

# INFLUÊNCIA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NOS BENEFÍCIOS DA PREVISÃO DE VAZÃO DE LONGO PRAZO

*Juan Martín Bravo<sup>1</sup>; Walter Collischonn<sup>2</sup>; Jorge Víctor Pilar<sup>3</sup> & Carlos Eduardo Morelli Tucci<sup>4</sup>*

**RESUMO** --- Os benefícios potenciais de previsões de vazão na operação de reservatórios dependem das características das previsões e do reservatório. Entre essas últimas, a capacidade de regularização de reservatórios se mostrou como uma das mais influentes, embora não existam muitos trabalhos sobre o tema. Neste trabalho foi utilizada uma metodologia de avaliação de benefícios da previsão de vazão na operação de um reservatório visando avaliar ainda a influência da capacidade de regularização de reservatórios. A metodologia é baseada no uso de modelos de simulação da operação do reservatório sem previsão e considerando previsões de vazão. O reservatório é operado para atender dois usos: geração de energia e controle de cheias. As regras de operação foram otimizadas através de uma técnica de parametrização, simulação e otimização utilizando um algoritmo evolutivo. Como base para as análises foram utilizados dados relativos ao reservatório de Três Marias, localizado no rio São Francisco, MG. Os resultados obtidos confirmaram as tendências recentemente encontradas indicando que a abordagem aqui apresentada é consistente. Assim, reservatórios com grande capacidade de regularização têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio.

**ABSTRACT** --- The streamflow forecasts potential benefits on multipurpose reservoir operation depend on characteristics of forecasts and reservoir. Between these last ones, the reservoir capacity of flow regulation has showed as one of most influential, even so does not exist many studies on the subject. This study assesses the benefits that might be obtained from the use of streamflow forecasts in multipurpose reservoir operation aiming to estimate the influence of the capacity of flow regulation of reservoirs. In order to quantify the benefits of streamflow forecasts two simulation models of reservoir operation were used. The first model defines the reservoir operation without using streamflow forecasts. Meantime, the second model considers available forecast in the operation. Operation rules were optimized through a parameterization, simulation and optimization approach with an evolutive algorithm. The Três Marias dam, in the São Francisco river basin, was selected for study. Results validate the recently notice trends showing that the methodology used is consistent. Thus, reservoirs with a large capacity of flow regulation have small benefit to obtain of streamflow forecasts, a time that are capable to regularize a flow value next to the river average flow.

**Palavras-chave:** Capacidade de regularização, operação de reservatórios, benefícios da previsão de vazão.

---

<sup>1</sup> Doutorando do Programa de pós-graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental IPH/UFRGS. Av. Bento Gonçalves, 9500. CEP: 90650-001. Porto Alegre, RS. E-mail: [jumarbra@yahoo.com.ar](mailto:jumarbra@yahoo.com.ar)

<sup>2</sup> Professor Adjunto IPH / UFRGS. Av. Bento Gonçalves, 9500. CEP: 90650-001. Porto Alegre, RS. E-mail: [collischonn@iph.ufrgs.br](mailto:collischonn@iph.ufrgs.br)

<sup>3</sup> Professor Titular da Facultad de Ingenieria. UNNE. Av. Las Heras, 727. Resistencia, Chaco – Argentina. E-mail: [jpilar@ing.unne.edu.ar](mailto:jpilar@ing.unne.edu.ar)

<sup>4</sup> Professor Titular IPH / UFRGS. Av. Bento Gonçalves, 9500. CEP: 90650-001. Porto Alegre, RS. E-mail: [tucci@iph.ufrgs.br](mailto:tucci@iph.ufrgs.br)

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema de produção de energia elétrica brasileiro utiliza a combinação de usinas hidrelétricas, centrais térmicas e outras fontes alternativas de geração de energia.

A potencia instalada em usinas hidrelétricas representa cerca de 76% do total (ANEEL, 2005). Esta forte dependência das hidrelétricas para produção de energia envolve importantes riscos de oferta, pois o insumo das usinas hidrelétricas é a vazão dos rios, que por sua vez é dependente do clima e sua variabilidade temporal e espacial.

Este sistema continua fortemente dependente de previsões hidrológicas de curto e longo prazo para tomada de decisão quanto ao vertimento dos reservatórios, a entrada em funcionamento de sistemas térmicos que possuem maiores custos de operação e a própria segurança da barragem a eventos extremos.

Apesar da crescente demanda pela avaliação dos benefícios da previsão de vazão afluente a reservatórios, não existem muitos estudos realizados. Estudos recentes (por exemplo, Maurer e Lettenmaier, 2004) mostraram que os benefícios da previsão de vazão na operação de reservatórios dependem da capacidade de regularização dos reservatórios. Isto é, existe uma tendência a obter maiores benefícios na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem.

Bravo (2006) e Collischonn et al. (2006) apresentaram uma metodologia para avaliar os benefícios de se considerar previsões de vazão de afluência na operação de um reservatório. Nesse trabalho é utilizada essa metodologia para verificar a tendência encontrada por Maurer e Lettenmaier (2004). Dessa forma, o objetivo desse trabalho foi avaliar a influência da capacidade de regularização nos benefícios obtidos ao se considerar previsões de vazão na operação de um reservatório. Esta metodologia foi aplicada ao rio São Francisco em Três Marias.

A seguir são apresentadas e discutidas as tendências atuais dos benefícios da previsão de vazão na operação de reservatórios. Entretanto, em primeiro lugar são apresentadas algumas definições sobre previsão hidrológica que serão comumente utilizadas ao longo do resto do trabalho. Posteriormente, a metodologia utilizada e o estudo de caso são apresentados. Por fim, os resultados obtidos e as conclusões do trabalho.

## 2. PREVISÃO HIDROLÓGICA

A previsão de vazão é a estimativa de valores de vazão para um ou mais intervalos de tempo específicos no futuro. O intervalo de tempo no futuro, que define a antecedência das previsões, recebe o nome de *horizonte de previsão*. Tipicamente, a previsão de vazão pode ser realizada para curto ou longo prazo. A previsão de curto prazo é realizada com antecedência de horas ou alguns

dias, enquanto que a previsão de longo prazo é realizada com antecedência de alguns meses (até 9 meses) (Georgakakos e Krysztowicz, 2001).

Por sua vez, a *frequência de previsão* define o período de tempo no qual são emitidos novos dados de previsão. Assim por exemplo, uma previsão de vazão que se estende por 3 dias e que é repetida a cada dia tem uma frequência diária e um horizonte de 3 dias. Neste trabalho esta previsão será denominada resumidamente 1-3 (frequência-horizonte). Da mesma forma, uma previsão 30-60 representa uma previsão de vazão afluente de 60 dias à frente (horizonte) que é gerada a cada 30 dias (frequência).

As vazões afluentes observadas foram utilizadas como *previsões perfeitas de vazão*, na maioria dos trabalhos (ao igual que no presente), para avaliar o potencial benefício das previsões de vazão na operação de reservatórios. Trata-se em consequência de previsões hipotéticas que não apresentam erros. A utilização de previsões perfeitas de vazão permite definir os patamares superiores dos benefícios que poderiam ser obtidos na operação de reservatórios.

### **3. BENEFÍCIOS DA PREVISÃO DE VAZÃO**

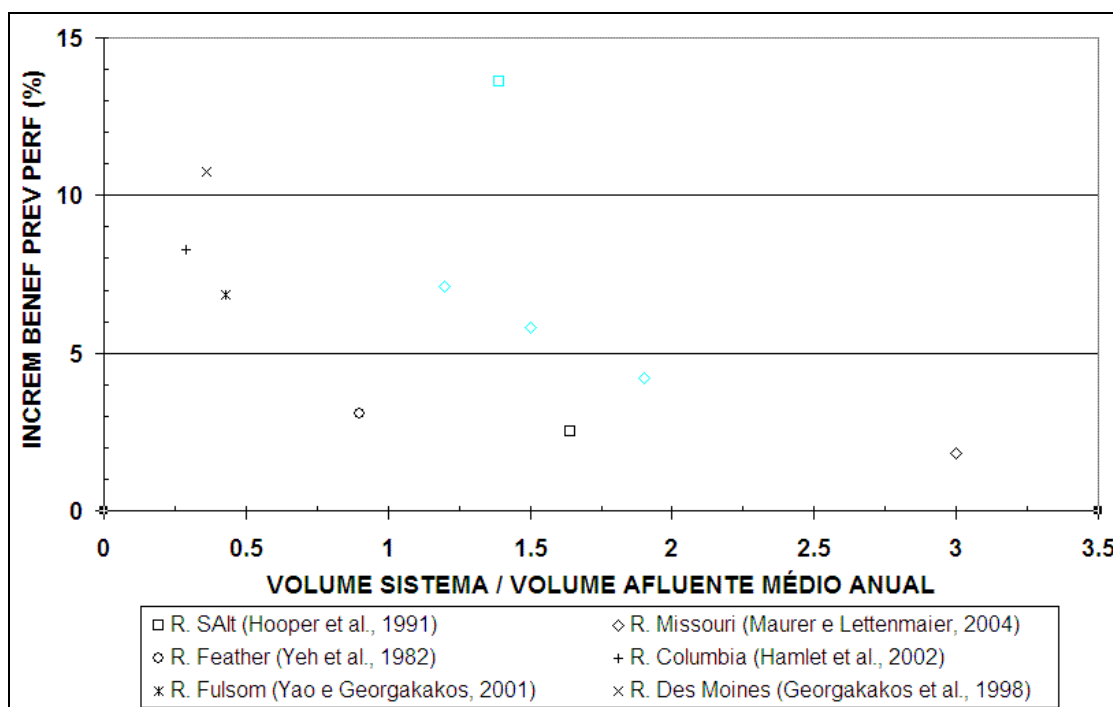
Considerando a importância do assunto, não são muitos os estudos de avaliação dos benefícios econômicos da utilização da previsão de vazão na operação de reservatórios (Yeh et al., 1982; Mishalani e Palmer, 1988; Georgakakos et al., 1998; Yao e Georgakakos, 2001; Hamlet et al., 2002; Maurer e Lettenmaier, 2004; Bravo, 2006 e Collischonn et al., 2006).

A partir da década de 80 foram iniciadas, embora esporadicamente, diversas pesquisas que tentaram avaliar os benefícios da previsão de vazão afluente na operação de reservatórios. Assim, Yeh et al. (1982) se apresentaram como os primeiros em tentar dar uma resposta às perguntas: 1) qual é o valor econômico da informação de previsão para a operação de reservatórios? 2) quais devem ser os graus de precisão das previsões para obter esses benefícios? Estes autores estabeleceram as bases das análises que seriam feitas posteriormente, e avaliaram os benefícios das previsões de longo prazo com diferentes horizontes e graus de incerteza, considerando um intervalo de tempo mensal na simulação. Yeh et al. (1982), assim como Mishalani e Palmer (1988), demonstraram que os benefícios da previsão perfeita de vazão na operação de reservatórios dependem dos horizontes de previsão, isto é, maiores benefícios são obtidos para maiores horizontes de previsão.

Recentemente, Bravo (2006) e Collischonn et al. (2006) confirmaram os resultados previamente obtidos e ainda mostraram que os benefícios da previsão perfeita de vazão na operação de reservatórios dependem também da frequência de previsão, isto é, para um mesmo horizonte são

obtidos maiores benefícios quando utilizadas previsões com menores frequências. Ainda, a influência da frequência de previsão nos benefícios obtidos é maior para menores horizontes.

Outros aspectos também influenciam o benefício potencial das previsões de vazão na operação de reservatórios. Maurer e Lettenmaier (2004) analisaram os benefícios da previsão perfeita de vazão na operação de reservatórios com diferentes capacidades de regularização, e resumiram as avaliações dos benefícios da consideração da previsão de longo prazo na operação de reservatórios através de um gráfico reproduzido na Figura 1. Os autores utilizaram o quociente entre o volume útil do sistema e o volume afluente médio anual para caracterizar os diferentes reservatórios ou sistemas de reservatórios. Os resultados obtidos mostraram que o benefício do uso da previsão perfeita de vazão de longo prazo na operação de reservatórios tende a aumentar na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem.



**Figura 1. Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004).**

A Figura 1 apresenta os resultados próprios dos autores e os obtidos por outros pesquisadores para reservatórios existentes (apresentados com pontos de cor preta). Os pontos indicados na cor celeste representam os resultados obtidos, pelos mesmos autores, em sistemas hipotéticos reduzidos.

Aparentemente a tendência indicada na Figura 1 deve se inverter, em algum momento, para reservatórios muito pequenos (volume do sistema / volume afluente, próximo de zero), porque para reservatórios a fio d'água pouco benefício pode ser esperado. Nos reservatórios pequenos a operação é limitada, havendo poucas oportunidades de tomada de decisão entre utilizar/verter a água no presente ou no futuro, o que limita os benefícios da previsão.

Reservatórios muito grandes também têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio.

Aparentemente, os reservatórios que têm maior benefício a obter se a sua operação for baseada em boas previsões de vazão são os reservatórios cuja relação entre volume útil e volume afluente médio anual é inferior a 0,5. Porém, é evidente que esta análise é dependente de outras características do sistema (curvas de descarga do vertedor, restrições de vazão efluente, usos da água), bem como do tipo de previsão (longo prazo, curto prazo).

#### **4. METODOLOGIA**

O método de estimativa dos benefícios do uso de previsões de vazão afluente ao reservatório é baseado em simulações matemáticas do balanço hídrico de um reservatório com dois usos conflitantes: a geração de energia e o controle de cheias.

A regra operacional é estabelecida através da determinação de uma curva-guia. Para tanto foram usados os seguintes procedimentos, conforme apresentado em Bravo (2006) e Collischonn et al. (2006): (a) modelo de balanço hídrico: este modelo não utiliza a previsão para fazer o balanço; (b) modelo AMANDA (Bravo et al., 2005; Bravo, 2006; Collischonn et al., 2006): este modelo utiliza a previsão para fazer o balanço. Os dois procedimentos são acoplados a um método de otimização baseado num algoritmo evolutivo (algoritmo SCE-UA, Duan et al., 1992) para obtenção da curva-guia.

##### **4.1- Operação do reservatório: curva-guia para controle de cheias**

A geração de energia visa manter o nível da água no reservatório o mais alto possível para uma maior produção de energia, garantindo uma reserva de água que será utilizada durante os períodos críticos de estiagem. O controle de cheias por sua vez, visa manter o nível do reservatório o mais baixo possível durante o período chuvoso para que o volume das cheias possa ser armazenado e as vazões máximas reduzidas.

Para atender esses dois objetivos, produção de energia e controle de cheias, o nível da água no reservatório é reduzido no início e durante o período chuvoso, para permitir amortecer vazões afluentes altas. Em função disso, ocorre uma redução da produção energética, se comparada ao cenário de maximização do nível da água no reservatório. O volume criado no reservatório pelo rebaixamento do nível é denominado de *volume de espera*.

O volume de espera pode ser constante ao longo do ano, ou variável de acordo com a sazonalidade das chuvas. Valores máximos de volumes de espera são necessários na época de maior

precipitação e valores mínimos podem ser adotados durante os meses de pouca chuva. A curva definida pela relação entre o nível da água necessário para garantir um determinado volume de espera e a época do ano é chamada de *curva-guia para controle de cheias*.

Esta curva representa uma regra de operação simples para controle de cheias que pode ser expressa como segue: se o nível da água no reservatório estiver acima da curva-guia é necessário verter; se estiver abaixo não é necessário verter (Figura 2).

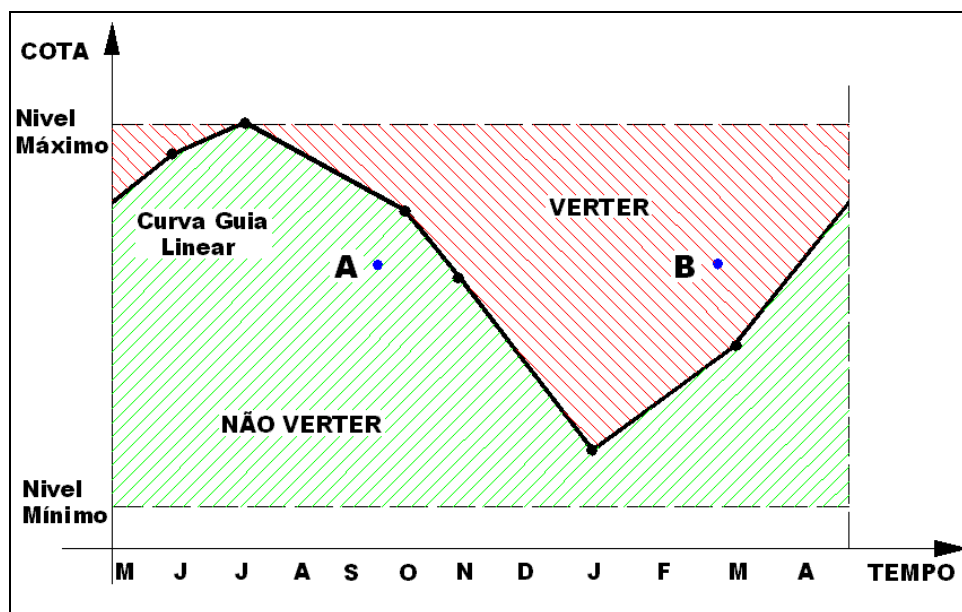


Figura 2: Exemplo de curva-guia com volume de espera variável durante o ano.

A operação definida pela curva-guia é diferente se o nível do reservatório se encontra na posição indicada por “A” ou “B” (Figura 2) embora estes pontos representem uma mesma cota. Assim, na situação dada pelo ponto A, não é necessário verter, porque o ponto está abaixo da curva-guia. Na situação B é necessário verter até alcançar novamente a curva-guia. Com vazões afluentes favoráveis (vazões altas), o nível da água do reservatório segue a curva-guia. Com vazões afluentes desfavoráveis o nível da água fica abaixo da curva-guia.

#### 4.2- Modelos de simulação e otimização da operação do reservatório

Os métodos e seus usos são os seguintes:

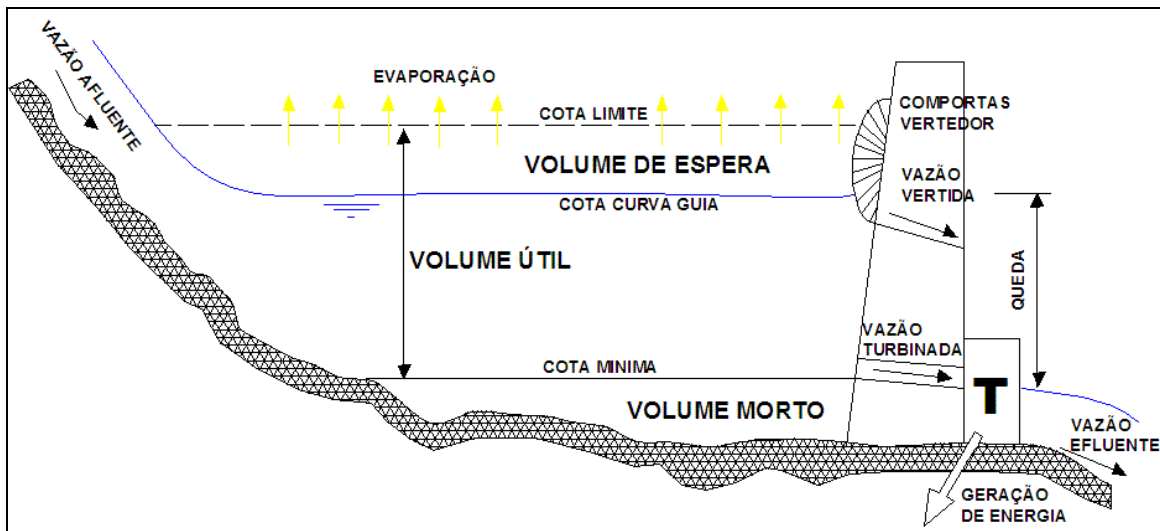
*Modelo de balanço hídrico*: simulação da equação de continuidade do reservatório considerando todas as entradas e saídas, sendo a operação definida em função de uma curva-guia.

*Modelo AMANDA*: simulação da operação do reservatório levando em conta informações de previsão. Define o melhor conjunto de operações e, conseqüentes vazões efluentes, em função de uma curva-guia existente e dados de previsão de vazão.

*Algoritmo de otimização da curva-guia:* foi utilizada a técnica de parametrização, simulação e otimização. Através desta técnica são acoplados um modelo de otimização e um modelo de simulação para definir curvas-guia otimizadas. O modelo de otimização utilizado neste trabalho foi o algoritmo SCE-UA (Duan et al., 1992). O algoritmo SCE-UA foi acoplado aos dois modelos de simulação previamente apresentados para obter as diferentes curvas-guia otimizadas.

#### 4.2.1- Modelo de balanço hídrico do reservatório

O modelo de balanço hídrico de um reservatório define a evolução do volume ou cota do reservatório, ao longo de um período de tempo, em função de um conjunto de variáveis. A Figura 3 apresenta as principais variáveis intervenientes na operação de um reservatório.



**Figura 3. Principais variáveis intervenientes na operação de um reservatório.**

O modelo de balanço hídrico do reservatório utiliza, em cada intervalo de tempo, uma expressão discretizada da equação de continuidade (equação 1).

$$V_t = V_{t-1} + \left( \frac{QA_{t-1} + QA_t}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \left( \frac{QE_{t-1} + QE_t}{2} \right) \times \frac{\Delta t}{10^6} - \frac{E_t \times A_{t-1}}{10^3} \quad (1)$$

Nesta equação t-1 indica o intervalo de tempo anterior; t indica o intervalo de tempo atual;  $V_t$  é o volume do reservatório em t ( $\text{hm}^3$ );  $V_{t-1}$  é o volume do reservatório em t-1 ( $\text{hm}^3$ );  $QA_{t-1}$  é a vazão afluente em t-1 ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QA_t$  é a vazão afluente em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QE_{t-1}$  é a vazão efluente em t-1 ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $QE_t$  é a vazão efluente em t ( $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ );  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (s);  $E_t$  é a evaporação líquida diária no tempo t (mm);  $A_{t-1}$  é a área do reservatório para um volume  $V_{t-1}$  ( $\text{km}^2$ ).

A cada intervalo de tempo essa equação é resolvida para o termo  $V_t$ , considerando conhecidas as vazões afluentes ( $QA$ ) nos tempos  $t-1$  e  $t$ , e considerando que há uma relação direta entre a vazão efluente e o volume armazenado (ou o nível da água no reservatório). Assim, o volume  $V_t$  define a vazão efluente  $QE_{t+1}$  e a vazão efluente  $QE_t$  é definida pelo volume armazenado no intervalo anterior ( $V_{t-1}$ ).

Trata-se, portanto, de um método explícito de solução da equação de balanço hídrico. Considerou-se esta simplificação válida porque foi utilizado um intervalo de tempo diário, que é relativamente pequeno considerando o volume útil do reservatório em que foi feita a aplicação. A vazão efluente total é dada pela soma da vazão turbinada e vertida, como definida na equação 2.

$$QE_t = QT_t + QV_t \quad (2)$$

onde  $QE_t$  é a vazão efluente em  $t$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $QT_t$  é a vazão turbinada em  $t$  ( $m^3.s^{-1}$ ) função da cota ou volume do reservatório em  $t-1$  e da curva de vazão turbinada;  $QV_t$  é vazão vertida em  $t$  ( $m^3.s^{-1}$ ) função da cota do reservatório em  $t$ .

A aplicação da equação 1 recursivamente ao longo de toda a série de vazões afluentes observadas resulta em uma série de volumes e níveis da água ( $H_t$ ) correspondentes. Entretanto, uma das seguintes duas situações pode ocorrer ao final de um intervalo de tempo: 1) o volume calculado  $V_t$  é tal que  $H_t$  correspondente é igual ou inferior à curva-guia; 2) o volume  $V_t$  é tal que  $H_t$  correspondente é superior à curva-guia.

No caso 1, a vazão de vertimento do próximo intervalo de tempo ( $QV_{t+1}$ ) é igual a zero. No caso 2, a vazão de vertimento no próximo intervalo de tempo é tal que ao final do balanço o nível da água é exatamente igual ao nível definido pela curva-guia. Para isto, o valor da vazão vertida é calculado de acordo com a equação 3.

$$QV_{t+1} = 2 \times \frac{10^6}{\Delta t} \times \left( V_t - V_{reg_{t+1}} - \frac{E_{t+1} \times A_t}{10^3} \right) + QA_t + QA_{t+1} - QE_t - QT_{t+1} \quad (3)$$

onde  $QV_{t+1}$  é a vazão vertida em  $t+1$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $V_t$  é o volume do reservatório em  $t$  ( $hm^3$ );  $QA_t$  é a vazão afluente em  $t$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $QA_{t+1}$  é a vazão afluente em  $t+1$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $QE_t$  é a vazão efluente em  $t$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $\Delta t$  é o intervalo de tempo (1 dia), em segundos;  $E_{t+1}$  é a evaporação líquida diária em  $t+1$  (mm);  $A_t$  é a área do reservatório para um volume  $V_t$  ( $km^2$ );  $QT_{t+1}$  é a vazão turbinada em  $t+1$  ( $m^3.s^{-1}$ );  $V_{reg_{t+1}}$  é o volume indicado pela curva-guia em  $t+1$  ( $hm^3$ ).

Foram consideradas duas restrições operacionais com o objetivo de evitar inundações a jusante do reservatório. Essas restrições foram: 1) limites no valor máximo da vazão efluente



( $Q_{lim}$ ) e 2) limites no valor dos incrementos e decrementos da vazão efluente ( $QR_t$ ) de um intervalo de tempo para o seguinte. Assim, nos intervalos de tempo em que a vazão vertida calculada pela equação 3 somada à vazão turbinada resulta em uma vazão efluente superior aos limites impostos por essas restrições, a vazão vertida é recalculada, limitando-se o seu valor para impedir que a vazão efluente  $QE_{t+1}$  supere essas restrições, como expresso por exemplo na equação 4.

$$QV_{t+1} = Q_{lim} - QT_{t+1} \quad (4)$$

Nesse caso o nível da água no reservatório pode ficar superior ao nível definido pela curva-guia, mas não se produz quebras das restrições na vazão efluente para evitar inundações a jusante do reservatório.

#### 4.2.2- O modelo AMANDA

Neste item é apresentado o modelo de simulação da operação de um reservatório com base na previsão de vazão afluente chamado AMANDA (Bravo et al., 2005; Bravo, 2006; Collischonn et al., 2006) e que foi utilizado no presente trabalho. O modelo AMANDA possui as seguintes características:

- Aplica-se a um reservatório com características de aproveitamento de cabeceira com operação isolada de controle de cheias.
- A operação do reservatório é feita com base numa curva-guia para controle de cheias e na previsão de vazão afluente.
- O intervalo de tempo utilizado na simulação deve ser inferior a uma semana. Neste trabalho foi utilizado um intervalo diário.
- Utiliza previsões de vazão afluente com um horizonte e frequência pré-definidos para cada simulação. Estes valores podem ser mudados para diferentes simulações. O modelo pode ser utilizado para a operação com base em previsões com qualquer combinação de horizonte e frequência, desde que o horizonte seja igual ou maior do que a frequência.
- Define a operação do reservatório (vazões turbinadas e vertidas) no dia em que recebe os dados de previsão para os próximos intervalos de tempo até receber os novos dados de previsão.
- Utiliza as mesmas equações apresentadas no modelo de balanço hídrico mas admite a flexibilização das curvas-guia para controle de cheias em função dos dados de previsão. A flexibilização da curva-guia consiste no aumento ou diminuição dos volumes de espera definidos pela curva-guia com base na informação de previsão.

Uma descrição mais detalhada do modelo AMANDA é apresentada em Bravo et al. (2005) e em Bravo (2006).

#### 4.2.3- Algoritmo de otimização da curva-guia

A otimização da curva-guia pode ser realizada de forma manual, utilizando o algoritmo de balanço hídrico ou o modelo AMANDA, verificando o número de vezes em que é rompida alguma restrição, e calculando a potência média gerada. A curva-guia pode ser modificada, por tentativa e erro, buscando maximizar a potência média sem que ocorra um único caso de rompimento de alguma restrição. Este é um procedimento trabalhoso, em função do grande número de vezes que a curva-guia deverá ser modificada.

Uma alternativa é a otimização automática, utilizando a técnica de parametrização, simulação e otimização. Através dessa técnica, uma curva-guia pode ser representada por segmentos de retas, considerando as coordenadas dos pontos extremos destes segmentos como as variáveis de decisão.

Na Figura 4 é apresentada uma curva-guia representada por cinco segmentos de reta. Cinco pontos no espaço Cota x Tempo definem a curva-guia, o que significa que há 10 variáveis de decisão.

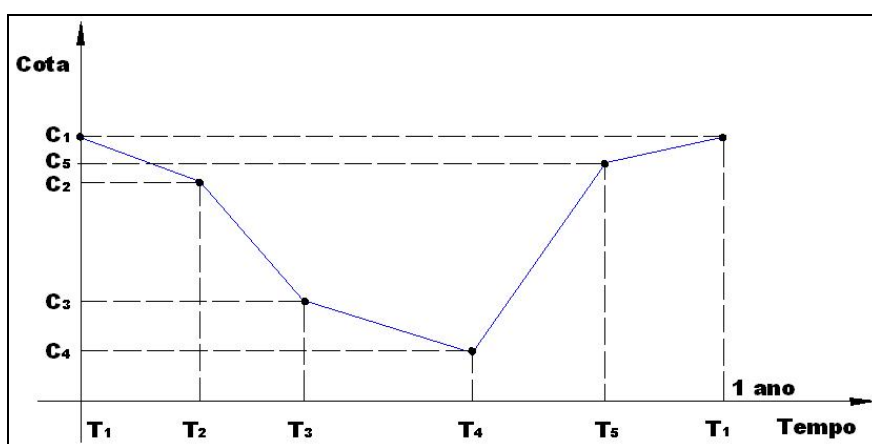


Figura 4. Curva-guia parametrizada representada por segmentos de retas.

Uma curva-guia pode ser parametrizada com um número qualquer ( $n$ ) de segmentos de retas, dependendo da complexidade exigida. Alguns trabalhos anteriores (por exemplo, Tung et al., 2003; Chen, 2003; Bravo et al., 2006) mostraram que é possível obter curvas-guia satisfatórias com menos de 10 pontos.

Eventualmente, uma curva-guia pode ser parametrizada considerando fixos os tempos  $T_1$  a  $T_n$ . Neste caso apenas as cotas  $C_1$  a  $C_n$  são modificadas, o que pode contribuir para reduzir a dimensão do problema de otimização. Essa abordagem foi utilizada neste trabalho tornando as cotas  $C_1$  a  $C_n$  as variáveis de decisão no problema de otimização.

No presente trabalho, a definição dos valores ótimos das variáveis de decisão foi feita utilizando o algoritmo SCE-UA (Shuffled Complex Evolution – University of Arizona, Duan et al., 1992). Trata-se de um algoritmo de evolução de uma população, com características semelhantes a um algoritmo genético. O algoritmo SCE-UA foi criado como uma combinação da estratégia de busca do método Simplex de Nelder e Mead, com conceitos de busca aleatória supervisionada, evolução competitiva e mistura complexa. Este algoritmo tem apresentado excelentes resultados na calibração automática de modelos hidrológicos (por exemplo, Shorooshian et al., 1993; Duan et al., 1994; Diniz, 1999; Collischonn e Tucci, 2001) e ainda na determinação das regras de operação lineares de sistemas de reservatórios (Koutsoyiannis, 2002; Koutsoyiannis e Economou, 2003).

A função-objetivo considerada é apresentada na equação 5. A maximização desta função-objetivo corresponde a maximizar a energia gerada sem romper uma restrição de nível máximo no reservatório (para evitar inundações a montante ou para preservar a segurança da barragem), imposta na forma de uma severa penalidade.

$$FO = \sum_{t=1}^N Pot_t - pen_t \quad (5)$$

onde  $Pot_t$  é a potência média gerada no dia  $t$  (MWmed);  $N$  é o número de dias da série de vazões afluentes considerada na simulação;  $pen_t$  é uma penalidade aplicada quando a cota do reservatório supera o valor da cota máxima definida pela restrição (MWmed) no dia  $t$ .

A penalidade foi definida em um valor tão alto, que qualquer solução que não respeitasse a restrição de nível máximo era automaticamente inviabilizada como solução ótima.

A aplicação da técnica de parametrização, simulação e otimização para obter as curvas-guia com e sem previsão muda apenas no modelo de simulação utilizado. Assim, no caso de uma curva-guia otimizada com previsão, o modelo utilizado na simulação da operação do reservatório é o modelo AMANDA. Em quanto que no caso de uma curva-guia otimizada sem previsão é utilizado o modelo de balanço hídrico. Em todos os casos, o modelo de otimização utilizado foi o algoritmo SCE-UA.

## 5. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

### 5.1- Reservatório de Três Marias

O reservatório utilizado é o de Três Marias, no rio São Francisco, em Minas Gerais. Este reservatório é operado de forma a evitar vazões superiores ao limite que provoca inundações na cidade de Pirapora, localizada a jusante, como mostra o esquema da Figura 5. Assim, embora seja

possível verter uma vazão muito alta (vazão de projeto do vertedor), na operação normal existem restrições de jusante. Também é necessário evitar que o nível da água no reservatório supere uma cota máxima a partir da qual começam a ocorrer inundações na cidade de Morada Nova de Minas localizada a montante.

Foi considerado que o reservatório possui apenas, dois usos: a geração de energia e o controle de cheias. Ainda, foi considerado que o reservatório é operado de forma isolada. Isto representa uma simplificação, já que as usinas hidrelétricas e os reservatórios estão interligados por linhas de transmissão, e as decisões de operação levam em conta a situação do conjunto de reservatórios. Entretanto, para um aproveitamento de cabeceira, como o reservatório de Três Marias, a operação para controle de cheias pode ser considerada razoavelmente independente (ONS, 2001), de forma que, para esses casos a análise é relativamente realista.

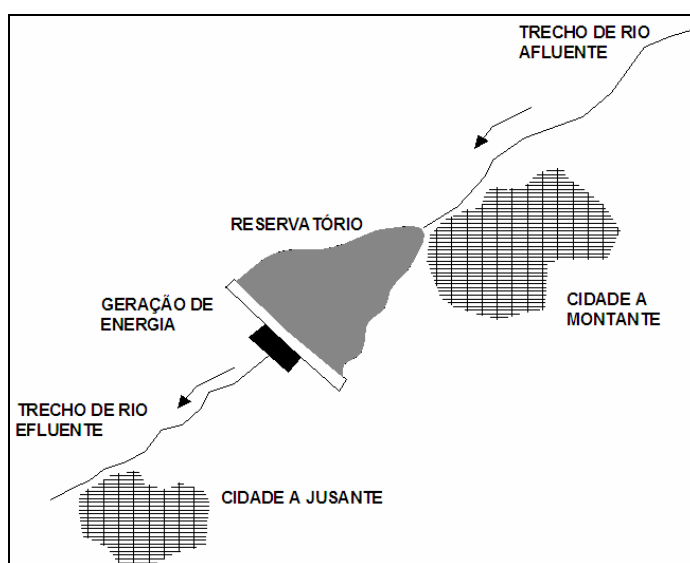


Figura 5. Esquema da configuração espacial do sistema analisado.

## 5.2- Restrições de operação

Foram consideradas três restrições de operação para o controle de cheias. A primeira refere-se ao nível da água no reservatório a partir do qual começam as inundações na cidade de montante, limitado a 572,50 m. A segunda restrição refere-se ao valor máximo da vazão efluente total ( $Q_{lim}$ ), limitado a  $3000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ . Além disso, a vazão efluente deve respeitar uma restrição que limita a sua variação de um dia para o próximo. Assim, por exemplo, para vazões inferiores a  $2500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o máximo incremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de  $500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ ; e para vazões entre  $2500 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$  e  $4000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o máximo incremento da vazão efluente entre um dia e o próximo é de  $700 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ .

### 5.3- Informações hidrológicas

O balanço hídrico do reservatório simulado neste trabalho foi realizado considerando um período de 71 anos que inicia em janeiro de 1931 e finaliza em dezembro de 2001 (Figura 6).

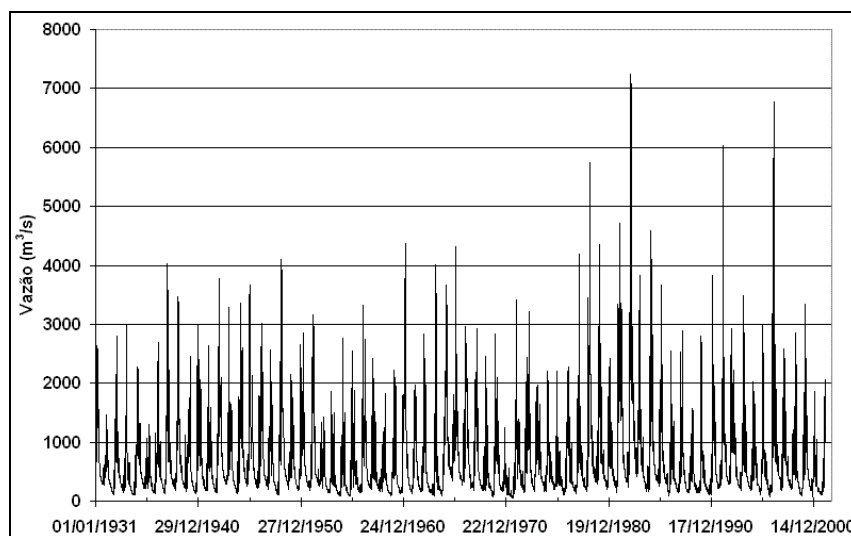


Figura 6. Vazões diárias afluentes ao reservatório de Três Marias no período de 1931 a 2001.

### 5.4- Influência da capacidade de regularização nos benefícios da previsão de vazão

Os resultados apresentados por Maurer e Lettenmaier (2004) e discutidos no item 3 mostraram que os benefícios obtidos com a previsão perfeita de vazão de longo prazo aumentam na medida em que as dimensões do sistema de reservatórios (ou de um único reservatório) diminuem. Nesse sentido, foi feita uma análise de sensibilidade do volume útil do reservatório com o objetivo de verificar essa tendência no caso aqui estudado. A abordagem utilizada é apresentada na Figura 7.

Três novas relações Cota-Área-Volume hipotéticas foram definidas a partir da existente no reservatório de Três Marias (Tabela 1). Essas relações foram obtidas mudando na relação original, apenas os correspondentes valores dos volumes. Os valores dos volumes adotados em cada uma dessas relações são apresentados na Tabela 1 e foram obtidos multiplicando o valor original por uma constante. Assim, a relação C-A-1,5V possui em cada linha da Tabela 1 um volume igual a 1,5 vezes o volume original, em quanto que a relação C-A-2V e C-A-3V possuem um volume igual a duas e três vezes o valor original, respectivamente.

Neste trabalho considerou-se que o volume útil do reservatório está compreendido entre as cotas de 549,20 m e 572,50 m.

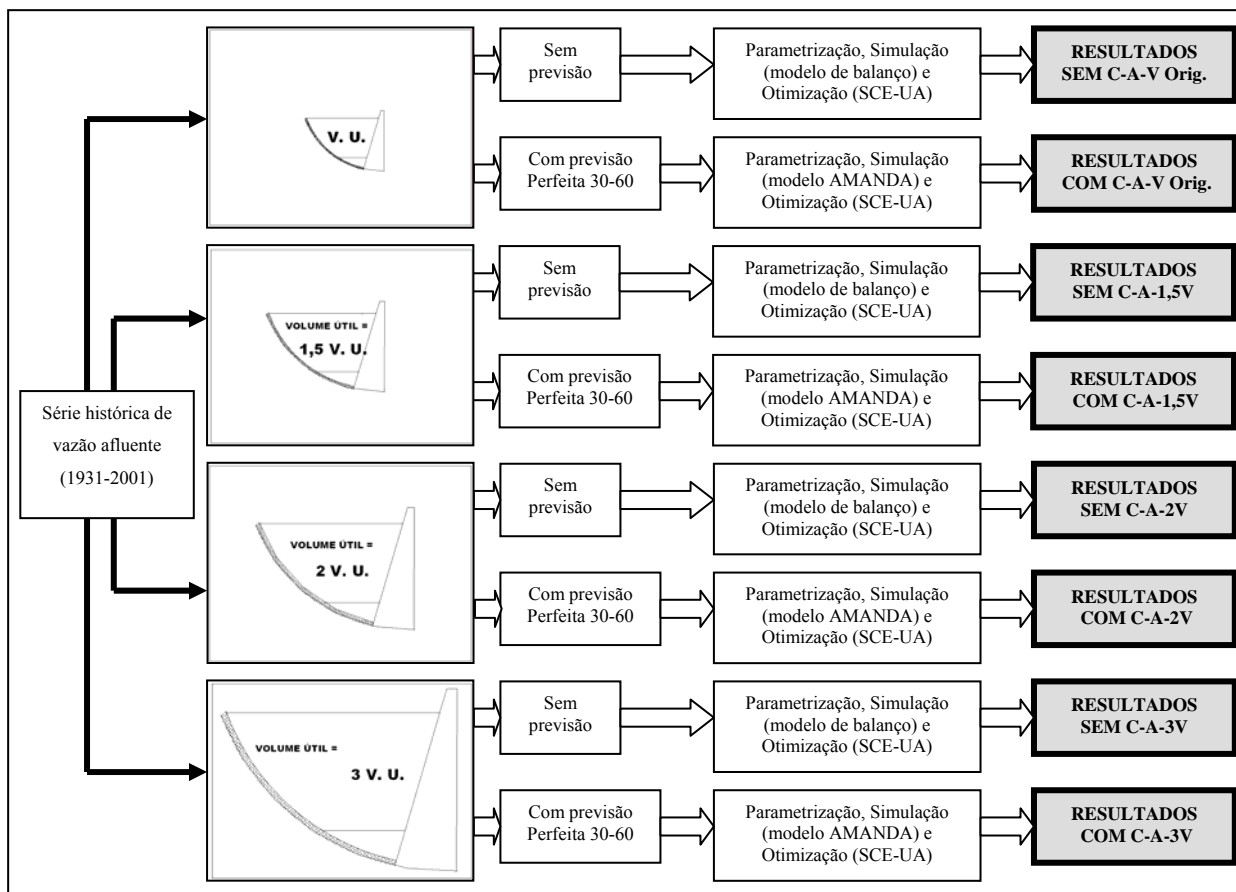


Figura 7. Estrutura metodológica para a análise de sensibilidade do volume útil do reservatório.

Tabela 1: Relações Cota-Área-Volume utilizadas na verificação da influência do volume útil nos benefícios obtidos com a previsão perfeita de vazão afluente de longo prazo.

C-A-V Original			C-A-1,5V	C-A-2V	C-A-3V
Cota (m)	Área (km <sup>2</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )	Volume (hm <sup>3</sup> )
549,20	315,75	4250,00	6375,00	8500,00	12750,00
549,96	416,92	6300,00	9450,00	12.600,00	18.900,00
556,90	593,42	10.100,00	15.150,00	20.200,00	30.300,00
562,86	788,38	14.500,00	21.750,00	29.000,00	43.500,00
572,50	1009,32	19.524,00	29.292,00	39.056,00	58.584,00
Volume útil		15.278,00	22.917,00	30.556,00	45.834,00

Considerando que a vazão média diária de longo período da serie de vazão utilizada é igual a  $705 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ , o correspondente volume afluente médio anual é igual a  $22.232,38 \text{ hm}^3$ . Com base nesse valor, foi calculado o quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual, para cada um dos casos aqui analisados. Os resultados são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2. Quociente entre o volume (útil) do reservatório (VU) e o volume afluente médio anual (VAM).**

Cota-Área-Volume	Volume útil (hm <sup>3</sup> )	Quociente: VU/VAM
Três Marias	15278,00	0,69
C-A-1,5V	22917,00	1,03
C-A-2V	30556,00	1,38
C-A-3V	45834,00	2,07

Na análise de sensibilidade foi utilizada a série disponível de vazões observadas completa (1931 a 2001) para otimizar a curva-guia de operação do reservatório sem previsão de vazão, com base na metodologia descrita nos itens 4.2.1 (modelo de balanço hídrico) e 4.2.3 (algoritmo de otimização). O processo de otimização foi repetido utilizando cada uma das relações Cota-Área-Volume apresentadas na Tabela 1. As restantes características do reservatório permaneceram sendo as mesmas.

A otimização de curvas-guia com previsão perfeita de vazão seguiu um procedimento semelhante ao caso sem previsão. A metodologia utilizada, neste caso, se baseou no uso do modelo AMANDA, descrito no item 4.2.2, com o algoritmo de otimização descrito no item 4.2.3.

O período completo (1931-2001) foi utilizado para otimizar a curva-guia de operação do reservatório com previsão perfeita de vazão. Para que os resultados obtidos sejam comparáveis aos dos outros autores foi otimizada uma curva-guia com base na previsão perfeita 30-60, que representa uma previsão de vazão de longo prazo, com horizonte de dois meses e uma frequência de previsão mensal. Isto é, a operação diária dos próximos 30 dias é definida no dia em que são recebidos dados de previsão com horizonte de 60 dias. Da mesma forma que no caso sem previsão, as otimizações foram feitas considerando as diferentes relações Cota-Área-Volume apresentadas na Tabela 1.

Em todos os casos (para as diferentes relações Cota-Área-Volume e para a situação sem previsão e com previsão), a curva-guia foi parametrizada em segmentos de retas ligando dez pontos. As datas de cada ponto foram pré-definidas com base em testes prévios e as cotas para cada um dos dez pontos foram otimizadas, admitindo-se a busca no intervalo de cotas entre 559,00m e 572,45m.

Os resultados da operação com base na curva-guia sem previsão foram utilizados como base de comparação para avaliar os benefícios da previsão de longo prazo.

A comparação dos resultados obtidos na simulação da operação do reservatório sem previsão e com base na previsão foi feita, em todos os casos, em termos de potência média. Posteriormente, esse valor foi transformado para benefícios econômicos, admitindo se um valor monetário para o MW.h.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A influência do volume útil do reservatório nos benefícios da operação com base na previsão de vazão foi avaliada comparando os resultados obtidos para quatro diferentes valores de volume útil.

Foram otimizadas duas curvas-guia para cada uma das relações Cota-Área-Volume do reservatório apresentadas na Tabela 1. A primeira das curvas-guia foi otimizada para operação do reservatório sem previsão. Entretanto, a restante curva-guia foi otimizada para a operação do reservatório com base na previsão perfeita de vazão com frequência de 30 dias e 60 dias de horizonte.

Nesta análise foi utilizada a série disponível de vazões observadas completa. Os resultados em termos de incrementos nos benefícios econômicos com respeito à situação de operação sem previsão (coluna 4), para os diferentes valores de volume útil, são apresentados na Tabela 2 à Tabela 5. A comparação foi feita em termos de potência média, posteriormente transformada para benefícios econômicos, admitindo se um valor monetário de 30 US\$/MW.h.

**Tabela 2. Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume do reservatório de Três Marias.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	229,36	-	-
Previsão 30-60	247,53	7,92	4,77 milhões

**Tabela 3. Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-1,5V.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	246,56	-	-
Previsão 30-60	256,26	3,93	2,55 milhões

**Tabela 4. Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-2V.**

Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	259,87	-	-
Previsão 30-60	262,70	1,09	744,50 mil

**Tabela 5. Resultados da simulação de operação do reservatório com e sem previsão no período 1931 a 2001. Relação Cota-Área-Volume: C-A-3V.**

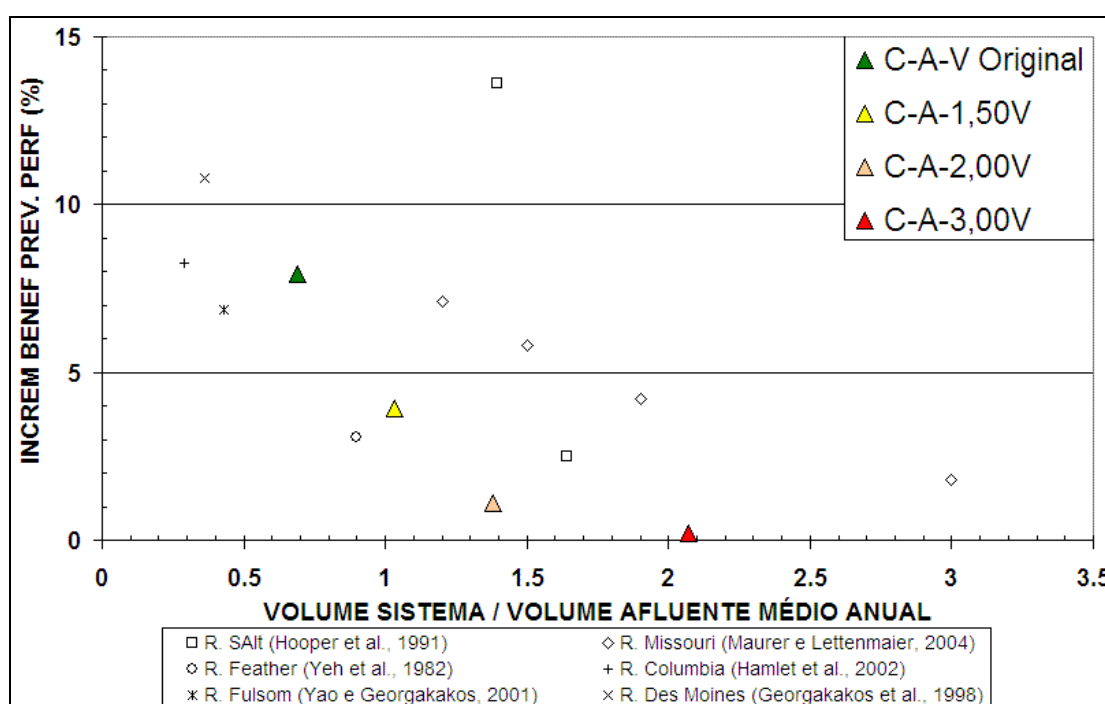
Previsão de vazão	Pot. Média (MWmed)	$\Delta$ Pot (%)	$\Delta$ Benefícios (US\$/ano)
Sem previsão	269,48	-	-
Previsão 30-60	269,98	0,185	130,50 mil



É importante destacar que, mesmo utilizando a previsão perfeita de vazão, não ocorreu nenhuma quebra de restrição. Isto significa que os incrementos nos benefícios dados pelo aumento da produção de energia foram obtidos sem comprometer a segurança da barragem e os outros usos do reservatório (controle de cheias).

Finalmente, os resultados obtidos neste trabalho foram agregados ao desenho apresentado por Maurer e Lettenmaier (2004) para verificar a tendência encontrada por ditos autores (Figura 8).

Observa-se na Figura 8 que os resultados obtidos neste trabalho possuem a mesma tendência que os apresentados por Maurer e Lettenmaier (2004), confirmando que os benefícios da previsão perfeita de longo prazo na operação de reservatórios diminui conforme aumenta o volume útil do sistema.



**Figura 8: Benefícios da previsão perfeita de vazão de longo prazo em função do quociente: volume do sistema e volume afluente médio anual (Adaptado de Maurer e Lettenmaier, 2004).**

Os benefícios da previsão perfeita de longo prazo (frequência mensal e horizonte de dois meses) diminuíram praticamente à metade (de 7,92% a 3,93%), quando o volume útil do reservatório foi aumentado um 50%. A diminuição foi ainda maior (de 7,92% a 1,09%), quando o volume útil do reservatório foi aumentado um 100%. Finalmente, um reservatório com uma relação volume útil e volume afluente médio anual superior a dois (ponto vermelho) apresentou um benefício próximo a 0,2% ao se considerar as previsões de vazão de longo prazo.

## 5. CONCLUSÕES

Os benefícios potenciais das previsões de vazão na operação de reservatórios dependem do horizonte e da frequência da previsão. Isto é, maiores benefícios são obtidos quando utilizadas previsões com maiores horizontes e quando as previsões são disponibilizadas com menores frequências. Ainda, os erros nas previsões influenciam esses resultados sendo as previsões com menores erros as que apresentam maiores benefícios, como é esperado.

Esses benefícios também dependem da capacidade de regularização do reservatório, como foi apresentado por Maurer e Lettenmaier (2004) e confirmado neste trabalho. Assim, reservatórios muito grandes têm pouco benefício a obter de boas previsões de vazão, uma vez que são capazes de regularizar completamente um valor muito próximo à vazão média do rio, não existindo praticamente, necessidade de vertimentos.

Os benefícios da previsão perfeita de longo prazo (frequência mensal e horizonte de dois meses) diminuíram praticamente à metade (de 7,92% a 3,93%), quando o volume útil do reservatório foi aumentado um 50%. A diminuição foi ainda maior (de 7,92% a 1,09%), quando o volume útil do reservatório foi aumentado um 100%.

Os resultados do presente trabalho seguem as tendências encontradas nos trabalhos prévios, indicando que os resultados obtidos com a abordagem aqui apresentada são consistentes.

É evidente que esta análise é dependente de outras características dos reservatórios (por exemplo, curvas de descarga do vertedor, restrições de vazão efluente, usos da água) e sua influência deve ser avaliada em trabalhos futuros.

## AGRADECIMENTOS

O primeiro autor agradece à Universidade Nacional do Nordeste (UNNE, Argentina) pelo financiamento de seus estudos de mestrado no qual foi iniciada essa pesquisa e ao CNPQ pela bolsa de doutorado concedida.

## BIBLIOGRAFIA

- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. (2005). *Atlas de energia elétrica do Brasil, edn 2*, Brasília, 243 pp.
- BRAVO, J.M.; COLLISCHONN, W.; PILAR, J.V.; SILVA, B.C.; TUCCI, C.E.M. 2005. "Operação de um reservatório com múltiplos usos com base na previsão de curto prazo de vazão". *Revista Brasileira de Energia* 11(2), p 85-110.
- BRAVO, J.M. (2006). "Otimização da operação de um reservatório para controle de cheias com base na previsão de vazão". Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas, Universidade Federal de Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 134 pp.

- BRAVO, J. M.; COLLISCHONN, W.; PILAR, J. V.; TUCCI, C. E. M. (2006). “*Otimização de regras de operação de reservatórios utilizando um algoritmo evolutivo*”. I Simpósio de Recursos Hídricos do sul-sudeste, Curitiba PR, ago. 2006, 1 CD.
- CHEN, L. (2003). “*Real coded genetic algorithm optimization of long term reservoir operation*”. Journal of the American Water Resources Association 39(5), pp. 1157-1165.
- COLLISCHONN, W.; BRAVO, J.M.; TUCCI, C.E.M.; SILVA, B.C. (2006). *Avaliação de benefícios da previsão meteorológica na operação de reservatórios com usos múltiplos*. IPH/UFRGS. Porto Alegre, 71 pp.
- COLLISCHONN, W.; TUCCI, C. E. M. (2001). “*Calibração automática global do modelo IPH2*” in Anais do XIV simpósio brasileiro de Recursos Hídricos, Aracaju SE, nov. 2001, 1 CD.
- DINIZ, L. S. (1999). “*Calibragem de modelos hidrológicos*”, in *Sistemas Inteligentes: aplicações a recursos hídricos e ciências ambientais*. Org. por Galvão, C.O. e Valença, M.J.S., ABRH, ed. UFRGS, Porto Alegre – RS, pp. 151-164.
- DUAN, Q.; SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. (1992). “*Effective and efficient global optimization for conceptual rainfall-runoff models*”. Water Resources Research 28(4), pp. 1015-1031.
- DUAN, Q.; SOROOSHIAN, S.; GUPTA, V. (1994). “*Optimal use of the SCE-UA global optimization method for calibrating watershed models*”. Journal of Hydrology 158, pp. 265-284.
- GEORGAKAKOS, A.; YAO, H.; MULLUSKY, M. G.; GEORGAKAKOS, K. P. 1998. “*Impacts of climate variability on the operational forecast and management of the upper Des Moines River basin*”. Water Resources Research 34(4), pp. 799-821.
- GEORGAKAKOS, K.P.; KRZYSZTOFOWICZ, R. (2001). “*Probabilistic and ensemble forecasting*”. Journal of Hydrology 249, pp. 1.
- HAMLET, A. F.; HUPPERT, D.; LETTENMAIER, D. P. (2002) “*Economic values of long-lead streamflow forecasts for Columbia River hydropower*”. Journal of the Water Resources Planning and Management 128(2), pp. 91-101.
- KOUTSOYIANNIS, D.; ECONOMOU, A. (2003). “*Evaluation of the parametrization-simulation-optimization approach for the control of reservoir systems*”. Water Resources Research 39(6), 2.
- KOUTSOYIANNIS, D.; EFSTRATIADIS, A.; KARAVOKIROS, G. (2002). “*A decision support tool for the management of multi-reservoir systems*”. Journal of the American Water Resources Association. 38(4), pp. 945-958.
- MAURER, E. P.; LETTENMAIER, D. P. (2004) “*Potential effects of long-lead hydrologic predictability on Missouri River main-stem reservoirs*”. Journal of Climate 17, pp. 174-186.
- MISHALANI, N. R.; PALMER, R. N. (1988) “*Forecast uncertainty in water supply reservoir operation*”. Water Resources Bulletin 24(6), pp. 1237-1245.
- ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. (2001). *Plano Anual de Prevenção de Cheias – Ciclo 2000/2001*. Rio de Janeiro, 110 pp.
- SOROOSHIAN, S.; DUAN, Q.; GUPTA, V. (1993). “*Calibration of rainfall-runoff models: Application of global optimization to the Sacramento soil moisture accounting model*”. Water Resources Research 29(4), pp. 1185-1194.
- TUNG, C-P.; HSU, S-Y.; LIU, C-M.; LI, J-S. (2003). “*Applications of the genetic algorithm for optimizing operation rules of the LiYuTan reservoir in Taiwan*”. Journal of the American Water Resources Association 39(3), pp. 649-657.
- YAO, H.; GEORGAKAKOS, A. (2001) “*Assessment of Folsom Lake response to historical and potential future climate scenarios 2. Reservoir management*”. Journal of Hydrology 249, pp. 176-196.

YEH, W. W-G.; BECKER, L.; ZETTLEMOYER, R. (1982) "*Worth of inflow forecast for reservoir operation*". Journal of the Water Resources Planning and Management Division 108(WR3), pp. 257-259.