

# ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA HIDROLOGIA E DO NÚMERO DE UNIDADES NO RENDIMENTO MÉDIO PONDERADO

Fabricio Muller<sup>1\*</sup>; Roberto Eugenio Bertol<sup>2</sup>, Leila Gabriela Oleinik Rosa<sup>3</sup>, Flavio Delattre Levis<sup>4</sup>, Marcelo Stahlhoefer<sup>5</sup>, Marcello Cardoso de Carvalho<sup>6</sup>

**Resumo** – O modelo de cálculo energético oficial do Brasil, MSUI, utiliza como dado de entrada um valor constante para o rendimento médio ponderado. Os valores utilizados para este parâmetro muitas vezes são oriundos de orientações da Eletrobrás, independentemente das condições de operação da usina hidrelétrica. As análises do artigo são baseadas no critério de cálculo de rendimento médio ponderado para utilização do MSUI apresentado no relatório Metodologia de Cálculo de Parâmetros Energéticos Médios: Rendimento e Perda Hidráulica, da EPE (Empresa de Pesquisa Energética). O artigo apresenta inicialmente uma simplificação daquele critério, a qual apresentou um resultado satisfatório, bastante próximo daquele encontrado com a aplicação da metodologia original. Utilizando o critério simplificado proposto, são apresentadas análises de sensibilidade do rendimento do conjunto turbina/gerador em função da variabilidade das vazões afluentes e do número de unidades geradoras. As análises são feitas a partir dos dados da UHE Teles Pires, no Rio Teles Pires, estado do Mato Grosso. A probabilidade de que a vazão afluente seja maior do que a vazão máxima turbinada apresentou uma boa relação com a indisponibilidade e com a perda média, conforme outros artigos dos autores. Este critério, porém, não apresentou bons resultados neste caso. A melhor relação encontrada foi a que relaciona o aumento do rendimento médio ponderado com a diminuição no coeficiente de variação da série histórica de vazões afluentes. Em outras palavras, quanto menos variáveis forem as vazões afluentes, maior o rendimento médio ponderado. Aos pontos de rendimento x coeficiente de variação foi ajustada uma reta, cujo coeficiente de determinação  $r^2$  resultante é igual a 0,5926. Em termos estatísticos, isto significa que 60% da variação do rendimento médio ponderado em função da hidrologia é explicada pelo coeficiente de variação. Por outro lado, o aumento de número de máquinas significou também um aumento no rendimento médio ponderado. Isto ocorre porque o critério empregado faz com que a usina opere sempre com o mínimo número possível de unidades em cada mês e com a mesma vazão em todas as unidades. Deste modo, quanto maior o número de máquinas, mais frequentemente a vazão turbinada será próxima da máxima unitária - aumentando assim o rendimento em grande parte do tempo. Sugere-se que a criação de uma série de novos estudos podem ser feitos a partir das análises efetuadas: análises críticas do critério EPE (2012) de cálculo do rendimento médio ponderado e proposição de novos critérios, baseados ou não naquele; estudo da variação do rendimento médio ponderado com a operação energética (em ponta, fora de ponta, com deplecionamento mensal, etc); análise da operação simétrica das máquinas.

**Palavras-Chave** – MSUI, EPE, RENDIMENTO MÉDIO PONDERADO

<sup>1</sup> Engenheiro civil, Intertechne, e-mail: [fm@intertechne.com.br](mailto:fm@intertechne.com.br) \* Autor responsável pela submissão.

<sup>2</sup> Superintendente de Estudos Básicos, Intertechne, e-mail: [reb@intertechne.com.br](mailto:reb@intertechne.com.br)

<sup>3</sup> Engenheira civil, Intertechne, e-mail: [lgor@intertechne.com.br](mailto:lgor@intertechne.com.br)

<sup>4</sup> Engenheiro mecânico, Intertechne, e-mail: [fdl@intertechne.com.br](mailto:fdl@intertechne.com.br)

<sup>5</sup> Engenheiro mecânico, Intertechne, e-mail: [ms@intertechne.com.br](mailto:ms@intertechne.com.br)

<sup>6</sup> Engenheiro mecânico, Intertechne, e-mail: [mcdc@intertechne.com.br](mailto:mcdc@intertechne.com.br)

## ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF HYDROLOGY AND THE NUMBER OF UNITS IN THE WEIGHTED AVERAGE YIELD

**Abstract** – MSUI, the official model for calculating firm energy in Brazil, uses as input a constant value for the weighted average yield. The values used for this parameter are often derived from Eletrobras guidelines, regardless of the operating conditions of the hydroelectric plant. The analyzes of this paper are based on the criterion for calculating weighted average yield presented in the inform “Metodologia de Cálculo de Parâmetros Energéticos Médios: Rendimento e Perda Hidráulica” (Calculation of Average Energy Parameters: Yield and Loss Hydraulics), from EPE (Empresa de Pesquisa Energética – Energy Research Enterprise). The article initially presents a simplification of that methodology, which showed results satisfactory close to the original ones. Using the proposed simplified criterion, sensitivity analysis of the performance of the turbine / generator set depending on the variability of the inflows and the number of generating units are presented. The analysis is performed from the HPP Teles Pires, at Teles Pires river, in Mato Grosso. The probability that the inflow is greater than the maximum turbine discharge had a good relationship with the outage and the average loss, as showed in authors’ other articles. This criterion, however, did not produce good results in this case. The best relationship was found relating the weighted average yield increase with the decrease in the coefficient of variation of the inflows time series. In other words, as the variability of affluences diminish, increase the weighted average yield. It was adjusted a straight line in the graphic of yield versus coefficient of variation and a coefficient of determination  $r^2$  equal to 0.5926 was found. In statistical terms, this means that 60 % of the variation in the weighted average yield is explained by the coefficient of variation of affluent flows. On the other hand, the increase of installed machines meant an increase in the weighted average yield. This occurs because the employee criterion makes the plant operating each month with a minimum number of units and with the same unitary flow in all units. Thus, the greater the number of machines, most often turbine discharge unit is near its maximum – and this increases the yield most of the time. The authors suggest new studies based on the analyzes made: criticism of EPE criterion (2012) for calculating the weighted average yield; proposition of new criteria based; study of the variation of the weighted average yield to energy operation (peak and of peak operation, with or without monthly drawdown , etc.); analysis of the symmetric operation of machines.

**Keywords** – MSUI, EPE, WEIGHTED AVERAGE YIELD

## 1. INTRODUÇÃO

O modelo MSUI, em sua versão 3.2, é o modelo oficial de cálculo de energia firme para o Sistema Elétrico Brasileiro (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2008). A energia firme é calculada como a média do período crítico do Sistema Interligado Nacional, que vai de junho de 1949 a novembro de 1956. Este modelo adota valores constantes para o rendimento do conjunto turbina-gerador e perda hidráulica, independentemente da possível condição de operação de uma usina hidrelétrica (EPE, 2012). Estes valores frequentemente são oriundos de orientações da Eletrobrás (item 4.6.1 do Manual de Inventário – MME/CEPEL, 2007).

A partir do critério de cálculo de rendimento médio ponderado para utilização do MSUI, apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2012), este artigo se divide nas seguintes partes:

- Formulação do problema;
- Proposição de uma simplificação do cálculo de rendimento médio ponderado, baseado no critério da EPE (2012)
- Análises de sensibilidade do rendimento médio ponderado em função da variabilidade hidrológica e do número de unidades geradoras. Estas análises são feitas para a UHE Teles Pires.

## 2. FORMULAÇÃO

O valor do rendimento do conjunto turbina-gerador utilizado deve ser o mais representativo possível das condições de operação da usina. Uma forma usual de se determinar este valor é o rendimento médio ponderado pela energia gerada em todo o histórico da simulação. (EPE, 2012)

A metodologia de cálculo do rendimento médio ponderado proposta pela EPE (2012), descrita a seguir, requer uma tabela de pontos extraídos da curva de colina da turbina, do rendimento médio do gerador, já incluídas as perdas mecânicas nos mancais, do rendimento máximo das turbinas, da vazão mínima turbinável e da equação de perdas hidráulicas no circuito de geração.

### 2.1 Descrição da metodologia EPE de cálculo do rendimento ponderado

#### 2.1.1 Curva de colina da turbina

O rendimento de uma turbina hidráulica é expresso em função da vazão turbinada unitária e da queda líquida à qual a máquina é submetida. Esta função é representada sob a forma de uma curva, denominada curva de colina. Usualmente, a curva de colina também é apresentada em formato de tabela, de tal forma que alguns pontos de queda líquida e vazão turbinada são escolhidos e o rendimento correspondente a esse par é extraído da curva.

A metodologia da EPE (2012) utiliza os dados da tabela e pressupõe que, inicialmente, sejam escolhidos valores de queda líquida que compreendam da mínima à máxima queda líquida permitida para operação da máquina. É necessário que para cada valor de queda líquida escolhido, sejam apresentados pontos que compreendam da mínima à máxima vazão turbinada permitida para a operação da turbina na correspondente queda.

De acordo com ELETROBRAS (1997), a queda de referência é definida como *“aquela para a qual a turbina, com abertura total do distribuidor, fornece a potência nominal do gerador”*.

De forma a validar a queda de referência utilizada nos estudos energéticos, é necessário incorporar à tabela de dados extraídos da curva de colina, o percentual de abertura do distribuidor e abranger, nos valores de quedas escolhidos, a queda de referência da turbina. Em síntese, as variáveis para a tabela de dados da curva colina são:

- Potência mecânica disponível no eixo da turbina (MW);
- Rendimento da turbina (%);
- Vazão turbinada ( $\text{m}^3/\text{s}$ );
- Percentual de abertura do distribuidor (%).
- Percentual de abertura das pás do rotor (%) \*.

\* Para máquinas de dupla regulação (Kaplan e Bulbo).

#### 2.1.2 Rendimento médio do gerador

O rendimento do gerador elétrico pode ser adotado constante para qualquer condição de operação (EPE, 2012). Admite-se que as perdas mecânicas nos mancais estejam incorporadas no rendimento do gerador.

#### 2.1.3 Rendimento máximo da turbina

De maneira conservadora, optou-se, no cálculo do rendimento médio ponderado, por limitar o valor de rendimento da turbina obtido a partir do polinômio que representa a curva colina da turbina. O limite adotado é o rendimento máximo, obtido da própria curva colina ou do relatório de Index Test do equipamento.

#### 2.1.4 Vazão mínima turbinável

Frequentemente as curvas de colina apresentam pontos em que o fabricante restringe a operação por um determinado número de horas por ano. Para usar a representação polinomial da curva de colina é importante que estes pontos façam parte da amostra. No entanto, de forma a evitar que o processo de otimização encontre soluções inviáveis ou arriscadas do ponto de vista da operação da UHE, optou-se por inserir um limite inferior de vazão turbinável que garanta a operação ininterrupta de pelo menos uma turbina hidráulica.

#### 2.1.5 Representação da curva colina de rendimentos da turbina

A curva de colina pode ser representada analiticamente por um polinômio do segundo grau em função da vazão ( $q$ ) e da queda líquida ( $h$ ). A expressão genérica deste polinômio é apresentada abaixo:

$$\eta(h, q) = a_{02}q^2 + a_{20}h^2 + a_{11}qh + a_{01}q + a_{10}h + a_{00} \quad (1)$$

Onde os parâmetros  $a_{02}$ ,  $a_{20}$ ,  $a_{11}$ ,  $a_{01}$ ,  $a_{10}$ ,  $a_{00}$  são obtidos por mínimos quadrados.

#### 2.1.6 Limites operativos da turbina

Os limites operativos da turbina são os valores máximos e mínimos de potência e vazão turbinada para a queda líquida à qual a máquina é submetida. Desta forma, estes limites são definidos em função apenas da queda líquida.

A partir da tabela de pontos da curva colina extraem-se para cada valor de queda líquida escolhido, seus valores máximos e mínimos de turbinamento e potência. Desta forma, obtém-se uma tabela no formato apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Modelo de tabela de limites operativos das turbinas

| <b>H (m)</b> | <b>Qmin (m<sup>3</sup>/s)</b> | <b>Pmin (MW)</b> | <b>Qmax (m<sup>3</sup>/s)</b> | <b>Pmax (MW)</b> |
|--------------|-------------------------------|------------------|-------------------------------|------------------|
| $h_j$        | $q_{min_j}$                   | $p_{min_j}$      | $q_{max_j}$                   | $p_{max_j}$      |

Sendo

$j \in \mathbb{Z} \mid 1 \leq j \leq nd$

$h_j$ : queda líquida;

$q_{min_j}$ : vazão mínima turbinável correspondente à queda líquida  $h_j$ ;

$p_{min_j}$ : potência mínima correspondente à queda líquida  $h_j$ ;

$q_{max_j}$ : vazão máxima turbinável correspondente à queda líquida  $h_j$ ;

$p_{max_j}$ : potência máxima correspondente à queda líquida  $h_j$ ;

$nd$ : número de valores distintos de queda líquida da tabela da curva de colina. A partir da tabela de pontos da curva colina extraem-se para cada valor de queda líquida escolhido, seus valores máximos e mínimos de turbinamento e potência. Desta forma, obtém-se uma tabela no formato apresentado na Tabela 1.

Os limites operativos para qualquer valor de queda são obtidos mediante interpolação linear dos valores da Tabela 1. Em síntese, para obter os limites operativos para uma determinada queda, utiliza-se a interpolação linear entre os valores referentes às duas quedas mais próxima (superior e inferior) à queda em questão.

Caso a queda que se deseja avaliar seja superior à máxima queda da Tabela 1, adotam-se os limites da máxima queda da Tabela 1. De maneira análoga, determinam-se os limites para quedas inferiores à menor queda da Tabela 1. Esta premissa é aceitável, tendo em vista que na operação diária a usina dispõe de manobras para garantir o funcionamento de suas turbinas, manobras essas não captadas em modelos com discretização mensal, levada em conta no MSUI.

A potência máxima mecânica na saída da turbina não poderá ser superior à razão da potência nominal do gerador por seu rendimento nominal.

#### 2.1.7 Despacho unitário ótimo

Ao longo do processo de cálculo dos parâmetros energéticos médios de determinadas usinas, deparou-se com a situação de ocorrência de vazões afluentes inferiores ao limite mínimo operacional de uma turbina. Nestes casos, não foi possível encontrar uma solução viável para o problema de programação proposto originalmente.

De forma a possibilitar o emprego desta metodologia para estas usinas, foi necessário efetuar uma adequação baseada em uma operação não contínua da UHE.

A operação não contínua se resume em prever que a usina hidrelétrica usa o volume útil de seu reservatório de regularização diária, apresentando geração nula em alguns momentos do dia, semana ou mês e desta forma que armazene a vazão afluente para, em outros momentos do dia/semana/mês, operar pelo menos uma de suas unidades geradoras. A regra de operação implementada objetiva minimizar o tempo de indisponibilidade das unidades geradoras. Em síntese, divide-se o período em duas partes, uma com geração nula e outra com geração correspondente à vazão mínima turbinável.

A modelagem do problema de programação é apresentada na sequência.

As informações necessárias ao problema de despacho unitário são: queda líquida disponível e vazão total disponível para turbinamento (vazão defluente total). Ambas as variáveis em valores médios mensais, originárias de simulação com o modelo MSUI.

Para cada valor de queda líquida do histórico de simulação, obtém-se, da forma descrita anteriormente, os limites operativos da turbina. Em seguida, utilizando o polinômio que

representa a curva de colina e os limites operativos, determina-se o despacho ótimo de unidades.

O turbinamento ótimo para o mês em questão é aquele capaz de gerar a máxima potência total na usina. Este problema pode ser escrito da seguinte forma:

Se  $qdefl_m < \underline{q_m}$ , então

$$i_m^* = 1 \quad (2)$$

$$q_{m,i_m^*}^* = \underline{q_m} \quad (3)$$

$$\text{Senão: } Ptot_{m,i}^*(q_{m,i}^*) = \text{Max} Ptot_{m,i}(q_{m,i}) \quad (4)$$

$$Ptot_{m,i}(q_{m,i}) = i \times \eta_t(h_m, q_{m,i}) \times q_{m,i} \times h_m \times \rho \times g \quad (5)$$

s.a.

$$\underline{q_m} \leq q_{m,i} \leq \overline{q_m}; \quad \underline{Ptot_m} \leq Ptot_{m,i} \leq \overline{Ptot_m} \quad (6)$$

$$i \times q_{m,i} \leq qdefl_m \quad (7)$$

$$i \in \{1, 2, \dots, n\}$$

Sendo

$qdefl_m$ : vazão defluente total ( $m^3/s$ ) no período  $m$ , originária da execução do modelo MSUI;

$\underline{q_m}$  e  $\overline{q_m}$ : limites inferior e superior, respectivamente, de vazão turbinável unitária para o período  $m$ ;

$q_{m,i}$ : vazão turbinada unitária ( $m^3/s$ ) para o período  $m$  e número de unidades  $i$ ;

$Ptot_{m,i}$ : potência total (MW) para o período  $m$  e número de unidades  $i$ ;

$\eta_t$ : polinômio que determina o rendimento da turbina (%) para o par  $(h_m, q_{m,i})$ ;

$\underline{Ptot_m}$  e  $\overline{Ptot_m}$ : limites inferior e superior, respectivamente, de potência total para o período  $m$ ;

$h_m$ : queda líquida média (m) no período  $m$ , originária da execução do modelo MSUI;

$\rho$ : massa específica da água ( $kg/m^3$ );

$g$ : aceleração da gravidade ( $m/s^2$ );

$i$ : número de unidades despachadas;

$n$ : número total de unidades geradoras da usina;

$i_m^*$ : número ótimo de unidades despachadas para o período  $m$ ;

$q_{m,i_m^*}^*$ : vazão turbinada unitária ótima para o período  $m$  e número ótimo de unidades despachadas;

$Ptot_{m,i}^*$ : potência total ótima (MW) para o período  $m$  e número de unidades  $i$ .

O problema apresentado é inteiro misto não linear e optou-se por resolvê-lo via enumeração explícita, ou seja, enumeram-se todas as hipóteses de unidades despachadas e resolve-se o problema não linear para cada hipótese.

A solução ótima do problema inteiro misto determina um número ótimo de unidades despachadas para cada período,  $i_m^*$ , a este número de unidades ótimo é associado um par ótimo de potência e vazão turbinada,  $Ptot_{m,i_m^*}^*(q_{m,i_m^*}^*)$ . A enumeração explícita define o despacho ótimo em cada período assim:

Se  $qdefl_m > \underline{q_m}$

$$Ptot_{m,i_m^*}^*(q_{m,i_m^*}^*) = \text{Max}[Ptot_{m,i}^*(q_{m,i}^*), \dots, Ptot_{m,n}^*(q_{m,n}^*)] \quad (8)$$

senão

$$P_{tot_{m,i_m}^*}(q_{m,i_m}^*) = \eta_t(h_m, \underline{q_m}) \times \underline{q_m} \times h_m \times \rho \times g \quad (9)$$

É importante ressaltar que as equações acima pressupõem uma operação em que, caso mais de uma unidade seja despachada, todas as máquinas operam com a mesma vazão unitária.

#### 2.1.8 Rendimento médio ponderado

A partir do despacho ótimo para cada período determina-se o rendimento médio ponderado da turbina:

$$\eta_{med} = \frac{\sum_{m=1}^{nper} E_m \times \eta_g \times \eta_t(h_m, q_m^*)}{\sum_{m=1}^{nper} E_m} \quad (10)$$

Onde:

$\eta_{med}$  : rendimento médio ponderado do conjunto turbina-gerador (%);

$\eta_g$  : rendimento médio do gerador (%);

$\eta_t$  : rendimento médio da turbina (%);

$h_m$  : queda líquida disponível no período ( $m$ );

$q_m^*$  : vazão turbinada unitária ótima determinada para cada período ( $m^3/s$ );

$nper$  : número de períodos da simulação MSUI;

$E_m$  : energia média mensal (MWmed) dada pela equação;

$$E_m = \text{Min}(PI_{nst} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP), P_{tot_{m,i_m}^*}) \quad (11)$$

Onde:

$PI_{nst}$  : Potência Instalada Total da usina (MW);

$TEIF$  : Taxa Efetiva de Indisponibilidade Forçadas (p.u.);

$IP$  : Indisponibilidade Programada (p.u.)

Ressalta-se que os índices TEIF e IP foram aplicados para o cálculo da energia média mensal, pois sua aplicação é condizente com resultados médios mensais da simulação.

Uma vez determinado um novo valor de rendimento médio ponderado do conjunto, executa-se o modelo MSUI e recalcula-se o rendimento médio ponderado do conjunto através da metodologia apresentada. O processo é repetido até a convergência do valor.

#### 2.1.9 Perda hidráulica média com curva de colina

Os modelos utilizados para estudos energéticos com discretização mensal utilizam um valor constante para a perda hidráulica. Este valor deve refletir as condições de perda ao longo de uma simulação detalhada para a qual as turbinas estarão sujeitas a variadas condições de vazão.

O estudo da EPE (2012) apresenta dois métodos de cálculo da perda média: com e sem curva de colina. Tendo em vista que o foco deste trabalho está no rendimento médio ponderado, com curva de colina, o estudo de caso apresentado considerará o critério “com curva de colina”, apresentado a seguir.

Nesta metodologia, o valor de perda escolhido é dado pela média das perdas hidráulicas ponderada pela energia gerada ao longo do histórico de simulação, conforme a fórmula:

$$\Delta h_{med} = \frac{\sum_{m=1}^{nper} f(q_{m,i_m}^*, qdefl_m, i_m^*) E_m}{\sum_{m=1}^{nper} E_m} \quad (12)$$

Onde:

$\Delta h_{med}$  : perda hidráulica média (m) ponderada pela energia;

$f(q_{m,i_m}^*, qdefl_m, i_m^*)$  : função de perda hidráulica, que relaciona as perdas hidráulicas com a vazão turbinada unitária, vazão defluente e o número ótimo de unidades despachadas.

A vazão turbinada unitária e o número de unidades despachadas correspondem ao que foi determinado pelo despacho ótimo do cálculo do rendimento médio ponderado.

## 2.2 Cálculo do rendimento médio ponderado através do critério “sem otimização”

Este item apresenta uma modificação no critério original da EPE (2012), considerando um despacho sem otimização. Este critério é proposto por simplicidade, e também para economia de tempo computacional, devido à grande quantidade de cálculos de rendimento médio ponderado necessária para as simulações efetuadas para este artigo (conforme itens 3.7 e 3.8). O novo critério consiste em fazer o despacho, para cada mês  $m$ , operando sempre toda a vazão  $qdefl_m$  com a quantidade mínima de máquinas possível em cada mês. Em termos explícitos, as fórmulas (2), (3), (4), (8) e (9) são substituídas pela formulação a seguir: para cada mês  $m$ , tem-se que:

$$i = \text{Min}\left(\left\lfloor \frac{qdefl_m}{n} + 1 \right\rfloor, n\right) \quad (13)$$

$$Ptot_{m,i}(q_{m,i}) = i \times \eta_t(h_m, q_{m,i}) \times q_{m,i} \times h_m \times \rho \times g \quad (5)$$

s.a.

$$q_m \leq q_{m,i} \leq \overline{q_m} ; \quad Ptot_m \leq Ptot_{m,i} \leq \overline{Ptot_m} \quad (6)$$

$$i \times q_{m,i} \leq qdefl_m \quad (7)$$

$$i \in \{1, 2, \dots, n\}$$

Onde  $\lfloor x \rfloor$  é o valor inteiro truncado de  $x$ .

A nova formulação é baseada no fato de que, frequentemente, o rendimento ótimo é obtido com a geração de toda a vazão passível de ser gerada com o número mínimo de máquinas. Além disso, do mesmo modo que no critério estabelecido pela EPE (2012), caso mais de uma unidade seja despachada, todas as máquinas operam com a mesma vazão unitária.

No item 3.5 é apresentada uma comparação, para a UHE Teles Pires, entre os resultados do critério “com otimização” da EPE (2012) e aqueles obtidos com o critério “sem otimização” considerado no presente trabalho.

## 2.3 Análises de sensibilidade do rendimento médio ponderado em função da variabilidade hidrológica e do número de unidades geradoras

Para analisar a influência da hidrologia no rendimento médio ponderado, faz-se com que a UHE Teles Pires seja simulada diversas vezes com séries de vazões com a mesma média de longo termo local (2245,5 m<sup>3</sup>/s, referente ao período 1931/2010), mas com variabilidades diferentes. O item 3.7 detalha este critério.

Para analisar a variabilidade do rendimento médio ponderado com o número de máquinas, a UHE Teles Pires, que tem cinco unidades instaladas, é simulada com duas a nove



unidades. O item 3.4 apresenta a adaptação da curva de colina original para os diversos casos de números diferentes de máquinas, e o item 3.8 apresenta os resultados.

Finalmente, a análise conjunta é uma junção das duas anteriores: variam-se ao mesmo tempo as séries hidrológicas e o número de máquinas na UHE Teles Pires.

### 3. ESTUDO DE CASO: UHE TELES PIRES

#### 3.1 Introdução

Este capítulo apresenta o estudo de caso para a UHE Teles Pires, no Mato Grosso. Ele é dividido nos seguintes itens:

- Características do aproveitamento;
- Obtenção da equação de colina, conforme a metodologia apresentada no item 2.1.5;
- Extrapolação da equação de colina para os casos de número de máquinas analisados (de duas a nove);
- Comparação de resultados de rendimento médio ponderado para os critérios “com otimização” e “sem otimização”;
- Cálculo da perda de carga média para as simulações do MSUI;
- Avaliação da influência do regime hidrológico sobre o rendimento médio ponderado;
- Avaliação da influência do número de unidades geradoras sobre o rendimento médio ponderado.

#### 3.2 Características do aproveitamento

Os dados principais da UHE Teles Pires do aproveitamento são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados da UHE Teles Pires

| Parâmetro                         | Resultado |
|-----------------------------------|-----------|
| Anos de observação                | 80        |
| Potência (MW)                     | 1819,8    |
| Número de unidades                | 5         |
| Vazão máxima turbinada (m³/s)     | 3820,0    |
| Queda de referência (m)           | 52,2      |
| Queda bruta (m)                   | 54,6      |
| Rendimento médio do gerador       | 98,50%    |
| Vazão média de longo termo (m³/s) | 2245,5    |
| Período de dados históricos       | 1931/2010 |

A perda de carga ( $\Delta_h$ ), em metros, para Teles Pires é definida pela equação:

$$\Delta_h = k_{unit} \times (Q_{unit})^2 \quad (14)$$

Em que  $Q_{unit}$  é a vazão turbinada unitária em m³/s e  $k_{unit} = 1,89986E-06 \text{ s}^2/\text{m}^5$ . A partir destas informações, a perda máxima é igual a  $1,89986E-06 \times (3820,0 / 5)^2 = 1,1 \text{ m}$ .

### 3.3 Obtenção da equação de colina

A Tabela 2 apresenta os pontos de vazão unitária, queda líquida e rendimentos da turbina para obtenção dos coeficientes da equação (1). Estes dados foram obtidos da curva de colina de Teles Pires.

Tabela 2 – Pontos de vazão unitária, queda líquida e rendimento da turbina para obtenção dos coeficientes da equação (1)

| Vazão unitária<br>(m <sup>3</sup> /s) | Queda líquida<br>(m) | Rendimento Turbina<br>(%) |
|---------------------------------------|----------------------|---------------------------|
| 1850,00                               | 51,44                | 94,16                     |
| 1942,43                               | 52,42                | 93,13                     |
| 1904,38                               | 53,08                | 93,79                     |
| 1877,52                               | 53,63                | 94,18                     |
| 1658,50                               | 54,37                | 94,87                     |
| 1822,50                               | 54,67                | 94,83                     |
| 1600,63                               | 55,32                | 93,99                     |
| 1796,46                               | 55,50                | 95,11                     |
| 1669,17                               | 55,93                | 95,11                     |
| 1460,83                               | 56,44                | 91,50                     |
| 1766,64                               | 56,32                | 95,31                     |
| 1757,90                               | 56,58                | 95,36                     |
| 1557,50                               | 56,98                | 93,31                     |
| 1405,00                               | 57,28                | 90,37                     |
| 1287,50                               | 57,49                | 88,05                     |
| 1160,00                               | 57,71                | 85,46                     |
| 1732,46                               | 57,35                | 95,46                     |
| 1730,03                               | 57,42                | 95,46                     |
| 1720,00                               | 57,52                | 95,47                     |
| 1385,00                               | 58,01                | 89,92                     |

A partir dos pontos da Tabela 2, a Tabela 3 apresenta os coeficientes da equação (1).

Tabela 3 – Coeficientes da equação (1) para Teles Pires

|     |               |
|-----|---------------|
| a00 | 7,401719E+02  |
| a01 | -4,896237E-01 |
| a10 | -1,751234E+01 |
| a02 | -4,582907E-05 |
| a20 | 9,596092E-02  |
| a11 | 1,020028E-02  |

Com os coeficientes apresentados na Tabela 3, a equação (1) de colina chegou a um coeficiente de determinação de 0,9923. As Figuras 1 e 2 apresentam os pontos da Tabela 2 (reais da curva de colina) e os correspondentes ajustados com a equação (1) respectivamente para as funções de vazão unitária e queda líquida contra o rendimento da turbina (%).



### 3.4 Adaptação da curva de colina de Teles Pires para diferentes números de máquinas

Para a análise de sensibilidade do rendimento médio ponderado de Teles Pires com a variação de número de máquinas é necessário adaptar a curva de colina original para os novos casos - de duas a nove unidades. Para isto assumiram-se as seguintes premissas:

- a) Como a UHE Teles Pires é a fio d'água, considera-se que a relação entre queda líquida e rendimento da turbina não se modifica com o número de máquinas. A partir disto, se assume que a perda de carga é a mesma para toda a variação de número de unidades. Assumiu-se que o erro embutido nesta análise não invalida as conclusões do estudo - além disso, este critério é coerente com a consideração de perda constante levada em conta pelo MSUI.
- b) Assume-se que a queda de referência é a mesma para todos os casos analisados. Dado que Teles Pires é a fio d'água, esta premissa é coerente com o critério da Eletrobras (1997), de igualar a queda de referência à queda líquida com 95% de permanência.
- c) A potência instalada e a vazão de engolimento total são constantes para todos os casos de número de máquinas.
- d) Para manter constante o posicionamento dos pontos na colina assume-se que a potência unitária, o diâmetro do rotor e a rotação são variáveis para cada caso de número de máquinas e despreza-se os limites das faixas operativas da turbina na colina.
- e) A partir das premissas b) e c), conclui-se que a única modificação entre os casos analisados é na vazão unitária (menor, quanto maior o número de unidades). A partir disto, chegou-se na seguinte premissa: o rendimento da turbina é o mesmo para todos os casos de  $Q_{unit}/Q_{max\ unit}$  (vazão unitária dividida pela vazão máxima unitária). Para auxílio na visualização, a Figura 3, a partir dos dados da Tabela 2, apresenta os rendimentos da turbina em função de  $Q_{unit}/Q_{max\ unit}$  (os pontos da curva de colina da Figura 2 são os mesmos apresentados na Figura 3, mas a abcissa das duas figuras se modifica.)

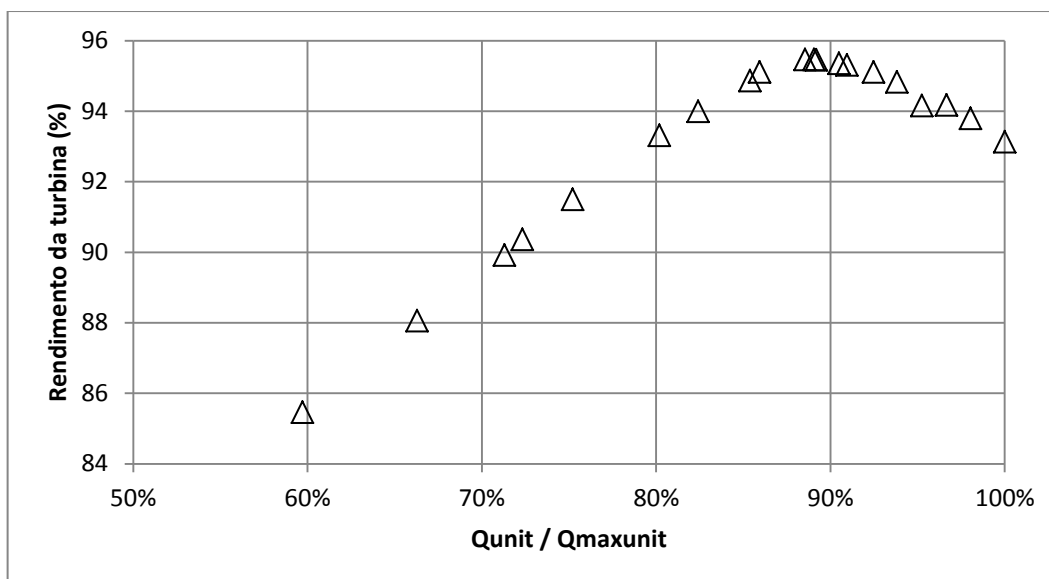


Figura 3 – Relação entre o rendimento da turbina e a variável vazão unitária / vazão máxima unitária para utilização nos casos de variação de número de máquinas

A partir das premissas apresentadas, a Figura 4 mostra os pontos da curva de colina (rendimento da turbina versus vazão unitária) para os casos de duas a nove máquinas instaladas em Teles Pires.

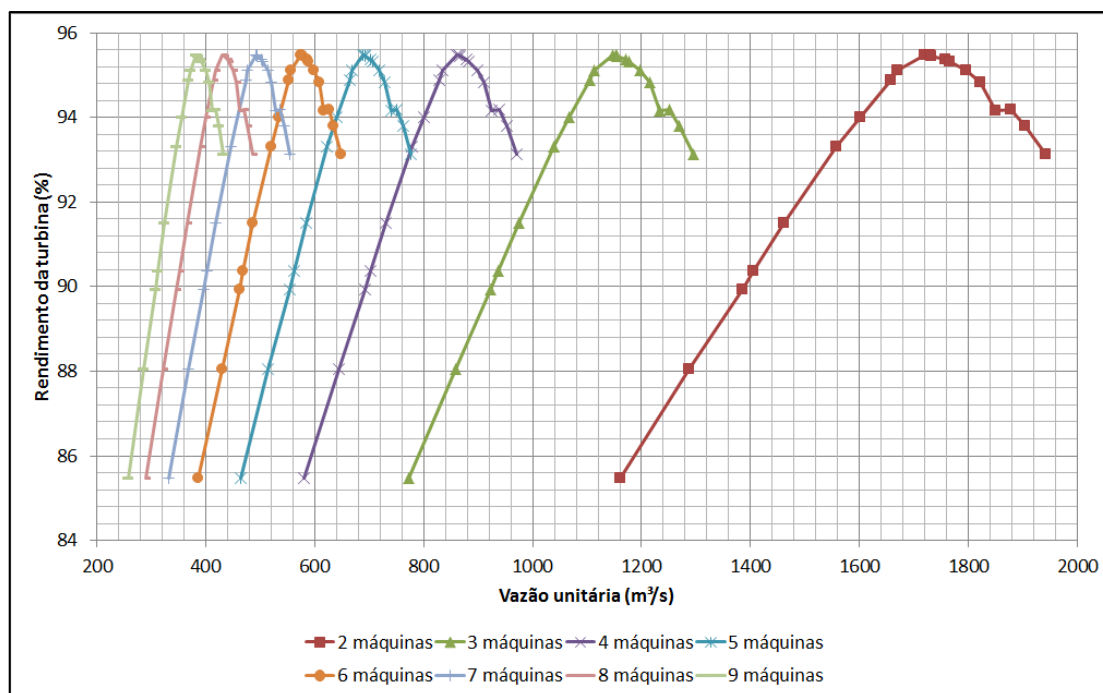


Figura 4 – Pontos da curva de colina (rendimento da turbina versus vazão unitária) para os casos de duas a nove máquinas instaladas em Teles Pires

Com os pontos apresentados na Figura 4 foram obtidos os coeficientes da equação (1) para os casos de duas a nove máquinas, relacionados na Tabela 4.

Tabela 4 – Coeficientes da equação (1) para Teles Pires variando o número de máquinas

| Coef. | 2           | 3           | 4           | 5           | 6           | 7           | 8           | 9           |
|-------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| a00   | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  | 7,4017E+02  |
| a01   | -1,9585E-01 | -2,9377E-01 | -3,9170E-01 | -4,8962E-01 | -5,8755E-01 | -6,8547E-01 | -7,8340E-01 | -8,8132E-01 |
| a10   | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 | -1,7512E+01 |
| a02   | -7,3327E-06 | -1,6498E-05 | -2,9331E-05 | -4,5829E-05 | -6,5994E-05 | -8,9825E-05 | -1,1732E-04 | -1,4849E-04 |
| a20   | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  | 9,5961E-02  |
| a11   | 4,0801E-03  | 6,1202E-03  | 8,1602E-03  | 1,0200E-02  | 1,2240E-02  | 1,4280E-02  | 1,6320E-02  | 1,8361E-02  |

Em conformidade com as premissas, uma análise da Tabela 4 mostra que os coeficientes que dependem apenas da queda líquida (a10 e a20) não se modificam de uma alternativa de número de máquinas para outra, do mesmo modo que o termo independente (a00). A partir dos coeficientes da Tabela 4, a Figura 5 apresenta os rendimentos da turbina calculados pela equação (1) em função da vazão unitária.

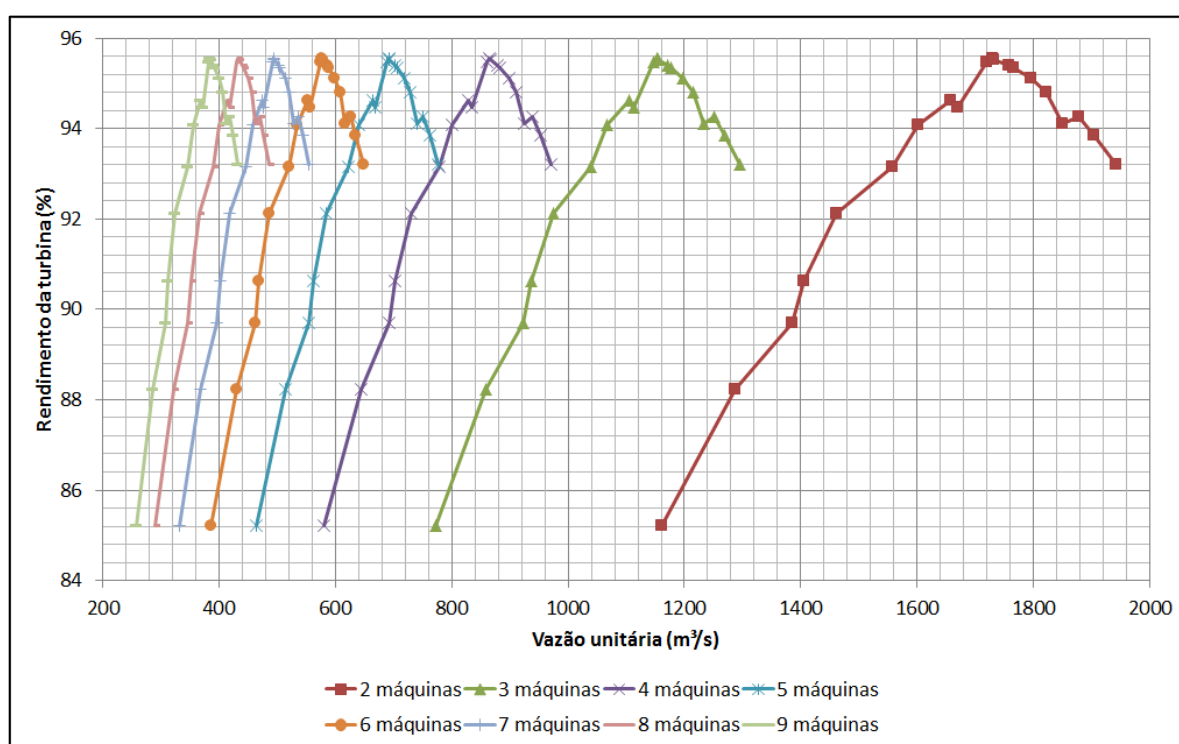


Figura 5 – Rendimentos da turbina calculados pela equação (1), considerando os coeficientes da Tabela 4, em função da vazão unitária

Uma análise comparativa entre as Figuras 4 e 5 mostra que, apesar do bom coeficiente de determinação ( $r^2$ ) encontrado (0,9923 para o caso original, conforme apresentado anteriormente), a utilização da equação (1) causa uma distorção entre os resultados reais e os ajustados.

### 3.5 Comparação de resultados com e sem otimização

O item 2.1 apresentou a metodologia original da EPE (2012) para o cálculo do rendimento médio ponderado, chamada aqui de metodologia “com otimização”. Já o item 2.2 apresentou algumas simplificações daquele critério, e esta nova metodologia é chamada de critério “sem otimização”.

O resultado em termos de rendimento médio ponderado do conjunto turbina-gerador para os dois critérios, para a UHE Teles Pires, foi bastante próximo:

- 92,13% para o critério “com otimização”
- 92,05% para o critério “sem otimização”

Além da proximidade entre o resultado dos dois critérios, as análises efetuadas mostraram que em apenas cerca de 2% dos meses do período histórico o resultado do critério “com otimização” resultou diferente daquele do critério “sem otimização”. A Figura 6 ajuda a entender este resultado, mostrando os rendimentos turbina-gerador para o período histórico considerando os dois critérios plotados em forma de dispersão (a linha de 45%, em vermelho, é a de igualdade entre rendimentos).

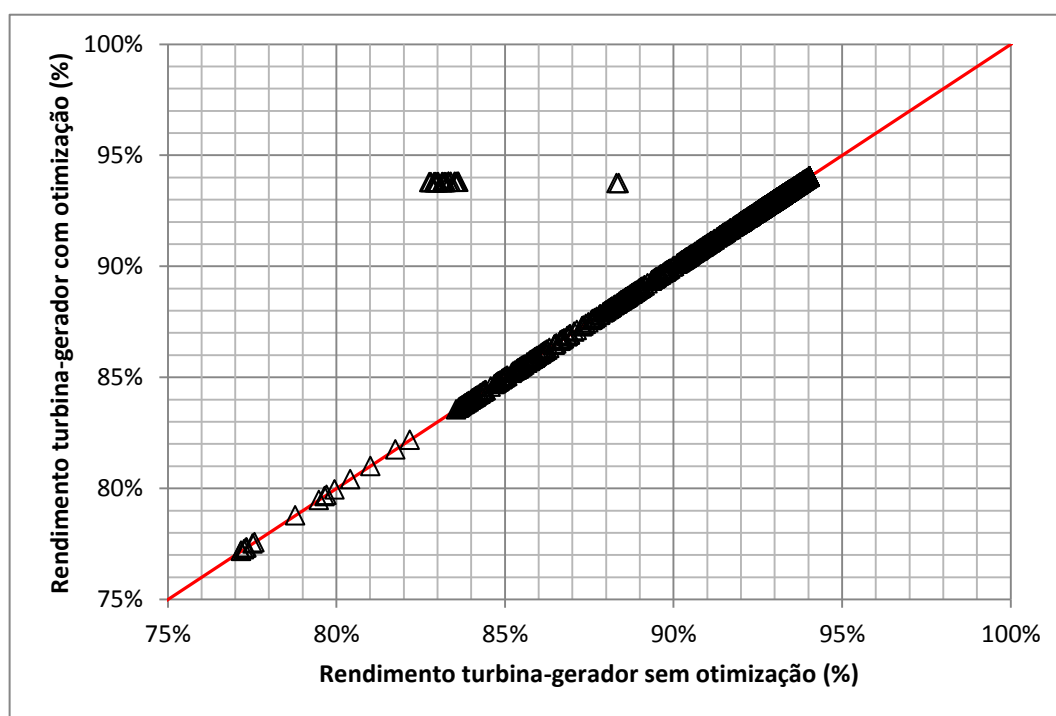


Figura 6 – Rendimentos turbina-gerador para o período histórico considerando os critérios com e sem otimização (a linha em vermelho é a de igualdade entre os dois critérios)

A partir do exposto, pode-se concluir que o critério “sem otimização” apresentou resultados próximos o suficiente do critério original da EPE (2012) para que seja empregado na continuação deste trabalho.

### 3.6 Cálculo da perda de carga média

A perda média para a simulação do MSUI é calculada com a fórmula (12). Na aplicação de Teles Pires, esta perda resultou em aproximadamente 0,86 m tanto para o critério “com otimização” quanto para o critério “sem otimização”. Este será o valor da perda de carga hidráulica a ser considerada para todas as demais simulações do MSUI efetuadas no presente trabalho.

A análise da variabilidade da perda de carga com o número de máquinas e com o regime hidrológico foi objeto de estudo dos autores principais em outros dois artigos (Muller e Bertol, 2014a e 2014b).

### 3.7 Avaliação da influência do regime hidrológico sobre o rendimento médio ponderado

A presente análise consiste em verificar como o rendimento médio ponderado  $\eta_{med}$  é afetado pela variação da hidrologia. Para isto, foi feita uma modificação no arquivo *vazoes.dat* do MSUI, de modo que todas as vazões de todas as usinas  $j$  do *deck* considerado passassem ter a média de longo termo de Teles Pires ( $QMLT_{TelesPires} = 2245,5 \text{ m}^3/\text{s}$ , referente ao período 1931/2010), mantendo no entanto suas próprias variabilidades. Isto é feito através da seguinte modificação, em todos os  $m$  meses do período histórico:

$$Q'_{j,m} = Q_{j,m} \times \frac{QMLT_{TelesPires}}{QMLT_j} \quad (12)$$

Onde  $Q'_{j,m}$  é a nova vazão,  $Q_{j,m}$  é a vazão original e  $QMLT_j$  é a vazão de longo termo da usina  $j$ . A próxima modificação é no arquivo *hidrexp1.dat* do MSUI, de modo que todas as usinas passam a ter as características de Teles Pires. Deste modo, a UHE Teles Pires passa a ser simulada várias vezes no MSUI - cada uma delas com uma série com variabilidade diferente, mas vazão de longo termo igual. Para cada uma destas “UHE Teles Pires” distintas se calcula o rendimento médio ponderado ( $\eta_{med}$ ) pelo critério “sem otimização” (ver item 2).

A probabilidade de que a vazão afluente seja maior do que a vazão máxima turbinada  $P[Q > q_{turbotmax}]$  apresentou uma boa relação com a indisponibilidade e com a perda média, conforme outros artigos dos autores (Müller e Bertol, 2013, 2014b). Este critério, porém, não apresentou bons resultados neste caso. A melhor relação encontrada foi a que relaciona o rendimento médio ponderado com o coeficiente de variação da série histórica de vazões afluentes, conforme apresentado na Figura 7. O quadrado em vermelho na figura apresenta o caso da hidrologia real de Teles Pires.

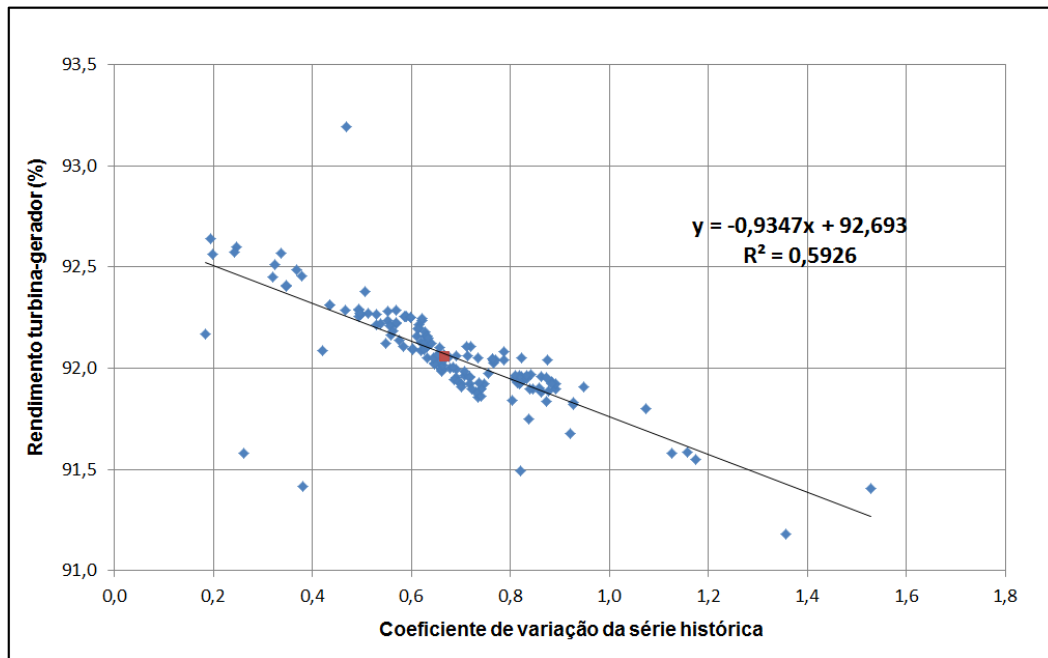


Figura 7 – Rendimento médio ponderado turbina-gerador ( $\eta_{med}$ ) calculado em função do coeficiente de variação da série histórica para a UHE Teles Pires



Uma análise da Figura 7 mostra que o rendimento médio-ponderado decresce de maneira significativa com o aumento do coeficiente de variação das vazões afluentes. Em outras palavras, quanto menos variáveis forem as vazões afluentes, maior o rendimento médio ponderado.

Aos pontos de rendimento foi ajustada uma reta, cujo coeficiente de determinação  $r^2$  resultante é igual a 0,5926. Em termos estatísticos, isto significa que 60% da variação do rendimento médio ponderado em função da hidrologia para outra é explicada pelo coeficiente de variação.

### 3.8 Avaliação da influência do número de unidades geradoras sobre o rendimento médio ponderado

A partir do exposto nos itens anteriores, a variação do rendimento médio ponderado turbina-gerador com o número de unidades para a UHE Teles Pires é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Rendimento médio ponderado turbina-gerador  $\eta_{med}$  (%) em função do número de unidades para a UHE Teles Pires

| Número de unidades geradoras   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Rendimento médio ponderado (%) | 90,519 | 91,376 | 91,771 | 92,056 | 92,252 | 92,484 | 92,599 | 92,661 |

A Tabela 5 mostra que o rendimento médio ponderado calculado aumenta com o número de unidades instaladas. Isto ocorre porque o critério empregado (ver item 2) faz com que a usina opere sempre com o mínimo número possível de unidades em cada mês e com a mesma vazão em todas as unidades. Deste modo, quanto maior o número de máquinas, mais frequentemente a vazão turbinada será próxima da máxima unitária - aumentando assim o rendimento em grande parte do tempo.

Desta forma espera-se que, numa situação hipotética de um número infinito de máquinas, o máximo rendimento da unidade geradora seria uma linha contínua plana obtido pelo ponto de rendimento máximo da turbina multiplicado pelo rendimento do gerador.

### 3.9 Avaliação conjunta da influência do número de unidades geradoras e do regime hidrológico sobre o rendimento médio ponderado

A próxima avaliação consistiu em avaliar a variação do rendimento médio turbina-gerador considerando as diversas afluições apresentadas no item 3.7 e a variação do número de máquinas apresentada no item 3.8. A Figura 8 apresenta os resultados deste estudo, considerando o rendimento nas ordenadas e o número de máquinas nas abcissas. A variação das hidrologias é representada pelas diferentes curvas (rendimentos máximo, médio e mínimo; com permanências de 5% e 95%; de Teles Pires, que foram apresentados na Tabela 5).

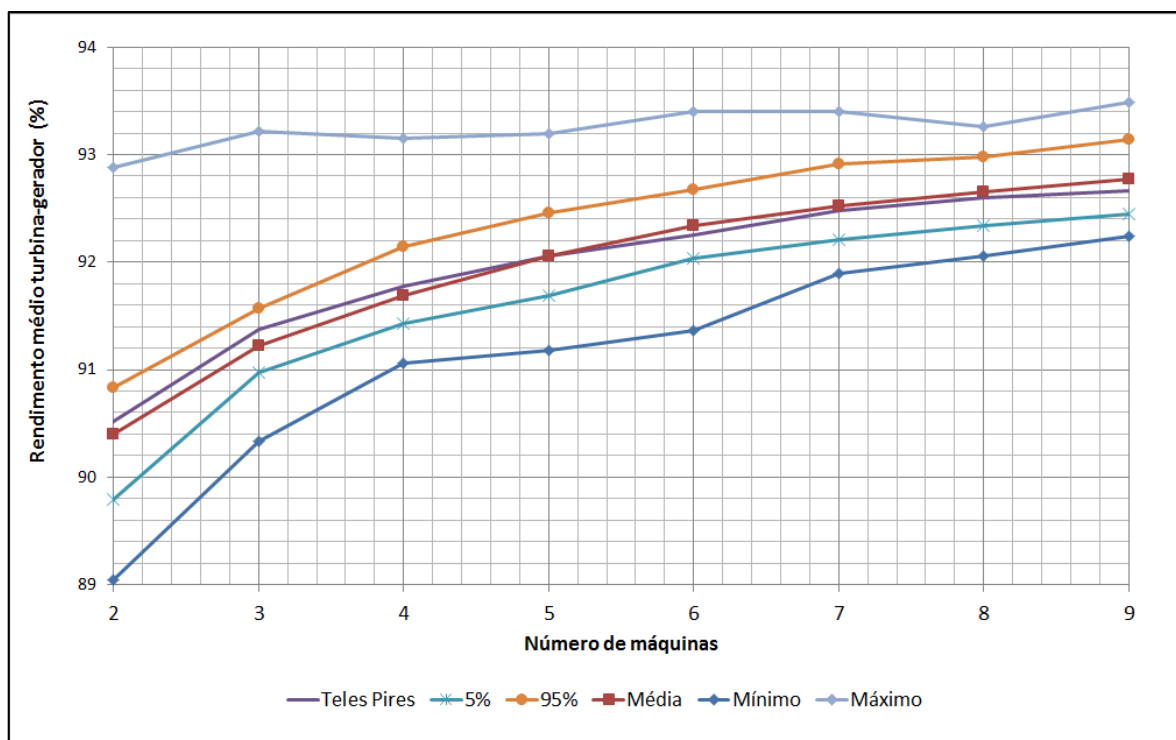


Figura 8 – Variação do rendimento médio ponderado turbina-gerador com número de máquinas (nas abcissas) e com as hidrologias analisadas (diferentes curvas)

Uma análise da Figura 8 confirma as conclusões apresentadas anteriormente, de aumento do rendimento médio turbina-gerador com a diminuição do coeficiente de variação e com o aumento de unidades instaladas.

## CONCLUSÃO

As análises mostraram uma boa relação (coeficiente de determinação  $r^2 \sim 0,6$ ) entre o aumento do rendimento médio ponderado turbina-gerador com a diminuição do coeficiente de variação das vazões afluentes.

As análises mostraram também que o rendimento médio ponderado tende a aumentar com o número de unidades instaladas. Isto ocorre porque o critério empregado faz com que a usina opere sempre com o mínimo número possível de unidades em cada mês e com a mesma vazão em todas as unidades. Deste modo, quanto maior o número de máquinas, mais frequentemente a vazão turbinada será próxima da máxima unitária - aumentando assim o rendimento em grande parte do tempo.

Sugere-se a elaboração de uma série de novos estudos a partir das análises efetuadas: análises críticas do critério EPE (2012) de cálculo do rendimento médio ponderado e proposição de novos critérios, baseados ou não naquele; estudo da variação do rendimento médio ponderado com a operação energética (em ponta, fora de ponta, com deplecionamento mensal, etc); análise da operação simétrica das máquinas, análise da relação número de máquinas x rendimento médio ponderado x custo.

## REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2012). Metodologia de Cálculo de Parâmetros Energéticos Médios: Rendimento e Perda Hidráulica. Rio de Janeiro – RJ, 20 p.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (2008). Portaria MME n. 258, de 28 de julho de 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME/CEPEL (2007). Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas. Rio de Janeiro - RJ, 684 p.

ELETROBRAS (1997) Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos. Rio de Janeiro – RJ.

MÜLLER, F; BERTOL, R. E. (2013). Análise da indisponibilidade no MSUI 2. Permanência de vazões afluentes. XX Simpósio Brasileiro Recursos Hídricos do Nordeste, Bento Gonçalves, Nov. 2013.

MULLER, F; BERTOL, R. E. (2014a). Análise de perdas de carga no MSUI. Revista Brasileira de Engenharia de Barragens, do Comitê Brasileiro de Grandes Barragens. Rio de Janeiro - RJ.

MULLER, F; BERTOL, R. E. (2014b). Análise da influência da hidrologia e do número de unidades na perda de carga média. Artigo enviado para a HydroVision Brasil. São Paulo - SP.