e as parcelas de inflexibilidade da usinas térmicas, geração associada às novas fontes renováveis e energia de submotorização, quando for o caso.

As variáveis de estado consideradas na resolução do problema (1) por PDDE são o armazenamento inicial ($EARM_t$) e as afluições passadas (EAF_{t-j} , $j = 1, \dots, p$).

Na formulação tradicional, a variável EXC_t representa o excesso de energia de qualquer natureza, hidráulica ou térmica. Sendo assim, é impossível identificar qual a natureza de um eventual excesso de energia que pode ocorrer no processo de otimização do problema.

4.0 - FORMULAÇÃO COM PROPOSTA DE DIFERENCIAÇÃO ENTRE SUBMERCADO E SUBSISTEMA

Como visto na formulação apresentada no item anterior, cada subsistema está necessariamente associado a um submercado. Para representar a diversidade do comportamento hidrológico das bacias hidrográficas é interessante representá-las em subsistemas distintos. Mas para manter a representação dos mercados de energia elétrica em uso, é necessário que todos estes novos subsistemas estejam associados a um mesmo submercado.

O problema de planejamento da operação de longo/médio prazo que considera a distinção explícita entre submercado e subsistema pode ser estendido conforme o conjunto de equações (2a-2g) apresentado a seguir.

Função objetivo

$$FO_t = \min \sum_{isbm=1}^{nsbm} CT \cdot GT_t^{isbm} + \sum_{isbm=1}^{nsbm} CDEF \cdot DEF_t^{isbm} + CF_{t+1} \quad (2a)$$

Restrições

$$BH_t^{isbm} : EARM_{t+1}^{isbm} + GH_t^{isbm} + EVMIN_t^{isbm} = EARM_t^{isbm} + \gamma_t^{isbm} EAF_t^{isbm} \quad (2b)$$

$$AD_t^{isbm} : \sum_{isis \in isbm} (GH_t^{isis} + EFIOI_t^{isis} - EXC_t^{isis}) + GT_t^{isbm} + DEF_t^{isbm} \pm INT_t^{isbm} - EXC_t^{isbm} = D_t^{isbm} \quad (2c)$$

$$GHX_t^{isbm} : GH_t^{isbm} + EFIOI_t^{isbm} + EVMIN_t^{isbm} - EXC_t^{isbm} \leq GHMAX_t^{isbm} \quad (2d)$$

$$FIO_t^{isis} : \quad EFiOL_t^{isis} + PERD_t^{isis} = (1 - \gamma_t^{isis}) EAF_t^{isis} \quad (2e)$$

$$PERDA_t^{isis} : \quad PERD_t^{isis} \geq Am_t^{isis} (1 - \gamma_t^{isis}) EAF_t^{isis} + Bm_t^{isis} \quad (2f)$$

$$CORTE_t^{icor} : \quad CF_{t+1} - \sum_{isis=1}^{nsis} \pi_{V,t+1}^{isis,icor} EARM_{t+1}^{isis} \geq RHS_{t+1}^{icor} + \sum_{isis=1}^{nsis} \sum_{j=1}^p \pi_{Aj,t+1}^{isis,icor} EAF_{t+1-j}^{isis}, \quad (2g)$$

A variável associada ao excesso de energia (EXC_t) do problema (1) dá origem a duas novas variáveis, $EXCH_t$ e $EXCT_t$, na nova formulação. Ambas variáveis são representativas do excesso de energia, sendo a primeira considerada por subsistema e segunda, por submercado.

Um eventual excesso de energia proveniente da parcela de vazão mínima obrigatória é alocado na variável $EXCH_t$. Porém, um possível excesso ocasionado por uma demanda líquida negativa pode ser alocado na variável $EXCH_t$ ou $EXCT_t$ sem distinção, uma vez que não há justificativas para aplicar penalidades distintas para estas duas variáveis.

Na formulação (2) a restrição de atendimento a demanda (AD_t) passa a ser por submercado. Desta forma, algumas variáveis passaram a ser indexadas por submercado, a saber: DEF_t , $EXCT_t$, GT_t , INT_t . Já as variáveis que continuaram a ser indexadas por subsistema (GH_t , $EFiOL_t$ e $EXCH_t$) são representadas nesta restrição para todos os subsistemas associados ao submercado em questão.

Vale ressaltar, que não há restrição de intercâmbio de energia entre os subsistemas pertencentes a um mesmo submercado. As interconexões são representadas apenas entre os submercados de energia.

4.1 Estratégia de resolução

Neste trabalho adota-se a mesma estratégia de resolução por programação dinâmica dual estocástica (8) considerada na formulação tradicional. Neste contexto, não há qualquer tipo de modificação no cálculo dos cortes de Benders quando se aplica a diferenciação entre subsistemas e submercados, uma vez que as variáveis de estado do problema permanecem associadas aos subsistemas.

Na derivada da função objetivo em função da variável de estado $EARM_t$, a parcela relativa à restrição que passou a ser indexada por submercado (AD_t) é nula, uma vez que esta não está em função de $EARM_t$. Desta forma, o cálculo do respectivo coeficiente do corte de Benders não se altera, conforme mostrado na equação (3).

$$\begin{aligned} \pi_{V,t}^{isis,jcor} &= \frac{\partial FO_t}{\partial EARM_t^{isis}} = \frac{\partial FO_t}{\partial BH_t^{isis}} \frac{\partial BH_t^{isis}}{\partial EARM_t^{isis}} + \frac{\partial FO_t}{\partial AD_t^{isbm}} \frac{\partial AD_t^{isbm}}{\partial EARM_t^{isis}} + \\ &\quad \frac{\partial FO_t}{\partial GHMAX_t^{isis}} \frac{\partial GHX_t^{isis}}{\partial EARM_t^{isis}} + \frac{\partial FO_t}{\partial FIO_t^{isis}} \frac{\partial FIO_t^{isis}}{\partial EARM_t^{isis}} + \frac{\partial FO_t}{\partial PERDA_t^{isis}} \frac{\partial PERDA_t^{isis}}{\partial EARM_t^{isis}} + \\ &\quad \sum_{icor=1}^{ncor} \frac{\partial FO_t}{\partial CORTE_t^{isis}} \frac{\partial CORTE_t^{isis}}{\partial EARM_t^{isis}} = \lambda_{BH}^{t,isis} \end{aligned} \quad (3)$$

O mesmo ocorre com o cálculo dos coeficientes de Benders associados às energias afluentes passadas.

5.0 - RESULTADOS NUMÉRICOS

Para testar a formulação proposta foram utilizados casos baseados no PMO JAN/2012, com 200 séries forward e 20 aberturas backward. A tendência hidrológica não foi considerada, uma vez que esta informação estava disponível apenas para os subsistemas considerados na formulação tradicional. Neste trabalho, um caso (SBxSS) contém SB submercados e SS subsistemas.

O PMO JAN/2012 com 4 subsistemas (4x4), que corresponde também a 4 submercados, foi decomposto em três variantes:

- (i) Caso (4x6) formado a partir do particionamento do subsistema Sudeste nos subsistemas Itaipu (IT), Paraná (PR) e o restante do subsistema Sudeste (SE), todos associados ao submercado Sudeste.
- (ii) Caso (4x7) obtido a partir do caso (4x6) retirando do novo subsistema SE as usinas do rio Madeira (MD) formando um novo subsistema associado também ao submercado Sudeste.
- (iii) Caso (7x7) obtido a partir do caso (4x4) desmembrando o subsistema Sudeste em três novos subsistemas: Itaipu (IT), Paraná (PR), Madeira (MD). O novo subsistema Sudeste (SE) é composto pelas usinas restantes e cada novo subsistema está associado a um submercado próprio. Os submercados PR e MD estão interligados ao submercado SE através de um intercâmbio ilimitado. Já o submercado Itaipu está interligado ao submercados Sudeste e Sul com limites de intercâmbio utilizados no PMO.

Na Figura 1 é apresentado um diagrama esquemático dos submercados e subsistemas dos quatro casos analisados neste trabalho. As linhas representam o intercâmbio de energia entre os submercados e as linhas pontilhadas indicam que o limite de intercâmbio é ilimitado.

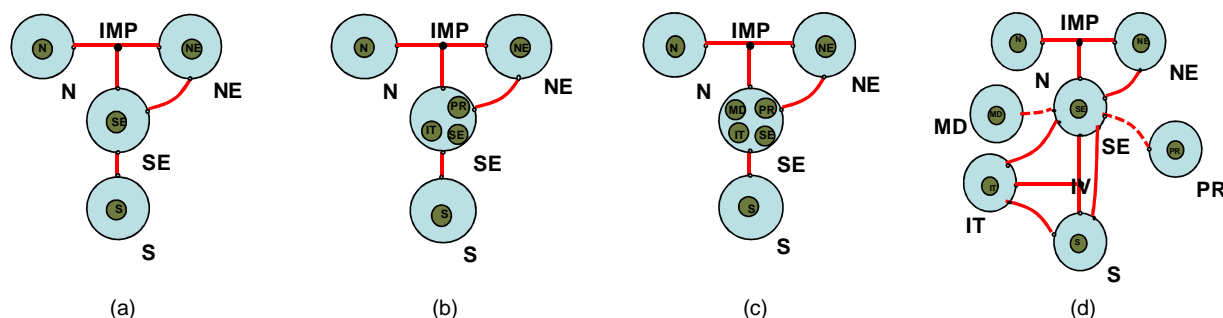


Figura 1: Representação dos submercados e subsistemas dos PMO JAN/12 e suas variantes.

Na Figura 2 é mostrado o processo de convergência para os casos analisados. Pode-se observar na Figura 2a que não houve alteração significativa no processo de convergência entre os casos (4x6) e (4x7), porém estes casos quando comparados com o caso (4x4) apresentaram uma pequena elevação nos valores de ZINF e ZSUP. Na Figura 2b, é possível verificar que a convergência dos casos (4x7) e (7x7) praticamente não se altera.

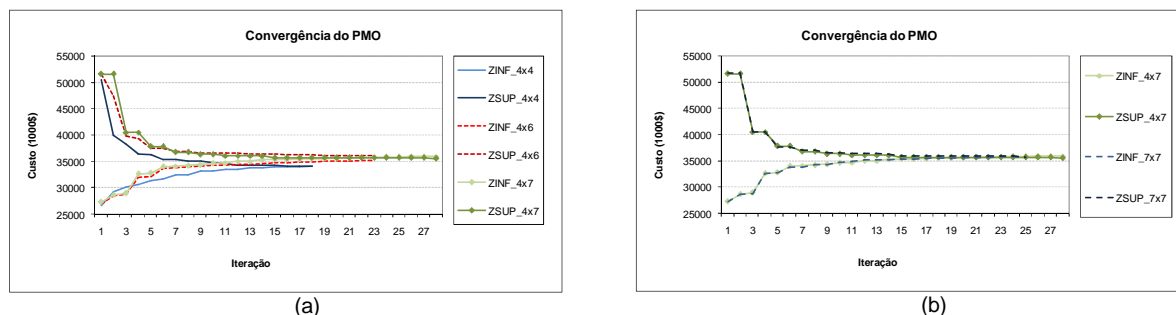


Figura 2: Convergência para as variantes (4x4), (4x6), (4x7) e (7x7).

Na Tabela 1 são apresentados os valores esperados do custo total de operação obtido na etapa da simulação final, considerando 2000 cenários sintéticos de afluência, além do desvio padrão. Comparando-se os casos em que a bacia do rio Paraná é representada como um subsistema a parte [(4x6), (4x7) e (7x7)], observa-se uma elevação no custo total de operação na ordem de 7%. Já o impacto da separação da bacia do rio Madeira do subsistema Sudeste é bem inferior, na ordem de 1%. A diferença de custo entre os casos (4x7) e (7x7) é pequena, aproximadamente igual a 1%. Isto era esperado, pois não foram representadas limitações de intercâmbio entre os submercados Paraná, Madeira e Sudeste.

A representação mais detalhada das bacias pode trazer redução dos custos esperados de operação, se houver uma forte complementação hidrológica entre elas. Por outro lado, pode-se observar elevação nos custos esperados de operação quando, por exemplo, houver uma representação mais acurada das limitações de turbinamento máximo das usinas hidroelétricas.

Tabela 1: Valor Esperado do Custo Total de Operação

Caso	COPER (1000\$)	DP (1000\$)	Comparação (4x4)	Comparação (4x6)	Comparação (4x7)
4x4	29874,62	681,05	-	-	-
4x6	31891,76	803,95	6,8%	-	-
4x7	32103,02	814,72	7,5%	0,7%	-
7x7	32340,19	812,19	8,2%	-	0,7%

Na Tabela 2, é apresentado o tempo computacional de cada caso e o número de iterações necessário ao processo de convergência. Neste estudo de caso, o número de iterações aumentou, porém não se pode afirmar esta nova abordagem leva necessariamente a um processo de convergência mais demorado.

Se for comparado o tempo gasto por cada caso, considerando o mesmo número de iterações, é possível verificar que houve acréscimo no tempo computacional em torno de 10% em comparação com o caso (4x4). Entre os casos (4x7) e (7x7) quase não há diferença no tempo computacional, pois a dimensão do problema não se altera.

significativamente, uma vez que o número de variáveis de decisão não se altera e o número total de restrições é apenas ligeiramente menor no caso (4x7), que tem 3 restrições de atendimento a demanda a menos.

Tabela 2: Tempo computacional (processamento paralelo utilizando 40 processadores)

Caso	Iterações	Tempo	Tempo até 18ª iteração	Comparação (4x4)	Comparação (4x7)
4x4	18	02:21:32	02:21:32	-	-
4x6	23	04:00:16	02:33:27	8,4%	-
4x7	28	05:52:58	02:36:15	10,4%	-
7x7	25	05:31:39	02:38:46	12,2%	1,6%

Os resultados obtidos para a operação do SIN nos casos (4x7) e (7x7) são bastante parecidos. Desta forma, os resultados do caso (7x7) serão omitidos das próximas análises.

Na Figura 3 é apresentada a evolução temporal do custo marginal de operação (CMO) médio mensal de todos submercados. Pode-se observar uma elevação destes valores principalmente para o submercado Sudeste, que foi particionado em diversos subsistemas. Este resultado corrobora os resultados observados na Tabela 1.

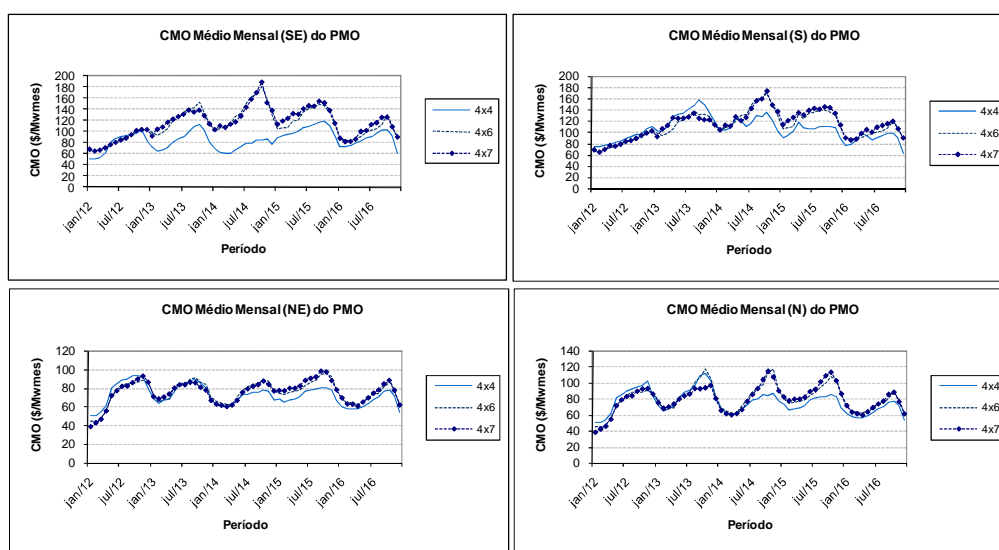


Figura 3: Evolução do CMO médio mensal para todos os submercados

Na Figura 4 é mostrada a evolução temporal dos valores médios mensais do armazenamento final de cada submercado. O armazenamento de um submercado é calculado como a soma da energia armazenada em todos os subsistemas que estão associados a este submercado. Desta forma, nos casos analisados o armazenamento do submercado Sudeste será igual ao somatório dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste e Paraná, uma vez que os subsistemas Itaipu e Madeira não têm capacidade de regularização.

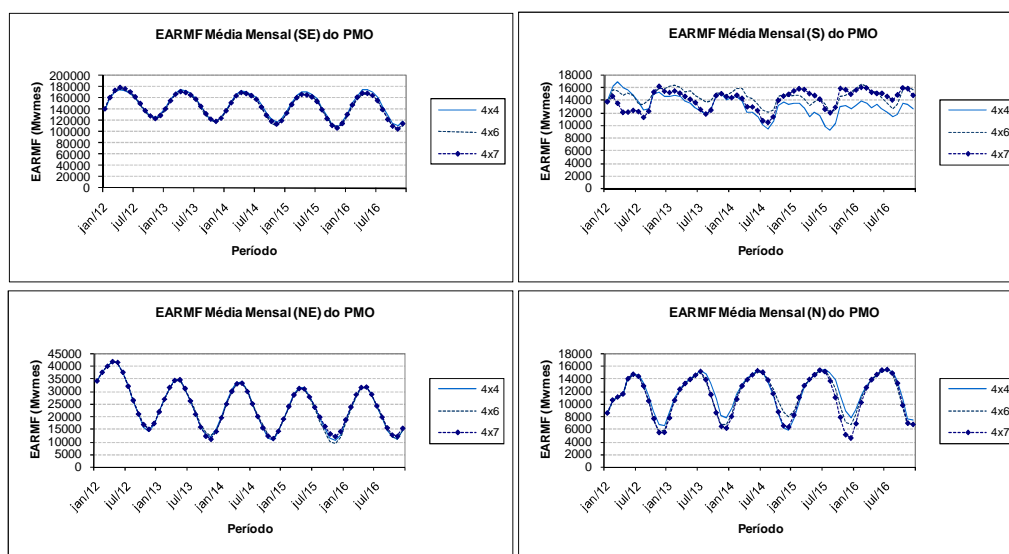


Figura 4: Evolução da EARMf média mensal para todos os submercados

Analisando a Figura 4, fica evidenciado que quanto maior o nível de agregação das bacias hidrográficas adotado na representação do sistema, mais este fica otimista com relação à capacidade de armazenamento de energia, a qual não se verifica quando se representa o sistema de uma forma mais detalhada.

Na Figura 5 são apresentados os valores médios anuais do CMO, do risco de qualquer déficit e do valor esperado da energia não suprida de todos os submercados. Em acordo com os resultados apresentados anteriormente, pode-se verificar um aumento dos valores médios destas variáveis quando os subsistemas são representados de forma mais detalhada neste caso estudo.

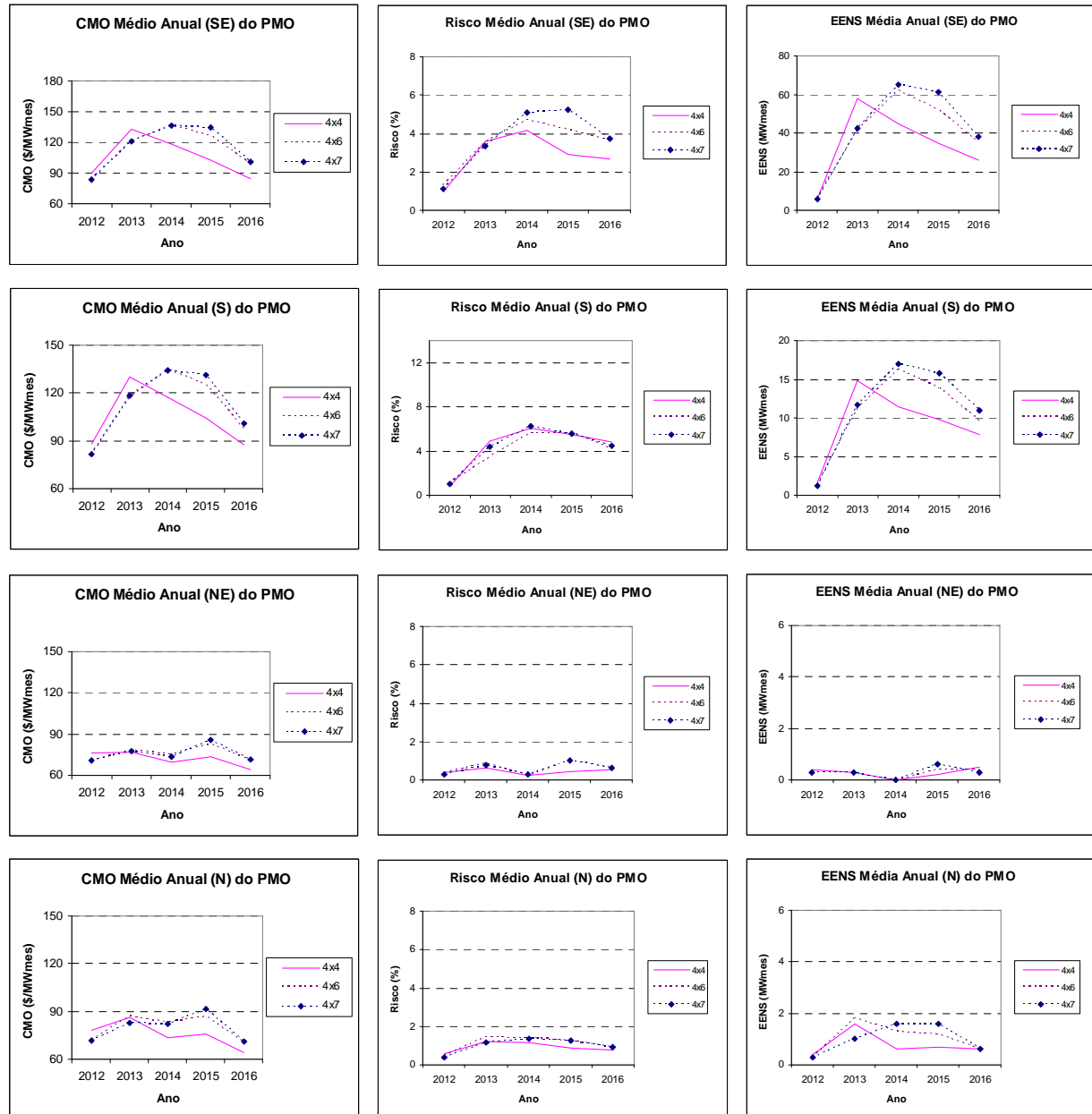


Figura 5: Valores médios anuais de CMO, Risco e EENS para todos os submercados

6.0 - CONCLUSÕES

No modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo atualmente utilizado pelo setor elétrico nas suas atividades de planejamento da expansão, planejamento da operação, comercialização de energia, cálculo de garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração e na elaboração das diretrizes para a realização de leilões de compra de energia elétrica, um conjunto de usinas hidroelétricas, com reservatório e a fio d'água, são agregadas em um sistema equivalente de energia, denominado *subsistema*. Por sua vez, cada subsistema representado no sistema interligado nacional está associado a um mercado de energia elétrica, denominado *submercado*. A modelagem por sistema equivalente de energia tem por objetivo reduzir a dimensão do

problema computacional e assim permitir que outras características, também importantes, do sistema de geração de energia elétrica possam ser incorporadas na modelagem, dentre elas, o comportamento estocástico das afluições às usinas hidroelétricas. Entretanto, a modelagem não permite, por exemplo, diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertençam a um mesmo mercado de energia elétrica.

A fim de se obter uma melhor representação do sistema de geração de energia elétrica brasileiro, este trabalho veio contribuir com uma extensão da metodologia atual permitindo dividir o SIN em tantos sistemas equivalentes de energia quantos forem necessários para representar a diversidade do comportamento hidrológico das bacias hidrográficas, porém respeitando-se a atual representação dos mercados de energia elétrica. Esta metodologia permite que a representação do sistema hidroelétrico seja mais próxima da realidade sem prejuízos à definição dos submercados. A metodologia é flexível para representar outras representações dos mercados de energia elétrica do Brasil.

A proposta foi inicialmente aplicada a uma configuração real do SIN, baseada em um caso do Programa Mensal de Operação (PMO), considerando diversas representações do parque hidroelétrico brasileiro. Os resultados mostraram que, para o caso analisado, os resultados do PMO são sensíveis a uma representação mais aderente das bacias hidrográficas. Em uma próxima etapa, os estudos com a nova abordagem serão estendidos para outras aplicações do modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., et al. "Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica". 1ª ed. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- (2) MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., et al. "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system", Proceedings of the Power System Computation Conference: PSCC'02, jun. 2002.
- (3) FOSSO, O. B., GJELSVIK, A., HAUGSTAD, A., et al. "Generation scheduling in a deregulated system. The norwegian case", IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 1, pp. 75-81, fev. 1999.
- (4) MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., et al. "Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil, Description of the NEWAVE program", 16th Power Systems Computation Conference, PSCC, jul. 2008.
- (5) CEPEL. Manual de Referência do modelo DECOMP. Relatório técnico, CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2013.
- (6) DINIZ, A. L., SANTOS, T. N. "Análise de sensibilidade da consideração das perdas na rede elétrica para a programação diária da operação", XX SNPTTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, nov. 2009.
- (7) SANTOS, T. N., BOAS, C. E. V., MOURÃO, F. P., et al. "Restrições de Metas Semanais na Política de Operação do Sistema Elétrico Brasileiro", XII SEPOPE: Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, maio 2012.
- (8) PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", Mathematical Programming, v. 52, n. 1-3, pp. 359-375, maio 1991.
- (9) BIRGE, J. R. "Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs", Oper.Res., v. 33, n. 5, pp. 989-1007, mar. 1985.
- (10) ARVANTIDIS, N. V., ROSING, J. "Composite representation of multireservoir hydroelectric power system", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 89, n. 2, pp. 319-326, fev. 1970.
- (11) TURGEON, A. "Optimal operation of multireservoir power system with stochastic inflows", Water Resources Research, v.16, n.02, pp. 0274-0283, 1980.
- (12) TERRY, L. A. Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral, In: Relatório Técnico CEPEL no. DPP/PEN – 1705/80, 1980
- (13) MACEIRA, M.E.P., COSTA, A.P.C., MARCATO, A.L.M. Newave Especificação Funcional, In: Relatório Técnico DPP/PEL 349/99, CEPEL, Rio de Janeiro, 1999.
- (14) JUNIOR, G. C., SOARES S. "Non-uniform composite representation hydroelectric systems for long-term hydrothermal scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.2, pp. 0702-0707.
- (15) TERRY, L.A., MACEIRA, M.E.P., MERCIO, C.V., et al. "Equivalent reservoir model for hydraulic coupled systems", IXSEPOPE: Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, maio 2004.
- (16) MACEIRA, M.E.P., DUARTE, V.S., PENNA, D.D.J., et al. "An Approach to Consider Hydraulic Coupled Systems in The Construction of Equivalent Reservoir Model in Hydrothermal Operation Planning", Power Systems Computation Conference, Aug. 2011.
- (17) DE MATOS, V.L., FINARDI, E.C., DA SILVA, E.L. "Comparison between the energy equivalent reservoir per subsystem and per cascade in the long-term operational planning in Brazil", International Conference on Engineering Optimization, Jun. 2008.
- (18) TCHEOU, M.P., CABRAL, R.N., PENNA, D.D.J., et al. "Modelagem da Função de Perdas a Fio D'água através do MARS (Multivariate Adaptive Regression Splines)", XII SEPOPE: Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, maio 2012.