



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

BR/GOP/26
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA

Adriano C. Lisboa *
Lucas S. M. Guedes
Douglas A. G. Vieira
ENACOM

Grazziano Monterani **Henrique N. Braga**
Aloísio C. de Carvalho **Ronei N. dos Santos**
José R. Mendes
CEMIG GT

RESUMO

O objetivo deste trabalho é discutir modelos multiobjetivos para a otimização da operação de usinas hidrelétricas em cascata. As funções objetivo são a maximização da geração e do volume final dos reservatórios. O primeiro objetivo é tratado como linear, com produtividade constante, e não linear, com produtividade variando em relação ao nível do reservatório. O segundo objetivo está relacionado com a garantia de geração futura, ou seja, maximizar o armazenamento final dos reservatórios. Dessa forma, o problema é modelado pela programação linear e não linear, e o conjunto de soluções Pareto é comparado e analisado.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas hidrelétricas, Cascata, Geração, Multiobjetivo, Programação matemática

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro conta com um grande parque gerador hidráulico, caracterizado por usinas hidrelétricas de diferentes portes espalhadas por todo o território nacional. As decisões de operação dessas usinas devem estabelecer um compromisso entre a geração hidrelétrica no momento da decisão e a disponibilidade de água nos intervalos de tempo seguintes, procurando, ainda, respeitar restrições de uso múltiplo da água, tais como navegação, irrigação e controle de cheias. Além disso, as unidades geradoras apresentam forte acoplamento hidráulico, resultante da presença de usinas a fio d'água e com reservatórios localizados em cascata em bacias hidrográficas de grande extensão.

A coordenação das usinas hidrelétricas é um problema de grande porte e interconectado. Dessa forma, formular e tratar o problema em questão como um problema multicritério para usinas individualizadas é por si só desafiador devido à complexidade e ao custo computacional envolvido.

Historicamente, técnicas de programação dinâmica foram aplicadas no planejamento e programação do sistema. No Brasil, as ferramentas utilizadas no planejamento de médio e curto prazo, NEWAVE e DECOMP, são baseadas na Programação Dinâmica Dual Estocástica proposta por Pereira (1989). Este problema também foi resolvido pela técnica de Programação Dinâmica Estocástica por Siqueira (2006). Os autores testaram diferentes distribuições probabilísticas (normal, log-normal, box-cox) para modelar as afluências naturais, além de regras que correlacionam as afluências entre os períodos de tempo. O objetivo é minimizar o complemento térmico. O modelo de cadeia de Markov restrita é aplicado ao planejamento de longo prazo de uma cascata junto com a técnica de Programação Dinâmica (PD) em Zhao (2010). O sistema considerado é hidrotérmico com restrições fortes de uso múltiplo da água.

Paralelamente, diversos estudos apresentaram formulações matemáticas para o problema com usinas

(*) Rua Prof. José Vieira de Mendonça, n° 770 – sala 406-407 - Parque Tecnológico de Belo Horizonte (BH-TEC)
– CEP 31.310-260 Belo Horizonte, MG, Brasil
Tel: (+55 31) 3401-1045 – Email: adriano.lisboa@enacom.com.br

individualizadas. A maior parte dos trabalhos encontra as decisões de volume turbinado em um dado horizonte que respeite as restrições de balanço hídrico e maximize a produção hidrelétrica (minimize a geração térmica). No trabalho de Azevedo (2009), um algoritmo de pontos interiores foi desenvolvido para resolver de forma eficiente cascatas de grande dimensão. Uma formulação com múltiplos objetivos não lineares foi apresentada por Barros (2003). O modelo representa as funções objetivo através de uma soma ponderada. A geração é dependente da altura da queda d'água e representada por um polinômio. Aplicou-se a linearização simples, a linearização sucessiva e a resolução direta pelo algoritmo comercial não linear MINOS. A técnica de programação linear sucessiva também foi aplicada ao modelo proposto por Grygier (1995). O objetivo é maximizar a geração e o volume armazenado ao final do período de planejamento, sujeito ao balanço hídrico e aos limites técnicos, com o cenário de afluência determinístico. Zhang (2009) também desenvolve um modelo não linear para maximizar a geração e o valor final do volume armazenado através da soma ponderada. Gagnon (1974) formulou o problema através da programação não linear com objetivo de minimizar o déficit entre a geração hidroelétrica e a demanda, considerando o balanço hídrico e os limites técnicos. O modelo possui apenas as variáveis de armazenamento explicitadas, enquanto que as variáveis de vazão turbinada mais vertida estão implícitas (sistema linear). O método aplicado foi baseado em direções viáveis aplicado na relaxação lagrangiana.

Neste trabalho, além da maximização da geração, adicionou-se um segundo objetivo relacionado com a robustez do sistema. Busca-se maximizar a reserva final de água nos reservatórios. A maximização da produção de energia foi tratada de duas formas distintas: (i) considerando a produtibilidade constante em relação ao nível do reservatório, e (ii) variando por faixas de nível do reservatório (função linear por partes), tornando a função não linear. O problema será tratado como multiobjetivo e as soluções Pareto dos dois modelos serão comparadas para avaliar como as decisões são afetadas pela modelagem da produtibilidade.

2.0 - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA

O planejamento da operação de usinas hidrelétricas tem como objetivo definir o nível dos reservatórios, g_{it} , a vazão turbinada, u_{it} , e vertida, v_{it} , para cada usina $i = 1, \dots, N$ em cada período de tempo $t = 1, \dots, T$. As usinas formam uma cascata quando localizadas em uma mesma bacia hidrográfica e possuem interdependência na operação devido ao acoplamento hidráulico. A FIGURA 1 ilustra uma cascata com seis usinas (triângulo representa reservatório e círculo usina a fio d'água) e os fluxos entre elas, sendo y_{it} a afluência natural à usina i no período t .

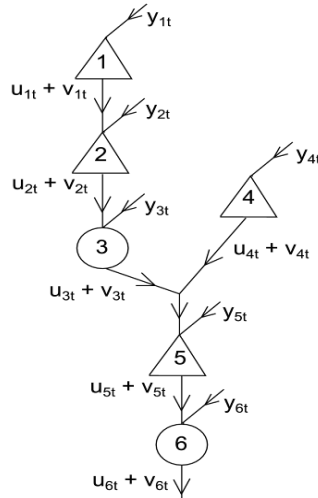


FIGURA 1 – Cascata com usinas com reservatório (triângulo) e a fio d'água (círculo). Representação dos fluxos em um instante t . y_{it} é a afluência natural à usina i e $u_{it} + v_{it}$ é a soma da vazão turbinada e vertida pela usina i .

A cascata é uma rede onde o princípio de conservação de fluxo é válido e que possui pontos com e sem estoque, usinas com reservatório e a fio d'água, respectivamente. Por exemplo, a vazão a jusante da Usina 1 na Figura 1 em um dado período de tempo t , $u_{1t} + v_{1t}$, se somará a vazão afluyente natural da Usina 2, y_{2t} , definindo o fluxo entrante total nesta última. Dado o seu atual nível de reservatório, $g_{2,t-1}$, a segunda usina irá definir sua vazão a jusante, $u_{2t} + v_{2t}$, de forma que mantenha o nível final, g_{2t} , dentro dos limites técnicos. Neste trabalho será considerado que o fluxo se desloca instantaneamente, ou seja, dentro de um mesmo período de tempo. Dessa forma, a equação de balanço hídrico para uma usina com reservatório é definida como

$$\beta g_{it} - \beta g_{i(t-1)} + u_{it} + v_{it} - \sum_{j \in \Omega_i} u_{jt} + v_{jt} = y_{it}, \quad \forall i \in \Pi, t, \quad (1)$$

onde o conjunto Ω_i contém as usinas imediatamente a montante da usina i e o conjunto Π possui as usinas com reservatório. A constante β é responsável pela conversão de volume em vazão, já que a variável g é definida em

unidade de volume e as demais são vazões (unidade de volume por unidade de tempo). No caso de usinas a fio d'água a equação passa a ser

$$u_{it} + v_{it} - \sum_{j \in \Omega_i} u_{jt} + v_{jt} = y_{it}, \quad \forall i \notin \Pi, t. \quad (2)$$

Além do balanço hídrico, a operação das usinas está sujeita a limites técnicos, como o nível mínimo e máximo dos reservatórios, \underline{g}_i e \overline{g}_i , e a máxima vazão das turbinas, \overline{u}_i . O controle da vazão do rio estabelece um limite superior para a vazão à jusante, \overline{Q}_i , para evitar cheias e uma vazão mínima crítica, \underline{Q}_i , para uso d'água.

2.1 Geração hidrelétrica

A geração de energia em uma usina hidrelétrica é função da vazão turbinada e do coeficiente de produtibilidade da mesma. Este coeficiente engloba a eficiência do conjunto turbina/gerador e o efeito da queda d'água, tornando dependente da altura do nível do reservatório. Dada a geometria do reservatório da usina é possível estabelecer uma relação entre produtibilidade e volume do reservatório. Neste trabalho, a função produtibilidade *versus* volume será definida como uma função linear por partes. A FIGURA 2 apresenta um exemplo da função com a espessura da linha alternada entre as faixas. A função é definida para cada usina com reservatório

$$\alpha_i[g_{it}, g_{i(t-1)}] = \tau_{ip} + \phi_{ip} \left(\frac{g_{it} + g_{i(t-1)}}{2} - l_{i(p-1)} \right), \quad l_{i(p-1)} \leq \frac{g_{it} + g_{i(t-1)}}{2} \leq l_{ip}, \quad (3)$$

onde τ_{ip} e ϕ_{ip} são, respectivamente, a constante e a inclinação da faixa de volume p definida pelos limites $[l_{i(p-1)}, l_{ip}]$ da usina i . A produtibilidade é obtida considerando o volume médio entre o volume inicial e final de cada período. As usinas a fio d'água possuem um valor constante de produtibilidade.

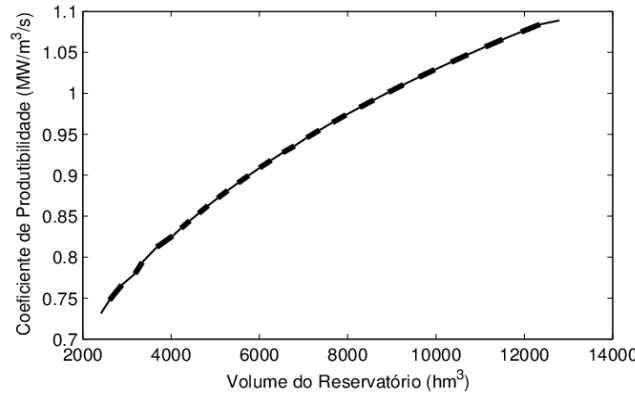


FIGURA 2 – Função produtibilidade *versus* volume.

A equação da geração de energia total de uma cascata em um horizonte de tempo T é

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \alpha_i[g_{it}, g_{i(t-1)}] u_{it}. \quad (4)$$

Esta equação pode ser simplificada considerando-se o fator de produtibilidade constante, α_i . Dessa forma, a função de geração torna-se linear em relação à vazão turbinada,

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \alpha_i u_{it}. \quad (5)$$

Apesar da simplificação, a função linear é aplicada principalmente no planejamento de longo prazo, onde há um menor detalhamento no funcionamento da operação da usina, prevalecendo a vantagem de modelar o problema de grande porte via programação linear.

2.2 Nível final do reservatório

Muitos trabalhos na literatura utilizaram o nível final do reservatório como um indicador de robustez do sistema, como contraponto a otimização da geração. Nesse caso, as decisões não serão avaliadas apenas pela produção de energia, mas também, será avaliado o impacto dessas ações no sistema além do horizonte, através do nível final dos reservatórios.

O volume armazenado é um dos principais indicadores de segurança energética em um sistema com alta presença de usinas hidrelétricas. Um alto nível dos reservatórios ao final do período de planejamento se traduz em maior robustez para o sistema no futuro, pois esse acúmulo favorece a geração em períodos de seca, reduzindo o complemento, por exemplo, das usinas térmicas.

O volume final será formulado como a média dos volumes finais dos reservatórios da cascata, como um segundo objetivo independente da geração. Este objetivo será maximizar

$$\frac{1}{|\Pi|} \sum_{i \in \Pi} \frac{g_{iT}}{g_i}. \quad (6)$$

3.0 - PROGRAMAÇÃO LINEAR MULTIOBJETIVO

O problema de planejamento da operação de usinas hidrelétricas pode ser formulado por programação linear multiobjetiva, ao se considerar a produtividade constante em todas as usinas, como

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \alpha_i u_{it} \quad (7)$$

$$\max \frac{1}{|\Pi|} \sum_{i \in \Pi} \frac{g_{iT}}{g_i} \quad (8)$$

sujeito a

$$\beta(g_{it} - g_{i(t-1)}) + u_{it} + v_{it} - \sum_{j \in \Omega_i} u_{jt} + v_{jt} = y_{it}, \quad \forall i \in \Pi, t, \quad (9)$$

$$u_{it} + v_{it} - \sum_{j \in \Omega_i} u_{jt} + v_{jt} = y_{it}, \quad \forall i \notin \Pi, t, \quad (10)$$

$$\underline{Q}_i \leq u_{it} + v_{it} \leq \overline{Q}_i \quad \forall i, t \quad (11)$$

$$\underline{g}_i \leq g_{it} \leq \overline{g}_i \quad \forall i \in \Pi, t \quad (12)$$

$$0 \leq u_{it} \leq \overline{u}_i \quad \forall i, t \quad (13)$$

$$v_{it} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (14)$$

A primeira função objetivo (7) busca maximizar a geração e o segundo objetivo (8) maximiza a média do volume final dos reservatórios. As restrições (9) e (10) são o balanço hídrico da cascata. Os limites da vazão a jusante estão na equação (11). As variáveis são definidas em (12), (13) e (14).

O número de variáveis do modelo é $|\Pi|T + 2NT$, $|\Pi| \leq N$. O principal conjunto de restrições é o balanço hídrico, (9) e (10), com NT restrições. Logo, o modelo possui complexidade da ordem de $O(NT)$ para variáveis e restrições.

4.0 - PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR MULTIOBJETIVO

No modelo não linear utiliza-se apenas as variáveis do volume do reservatório, g . Foca-se o problema no controle do nível de água dos reservatórios da cascata, pois essa é a variável crítica na geração de energia e na absorção das variações da vazão natural. Esse modelo baseia-se no fato que, conhecendo o histórico do reservatório, das vazões afluentes e o limite superior de turbinagem, é possível estabelecer o volume turbinado e vertido de cada usina.

Na cascata da Figura 1, o volume turbinado mais vertido no tempo t na primeira e quarta usina é, segundo a equação (1), igual à

$$u_{1t} + v_{1t} = -\beta(g_{1t} - g_{1(t-1)}) + y_{1t}, \quad (15)$$

$$u_{4t} + v_{4t} = -\beta(g_{4t} - g_{4(t-1)}) + y_{4t}, \quad (16)$$

na segunda usina é

$$u_{2t} + v_{2t} = -\beta(g_{2t} - g_{2(t-1)}) + y_{2t} + u_{1t} + v_{1t}, \quad (17)$$

$$u_{2t} + v_{2t} = -\beta(g_{2t} - g_{2(t-1)}) + y_{2t} - \beta(g_{1t} - g_{1(t-1)}) + y_{1t}, \quad (18)$$

na terceira, segundo a equação (2) e (18), igual à

$$u_{3t} + v_{3t} = u_{2t} + v_{2t} + y_{3t}, \quad (19)$$

$$u_{3t} + v_{3t} = -\beta(g_{2t} - g_{2(t-1)}) + y_{2t} - \beta(g_{1t} - g_{1(t-1)}) + y_{1t} + y_{3t}. \quad (20)$$

A vazão a jusante na quinta usina, a partir das equações (1), (16) e (20), é

$$u_{5t} + v_{5t} = -\beta(g_{5t} - g_{5(t-1)}) + y_{5t} + u_{3t} + v_{3t} + u_{4t} + v_{4t}, \quad (21)$$

$$u_{5t} + v_{5t} = -\beta(g_{5t} - g_{5(t-1)}) + y_{5t} - \beta(g_{2t} - g_{2(t-1)}) + y_{2t} - \beta(g_{1t} - g_{1(t-1)}) + y_{1t} + y_{3t} - \beta(g_{4t} - g_{4(t-1)}) + y_{4t}, \quad (22)$$

e na sexta usina é

$$u_{6t} + v_{6t} = u_{5t} + v_{5t} + y_{6t}, \quad (23)$$

$$u_{6t} + v_{6t} = -\beta(g_{5t} - g_{5(t-1)}) + y_{5t} - \beta(g_{2t} - g_{2(t-1)}) + y_{2t} - \beta(g_{1t} - g_{1(t-1)}) + y_{1t} + y_{3t} - \beta(g_{4t} - g_{4(t-1)}) + y_{4t} + y_{6t}. \quad (24)$$

Logo, a vazão a jusante é calculada a partir das diferenças temporais dos volumes dos reservatórios e da vazão natural afluente na cascata através das equações

$$u_{it} + v_{it} = \sum_{j \in \Lambda_i} -\beta(g_{jt} - g_{j(t-1)}) + \sum_{k \in \Psi_i} y_{kt}, \quad \forall i, t \quad (25)$$

onde o conjunto Ψ_i possui todas as usinas a montante de i (incluindo ela mesma) e o conjunto Λ_i todas as usinas com reservatório a montante de i (incluindo ela mesma, se i for uma usina com reservatório).

Analogamente, o volume turbinado pode ser calculado implicitamente a partir de g . Como o objetivo é maximizar a produção, é preferível sempre turbinar o máximo. Logo, o volume turbinado é encontrado pela função de máximo,

$$u_{it} = \max \left\{ \sum_{j \in \Lambda_i} -\beta(g_{jt} - g_{j(t-1)}) + \sum_{k \in \Psi_i} y_{kt}, \overline{u_i} \right\}, \quad \forall i, t. \quad (26)$$

Dessa forma, no modelo não linear, as restrições (9) e (10) são retiradas, e a (11) é reescrita apenas com as variáveis g . A geração é não linear, onde o volume turbinado de cada usina é calculado pela equação (26), e o cálculo dos coeficientes de produtividade como na equação (3). O problema é formulado como

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \alpha_i [g_{it}, g_{i(t-1)}] u_{it} \quad (27)$$

$$\max \frac{1}{|\Pi|} \sum_{i \in \Pi} \frac{g_{iT}}{g_i} \quad (28)$$

sujeito a

$$\sum_{k \in \Psi_i} y_{kt} - \overline{Q_i} \leq \beta \sum_{j \in \Lambda_i} (g_{jt} - g_{j(t-1)}) \leq \sum_{k \in \Psi_i} y_{kt} - \underline{Q_i}, \quad \forall i, t \quad (29)$$

$$\underline{g_i} \leq g_{it} \leq \overline{g_i} \quad \forall i \in \Pi, t \quad (30)$$

O número de variáveis do modelo diminui para $|\Pi|T$. O principal conjunto de restrições é a (29), que ao todo possui $2NT$ restrições. Logo, o modelo possui complexidade da ordem de $O(NT)$ para restrições e $O(|\Pi|T)$ para variáveis.

As duas partes que compõem a função objetivo (27) são sub-diferenciáveis, α devido a sua estrutura por partes e u_{it} devido à função de máximo. A FIGURA 3 apresenta as curvas de nível da função (27) no caso com duas variáveis. Como observado, essas curvas possuem quinas, indicando que a função é sub-diferenciável. Outra característica é que a função define curvas de nível convexas na região de busca.

5.0 - RESULTADOS

O modelo não linear e o modelo de programação linear foram aplicados na cascata do Rio Grande. Os modelos testados foram aplicados em um ano de planejamento, discretizado em 12 meses.

No rio Grande estão dispostas três usinas CEMIG em cascata, são elas: Camargos, Itutinga e Funil. Apenas a primeira usina é tratada com reservatório. Desta forma, o controle do reservatório de Camargos é o fator principal na otimização dessa cascata, já que essa usina possui o maior reservatório. Além disso, como está localizada à montante de todas as outras, as decisões sobre o seu volume liberado impacta fortemente na produção energética de toda a cascata.

Uma série de testes alterando as afluições naturais foi realizada para comparar as duas formulações. A cada teste utilizou-se uma série retirada do conjunto de afluições naturais entre os anos 1931 e 2010, disponíveis pelo Operador Nacional do Sistema.

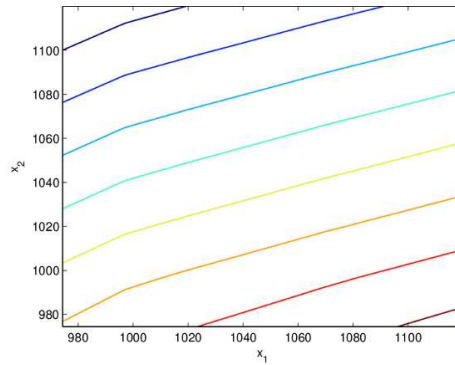


FIGURA 3 - Curvas de níveis da função (27) com duas variáveis.

Neste problema, o modelo linear possui 84 variáveis e 108 restrições, as de balanço hídrico e limites da vazão a jusante. Já no modelo linear, há apenas 12 variáveis e 72 restrições. Em ambos foi aplicado o método do épsilon restrito, onde o segundo objetivo foi transformado em restrição, e 10 pontos Pareto foram mapeados. O modelo linear foi resolvido pelo Simplex e o não linear pelo algoritmo Elipsoidal.

Em cada um dos cenários de afluência, as soluções Pareto encontradas pelos dois modelos são distintas quando o volume inicial de Camargos é 50% do volume total e o período de otimização começa em julho e termina em junho do ano seguinte. A fronteira Pareto do modelo não linear domina a fronteira do linear. Por exemplo, a FIGURA 4 - (a) apresenta o Pareto para o período de julho de 1970 até junho de 1971 e a FIGURA 4 - (b) para o período de julho de 2006 até junho de 2007. Os asteriscos são as soluções encontradas pelo modelo linear avaliadas na função não linear de geração e os triângulos representam as soluções do modelo não linear.

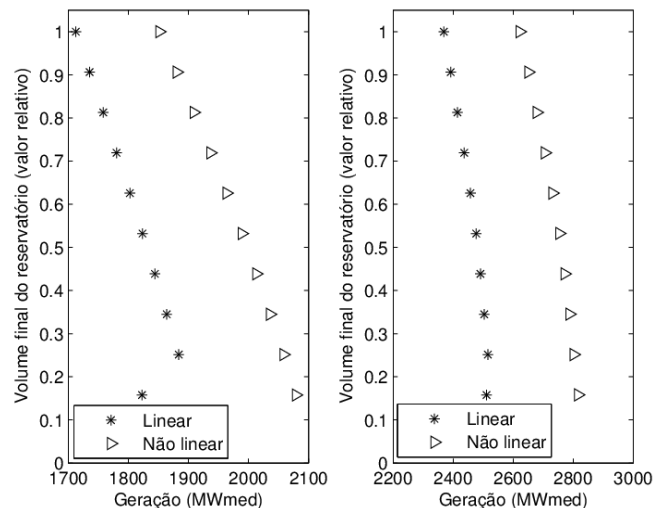


FIGURA 4 – Pareto (a) para o período de jul/70 até jun/71 e (b) para o período de jul/06 até jun/07.

O segundo grupo de testes foi realizado com o ano inteiro, de janeiro a dezembro, como o horizonte de planejamento. O reservatório de Camargos foi considerado cheio no início. Nestas configurações algumas soluções encontradas pelo modelo linear são não dominadas pelas soluções do modelo não linear. A FIGURA 5 – (a) apresenta as fronteiras Pareto para o ano de 1972 e (b) para o ano de 1931.

As soluções dos modelos se aproximam quando as condições impostas pelo volume inicial e o cenário de afluência são restritivas, ou seja, limitam as políticas de controle dos reservatórios. No segundo teste, há dois períodos de alta afluência, no início e no final do ano, possibilitando ao modelo linear manter o reservatório cheio em grande parte do horizonte mesmo com altas vazões turbinadas. Soma-se a isto, o fato do reservatório iniciar cheio. Já no primeiro teste, o horizonte de otimização conta com apenas um período chuvoso e dois períodos mais secos, no início e fim do horizonte, e um reservatório inicial na sua metade. Estas condições possibilitam diferentes estratégias no controle do volume e consequente impacto na geração, pois o momento de turbinar, e não apenas a quantidade, impacta na geração final. O modelo linear não consegue diferenciar esta dimensão do problema ao considerar a produtividade constante. Então, ele mantém o reservatório em níveis mais baixos e altas vazões turbinadas. Diferentemente, o modelo não linear busca inicialmente elevar o volume do reservatório para elevar sua produtividade, ou seja, turбина mais em um segundo momento com maior eficiência.

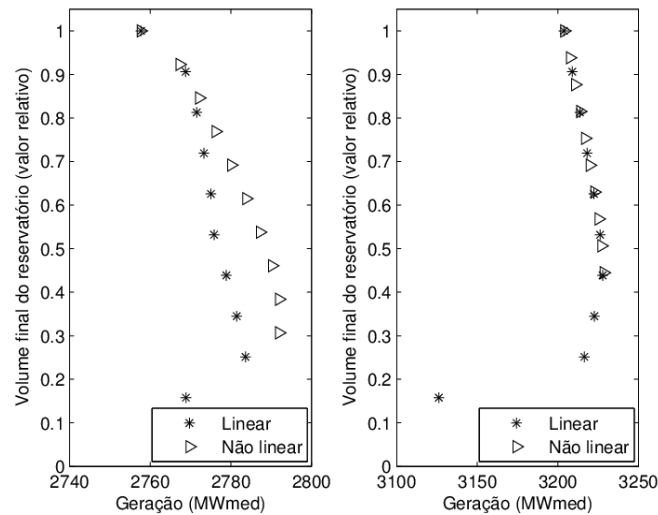


FIGURA 5 – Pareto (a) para o período de jan/72 até dez/72 e (b) para o período de jan/31 até dez/31.

6.0 - CONCLUSÕES

O presente trabalho modelou o problema de planejamento de usinas hidrelétricas em cascata como multiobjetivo, considerando a maximização da geração e do volume final do reservatório. Duas formulações foram apresentadas e discutidas: uma linear e outra não linear. A diferença se concentra na forma de calcular a produtividade das usinas com reservatório. A primeira considera constante e a segunda formulação possibilita a variação da produtividade em relação ao volume armazenado. Além disso, o modelo não linear pode ser escrito de forma mais compacta com apenas as variáveis de volume explicitadas.

Os resultados apresentados demonstram que o modelo não linear domina o modelo linear, principalmente, em situações onde não basta apenas maximizar a vazão turbinada total, e sim, considerar a evolução do nível do reservatório e a eficiência da geração (a variação da produtividade nos períodos). Além disso, o modelo linear superestima a geração quando o reservatório permanece com baixo volume.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PEREIRA, M.V.F. Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. **International Journal of Electric Power and Energy Systems**. 11, 3, 161-169, 1989.
- (2) SIQUEIRA, T.G., ZAMBELLI, M., CICOGNA, M., ANDRADE, M., SOARES, S. Stochastic Dynamic Programming for Long Term Hydrothermal Scheduling Considering Different Streamflow Models. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 2006, Stockholm, Suécia.
- (3) ZHAO, Y., CHEN, X., JIA, Q.-S., GUAN, X., ZHANG, S., JIANG, Y. Long-Term Scheduling for Cascaded Hydro Energy Systems With Annual Water Consumption and Release Constraints. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**. 7, 4, 969-976, 2010.
- (4) AZEVEDO, A.T., OLIVEIRA, A.R.L., SOARES, S. Interior point method for long-term generation scheduling of large-scale hydrothermal systems. **Annals of Operations Research**. 169, 55-80, 2009.
- (5) BARROS, M.T.L., TSAI, F.T.-C., LI YANG, S., LOPES, J.E.G., YEH, W.W.-G., ASCE, H. Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations. **Journal of Water Resources Planning and Management**. 129, 178-188, 2003.
- (6) GRYGIER, J.C., STEDINGER, J.R. Algorithms for Optimizing Hydropower System Operation. **Water Resources Research**. 21, 1-10, 1985.
- (7) ZHANG, J., LI, W., CHEN, Y., LI, J. Modeling for Cascaded Reservoirs Scheduling Considering Policy Factors. In: INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON COMPUTATIONAL SCIENCES AND OPTIMIZATION, 2009, Wuhan, China.
- (8) GAGNON, C.R., HICKS, R.H., JACOBY, S.L.S., KOWALIK, J.S. A nonlinear programming approach to a very large hydroelectric system optimization. **Mathematical Programming**. 6, 28-41, 1974.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Adriano Chaves Lisboa, nascido em Belo Horizonte em 1978, possui graduação (2001), mestrado (2003) e doutorado (2008) em Engenharia Elétrica pela UFMG. Tem experiência na área de engenharia elétrica, com ênfase em otimização e projeto assistido por computador. Atualmente é Diretor Tecnológico da ENACOM Handcrafted Technologies. Tem mais de 60 publicações científicas nas áreas de Otimização Multiobjetivo, Modelagem Numérica e Geometria Computacional.

Lucas Sirimarco Moreira Guedes, nascido em Brasília em 1986, possui graduação em Engenharia da Produção (2010) e mestrado em Engenharia Elétrica (2012) pela UFMG. Realizou graduação sanduíche (2010) no ISIMA, França. Pesquisador associado na ENACOM Handcrafted Technologies. Possui nove publicações científicas na área de Otimização.

Douglas Alexandre Gomes Vieira, nascido em Belo Horizonte em 1980, possui graduação (2003) e doutorado (2006) em Engenharia Elétrica pela UFMG. Realizou doutorado sanduíche (2005) na Universidade de Oxford, Reino Unido. Pesquisador associado pelo Imperial College of Science, Reino Unido (2007). Atualmente é Diretor Executivo da ENACOM Handcrafted Technologies. Tem mais de 80 publicações científicas nas áreas de Otimização Multiobjetivo, Aprendizagem de Máquinas e Modelagem Numérica.

Grazziano Motteran, nascido em Belo Horizonte em 1983, possui graduação em Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações pela PUC-MG (2005). Engenheiro em Sistemas Eletrônicos na Ford Motor Company entre 2005 e 2007. Desde 2007 é Engenheiro de Planejamento Energético na CEMIG.

Henrique Nunes Braga, nascido em Patos de Minas em 1981, possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFMG (2004). Engenheiro Eletricista com atuação na área de Planejamento Energético da CEMIG desde 2006.

Aloísio Chaves de Carvalho, nascido em Belo Horizonte em 1970, possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC-MG (1997). Atuação na área de Planejamento Energético da CEMIG.

Ronei Neves dos Santos, nascido em Belo Horizonte em 1960, possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC-MG (1983) e especialização em Otimização de Sistemas Hidrotérmicos pela Unicamp (1993). Desde 1986 é Engenheiro de Planejamento Energético na CEMIG. Coautor de trabalhos apresentados em edições anteriores do SNPTEE.

José Ricardo Borges Mendes, nascido em Uberaba em 1979, possui graduação (2003) e mestrado (2006) em Engenharia Elétrica pela Unicamp. Engenheiro eletricista da CEMIG desde 2006, com atuação nos estudos energéticos de expansão. Possui nove publicações científicas na área de Telecomunicações.