

NOVA METODOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DA VAZÃO MÍNIMA OBRIGATÓRIA EM SISTEMAS EQUIVALENTES NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

**Wellington C. Conceição, André L. M. Marcato,
Rafael B. da Silva Brandi, João A. Passos Filho, Ivo C. da Silva Junior**
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF
Rua José Lourenço Kelmer, s/n – Campus Universitário, 36039-900, Juiz de Fora - MG
wellington.conceicao@ifsudestemg.edu.br, andre.marcato@ufjf.edu.br,
rafael.brandi@engenharia.ufjf.br, joao.passos@ufjf.edu.br, ivo.junior@ufjf.edu.br

Tales Pulinho Ramos
Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais – Campus Juiz de Fora
Rua Bernardo Mascarenhas, 1283 – Bairro Fábrica, 36080-001, Juiz de Fora - MG
tales.pulinho@engenharia.ufjf.br

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia alternativa para o atendimento da restrição associada à vazão mínima obrigatória no problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos interligados. Atualmente, a metodologia oficial adotada no Setor Elétrico Brasileiro consiste na utilização de uma variável de folga associada a esta restrição, a qual é penalizada na função objetivo do problema. Neste trabalho é proposta uma estratégia visando manter os reservatórios operando dentro de níveis seguros associada à utilização de uma variável de folga. Para tanto foi criada uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, de tal forma, que os mesmos sejam capazes de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória. As duas metodologias são comparadas e os resultados das simulações mostraram que a formulação proposta leva a uma diminuição no valor esperado de déficit de vazão mínima obrigatória.

PALAVRAS CHAVE. Vazão Mínima Obrigatória, Curva de Energia Armazenável Mínima, Planejamento da Operação de Médio Prazo.

EN – Pesquisa Operacional na Área de Energia.

ABSTRACT

This paper shows an alternative methodology to meet the constraint associated with mandatory minimum outflow in the problem of long-term operation planning of hydrothermal interconnected systems. Currently, the official methodology adopted in the Brazilian Electric Sector is the use of a slack variable associated with this restriction, which will be penalized in the objective function of the problem. This paper proposes a strategy to keep the reservoirs operating within safe levels associated with use of a slack variable. For this, is constructed a storable energy curve minimum, providing information about the minimum levels of storage reservoirs equivalent, so that the reservoirs are able to supply the losses and the mandatory minimum outflow. The two methodologies are compared and the simulation results showed that the proposed formulation leads to a decrease in the expected value of deficit minimum flow required.

KEYWORDS. Mandatory Minimum Outflow, Storable Energy Curve Minimum, Long-term Operation Planning.

EN – Operational Research Applied to Energy.

1. Introdução

O planejamento da operação de sistemas elétricos tem como principal objetivo a determinação de metas de geração para cada usina, a cada etapa, que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento considerado. Incluem-se nestes custos, os gastos com combustíveis nas usinas térmicas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e o custo de déficit, que é uma penalização por não atendimento a demanda (Fortunato, 1990).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de geração hidráulica, sendo que as outras fontes de energia são utilizadas como complemento energético, agregando confiabilidade ao sistema. O SIN apresenta algumas características marcantes, que o diferencia de outros sistemas hidráulicos no mundo, tais como, afluências com acentuada sazonalidade, alto grau de incerteza e forte acoplamento hidráulico entre suas unidades geradoras, resultantes da presença de usinas hidráulicas em cascata, isto faz com que a operação de uma usina, à montante interfira na operação das usinas à jusante (Terry et al., 1986). Além disso, como em todo sistema hidrotérmico, temos o acoplamento temporal da operação, uma vez que uma decisão tomada em um estágio qualquer tem um impacto significativo na operação dos estágios subsequentes (Fortunato, 1990; Silva, 2001; Marcato, 2002). Podemos destacar ainda, outros fatores importantes, como por exemplo, restrições no uso das usinas térmicas, variação não linear de produtividade nas usinas hidráulicas e restrições de vazão mínima obrigatória, decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, etc) (Fortunato, 1990).

O planejamento da operação do SIN é, portanto, um problema de otimização complexo, pois é de grande porte, dinâmico e não linear, sujeito a grandes incertezas. As metodologias mais utilizadas na solução deste problema consistem na divisão do problema em diversas etapas, representando diferentes horizontes de planejamento, cada qual com determinado nível de simplificação.

No Brasil, a solução deste problema, é obtida por meio de uma cadeia de modelos acoplados, considerando os diferentes horizontes de planejamento. Nesta cadeia de modelos, à medida que o horizonte de planejamento diminui a representação das características do sistema aumenta e a representação das incertezas diminui. Cada uma das etapas é descrita a seguir (Marcato, 2002):

- (i) Planejamento da operação de médio ou longo prazo: nesta fase o horizonte de estudo é de cinco anos, discretizado em etapas mensais. O processo estocástico é representado detalhadamente enquanto as usinas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (sistemas equivalentes).
- (ii) Planejamento da operação de curto prazo: o horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências é representada através de uma árvore de vazões, porém no primeiro mês as vazões são determinísticas. Determina o planejamento das usinas de forma individualizada utilizando funções de custo futuro produzidas pelo modelo de médio prazo.
- (iii) Programação diária da operação: nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas às máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, dentre outras. A rede de transmissão é representada com precisão. Nesta etapa é determinada a meta de geração de cada unidade geradora.

Essas atividades de planejamento e programação da operação, conduzidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), são suportadas por modelos matemáticos computacionais, validados e homologados pela ANEEL. Esta cadeia de modelos computacionais é desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o modelo responsável pelo planejamento da operação do SIN no horizonte de médio prazo é denominado NEWAVE (CEPEL, 2009; CEPEL, 2012). O ONS, criado em maio de 1998 (Lei Federal 9.648/98), é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica

do SIN. No desempenho de suas atribuições, o ONS coordena cada uma das etapas temporais dos estudos associados ao planejamento e a programação da operação, o qual é realizado com a participação de todos os agentes envolvidos no processo, observando-se regras estritas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Agência Nacional de Águas (ANA).

O objetivo deste trabalho é apresentar uma nova metodologia para o atendimento à vazão mínima obrigatória no problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos. Isto porque, na operação de uma usina hidrelétrica, a vazão mínima obrigatória à jusante do reservatório deve ser assegurada para que ocorra a preservação do meio ambiente e a garantia de sustentabilidade da população que utiliza o rio para sua subsistência, e.g., navegação, irrigação e demais usos múltiplos da água (Fortunato, 1990; Duarte, 2002). Com base nisto, a defluência média mensal (turbinamento e vertimento) de uma usina hidrelétrica deve ser maior ou igual a sua vazão mínima obrigatória.

A partir da criação da Agência Nacional de Águas (ANA), a preocupação com a vazão defluente mínima obrigatória torna-se mais evidente (Duarte, 2002). Com a proposta de solucionar os problemas de secas prolongadas, controle de poluição dos rios, além de oferecer maior segurança a empreendimentos que usam a água como insumo de produção, a ANA tem por objetivo a regulação da utilização da água nos rios de domínio da União, a partir da implementação da política Nacional de Recursos Hídricos (Lei Federal 9.433, 1997).

2. Tratamento da Vazão Mínima Obrigatória no modelo NEWAVE

Atualmente, o modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo do SIN é o NEWAVE, o qual é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (Pereira, 1989; Kligerman, 1992) e o sistema de geração hidroelétrico é representado através da técnica de sistemas equivalentes de energia (Arvanitidis, 1970; Terry, 1980).

A vazão mínima dos reservatórios de um subsistema é representada em problemas de planejamento da operação de médio prazo através de uma energia de vazão mínima, que corresponde a uma geração hidráulica obrigatória, restringida apenas pela disponibilidade de água no reservatório. Com o objetivo de atender a restrição de vazão mínima, foi incorporada ao modelo NEWAVE, uma metodologia, que consiste na inclusão de uma variável de folga nas restrições de atendimento à demanda e balanço hídrico, penalizada na função objetivo. Esta penalização da função objetivo permite que a função de custo futuro possa penalizar um possível não atendimento à restrição de vazão mínima obrigatória no futuro, de forma que a violação à descarga mínima obrigatória possa ser minimizada (Duarte, 2002).

Nesta formulação, o problema de operação hidrotérmica para um estágio t pode ser expresso da seguinte forma:

Função objetivo:

$$z_t = \min \left\{ \sum_{i=1}^{NSIS} \sum_{j=1}^{NPMC} \left[\sum_{k=1}^{TCLISIS} \psi_{T_{i,k,t}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \psi_D \cdot def_{i,j,t} + \psi_{EVMIN} \cdot \delta_{EVMIN_{i,j,t}} \right] + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \right\} \quad (1)$$

Onde:

z_t	Custo esperado de operação no estágio t (R\$ x 730).
$NSIS$	Número total de subsistemas.
$NPMC$	Número de patamares de mercado.
$TCLISIS$	Número de classes térmicas de um dado sistema.
$\psi_{T_{i,k,t}}$	Custo de operação associado à classe térmica k do subsistema i (R\$/MWh).
$g_{T_{i,k,j,t}}$	Geração térmica total na classe térmica k do subsistema i dentro do patamar de carga j (MWmês).
ψ_D	Custo do déficit de energia (R\$/MWh).

$def_{i,j,t}$	Déficit de energia ocorrido no subsistema i dentro do patamar j (MWmês).
ψ_{EVMIN}	Penalidade pelo não atendimento a meta de energia de vazão mínima (R\$/MWh).
$\delta_{EVMIN_{i,j,t}}$	Energia de vazão mínima não atendida no subsistema i dentro do patamar de carga j (MWmês).
β	Taxa de desconto (pu).
α_{t+1}	Custo futuro (R\$ x 730).

Equações de balanço hídrico:

$$ea_{i,t+1} + \sum_{j=1}^{NPMC} ghidr_{i,j,t} + evert_{i,t} - \delta_{EVMIN_{i,t}} = EA_{i,t} + EC_{i,t} - M_{EVMIN_{i,t}} - EVP_{i,t} - EVM_{i,t} \quad (2)$$

Onde:

$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no subsistema i no final do período t (MWmês).
$ghidr_{i,j,t}$	Geração hidráulica do subsistema i no patamar j no período t (MWmês).
$evert_{i,t}$	Energia vertida no subsistema i no período t (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no subsistema i no início do período t (MWmês).
$EC_{i,t}$	Energia controlável do subsistema i no período t (MWmês).
$M_{EVMIN_{i,t}}$	Meta de geração de vazão mínima (MWmês).
$EVP_{i,t}$	Energia evaporada no subsistema i no período t (MWmês).
$EVM_{i,t}$	Energia para enchimento do volume morto no subsistema i (MWmês).

Equações de atendimento à demanda:

$$ghidr_{i,j,t} + \sum_{j=1}^{TCLISIS} g_{T_{i,j,k,t}} + def_{i,j,t} + \sum_{j=1}^{NSIS} i_{i,j,k,t;i \neq j} - \sum_{j=1}^{NSIS} i_{j,i,k,t;i \neq j} - exc_{i,k,t} - \delta_{EVMIN_{i,t}} = DEMLIQ_{i,k,t} - EFIO_{i,t} - M_{EVMIN_{i,t}} \quad (3)$$

Onde:

$i_{i,j,k,t;i \neq j}$	Intercâmbio do sistema i para o sistema j no patamar k (MWmês).
$exc_{i,k,t}$	Variável de folga que representa o excesso de energia (MWmês).
$DEMLIQ_{i,k,t}$	Demanda líquida, igual à demanda bruta abatida da geração de pequenas usinas, geração térmica e submotorização (MWmês).
$EFIO_{i,t}$	Energia a fio d'água (MWmês).

Restrições que representam a função de custo futuro:

$$\alpha_{t+1} \geq W + \sum_{k=1}^{NSIS} (\pi_V EA_t + \pi_{A1} EAF_{t-1} + \pi_{A2} EAF_{t-2} + \dots + \pi_{Ap} EAF_{t-p} +) \quad (4)$$

Onde:

π_V	Coefficiente do corte de Benders associado ao estado armazenamento inicial do estágio t .
π_{Ak}	Coefficiente do corte de Benders associado ao estado energia afluyente passada do estágio $t-k$, onde $k=1, p$.
EAF_t	Energia natural afluyente no estágio t (MWmês).

Restrições de geração hidráulica máxima:

$$ghidr_{i,j,t} + ev \min_{i,t} \leq \overline{GH}(EA_{i,t}) - EFIO_{i,t} \quad (5)$$

Onde:

$\overline{GH}(EA_{i,t})$ Geração hidráulica máxima (MWmês).

$ev \min_{i,t}$ Energia de vazão mínima efetivamente atendida (MWmês).

Equação de nó:

$$\sum_{\forall i \neq j} i_{i,j,k,t} - \sum_{\forall i \neq j} i_{j,i,k,t} = 0 \quad (6)$$

Equação de meta de atendimento à vazão mínima:

$$ev \min_{i,t} + \delta_{EVMIN_{i,t}} = M_{EVMIN}(EA_{i,t}) \quad (7)$$

Limites:

$$0 \leq i_{i,j} \leq \overline{i_{i,j}} \quad (8)$$

$$0 \leq g_T \leq \overline{g_T} \quad (9)$$

$$\underline{ea}_{t+1} \leq ea_{t+1} \leq \overline{ea}_{t+1} \quad (10)$$

Esta formulação que atualmente encontra-se implementada no modelo NEWAVE foi reproduzida no modelo MDDH (Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico), que foi desenvolvido dentro do Tema 1 de Modelos de Otimização do Despacho Hidrotérmico pela equipe de pesquisadores da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em parceria com os pesquisadores da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC - Rio) na chamada de projeto de P&D Estratégico pela ANEEL.

3. Metodologia proposta

A formulação proposta também foi incorporada ao modelo MDDH com o objetivo de comparar a eficácia das duas metodologias.

Para o cálculo da política eletroenergética, optou-se por utilizar a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) – Fast Convex Hull (Dias, 2010), a qual é utilizada na plataforma computacional MDDH e é adequada para comparar e analisar os efeitos da metodologia proposta.

Durante a execução do despacho hidrotérmico utilizando-se sistemas equivalentes de energia, pode ocorrer que uma dada energia armazenada inicial mais a energia controlável associada a um cenário hidrológico não sejam suficientes para suprir a energia de vazão mínima obrigatória, resultando em um problema de otimização infactível quando não se considera alguma folga para a energia de vazão mínima.

Na metodologia proposta, além de uma formulação similar à utilizada no modelo NEWAVE, foi utilizada a estratégia de tentar manter os armazenamentos dos reservatórios dentro de níveis seguros, para que o sistema seja capaz de suprir a restrição da vazão mínima obrigatória. Para isso, é construída uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, de tal forma, que os mesmos sejam capazes de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória. Nesta formulação, as perdas são basicamente devidas à evaporação de água nos reservatórios, enchimento de volume morto e desvios de água.

A curva de energia armazenável mínima será determinada segundo a seguinte metodologia:

- (i) Calcular a energia controlável de cada subsistema, para cada cenário do histórico de aflúncias, relativo ao período de estudo, considerando os reservatórios com seu volume mínimo.

- (ii) Calcular a energia evaporada para cada subsistema, relativo ao período de estudo, considerando os reservatórios com sua capacidade máxima de enchimento.
- (iii) Calcular a energia para enchimento de volume morto e energia de desvio de água para cada subsistema, relativo ao período de estudo considerado.
- (iv) Calcular a energia de vazão mínima obrigatória para cada subsistema, a cada mês do período de estudo, considerando os reservatórios com seu volume máximo.
- (v) Determinar os requisitos de armazenamento para cada mês, de forma recursiva, a partir do final do período de planejamento, ou seja, no sentido inverso do tempo, através de um balanço energético mensal com os recursos e requisitos definidos anteriormente. Adota-se a premissa de que ao final do período de planejamento t , ou seja, inicial do período $t+1$, os reservatórios podem ser totalmente deplecionados. Portanto, a energia armazenada inicial do período t tem que ser capaz somente de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória do período. Para o período $t-1$ a energia armazenada inicial tem que ser capaz de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória do período em questão e ainda manter a energia armazenada final no reservatório igual à energia armazenada inicial determinada para o período t . Por isto, o processo deve ser realizado recursivamente durante o período de planejamento.
- (vi) A partir disto, para cada subsistema, obtém-se uma família de curvas de energia armazenável, considerando cada cenário do histórico de aflúncias e o período de estudo. A curva de energia armazenável mínima por subsistema é, então, definida como sendo a envoltória superior da composição de todas as curvas.

Vale ressaltar que as condições dos reservatórios são desconhecidas a priori. Sendo assim, considerou-se as piores situações dos reservatórios para o atendimento da vazão mínima.

As Figuras 1 e 2, mostradas a seguir, apresentam a construção da envoltória de energia armazenável mínima para os subsistemas nordeste e norte, onde o problema é mais crítico.

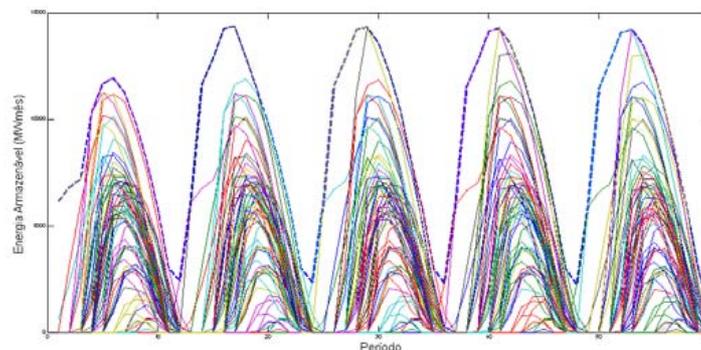


Figura 1 – Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Nordeste

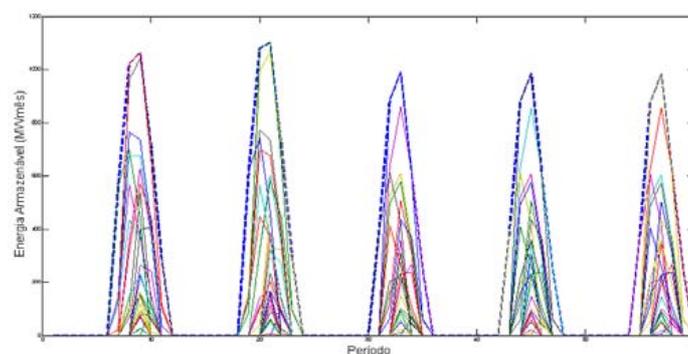


Figura 2 – Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Norte

Este valor de armazenamento mínimo determinado será utilizado como uma restrição de recomendação, com um custo associado à violação deste limite de segurança. Portanto, deverá ser incluída no problema de otimização, uma nova restrição, por subsistema, conforme as equações (11) e (12).

Restrição de violação da energia armazenável mínima

$$\alpha_V + C_V \cdot ea_{t+1} \geq EA_{MIN} \cdot C_V \quad (11)$$

$$\alpha_V \geq 0 \quad (12)$$

Onde:

α_V Custo esperado, associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima, no estágio t (R\$ x 730).

C_V Custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima (R\$/MWh).

ea_{t+1} Energia armazenada no final do estágio t (MWmês).

EA_{MIN} Energia armazenada mínima no final do estágio t (MWmês).

Função objetivo

Portanto, a função objetivo passa a considerar este custo α_V , conforme a equação (13).

$$z_t = \min \left\{ \sum_{i=1}^{NSIS} \sum_{j=1}^{NPMC} \left[\sum_{k=1}^{TCL SIS} \psi_{T_{i,k,t}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \psi_D \cdot def_{i,j,t} + \psi_{EVMIN} \cdot \delta_{EVMIN_{i,j,t}} + \alpha_V \right] + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \right\} \quad (13)$$

4. Resultados

O Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2012 foi a base de dados utilizada como referência para as simulações computacionais realizadas. O estudo foi realizado para um período de cinco anos de estudo e cinco anos de pós-estudo e utiliza os quatro subsistemas equivalentes Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte. As aflúências utilizadas correspondem ao histórico de vazões tanto para o cálculo da política eletroenergética quanto para as simulações da operação. Pequenas modificações foram realizadas na base de dados, como por exemplo, consideração de somente o primeiro patamar de déficit (R\$ 1.206,38). Desta forma, foi adotada neste trabalho uma penalidade ligeiramente superior a este valor para que o atendimento da meta de energia de vazão mínima seja prioritário. Logo, a penalidade associada ao déficit de vazão mínima deverá ser de R\$ 1.300,00, e a penalidade associada à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima será de R\$ 1.250,00.

Para as análises foram consideradas duas formulações distintas, mas ambas utilizando programação dinâmica estocástica (PDE). A primeira está baseada na formulação similar à utilizada pelo modelo NEWAVE, e a segunda formulação é a proposta, onde se considera também a curva de armazenamento mínimo para atendimento da energia de vazão mínima obrigatória. As formulações serão identificadas nos próximos gráficos de acordo com a seguinte legenda:

- (i) *FORM_SEM*: considera a energia de vazão mínima no cálculo da política e na simulação final; a parcela eventualmente não atendida é penalizada na função objetivo;
- (ii) *FORM_COM*: considera a energia de vazão mínima e ainda utiliza a curva de energia armazenável mínima tanto para o cálculo da política operativa, quanto para a simulação final; a parcela eventualmente não atendida é penalizada na função objetivo.

A Figura 3 apresenta um gráfico contendo o valor do déficit de energia de vazão mínima obrigatória durante todo o período de planejamento, considerando uma variação no percentual do valor da vazão mínima obrigatória, indicado na base de dados. Observa-se que houve uma diminuição no déficit de energia de vazão mínima quando se utiliza a curva de energia armazenável mínima. Verifica-se ainda que com o aumento da meta de energia de vazão mínima de 100% para 120%, a formulação proposta continuou com um valor de déficit menor.

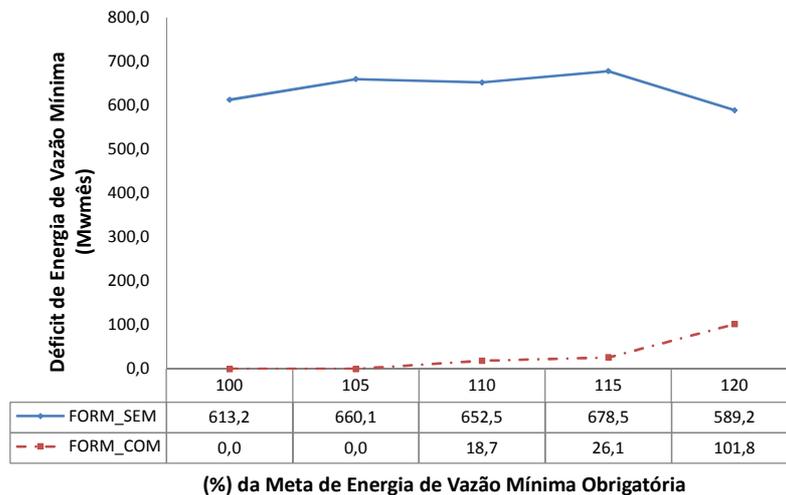


Figura 3 – Déficit de Energia de Vazão Mínima Obrigatória

A Figura 4 mostra o valor do déficit de energia de vazão mínima obrigatória para os subsistemas, considerando o percentual de 100% da energia de vazão mínima obrigatória. Pode-se observar que o subsistema nordeste apresenta maior déficit, e na formulação proposta não há déficit de energia de vazão mínima.

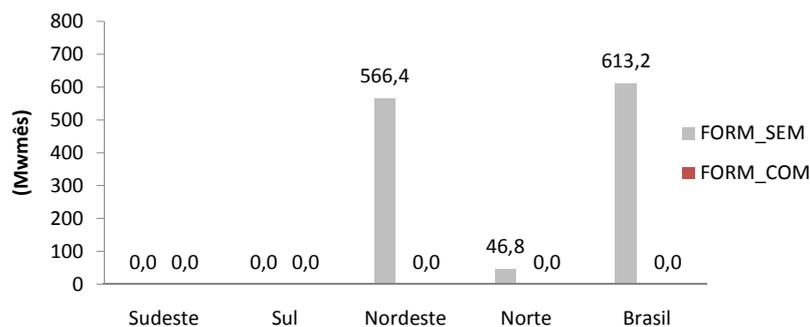


Figura 4 – Déficit de Energia de Vazão Mínima – Percentual 100%

A Figura 5 apresenta o valor esperado do déficit de energia de vazão mínima obrigatória considerando o percentual de 120%. Observa-se, da mesma forma que na Figura 4, que o subsistema nordeste contribui com a maior parcela de déficit, e na formulação proposta há uma redução substancial no valor esperado de energia de vazão mínima não atendida.

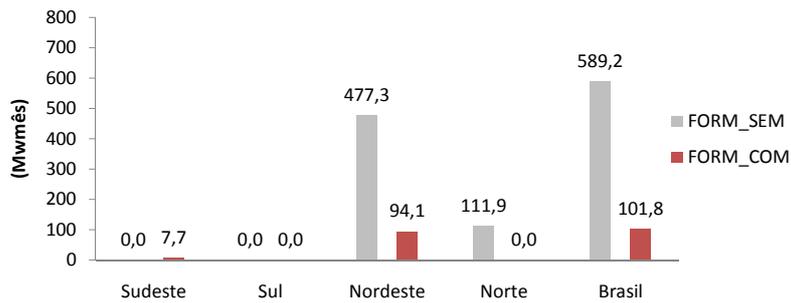


Figura 5 – Déficit de Energia de Vazão Mínima – Percentual 120%

As Figuras 6 e 7 apresentam o valor esperado do déficit de energia, durante todo o período de planejamento, para os percentuais de 100% e 120% da energia de vazão mínima, respectivamente. Pode-se observar que para o percentual de 100% a metodologia proposta apresenta um valor esperado de déficit de energia menor do que a formulação *FORM_SEM*, entretanto, fica evidente uma tendência de aumento do déficit de energia na formulação proposta quando aumentamos o percentual de 100% para 120%. Isto ocorre porque os custos associados ao déficit de vazão mínima e à violação da curva de armazenamento mínimo são superiores ao custo de déficit de energia.

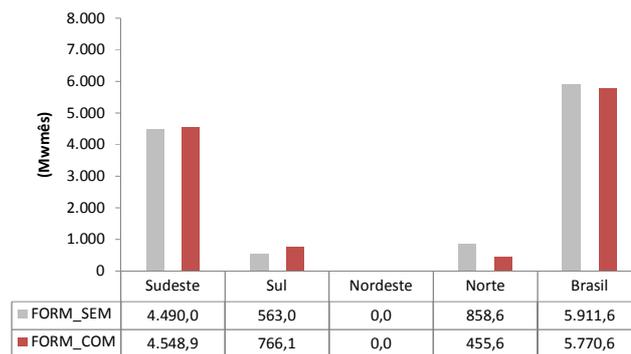


Figura 6 – Déficit de Energia – Percentual 100%

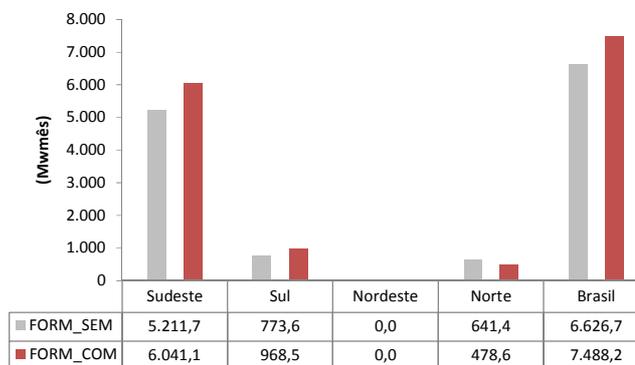


Figura 7 – Déficit de Energia – Percentual 120%

As Figuras 8 e 9 apresentam o valor esperado do custo total de operação do sistema, durante o período de planejamento, para os percentuais de 100% e 120% da meta de vazão mínima. Observa-se que para a meta de 100%, o valor esperado de aumento no custo de operação para a formulação proposta é em torno de 0,12%, ou seja, é um aumento relativamente baixo no

valor esperado do custo para uma operação sem déficit de vazão mínima. Entretanto, com o aumento da meta de vazão mínima obrigatória, há um aumento no valor esperado do custo de operação, pois a operação do sistema se torna mais conservadora, e este fato reflete diretamente no aumento do custo de operação.

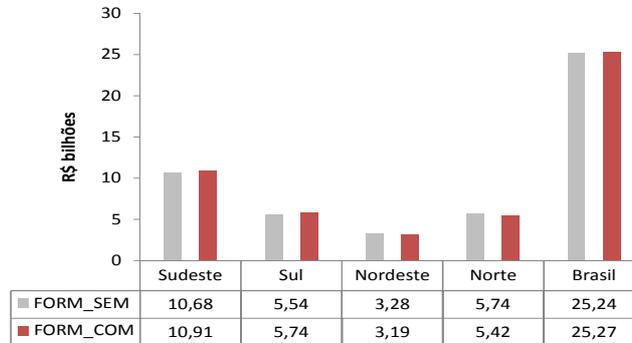


Figura 8 – Valor Esperado do Custo Total de Operação – Percentual 100%

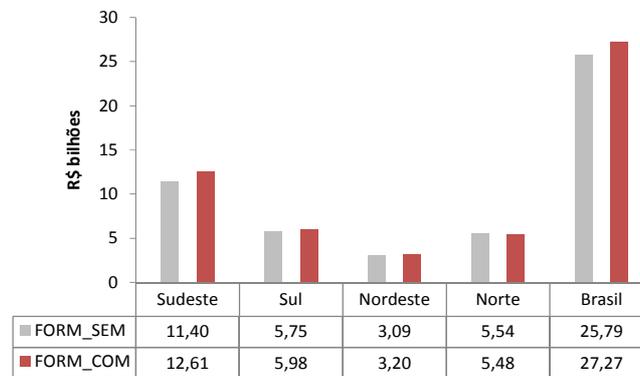


Figura 9 – Valor Esperado do Custo Total de Operação – Percentual 120%

A Figura 10 apresenta a evolução da energia armazenada final para o subsistema nordeste para o percentual de 100% do valor da vazão mínima obrigatória. Pode-se notar que na formulação proposta o nível de armazenamento final é maior, indicando que esta operação mais conservadora tem como principal objetivo o atendimento da energia de vazão mínima obrigatória, uma vez que neste subsistema o problema é mais crítico.

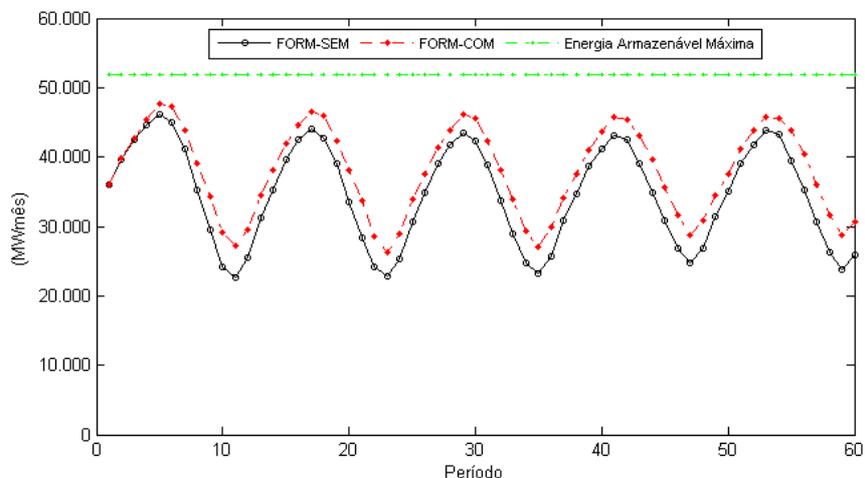


Figura 10 – Energia Armazenada Final Nordeste - Média

A Figura 11 apresenta a evolução da energia armazenada final para o subsistema Sudeste para o percentual de 100% do valor da vazão mínima obrigatória. Pode-se notar que na formulação proposta o nível de armazenamento final é ligeiramente menor, mas este fato não causa nenhum impacto no atendimento da energia de vazão mínima obrigatória, pois este subsistema não é determinante para que ocorra déficit.

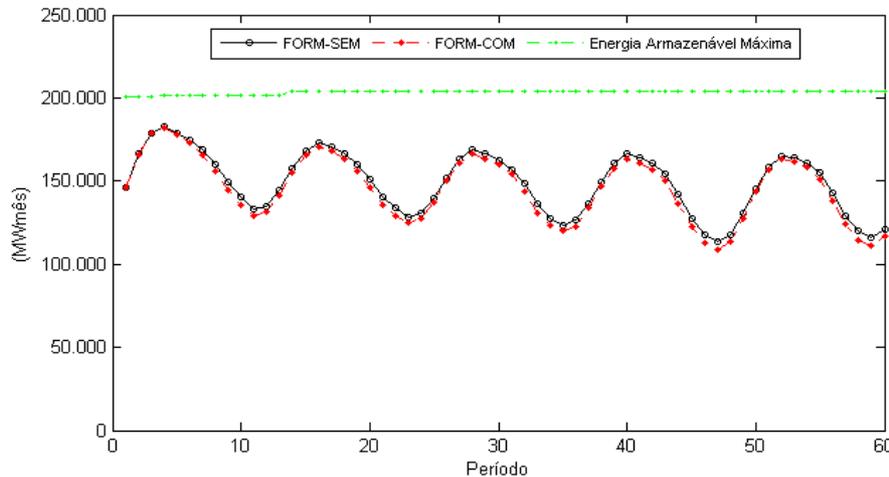


Figura 11 – Energia Armazenada Final Sudeste - Média

5. Conclusões

Este trabalho apresentou uma formulação complementar para o atendimento à vazão mínima obrigatória no problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica. Foi construída uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, para que a vazão mínima obrigatória seja atendida em períodos futuros.

Os resultados obtidos mostraram que com esta penalização o custo de operação do sistema foi ligeiramente superior, entretanto há uma diminuição considerável no valor esperado de déficit de vazão mínima obrigatória, uma vez que com esta formulação os níveis de armazenamento final dos reservatórios equivalentes dos subsistemas nordeste e norte são maiores, indicando uma operação mais conservadora destes subsistemas, onde o problema de não atendimento é mais crítico. Foi observado também que para a meta de 100% da vazão mínima obrigatória, a formulação proposta possui ainda um valor esperado de déficit de energia ligeiramente inferior que a formulação que não utiliza a curva de energia armazenável mínima. Com o aumento do percentual do valor da vazão mínima obrigatória para 120% do valor base, observou-se que a formulação proposta ainda mantém um desempenho satisfatório considerando o objetivo principal, que é o atendimento à vazão mínima obrigatória. Entretanto, à medida que o requisito de vazão mínima aumenta, a diferença entre a metodologia atualmente adotada no setor elétrico e a metodologia proposta diminui, inclusive podendo tornar o problema de otimização do planejamento infactível quando se utiliza valores muito elevados da vazão mínima.

Pode-se concluir através das simulações realizadas que a metodologia proposta apresenta resultados satisfatórios para variações da meta de vazão mínima obrigatória entre 100% e 120% do valor determinado no caso base, sendo que para o caso base houve uma melhoria considerável (no caso atendimento total à meta de vazão mínima) com um aumento bastante pequeno do custo de operação. Portanto, verifica-se que a formulação proposta tem grande potencial para se tornar uma valiosa ferramenta para solução do problema de atendimento da vazão mínima obrigatória no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

Dentre os possíveis trabalhos futuros, pode-se destacar:

- (i) Investigar possíveis alternativas para a construção da curva de energia armazenável mínima, como por exemplo, a utilização de séries sintéticas de afluências;
- (ii) Consideração de mais de um patamar de déficit;
- (iii) Consideração de mais de um patamar de custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima;
- (iv) Avaliar a utilização da metodologia proposta utilizando programação dinâmica dual estocástica (PDDE).

6. Referências Bibliográficas

Arvanitidis, N. V. e Rosing, J. (1970), Composite representation of a multireservoir hydroelectric Power system, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, pages 319-326.

CEPEL (2012), Manual de Referência – Modelo NEWAVE, Relatório Técnico, *CEPEL*.

CEPEL (2009), Manual do Usuário – Modelo NEWAVE, Relatório Técnico, versão 15, *CEPEL*.

Dias, B. H. (2010), Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

Duarte, V. S. (2002), Modelagem da Vazão Mínima Obrigatória em Problemas de Planejamento da Operação de Longo Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Interligados, Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora.

Fortunato, L. A. M., Araripe Neto, T. A., Albuquerque, J. C. R. e Pereira, M. V. F., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. EDUFF, Niterói, 1990.

Kligerman, A. S. (1992), Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual, Dissertação de Mestrado, Unicamp.

Lei Federal 9.433, de 08 de janeiro de 1997, publicada no Diário Oficial da União em 09 de janeiro de 1997.

Lei Federal 9.648, de 27 de maio de 1998, publicada no Diário Oficial da União em 28 de maio de 1998.

Marcato, A. L. M. (2002), Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

Pereira, M. V. F. (1989), Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. In: *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. [S.1.:s.n.], v. 11, n. 5, pages 161-169.

Silva, E. L., *Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, 2001.

Terry, L. A., Gomes, F. B. M., Pereira, M. V. F., et al., (1980), Modelo a Sistema Equivalente – Descrição Geral, Relatório Técnico, *CEPEL*.

Terry, L. A., Pereira, M. V. F., Neto, T. A. A., Silva, L. F. A., Sales, P. R. H. (1986), Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. In: *Interfaces*. [S.1.:s.n].