

MODELO NÃO-LINEAR PARA O CÁLCULO DA ENERGIA FIRME

**André L. M. Marcato, German D. Yagi Moromisato,
João A. Passos Filho, Ivo C. da Silva Junior, Bruno H. Dias, Edimar Oliveira**
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF
Rua José Lourenço Kelmer, s/n - Campus Universitário, 36036-900, Juiz de Fora – MG
andre.marcato@ufjf.edu.br, davidyagi@yahoo.com, joao.passos@ufjf.edu.br,
ivo.junior@ufjf.edu.br, bhdias@yahoo.com.br, edimar.oliveira@ufjf.edu.br

Anderson M. Iung
Duke Energy Geração Paranapanema
Av. das Nações Unidas, 12.901 – Edifício Torre Norte, 30º. Andar, São Paulo – SP
anderson.iung@duke-energy.com

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia alternativa para o cálculo da Energia Firme das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) baseada em programação não-linear, utilizando o *solver de otimização* LINGO®. Atualmente, o cálculo da Energia Firme de cada usina hidrelétrica é realizado por meio de modelos de simulação, como por exemplo, os modelos SUISHI-O e o MSUI. O resultado das simulações do modelo proposto será comparado com os resultados do modelo SUISHI-O. No caso de estudo será utilizado um sistema teste contendo onze usinas hidrelétricas do SIN. No modelo proposto, uma das principais contribuições é a representação não linear da altura de queda, a qual é calculada utilizando-se os polinômios de quarto grau de cota-volume e nível jusante, este último substituído por uma função sigmóide. Uma segunda contribuição do presente trabalho é a representação da restrição de volume mínimo para vertimento.

PALAVRAS CHAVE. Energia Firme, Programação Não-Linear, Planejamento de Sistemas Hidrelétricos.

EN - Pesquisa Operacional na Área de Energia.

ABSTRACT

This paper shows an alternate methodology to calculate the hydroelectric plants' Firm Energy from the National Interconnected System (SIN) based in non-linear programming, using the LINGO® optimization computer package. Currently, the Firm Energy's calculation from every hydroelectric plant is done by simulation models, such as the SUISHI-O and MSUI models. The simulations result from the novel model will be compared to the SUISHI-O results. In the study case, a test system with eleven Brazilian hydro plants will be used. In the proposed model, one of the main contributions is the net head's non-linear representation, which is calculated using quota-volume and downstream level's fourth grade polynomials, the latter was replaced by a sigmoid function. A second contribution from this work is the minimum volume to spillage constraint's representation.

KEYWORDS. Firm Energy, Non-Linear Programming, Hydroelectric System Planning.

EN – Operational Research Applied to Energy.

1. Introdução

O Brasil, pela sua extensão territorial e pela sua diversidade climática, oferece um amplo campo de estudo e pesquisas no setor energético no que diz respeito ao planejamento da operação das usinas hidrelétricas. Este planejamento é de fundamental importância, pois deve assegurar o fornecimento de energia elétrica de forma contínua, com qualidade e visando sempre o menor custo. Um fator relevante que dificulta o planejamento da operação é a aleatoriedade das chuvas (quantidade e lugar onde essas chuvas ocorrem) e, conseqüentemente das vazões naturais nos rios. Esta irregularidade das aflúências, aliada à grande quantidade de usinas hidráulicas (usinas com reservatório e fio d'água), faz do sistema elétrico brasileiro único no mundo pelo seu tamanho e características. Devido à estocasticidade das aflúências, a decisão de utilizar ou não a água dos reservatórios para gerar energia elétrica é um problema difícil de ser solucionado (Fortunato, 1990; Silva, 2001).

A operação centralizada e coordenada do Sistema Interligado Nacional (SIN), executada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), permite um melhor aproveitamento das vazões naturais afluentes, gerando mais energia e/ou evitando o vertimento desnecessário de água. Esta operação beneficia todas as usinas do sistema (e, conseqüentemente, beneficia o consumidor final também porque se evita um gasto maior em combustíveis que seriam utilizados nas usinas térmicas derivando em um aumento na conta de energia elétrica).

A Energia Firme do sistema pode ser definida como sendo o maior valor possível de energia capaz de ser fornecido de forma contínua pelo sistema sem que haja nenhum déficit e considerando a configuração e as características do mercado constantes, para o caso de repetição das vazões do registro histórico (ONS, 2009). Ainda conforme a referência ONS (2009), a Energia Firme de uma usina hidrelétrica individual é definida como sendo a contribuição dessa usina à Energia Firme do sistema que corresponde à sua produção média ao longo do período crítico. O período crítico é o maior intervalo de tempo em que os reservatórios do conjunto de usinas do sistema, partindo cheios (armazenamento superior a 98% da Energia Armazenável Máxima (Marcato, 2002) e sem reenchimentos totais intermediários, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme, considerando constante a configuração do sistema. A Energia Armazenável Máxima é definida como sendo a capacidade total de armazenamento de todos os reservatórios que compõem o sistema e ela pode ser estimada através do cálculo da energia produzida pelo possível esvaziamento dos reservatórios a partir do armazenamento máximo até o mínimo (Arvanitidis, 1970; Marcato, 2002; CEPEL, 2001). De acordo com os parâmetros da simulação, o período crítico é calculado, no entanto, para o SIN, o período crítico é tipicamente encontrado no intervalo de tempo entre junho de 1949 e novembro de 1956 (MME, 2004). A estratégia de expansão do SIN adotada atualmente, na qual estão sendo priorizados grandes empreendimentos a fio d'água, deve ocasionar deslocamentos e alterações no período crítico típico. Este trabalho tem como objetivo mostrar uma nova metodologia que pode ser utilizada em conjunto com as atuais para a avaliação da energia firme do sistema, de suas usinas e do período crítico (Oliveira, 2009; Dias, 2010; Marcato, 2006; Brasil, 2010).

O cálculo da Energia Firme individualizada tem influência direta na remuneração das usinas hidrelétricas, pois a energia firme de cada uma delas é utilizada como fator de rateio para alocar a garantia física global entre as usinas individualizadas. O valor da Garantia Física (ou Energia Assegurada) de cada usina representa o lastro para os contratos bilaterais de compra e venda de energia nos Ambientes de Contratação Livre e Regulado (DOU, 2004). Em outras palavras, se uma usina possuir um certificado de energia firme mais elevado, ela poderá contratar um montante maior de energia no longo prazo. A energia gerada acima da Garantia Física é negociada no mercado de Curto Prazo ou spot ao preço da semana, o qual é denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é calculado por modelos computacionais e ao longo dos últimos anos tem apresentado características de volatilidade, pois depende da condição hidrológica momentânea do sistema. Portanto, em linhas gerais, os geradores diminuem sua exposição ao risco se tiverem condições de celebrar contratos de longo prazo envolvendo montantes maiores de energia. Dentro deste contexto, uma das principais contribuições deste trabalho é apresentar uma alternativa ao cálculo da Energia Firme das usinas individualizadas, o

que pode impactar de forma significativa o fluxo de caixa dos agentes (vendedores e compradores) do mercado de energia elétrica.

Atualmente, o cálculo da Energia Firme de cada usina hidrelétrica do SIN é realizado por meio de modelos de simulação, como por exemplo, o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados – SUISHI-O, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica - CEPEL (CEPEL, 2007) e o Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas - MSUI, desenvolvido pela Eletrobras. Ambos os modelos simulam as heurísticas operativas, respeitando-se a topologia das usinas, procurando a operação em paralelo dos reservatórios, considerando a série histórica de vazões mensais desde janeiro de 1931 e representando as não linearidades inerentes ao problema.

O modelo SUISHI-O é capaz de realizar o despacho das usinas hidrelétricas reproduzindo heurísticas operativas que buscam a operação em paralelo dos reservatórios do sistema, ou seja, na medida do possível, os reservatórios são mantidos nas mesmas faixas operativas. O modelo SUISHI-O é capaz de representar as não-linearidades da função de produção de energia e diversas restrições operativas individualizadas das usinas, como, por exemplo, evaporação, volume mínimo para o vertimento, vazão mínima obrigatória, tempo de enchimento de volume morto. Ainda, deve ser destacado que o tempo computacional das simulações é satisfatório. Uma característica positiva do modelo SUISHI-O é o esforço computacional necessário para a avaliação da energia firme, o qual é relativamente pequeno e varia de acordo com a condição inicial, ou valor de energia firme inicial escolhido no início do processo iterativo (CEPEL, 2007). Este modelo apresenta os seguintes módulos: (1) simulação dinâmica e simulação estática hidrotérmica com séries hidrológicas históricas e sintéticas utilizando funções de custo futuro determinadas por modelo de decisão estratégica; (2) cálculo da garantia física; (3) avaliação da energia firme com cálculo automático do período crítico e (4) avaliação da energia firme com período crítico definido pelo usuário.

No módulo de cálculo da energia firme, são consideradas apenas as usinas hidrelétricas e o histórico de aflúncias (a partir de janeiro de 1931). O cálculo é realizado através do processo iterativo seguinte (resumido de CEPEL, 2007):

- (i) Define-se um valor inicial para a energia firme.
- (ii) Simula-se a operação das usinas hidrelétricas para todo o histórico de vazões considerando o mercado igual ao valor atual de energia firme.
- (iii) Caso não tenha sido encontrado nenhum déficit no passo ii, segue para o passo iv. Em função dos déficits encontrados durante o passo ii, o valor da energia firme é reduzido. Retornar ao passo ii.
- (iv) O valor da energia firme do sistema já está calculado.
- (v) Calcula-se o período crítico.
- (vi) Calcula-se a Energia Firme das usinas individualizadas como sendo as suas gerações médias durante o período crítico.
- (vii) Fim do processo iterativo.

O valor inicial da energia firme deve ser escolhido convenientemente para que, na primeira vez que o passo (ii) for executado, ocorra pelo menos um déficit durante o histórico. Nas execuções seguintes do passo (ii), não há necessidade de simulação de todo o histórico, mas apenas dos períodos críticos encontrados nas execuções prévias do passo (ii).

O presente trabalho apresenta uma metodologia alternativa para o cálculo da Energia Firme das usinas hidrelétricas do SIN baseada em programação não-linear através do pacote computacional de otimização LINGO[®] (LINGO, 2008). A metodologia proposta é capaz de representar as mesmas restrições operativas do problema de operação à usinas individualizadas incorporadas no SUISHI-O. No entanto, não é baseada na operação em paralelo dos reservatórios porque esta estratégia somente é utilizada pelos modelos baseados em heurísticas para suprir a ausência de um algoritmo de otimização.

2. Modelo Não Linear para o Cálculo da Energia Firme

A função objetivo que deve ser maximizada é o mercado de energia que o conjunto de usinas é capaz de atender em todo o período de estudo. Este mercado é definido como a energia firme do sistema e a função objetivo é mostrada em (1).

$$z(t) = \text{MAX } e_{\text{firme}} \quad (1)$$

Onde

$z(t)$ Valor da Função Objetivo
 e_{firme} Energia Firme do Sistema

Para cada usina hidrelétrica – $iusi$ e para cada período t , deve existir uma restrição de balanço hídrico, a qual estabelece que o volume armazenado no final do mês é igual ao volume armazenado no início do mês, acrescido da vazão incremental e da vazão defluente das usinas à montante e descontado do volume evaporado e da vazão defluente da própria usina. Como esta restrição utiliza parâmetros dados em hm^3 (volumes) e m^3/s (vazões mensais médias), o parâmetro 2,592 é utilizado para converter vazão mensal média em volume. O histórico de vazões disponibilizado pelo ONS contém as vazões naturais médias mensais afluentes às usinas hidrelétricas para o período compreendido entre janeiro de 1931 e dezembro do ano anterior ao corrente. A vazão natural é aquela que seria observada no local onde está a usina desconsiderando-se a atuação dos reservatórios e a vazão incremental corresponde à vazão lateral que ocorre entre aproveitamentos consecutivos. Obviamente, nos reservatórios de cabeceira, a vazão natural é igual à incremental. A equação (2) mostra a restrição de balanço hídrico. Nas equações das usinas à fio d'água, os termos correspondente aos volumes armazenados no final e início do estágio não aparecem na equação. Neste trabalho será utilizada a convenção de utilizarem-se letras maiúsculas para parâmetros e letras minúsculas para variáveis de decisão.

$$\begin{aligned} \text{varmf}_{iusi,t} = \text{VOLI}_{iusi,t} + 2,592\text{QINC}_{iusi,t} + \sum_{jusi \in M_{iusi}} 2,592(\text{qtur}_{jusi,t} + \text{qver}_{jusi,t}) \\ - 2,592(\text{qtur}_{iusi,t} + \text{qver}_{iusi,t}) - \text{vevap}_{iusi,t} \end{aligned} \quad (2)$$

Onde:

$\text{varmf}_{iusi,t}$ Volume armazenado, em hm^3 , no final do período t da usina $iusi$.
 $\text{VOLI}_{iusi,t}$ Volume armazenado, em hm^3 , no início do período t da usina $iusi$. Igual a 100% para o primeiro mês e igual a $\text{varmf}_{iusi,t-1}$ para os demais.
 $\text{QINC}_{iusi,t}$ Vazão incremental, em m^3/s , na usina $iusi$ e período t .
 $\text{qtur}_{iusi,t}$ ou $\text{qtur}_{jusi,t}$ Vazão turbinada, em m^3/s , na usina $iusi$ ou $jusi$ no período t .
 $\text{qver}_{iusi,t}$ ou $\text{qver}_{jusi,t}$ Vazão vertida, em m^3/s , na usina $iusi$ ou $jusi$ no período t .
 M_{iusi} Conjunto de usinas imediatamente à montante de $iusi$.
 $\text{vevap}_{iusi,t}$ Volume, em hm^3 , evaporado na usina $iusi$ e período t .

A restrição para o cálculo da produtividade das usinas hidrelétricas contempla a não linearidade ocasionada pelos polinômios cota-volume e vazão nível jusante. Estes dois polinômios são utilizados para calcular a altura de queda de cada usina $iusi$ em cada período de estudo t . As equações 3, 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 e 3.5 descrevem a modelagem utilizada. A equação (3) define o valor da produtividade em função da altura de queda e da produtividade específica da usina hidrelétrica. A equação (3.1) mostra como é calculada a altura de queda líquida, a qual é a diferença da cota à montante da cota de jusante incluindo-se o efeito da perda hidráulica percentual. O cálculo da cota de montante é feito utilizando-se os coeficientes do polinômio cota-volume, ou seja, a cota de montante em metros é função do volume do reservatório, como é

mostrado na equação (3.2). Como o volume do reservatório varia do início ao final do mês, utiliza-se o volume médio para o cálculo da cota de montante, cujo calculo é explicitado na equação (3.3). A cota de jusante varia de acordo com a vazão defluente e de acordo com um polinômio de quarto grau conforme detalhado na equação (3.4), sendo que a vazão defluente é a soma da vazão turbinada com a vazão vertida (equação 3.5). Deve existir uma equação (3) para cada usina hidráulica *iusi* e cada período *t*.

$$\rho_{iusi,t} = \rho_{iusi}^{esp} \cdot altqueda_{iusi,t} \tag{3}$$

$$altqueda_{iusi,t} = (cotamon_{iusi,t} - cotajus_{iusi,t}) \cdot \left(1 - \frac{PERDHID_{iusi}}{100}\right) \tag{3.1}$$

$$cotamon_{iusi,t} = a_{iusi}^{PCV} + b_{iusi}^{PCV} \cdot volmed_{iusi,t} + c_{iusi}^{PCV} \cdot volmed_{iusi,t}^2 + d_{iusi}^{PCV} \cdot volmed_{iusi,t}^3 + e_{iusi}^{PCV} \cdot volmed_{iusi,t}^4 \tag{3.2}$$

$$volmed_{iusi,t} = \left(\frac{varmf_{iusi,t-1} + varmf_{iusi,t}}{2}\right) \tag{3.3}$$

$$cotajus_{iusi,t} = a_{iusi}^{PVNJ} + b_{iusi}^{PVNJ} \cdot qdef_{iusi,t} + c_{iusi}^{PVNJ} \cdot qdef_{iusi,t}^2 + d_{iusi}^{PVNJ} \cdot qdef_{iusi,t}^3 + e_{iusi}^{PVNJ} \cdot qdef_{iusi,t}^4 \tag{3.4}$$

$$qdef_{iusi,t} = qtur_{iusi,t} + qver_{iusi,t} \tag{3.5}$$

Onde:

$\rho_{iusi,t}$	Produtibilidade da usina <i>iusi</i> no período <i>t</i> dada em $\frac{MW}{m^3/s}$.
ρ_{iusi}^{esp}	Parâmetro associado à cada usina hidrelétrica <i>iusi</i> denominado produtibilidade específica, dado em $\frac{MW}{m^3/s}$.
$altqueda_{iusi,t}$	Altura de queda líquida usina da <i>iusi</i> no período <i>t</i> . Calculada em metros.
$cotamon_{iusi,t}$	Cota de montante da usina <i>iusi</i> no período <i>t</i> . Calculada em metros.
$cotajus_{iusi,t}$	Cota de jusante da usina <i>iusi</i> no período <i>t</i> . Calculada em metros. No caso de usinas à fio d'água, o seu valor não pode variar durante o estudo.
$PERDHID_{iusi}$	Constante de perda hidráulica percentual da usina hidrelétrica <i>iusi</i> .
$a_{iusi}^{PCV} \dots e_{iusi}^{PCV}$	Coefficientes do polinômio cota volume da usina <i>iusi</i> .
$volmed_{iusi,t}$	Volume médio, em hm^3 , da usina <i>iusi</i> no período <i>t</i> .
$a_{iusi}^{PVNJ} \dots e_{iusi}^{PVNJ}$	Coefficientes do polinômio de vazão-nível jusante da usina <i>iusi</i> .
$qdef_{iusi,t}$	Vazão defluente média, em m^3/s , da usina <i>iusi</i> no período <i>t</i> .

Destaca-se que os coeficientes do polinômio de quarto grau PVNJ representam características individuais de cada reservatório. Sendo estes obtidos a partir de medições realizadas à jusante do reservatório para diversas condições de operação, ou seja, diferentes observações de vazão defluente e sua respectiva cota de jusante (Hidalgo, 2009).

Como as defluências mínima e máxima utilizadas para obtenção destes pontos de ajuste nem sempre correspondem ao intervalo real de operação, o polinômio ajustado pode ter comportamento indesejado fora destes limites. Este comportamento interfere diretamente no processo de otimização, e, em algumas situações, faz com que o processo de convergência fique comprometido.

Um exemplo destes polinômios pode ser visto na Figura 1, referente à UHE LIMOEIRO (usina “Armando de Salles Oliveira”). O polinômio vazão nível jusante deve se comportar como uma função crescente entre a defluência mínima e máxima da Usina Hidrelétrica. Nesta usina, observa-se que a partir da defluência 900 m^3/s , a função passa a ser decrescente. Este

comportamento produz um sinal contrário à realidade, onde aumentando-se a defluência aumentaria-se a altura de queda.

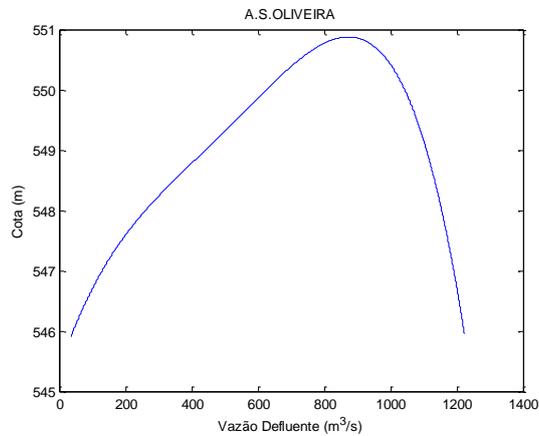


Figura 1 - Polinômio Vazão Nível Jusante Usina A. S.Oliveira

Com isto, propõe-se a utilização de uma nova forma de modelagem destes polinômios, utilizando funções logísticas sigmóides. Estas funções podem ser descritas através da equação (3.6), onde é representada a função logística sigmóide (Haykin, 2004).

Os coeficientes A^{SIGM} , B^{SIGM} , C^{SIGM} e M^{SIGM} foram calculados para cada usina *iusi* a partir da utilização de algoritmos genéticos com função objetivo de minimizar o erro quadrático médio entre a função logística sigmóide o polinômio de quarto grau original. Com isto, na formulação do problema a equação (3.4) foi substituída pela equação (3.6). A Figura 2 mostra o ajuste da sigmóide obtido para a usina A. S.Oliveira.

$$cotajus_{iusi,t} = C_{iusi}^{SIGM} + (C_{iusi}^{SIGM} - A_{iusi}^{SIGM}) \cdot \frac{1}{1 + e^{[-B_{iusi}^{SIGM} \cdot (qdef_{iusi,t} - M_{iusi}^{SIGM})]}} \quad (3.6)$$

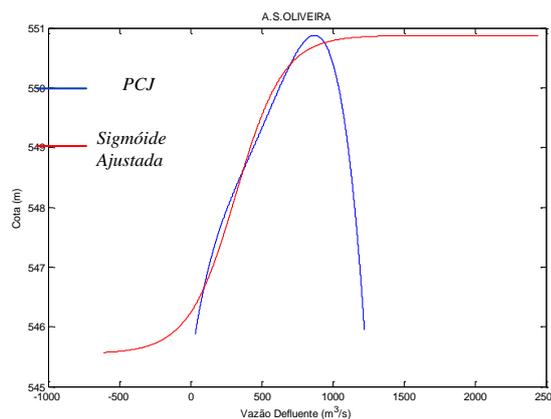


Figura 2 - Exemplo de Função Logística Sigmóide para Usina A.S.Oliveira

A restrição de atendimento à demanda é dada pela equação (4), na qual observa-se que a geração das usinas hidrelétricas deve suprir a demanda (ou energia firme). Deve existir uma restrição (4) para cada período de estudo *t*.

$$\sum_{iusi=1}^{NUSI} \rho_{iusi,t} \cdot qtur_{iusi,t} = e_{firme} \quad (4)$$

Para cada usina hidrelétrica *iusi* e para cada período *t*, deve existir uma restrição referente à vazão mínima obrigatória. A inequação (5) modela esta restrição.

$$qtur_{iusi,t} + qdef_{iusi,t} \geq QMIN_{iusi} \quad (5)$$

Onde

$QMIN_{iusi}$ Vazão mínima obrigatória da usina *iusi*.

Finalmente, para cada período *t* e para cada usina hidrelétrica *iusi* cujo volume mínimo para vertimento é superior ao volume mínimo do reservatório deve ser adicionada a restrição (6). Esta restrição tem como objetivo principal representar a cota do vertedouro dos reservatórios. Esta representação é importante uma vez que, em determinadas condições operativas, pode ser necessário realizar vertimento sem que o reservatório esteja com seu volume armazenado máximo. No entanto, obviamente, só poderá ocorrer vertimento se o nível do reservatório estiver acima da cota do vertedouro. Neste sentido, define-se como volume mínimo para vertimento todo o volume do reservatório que está abaixo da cota do vertedouro da usina. A restrição de desigualdade para garantir que o vertimento, quando necessário, somente ocorra quando o volume armazenado no reservatório for superior ao volume mínimo para vertimento é dada pela inequação apresentada em (6).

$$2,592qver_{iusi,t}^2 \leq \left[\begin{aligned} &varmf_{iusi,t-1} + 2,592QINC_{iusi,t} \\ &+ \sum_{jusi \in M_{iusi}} 2,592(qtur_{jusi,t} + qver_{jusi,t}) \\ &- 2,592(qtur_{iusi,t} + qver_{iusi,t}) - vevap_{iusi,t} - VMINVERT_{iusi} \end{aligned} \right] \cdot qvert_{iusi,t} \quad (6)$$

Onde

$VMINVERT_{iusi}$ Volume mínimo para o vertimento na usina *iusi*.

Para cada período *t*, devem existir as restrições (7) e (8) de canalização das variáveis de decisão referentes ao volume armazenado no final do estágio das usinas *iusi* com reservatório e ao volume turbinado de todas as usinas *iusi*.

$$VMIN_{iusi} \leq varmf_{iusi,t} \leq VMAX_{iusi} \quad (7)$$

$$0 \leq qtur_{iusi,t} \leq ENGOLIM_{iusi} \quad (8)$$

Onde

$VMIN_{iusi}$ Volume Mínimo, em hm^3 , do reservatório da usina *iusi*.

$VMAX_{iusi}$ Volume Máximo, em hm^3 , do reservatório da usina *iusi*.

$ENGOLIM_{iusi}$ Engolimento Máximo, em m^3/s , da usina *iusi*.

A modelagem proposta acima foi testada no solver de otimização não linear LINGO. Este solver utiliza a técnica de programação linear sucessiva (SLP) e a técnica do gradiente reduzido generalizado (GRG).

3. Resultados

Para testar o desempenho do algoritmo proposto foi utilizado um caso teste contendo 11 usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os dados utilizados para a simulação são referentes ao Programa Mensal da Operação de Janeiro de 2011 (PMO-01/11), os quais podem ser obtidos nos sites do Operador Nacional do Sistema (ONS) ou da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O caso teste apresenta dimensão muito reduzida quando comparado com o SIN, portanto os valores obtidos para o período crítico e para as energias firmes do sistema e das usinas não podem ser considerados como os verdadeiros valores a serem atribuídos a estes empreendimentos. A Figura 3 mostra a topologia do sistema e os volumes mínimos e máximos, vazões mínimas e produtibilidades específicas das usinas.

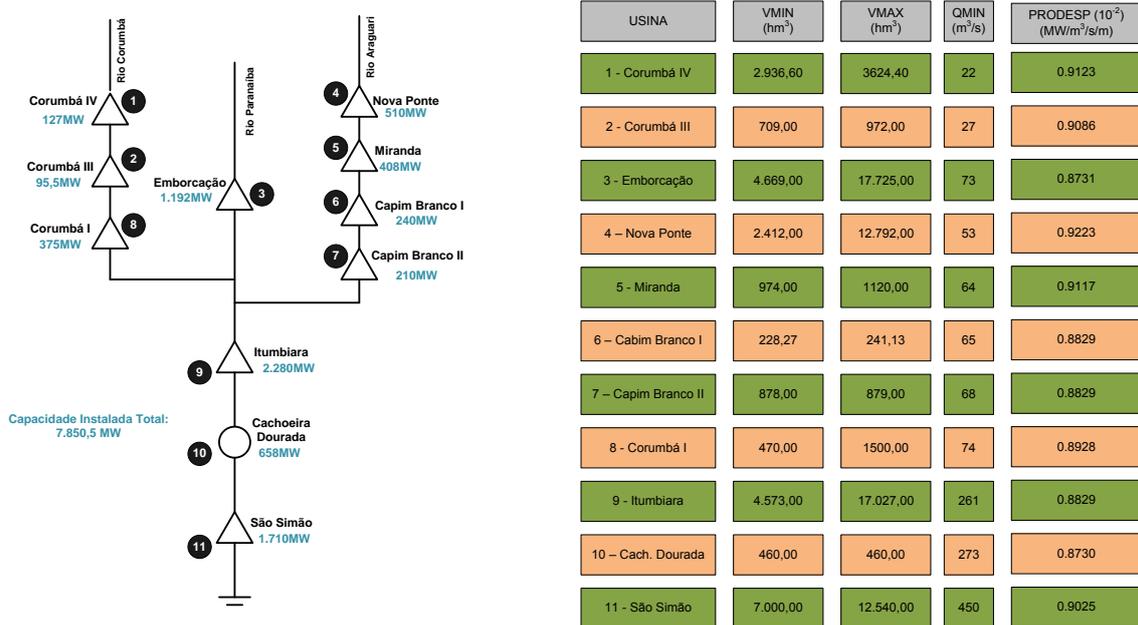


Figura 3 - Caso de Estudo

A Figura 4 mostra o volume mínimo para o vertimento confrontado com os volumes mínimos e máximos. Observa-se que alguns empreendimentos apresentam volume mínimo para vertimento superior ao volume mínimo, o que requer a adição das inequações detalhadas na seção anterior. Esta figura é útil para avaliar-se de forma mais efetiva o grau de importância dos reservatórios do caso teste. Observa-se que as usinas 3 (Emborcação), 4 (Nova Ponte), 9 (Itumbiara) e 11 (São Simão) são as que possuem os reservatórios maiores e, portanto, têm especial importância na regularização hidráulica do sistema especialmente no período crítico.

O modelo SUISHI-O foi utilizado para calcular a energia firme do sistema, das usinas e o período crítico para posterior comparação dos resultados com aqueles obtidos pela metodologia proposta. Para isto, foi utilizado o módulo de cálculo de energia firme com busca do período crítico. O modelo SUISHI-O determinou o período crítico como sendo o compreendido entre junho de 1936 e novembro de 1941. Como era esperado, este período crítico não coincide com o período crítico tradicionalmente encontrado para o SIN. Isto se deve à utilização de um subconjunto reduzido de usinas do SIN e, por este motivo, os resultados a serem apresentados servem apenas para comparar-se as metodologias proposta e a do SUISHI-O. Ou seja, os resultados não retratam os verdadeiros valores das energias firmes das usinas do caso em estudo quando avaliadas em conjunto com as outras usinas do SIN. A energia firme encontrada para o sistema utilizando-se o modelo SUISHI-O foi de 3.864,00 MW enquanto a energia firme obtida através da metodologia proposta, denominada MRBH (Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico)

foi de 4.100,90MW. Este resultado mostra que, embora a representação não-linear das produtibilidades em um problema de otimização ocasione o aparecimento de mínimos locais, pode-se obter um valor mais elevado de energia firme, ou seja, para o período crítico mais severo a otimização não linear conseguiu atender a um mercado maior sem a ocorrência de déficits. Provavelmente, isto foi possível pela não utilização da estratégia de operação em paralelo dos reservatórios que puderam garantir uma produtividade maior nos aproveitamentos de jusante.

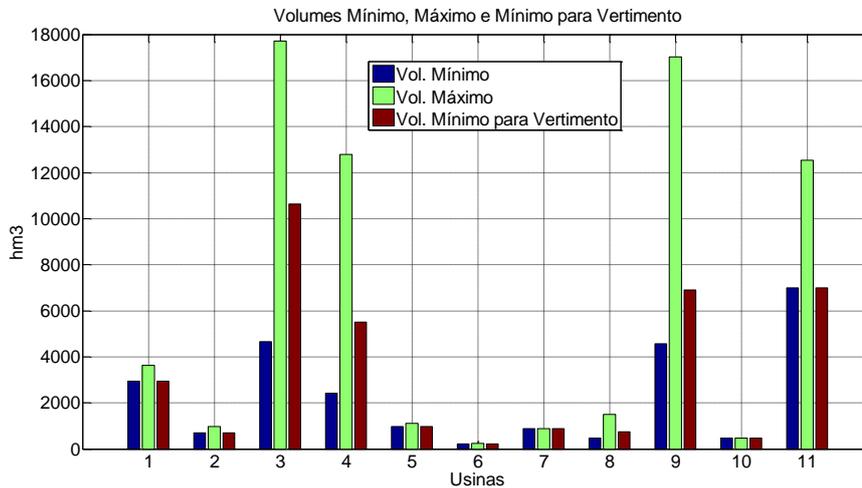


Figura 4 - Volume Mínimo para o Vertimento comparado aos Volumes Mínimo e Máximo

A **Figura 5** mostra a evolução da energia armazenada durante o período crítico no modelo MRBH. Observa-se que em Junho de 1936 o sistema partiu do armazenamento máximo e encontrando o armazenamento mínimo em Novembro de 1941, o que possibilitou a identificação do período crítico.

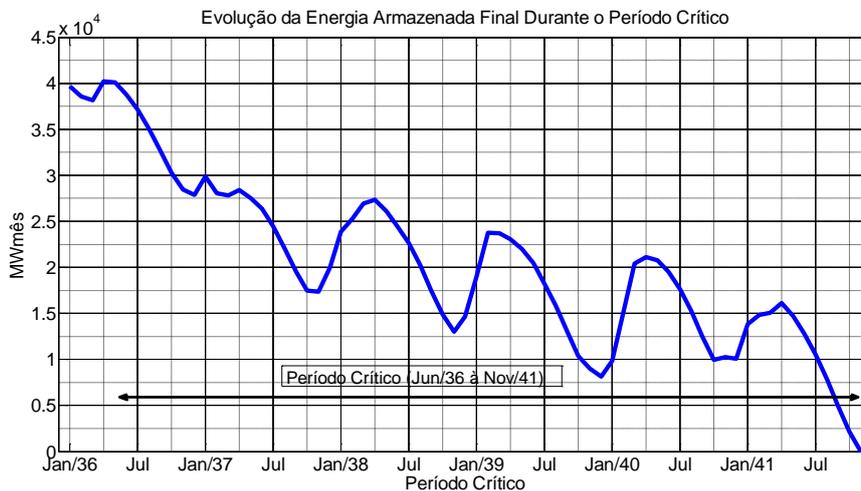


Figura 5 - Evolução da Energia Armazenada Durante o Período Crítico

A Tabela 1 mostra a comparação das energias firmes obtidas para cada uma das usinas hidrelétricas do caso de estudo por ambos os modelos. Observa-se que, como a energia firme sistêmica encontrada pelo MRBH foi maior, a maioria das usinas hidrelétricas apresenta uma energia firme maior de acordo com o MRBH.

A Figura 6 mostra graficamente estas diferenças. Observa-se que, caso as diferenças fossem percentualmente parecidas, os resultados não seriam tão significativos, pois a energia firme é utilizada como fator de rateio do bloco hidráulico obtido a um risco de 5% para atribuir a

garantia física dos aproveitamos hidráulicos. Como as diferenças percentuais são bastante diferentes, inclusive, em determinados casos, sinalizando em sentido contrário, a utilização de uma metodologia não linear para o cálculo da energia firme pode se tornar uma importante ferramenta de análise.

Tabela 1 - Comparação Energia Firme SUIHI-O e MRBH

Usina	Energia Firme (MW)	
	SUIHI-O	MRBH
CORUMBA IV	53,265	55,070
CORUMBA III	38,663	41,123
EMBORCAÇÃO	432,534	431,283
NOVA PONTE	257,208	239,137
MIRANDA	186,195	195,173
CAPIM BRANCO 1	151,174	156,961
CAPIM BRANCO 2	127,265	131,385
CORUMBA I	185,672	213,600
ITUMBIARA	883,481	988,382
CACHOEIRA DOURADA	392,424	401,358
SÃO SIMÃO	1.155,108	1.247,314

Observa-se que os reservatórios maiores 3, 4, 9 e 11 foram, significativamente, os mais afetados. Os reservatórios 3 e 4 que situam-se nas cabeceiras tiveram sua energia firme diminuída e os reservatórios 9 e 11 que situam-se mais a jusante tiveram suas energias firmes aumentadas.

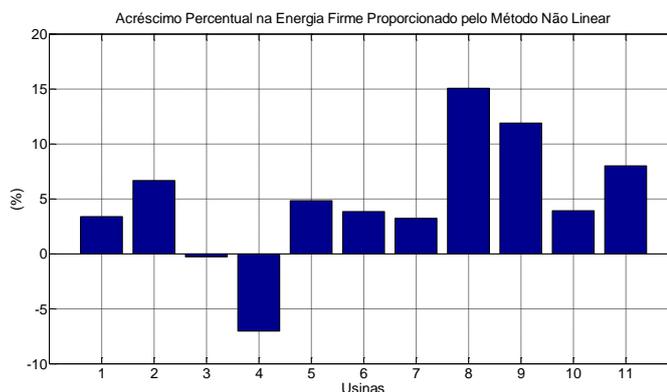


Figura 6 - Diferença Percentual na Energia Firme Entre os Modelos SUIHI-O e MRBH

A Figura 7 mostra como a altura de queda dos reservatórios variou no modelo MRBH durante o período crítico. Pode-se observar que os reservatórios de jusante (Itumbiara e São Simão) conseguiram manter uma altura de queda maior durante praticamente todo o período crítico enquanto que os reservatórios situados na cabeceira variaram mais intensamente a altura de queda no decorrer do período crítico.

A Figura 8, a seguir, ajuda a explicar o observado na Figura 7. Observa-se que os reservatórios de jusante, especialmente, Itumbiara e São Simão, mantêm o volume máximo durante praticamente todo o período crítico, ao passo que os reservatórios de cabeceira possuem uma variabilidade maior no volume armazenado.

4. Conclusões

Este trabalho apresentou uma formulação não linear para o cálculo da energia firme de um conjunto de usinas hidrelétricas. Foi construída uma ferramenta de análise baseada no *solver* de otimização LINGO que utiliza a técnica de programação linear sucessiva (SLP) e a técnica do

gradiente reduzido generalizado (GRG).

Os resultados obtidos, através de um sistema teste, foram comparados com os encontrados pelo modelo SUISHI-O, o qual é o modelo oficialmente adotado pelo SIN para estudos desta natureza. Concluiu-se que a programação não-linear sinaliza para uma estratégia de operação diferente da adotada pelo modelo SUISHI-O. O modelo SUISHI-O utiliza heurísticas que buscam manter os reservatórios, na medida do possível, dentro da mesma faixa operativa.

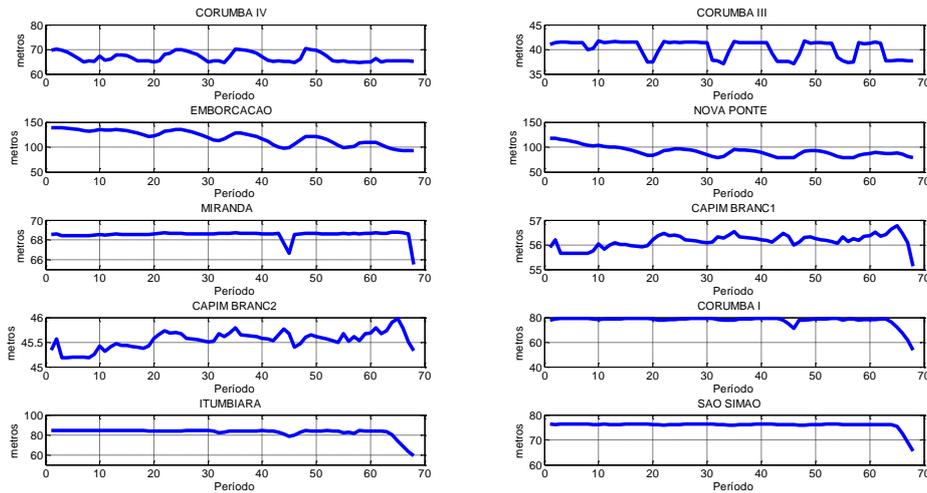


Figura 7 - Variação da Altura de Queda dos Reservatórios

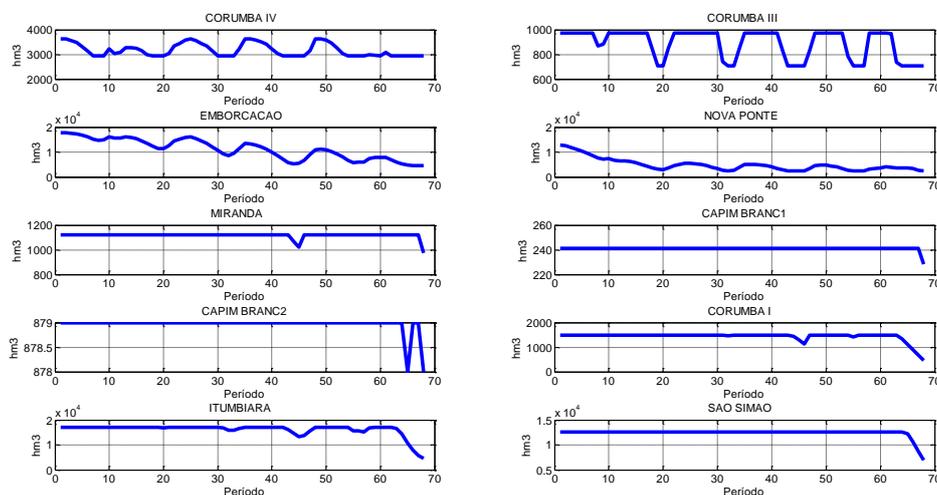


Figura 8 - Variação do Volume Armazenado nos Reservatórios

Em contrapartida, o modelo proposto, denominado MRBH, mostrou conseguiu atender uma energia firme maior de energia durante o período crítico. Concluiu-se que isto foi possível porque o modelo MRBH buscou manter os reservatórios de jusante numa faixa operativa maior, o que elevou a produtividade de toda a cascata.

Em relação aos resultados de energia firme individualizados, foram calculadas as diferenças percentuais entre os valores calculados por ambos os modelos. Como estas diferenças não foram uniformes entre os reservatórios, observa-se que o cálculo da garantia física das usinas

hidrelétricas pode ser afetado pela metodologia proposta. A garantia física atribuída afeta o seu fluxo de caixa das usinas hidrelétricas, pois representa o lastro contratual nos ambientes de contratação livre e regulado brasileiro.

Em trabalhos futuros, serão apresentadas estratégias para viabilizar a execução de um estudo de caso contemplando todas as usinas do SIN. No estágio atual de pesquisa, isto não foi possível devido ao elevado número de variáveis e restrições não lineares modeladas em um único problema de programação não linear. A estratégia será a decomposição em subproblemas de otimização não linear.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem à Duke Energy pela parceria através de projetos de P&D no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que possibilitou os estudos de caso utilizados neste trabalho. Os autores também agradecem à CAPES, FAPEMIG e CNPq pelo financiamento de diversos projetos de pesquisa relacionados ao tema deste trabalho.

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** (2001), Manual de Referência – Modelo NEWAVE, Relatório Técnico, *CEPEL*.
- CEPEL** (2007), Manual de Referência do Programa SUSHI-O 6.10 – Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados, Rel. Téc. DP/DEA 51566/07, *CEPEL*.
- Dias, B. H., Marcato, A. L. M., Souza, R. C., Soares, M. P., Silva Jr, I. C., Oliveira, E. J., Brandi, R. B. S. e Ramos, T. P.** (2010), Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm. *Mathematical Problems in Engineering*, p. 1-21.
- DOU** (2004), Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências, Decreto Nº 5163, de 30 de julho de 2004, *Diário Oficial da União*, seção 1, p. 1, v. 141, n. 146-A.
- 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.
- Haykin, S.,** *Neural Networks – A Comprehensive Foundation*. McMillan, New York, 2004.
- Hidalgo, Ieda G., Fontane, D. G., Soares F., S., Cicogna, M. A. e Lopes, J. E. G.** (2009), Data Consolidation from Hydroelectric Plants, *Journal of Energy Engineering*.
- LINGO** (2008), LINGO – User’s Guide, *LINDO Systems Inc*, Chicago, Illinois.
- 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.
- Marcato, A. L. M. e Soares, M. P.** (2006), Otimização linear seqüencial para o cálculo da energia firme das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, *XVI Congresso Brasileiro de Automática*, Salvador, BA.
- MME** (2004), Garantia Física de Energia e Potência - Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação, Nota Técnica MME/SPD/05, *Ministério de Minas e Energia - MME*.
- Oliveira, E. J., Rocha, R. S., Silva Jr, I. C., Marcato, A. L. M., Oliveira, L. W. e Pereira, J. L. R.** (2009), Influência da variação da produtividade das usinas hidroelétricas no cálculo da energia firme, *Controle & Automação* (Impresso), v. 20, p. 247-255.
- ONS** (2009), Submódulo 20.1 - Glossário de Termos Técnicos, *Operador Nacional do Sistema - ONS*.
- Rosa, R. B. V., Marcato, A. L. M., Ramos, T. P., Brandi, R. B. S. e Iung, A. M.** (2010), Metodologia Não-Linear para o Cálculo da Energia Firme das Usinas Hidrelétricas do SIN, *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, Bonito, MS.
- Silva, E. L.,** *Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, 2001.