

revista brasileira de  
**ENERGIA**



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético



*Conselho Nacional de Desenvolvimento  
Científico e Tecnológico*

Esta edição é composta pelos artigos premiados no  
IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético

## **Criação de capa e Diagramação**

Ricardo Pereira Palma Jr.

## **Revisão**

Kelly Fernanda dos Reis

### **Revista Brasileira de Energia Vol. 20 - nº 2**

Itajubá, 2014 - SBPE

Editor: Edson da Costa Bortoni  
158p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 0104303-X

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que  
citada a fonte

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

**Editor Responsável**

Edson da Costa Bortoni

**Comitê Editorial**

Alexandre Salem Szklo

Amaro Pereira

Annemarlen Gehrke Castagna

Clodomiro Unsihuay-Vila

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edmilson Moutinho dos Santos

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Gisele Ferreira Tiryaki

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Oswaldo Soliano

Paulo Henrique de Mello Sant' Ana

Roberto Cesar Betini

Sergio Valdir Bajay

Thulio Cícero Guimarães Pereira

Virginia Parente

Yanko Marcius de A. Xavier

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada semestralmente.

### **Diretoria da SBPE**

Presidente: Jamil Haddad

Vice-Presidente: Célio Bermann

Diretora de Eventos: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor de Publicações: Arnaldo César da Silva Walter

Diretor Administrativo: Ivo Leandro Dorileo

### **Conselho Fiscal**

Roberto Akira Yamachita

Edson da Costa Bortoni

Luiz Augusto Horta Nogueira

### **Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

### **Secretaria Executiva da SBPE**

Lúcia Garrido e Kelly Reis

Endereço

Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: [exec@sbpe.org.br](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados através do site da SBPE

**[www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)**

# SUMÁRIO

ANÁLISE CONJUNTA DE CURVAS DE PERDAS E PRODUTIVIDADE APLICADA AO PRÉ-DESPACHO DE USINAS HIDRELÉTRICAS .....9

Luciano Carvalho de Bitencourt, Ernani Schenfert Filho, Clóvis Tadeu Salmazo, Raphael Augusto de Souza Benedito

ANÁLISE DA OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DAS BACIAS DOS RIOS MADEIRA E TOCANTINS E SUA RELAÇÃO COM CLIMA ATUAL E PROJEÇÕES FUTURAS.....23

Lucas Chilelli da Silva, Rita de Cássia Silva von Randow, Daniel Andres Rodrigues

AVALIAÇÃO DO LEILÃO DE LIBRA: SENSIBILIDADE DA ATRATIVIDADE ECONÔMICA E DA ARRECADAÇÃO DO GOVERNO FRENTE A FATORES CRÍTICOS DO PROJETO.....35

Helder Seabra Consoli, Edmar Luiz Fagundes de Almeida, Luciano Dias Losekann

DEMANDA POR GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA BRASILEIRA SOB A ÓTICA DA SUBSTITUIÇÃO ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA .....49

Tyago Oliveira do Carmo, Gervásio Ferreira dos Santos

DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA A PARTIR DA CONEXÃO DE FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ABASTECIDAS COM BIOGÁS DE DEJETOS SUÍNOS .....63

Wagner da Silva Brignol, Luciane Neves Canha, Alexandre Barin, Ana Carolina Santos, Miguel de Carli

ESTUDO DO POTENCIAL DE PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA MATRIZ ELÉTRICA DO ESTADO DO PARANÁ .....79

Gerson Máximo Tiepolo, Osiris Canciglieri Junior, Jair Urbanetz Junior

O USO COMBINADO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E PARQUES EÓLICOS .....93

Marcelo Daige Prado Leite, Ivan Felipe Silva dos Santos, Regina Mambeli Barros, Geraldo Lúcio Tiago Filho

PANORAMA DO MERCADO EÓLICO BRASILEIRO - ANÁLISE DE INVESTIDORES E FABRICANTES ..... 107

Humberto Dionísio de Andrade, Antônio Felipe de Freitas Oliveira, Milton de Oliveira Pinto

PEMAT, SEUS IMPACTOS SOBRE O MERCADO FUTURO DE GÁS NATURAL .....	119
Talua Croso, Edmilson Moutinho Dos Santos	
REVOLUÇÃO ENERGÉTICA: UM CENÁRIO ENERGÉTICO SUSTENTÁVEL PARA 2050 .....	133
Ricardo Lacerda Baitelo, Ricardo Junqueira Fujii, Sven Teske	
UM ESTUDO DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DO BIOGÁS DE ESTAÇÕES DE TRATAMENTO DE ESGOTO .....	145
Ivan Felipe Silva dos Santos, Marcelo Daige Prado Leite, Regina Mambeli Barros, Geraldo Lúcio Tiago Filho	







## **ANÁLISE CONJUNTA DE CURVAS DE PERDAS E PRODUTIVIDADE APLICADA AO PRÉ-DESPACHO DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

Luciano Carvalho de Bitencourt<sup>1</sup>

Ernani Schenfert Filho<sup>2</sup>

Clóvis Tadeu Salmazo<sup>3</sup>

Raphael Augusto de Souza Benedito<sup>4</sup>

### **RESUMO**

Este artigo apresenta uma metodologia para definição do pré-despacho de usinas hidrelétricas baseada na análise conjunta das perdas e da produtividade durante o processo de geração de energia elétrica, tendo horizonte diário com discretização horária. Esta metodologia é utilizada para o desenvolvimento de um simulador hidrológico e energético para a usina hidrelétrica de Mauá, no rio Tibagi, Estado do Paraná, Brasil, com três máquinas e potência instalada de 350 MW. Após a apresentação da formulação necessária, é descrito o algoritmo do simulador. Com base na meta de geração da Usina, são calculadas as vazões turbinadas, defluentes e vertidas, altura líquida, níveis de montante e jusante, rendimento do conjunto turbina-gerador e produtividade para cada hora do dia simulado. Em seguida, são calculadas as perdas hidráulicas, perdas por elevação do nível de jusante e perdas por distanciamento do melhor ponto de rendimento do conjunto turbina-gerador, todas elas em MW. A validação teve como base 188 dias do histórico de geração da usina, encontrando-se resultados consistentes com os dados verificados. Desta forma, inicia-se a obtenção das curvas de perdas e produtividade da usina, em função da geração da mesma, para uma, duas ou três unidades geradoras despachadas. Por fim, para exemplificar a aplicação do modelo, é apresentada a simulação de um dia típico de operação da usina, estratificando-se as perdas totais, por rendimento, a produtividade e a variação do reservatório. Verifica-se que, alterando a curva de geração para operar a usina de uma forma mais econômica, reduzem-se as perdas e aumenta-se a produtividade, fazendo com que esta metodologia torne-se uma

---

<sup>1</sup> COPEL – Companhia Paranaense de Energia, UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

lucianocbitencourt@yahoo.com.br, (41) 9942-6072.

<sup>2</sup> UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. ernani\_sf@yahoo.com.br, (41) 9970-6407.

<sup>3</sup> COPEL – Companhia Paranaense de Energia. clovis.salmazo@copel.com.br, (41) 3331-3309.

<sup>4</sup> UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. raphaelbenedito@utfpr.edu.br. (41) 9246-8431.

importante ferramenta para a decisão do pré-despacho, trazendo ganhos relevantes para esta atividade.

**Palavras-chave:** Otimização, Planejamento Energético, Pré-Despacho, Programação Diária, Usinas Hidrelétricas.

### ABSTRACT

This paper presents a methodology based in a joint analysis of losses and productivity applied to the pre-dispatch of hydroelectric plants, during the process of generation, for a time scenario of a day, with hour discretisation. This methodology is used to develop a hydraulic and energetic simulator for Mauá Hydro Plant, Tibagi River, State of Paraná, Brasil, with three units that can amount until 350 MW. It has been presented the necessary formulation and after this, the algorithm has been described. Based on the Power Plant generation, the different water flows, levels of the reservoir and of tailrace, turbine-generator efficiency and productivity are calculated for each hour of the simulated day. Then, three types of losses are determined: penstock losses, tailrace losses and efficiency losses, all of them in MW. Finally, to exemplify the model application, it has been simulated one day of operation, with determining of total losses, efficiency losses, productivity and elevation of the reservoir. The conclusion is that can be possible realize the pre-dispatch with economy through a correct analysis of the mentioned data, using the methodology presented in this paper. Furthermore, this methodology has an important way to the decision of pre-dispatch programmer, reducing losses and increasing the productivity.

**Keywords:** Optimization, Energetic Planning, Predispatch, Daily Scheduling, Hydroelectric Plants.

### 1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui aproximadamente 97% de sua capacidade de geração de energia elétrica interligada por meio de linhas de transmissão, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN). Também possui uma característica muito peculiar de ser fortemente dependente das vazões hidrológicas, pois aproximadamente 80% da oferta de energia é oriunda de fontes hidrelétricas (Bitencourt et al, 2013).

A aleatoriedade das vazões, o acoplamento temporal das decisões e a dificuldade matemática de modelagem de um parque gerador tão extenso fazem com que o planejamento da operação do SIN seja uma tarefa bastante complexa. Por este motivo divide-se o mesmo em longo, médio e curto prazo, cada um com os seus horizontes de estudo e níveis de detalhamento das usinas (Salmazo, 1997) (Fortunato et al, 1990).

O planejamento de longo prazo (dois a cinco anos, com discretização mensal) tem como principal característica a estocasticidade das vazões, modeladas por meio 2000 séries sintéticas. Além disto, as usinas hidrelétricas são representadas como reservatórios equivalentes por região, devido à complexidade matemática e computacional do problema.

Já o planejamento de médio prazo (um mês até um ano, com discretização semanal) trata as usinas de forma individualizada, definindo metas semanais de geração para cada uma delas.

A representação das vazões também é estocástica e, nesta etapa, detalha-se a malha de transmissão, sendo consideradas manutenções em unidades geradoras (UG) e equipamentos de transmissão (Salmazo, 1997) (Fortunato et al, 1990).

Por fim, o planejamento de curto prazo, ou pré-despacho, é a etapa ao qual este trabalho é aplicado. A otimização do pré-despacho reverte-se em máquinas operando em melhores pontos de rendimento, utilizando menos água para gerar a mesma quantidade de energia (Bitencourt et al, 2013).

## **2. O PRÉ-DESPACHO NO BRASIL: CONCEITOS E FORMULAÇÕES**

Pré-despacho é o nome pelo qual é conhecida a atividade de “programação diária da operação eletroenergética”, realizada em conjunto pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelos agentes de geração. Esta atividade é a que mais se aproxima da operação em tempo real do sistema elétrico, a tal ponto em que todas as grandezas analisadas são consideradas determinísticas, o que faz com que o ganho da otimização possa ser medido pela economia do recurso (água) utilizado para a geração. Possui horizonte de um dia até uma semana, podendo ser discretizado em períodos de uma ou meia hora. O objetivo do pré-despacho é o atendimento da carga e, para tanto, devem ser definidos os montantes de geração de cada usina e de cada unidade geradora, bem como a quantidade de perdas nos processos de geração e transmissão, a fim de minimizá-las, otimizando a utilização dos recursos de geração sem comprometer a segurança operacional do SIN (ONS, 2009).

Para modelar as referidas perdas, devem-se representar as grandezas de interesse (hidrológicas e energéticas) com base nas particularidades de cada usina.

### 2.1. Modelagem do Conjunto Turbina-Gerador

Inicialmente, é necessário definir a potência gerada em cada unidade geradora (Fortunato et al, 1990) (Salmazo e Soares, 1997), dada pela equação (1):

$$p_i = \rho \times g \times 10^{-6} \times q_{t_i} \times h_{l_i} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (1)$$

Onde:

$p_i$  é a potência gerada na máquina i (em MW).

$\rho$  é a massa específica da água (em kg/m<sup>3</sup>);

$g$  é a aceleração da gravidade (em m/s<sup>2</sup>);

$q_{t_i}$  é a vazão (em m).

$h_{l_i}$  é o rendimento da turbina acoplada ao gerador i no período  $\Delta t$  (em %);

$\eta_{turi}$  é o rendimento da turbina acoplada ao gerador na máquina i (em m<sup>3</sup>/s);

$\eta_{geri}$  é o rendimento do gerador i ao longo do período  $\Delta t$  (em %).

Verifica-se que a potência gerada em uma hidrelétrica é função da vazão turbinada, altura líquida e rendimento do conjunto turbina-gerador (Fortunato et al, 1990).

A altura líquida na máquina i é dada pela diferença entre a cota do nível do reservatório (montante) e a cota do canal de fuga (jusante), descontando-se a altura de perda hidráulica da máquina (Salmazo e Soares, 1997), como mostra a equação (2):

$$h_{l_i} = n_m - n_j - h_{phi_i} \quad (2)$$

Onde:

$n_m$  é o nível de montante (em m);

$n_j$  é o nível de jusante (em m);

$h_{phi_i}$  é a altura de perda hidráulica na máquina i (em m).

O cálculo do nível de montante é feito por uma função polinomial (normalmente de quarto grau) dependente do volume armazenado no reservatório, sendo proporcional a ele. Já o nível de jusante é determinado por uma função polinomial dependente da vazão turbinada e, conforme o projeto da usina, da vazão vertida (nos casos em que

a descarga do vertedouro interfere na altura do canal de fuga) (Bitencourt et al, 2013).

A altura de perda hidráulica ocorre pelo atrito da água nas paredes do conduto forçado durante a geração de energia e é representada por uma função quadrática, dependente da vazão turbinada (Fortunato et al, 1990) (Salmazo e Soares, 1997).

$$h_{ph_i} = k \times q_{t_i}^2 \quad (3)$$

Onde:

$k$  é a constante característica do conduto forçado (em  $s^2/m^5$ ).

O rendimento do gerador depende da potência gerada, dada a curva de rendimento de cada máquina. Já o rendimento da turbina é uma função da vazão turbinada e da altura líquida ao qual ela está sujeita. Normalmente é representado em um gráfico de três eixos, chamado curva-colina ou diagrama de Hill (Bitencourt et al, 2013).

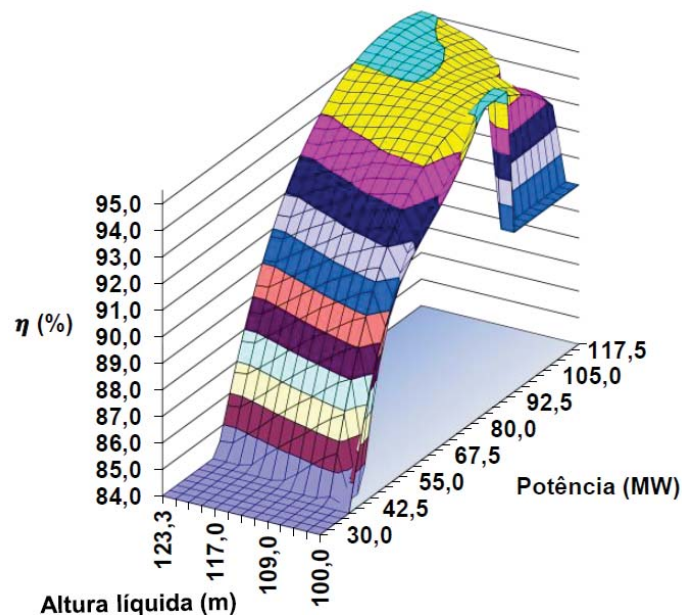


Figura 1 – Curva-colina do conjunto turbina-gerador da usina em estudo.

O rendimento do conjunto turbina-gerador é o produto entre os dois rendimentos individuais, conforme a equação (4) (Salmazo, 1997). Assim, é dada a inter-relação entre altura líquida, potência e rendimento de cada máquina, conforme ilustra a Figura 1 (Bitencourt et al, 2013).

$$\eta_i = \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (4)$$

Onde:

$\eta_i$  é o rendimento do conjunto turbina-gerador  $i$  (em %).

## 2.2. Representação das Perdas e da Produtividade na Geração de Energia

O presente trabalho analisa, para cada etapa, a produtividade e as perdas no processo de geração de energia. Seguem as definições de cada uma destas grandezas.

### 2.2.1. Perda hidráulica

É a perda referente à altura de perda hidráulica, decorrente do atrito da água nas paredes e conexões dos condutos da usina, já calculada na equação (3). Para que esta grandeza possa ser analisada em uma mesma base, faz-se a conversão da mesma para a unidade de MW (Bitencourt et al, 2013) (Salmazo, 1997) (Salmazo e Soares, 1997).

$$p_{hei} = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_i \times h_{ph_i} \times q_{t_i} \quad (5)$$

Onde:

$p_{hei}$  é a perda hidráulica da máquina  $i$  (em MW).

### 2.2.2. Perda por elevação do nível de jusante

Em usinas equipadas com turbinas de reação (como Francis e Kaplan) ocorre uma perda por redução da altura líquida, na medida em que aumenta a vazão turbinada, devido à elevação do nível de jusante do canal de fuga. Esta vazão, somada à vazão vertida (caso ela interfira no nível de jusante da usina), dá o valor da vazão defluente.

Para quantificar esta perda, compara-se o nível de jusante com defluência nula com o nível de jusante para uma determinada vazão turbinada. Este valor (em metros) é convertido para MW de forma análoga ao cálculo anterior (Bitencourt et al, 2013) (Salmazo, 1997) (Salmazo e Soares, 1997).

$$p_{ji} = (n_j(q_d) - n_j(0)) \times g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_i \times q_{t_i} \quad (6)$$

Onde:

$p_{ji}$  é a perda por elevação do nível de jusante na máquina  $i$  (em MW);

$n_j(q_d)$  é o nível do canal de fuga da usina com vazão de fluente (em m);

$n_j(0)$  é o nível do canal de fuga da usina com vazão de fluente nula (em m).

### 2.2.3. Perda por distanciamento do ponto ótimo do conjunto turbina-gerador

Analisando-se a curva-colina de um conjunto turbina-gerador, verifica-se que há, para cada altura líquida, uma variação dos valores de rendimento, normalmente em forma de uma curva com concavidade para baixo. Consegue-se, através desta análise, saber em qual ponto há a minimização das perdas na operação do conjunto. A operação da unidade geradora fora deste ponto de melhor rendimento causa uma perda no processo de produção de energia elétrica.

A diferença entre o valor de rendimento para este ponto e o valor de rendimento para o ponto de operação da máquina determina a perda por distanciamento do ponto ótimo do conjunto turbina-gerador.

Para se determinar esta perda, é considerado como valor de referência (perda nula) o ponto de maior rendimento e subtraído deste o rendimento do ponto de operação em que a máquina está trabalhando (Bitencourt et al, 2013) (Salmazo, 1997) (Salmazo e Soares, 1997).

$$p_{ri} = (\eta_{Bi} - \eta_i) \times g \times \rho \times 10^{-6} \times h_{li} \times q_{ti} \quad (7)$$

Onde:

$p_{ri}$  representa a perda por distanciamento do ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador (em MW);

$\eta_{Bi}$  representa o ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador da máquina i (em%);

$\eta_i$  representa o rendimento do conjunto turbina-gerador da máquina i (em %).

### 2.2.4. Produtividade na geração de energia

A produtividade é a simples razão entre a potência gerada (em MW) e a vazão turbinada (em m<sup>3</sup>/s). Fisicamente este dado representa a quantidade de energia gerada para cada unidade de volume de água turbinada.

Dependendo das condições hidrológicas e da forma como a usina é despachada, a produtividade varia, fazendo com que a sua análise se torne importante na otimização da geração de energia (Bitencourt et al, 2013).

## 3. O SIMULADOR DO PRÉ-DESPACHO APLICADO À USINA DE MAUÁ

Na aplicação dos conceitos apresentados, foi visto o caso da Usina Hidrelétrica de Mauá, no Rio Tibagi, Estado do Paraná, Brasil. Esta usina possui uma casa de força principal com 3 máquinas idênticas, que, somadas, podem fornecer até 350 MW.

As premissas adotadas foram a discretização do dia em 24 períodos de uma hora e os dados construtivos da usina (curva-colina, polinômios cota x volume, volume x cota e cota x vazão). Como informações de entrada para o simulador apresentam-se: a vazão afluyente (dado determinístico representado por uma média diária), o nível de montante inicial do dia e a meta de geração da usina (oriunda das etapas anteriores do planejamento). O objetivo nesta fase é verificar se o simulador modelado reflete as condições operativas da usina (Bitencourt et al, 2013).

### 3.1. Algoritmo Desenvolvido

Como a meta de geração vem da etapa do planejamento de médio prazo, a curva de geração da usina é fornecida ao simulador, além do número de grupos despachados, através de variáveis booleanas, tornando esta potência factível.

O primeiro cálculo necessário é o da vazão turbinada, que na primeira iteração é obtida através de uma produtividade específica da usina (em MW / m<sup>3</sup>/s) (Bitencourt et al, 2013).

Com este primeiro valor de vazão turbinada, determina-se a altura líquida da primeira iteração, conforme a equação (2), através do nível de montante (dado de entrada na primeira iteração e calculado a partir da segunda), da altura de perda hidráulica (calculada pela equação (3)) e do nível de jusante, (obtido com o polinômio cota x vazão). Estima-se um rendimento inicial do conjunto turbina-gerador, para a primeira iteração e, com estes dados, é calculada a vazão turbinada da segunda iteração (Bitencourt et al, 2013), isolando a mesma na equação (1), conforme segue:

$$q_t = \frac{p}{\rho \times g \times 10^{-6} \times h_l \times \eta_i} \quad (8)$$

Com o resultado da equação (8), é possível recalculer o valor da altura líquida e, com este novo valor, buscar na curva-colina (Figura 1), o rendimento real do conjunto turbina-gerador. Como há alteração no nível de montante, ele é recalculado em cada iteração, por meio dos polinômios cota x volume, volume x cota. Verifica-se a ocorrência de vertimentos e calculam-se as suas implicações (Bitencourt et al, 2013).

A partir deste ponto, são recalculadas as grandezas anteriores e o processo iterativo continua até que ocorra a convergência. Para este estudo foi definido o critério de parada como sendo uma diferença de 10<sup>-4</sup> entre o valor de vazão turbinada da iteração n em relação ao da n-1 (Bitencourt et al, 2013).

Por fim, são calculadas as perdas, obedecendo às equações (5), (6), e (7), e produtividade de cada hora programada no pré-despacho.



### 3.2. Validação

Para a validação da modelagem proposta, foi simulado o pré-despacho de 188 dias verificados no histórico de operação usina (em base horária) e foram comparadas as grandezas de interesse para todo o período (Bitencourt et al, 2013).

Dentre os 4512 valores horários, os erros de vazão turbinada simulada em relação à verificada variaram entre -2,7% e 2,19%. O módulo deste erro para todos os períodos teve uma média de 1,18% com desvio padrão de 0,46%. Do total de horas analisadas, 93,95% apresentaram erro inferior a 2% absolutos. Tais resultados mostram uma grande aderência entre dados simulados e verificados (Bitencourt et al, 2013).

## 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após validação do simulador, foram construídas as curvas de perdas e produtividade da usina. Para melhor visualização dos resultados, foi feita a análise conjunta das perdas já apresentadas e da produtividade, na medida em que varia a potência gerada pelas máquinas. Assim, aumenta a gama de informações para o programador do pré-despacho e também o subsídio necessário à otimização dos recursos com base em critérios estabelecidos (Bitencourt et al, 2013).

### 4.1. Perdas e Produtividade

As Figuras 2 e 3 apresentam a variação da potência gerada no eixo horizontal. O eixo vertical esquerdo representa as perdas em MW enquanto o eixo vertical direito contempla a produtividade da usina, em MW / (m<sup>3</sup>/s). Para as curvas de perdas, são desejáveis valores baixos. Já para a curva de produtividade é desejável a obtenção de valores altos. Em todos os casos o nível de montante do reservatório é o máximo (100% do volume útil armazenado), sem considerar vertimentos (Bitencourt et al, 2013).

Os gráficos da Figura 2 mostram as perdas definidas anteriormente, sendo: elevação do nível de jusante (traço-ponto vermelha), hidráulica (tracejada roxa), rendimento (linha cheia preta) e a soma das três, ou perda total (linha cheia azul). A curva restante (pontilhada marrom) é a variação da produtividade (Bitencourt et al, 2013).

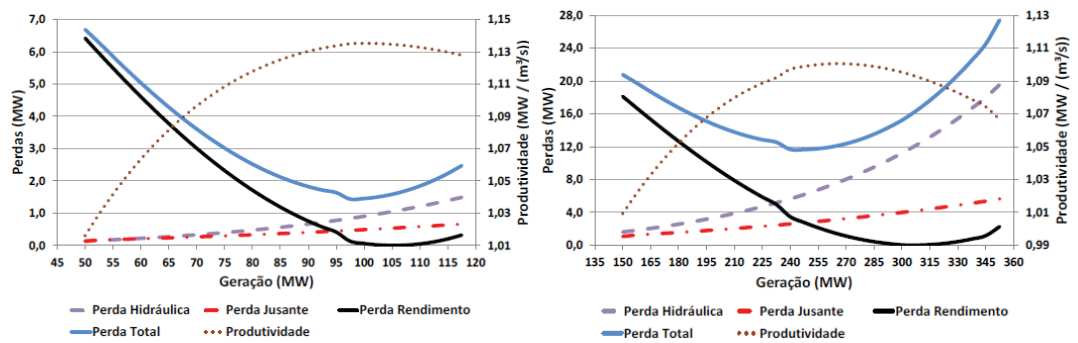


Figura 2 – Curvas de perdas e produtividade para uma (esquerda) e para três (direita) UGs sincronizadas.

Com duas UGs despachadas, a potência se situa na faixa de 100 a 235 MW, distribuída igualmente entre elas. Neste caso, para as mesmas condições de armazenamento, o menor valor de perdas ocorre quando a geração por unidade é de 90 MW, totalizando 180 MW na usina. O melhor ponto de rendimento para cada conjunto turbina-gerador é o despacho de 102,5 MW, diferentemente da condição anterior. Já a curva de produtividade tem o seu valor mais alto (de 1,118 MW / (m³/s)) na faixa que vai de 185 a 195 MW na usina (92,5 a 97,5 MW por UG) (Bitencourt et al, 2013).

Quando são despachadas três UGs, a potência factível está na faixa de 150 a 352,5 MW, também distribuída igualmente entre as três máquinas, como ilustrado na metade direita da Figura 2 (Bitencourt et al, 2013).

As curvas mostram que para minimizar as perdas, cada unidade deve gerar 82,5 MW, totalizando 247,5 MW na usina. A perda de rendimento é nula para um despacho de 102,5 MW, idêntico ao valor de dois grupos despachados. Finalmente, a curva de produtividade tem seu maior valor (de 1,101 MW / (m³/s)) no montante de 262,5 MW despachados na usina (87,5 MW por grupo gerador) (Bitencourt et al, 2013).

Percebe-se, para esta usina, que tanto para uma melhor produtividade como para menores perdas, o ideal é despachar o menor número de unidades possível, caso a potência necessária possa ser suprida com 1 ou 2 grupos ou, também, com 2 ou 3 grupos (Bitencourt et al, 2013).

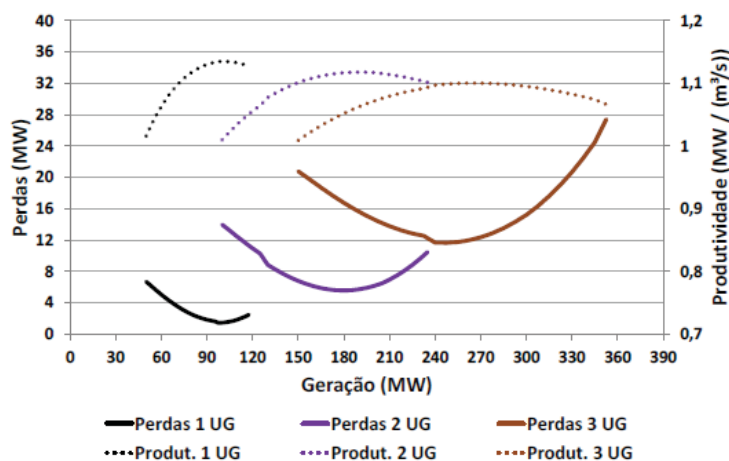


Figura 3 – Curvas de perdas e produtividade para ‘n’ UGs sincronizadas.

Por exemplo, se a meta de geração da usina para um período for de 115 MW, é mais econômico gerá-los com uma UG (com perda de 2,23 MW e produtividade de 1,123 MW / (m<sup>3</sup>/s)) do que com duas UGs (com perda de 11,67 MW e produtividade de 1,046 MW / (m<sup>3</sup>/s)). De forma análoga, se for solicitada uma geração de 160 MW, a decisão de operação econômica é por meio de dois grupos sincronizados, gerando 80 MW cada (aos quais corresponderão 6,11 MW de perda e 1,11 MW / (m<sup>3</sup>/s) de produtividade) em detrimento da opção de sincronizar três grupos, gerando 53,33 MW cada (com perda de 19,40 MW e produtividade de 1,025 MW / (m<sup>3</sup>/s)) (Bitencourt et al, 2013).

#### 4.2. Aplicação da Metodologia de Análise Conjunta de Perdas e Produtividade

Como exemplo de melhorias que podem ser obtidas através da metodologia proposta, segue simulação realizada com base no histórico de geração da usina.

O gráfico da Figura 4 é dividido em duas partes. A metade esquerda contempla os dados originais, verificados no histórico de geração da usina, simulados no modelo proposto por este trabalho. A parte à direita mostra a proposta de geração, com base nas curvas apresentadas até agora. Ambos os gráficos possuem em seu eixo horizontal a distribuição das 24 horas do dia programado. A metade superior dos gráficos exhibe a curva de geração no eixo vertical esquerdo (linha cheia) e a variação do nível do reservatório no eixo vertical direito (linha tracejada).

Já a metade inferior levanta as perdas totais (linha cheia) e perdas de rendimento (gráfico de área) no eixo vertical esquerdo, além da produtividade (linha tracejada) no eixo vertical direito. Estas variáveis são as mais relevantes para o programador do pré-despacho (Bitencourt et al, 2013).

Os dados de geração exibidos são de uma segunda-feira de primavera, em 2012. No início do dia o reservatório está com aproximadamente 64% do seu volume útil de armazenamento. A afluência é de 99,3 m<sup>3</sup>/s e a meta de geração é 138,58 MW.

Nestas condições a perda média foi de 4,5 MW e a produtividade média de 1,086 MW / (m<sup>3</sup>/s). A variação do nível de montante foi de apenas -3 centímetros ao longo do dia (-0,30% do volume útil do reservatório).

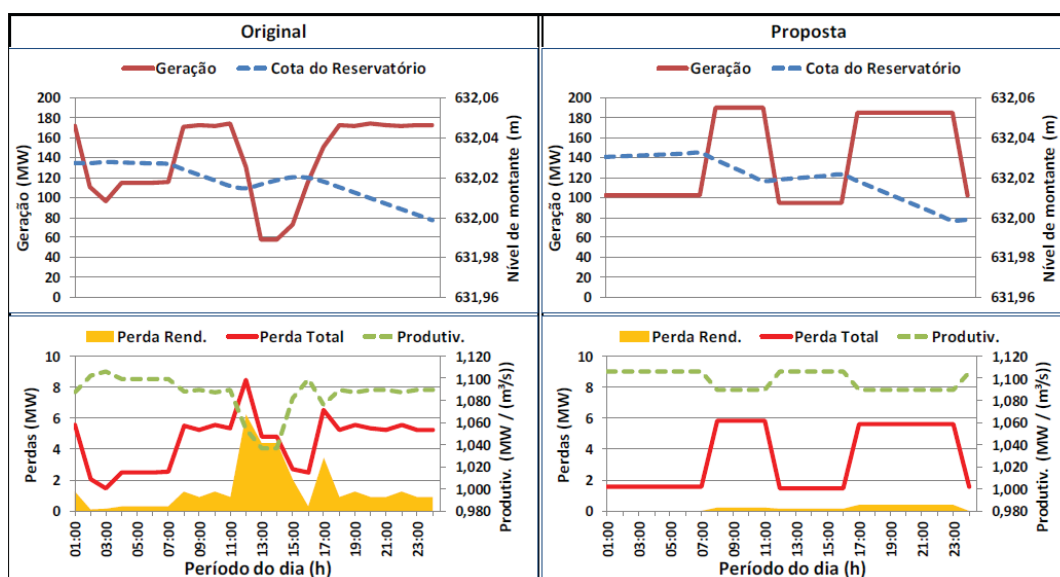


Figura 4 – Curvas de geração, nível de montante, perdas e produtividade (originais e propostas).

A proposta apresentada para este dia contempla as seguintes alterações: redução de 18 MW médios na geração na madrugada (período em que normalmente há folga no sistema), elevação de 14 MW na geração média das 08h00 às 18h00, mantendo-se praticamente idêntica a geração média das 19h00 às 00h00.

Este procedimento reduziu as perdas de 4,5 MW para 3,4 MW médios no dia (24,4%). A produtividade cresceu de 1,086 para 1,099 MW / (m<sup>3</sup>/s), mas o mais importante é verificar a faixa amarela (perdas de rendimento). Estas perdas foram reduzidas drasticamente, mantendo as máquinas em melhores pontos de operação com alterações de geração pouco impactantes ao sistema (Bitencourt et al, 2013).

## 5. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma análise conjunta de perdas e produtividade aplicada ao pré-despacho de unidades geradoras em usinas hidrelétricas. Através dos estudos realizados, foi verificado que é possível, por meio da alteração da curva de geração e mantendo-se as premissas advindas da etapa de planejamento de médio prazo, reduzir perdas e aumentar a produtividade da usina em questão.

Destaca-se, também, a relevância da impressão de gráficos representando a evolução de grandezas como geração programada e variação do nível de montante para todas as horas do dia, em conjunto com a estratificação das perdas por rendimento, perdas totais e produtividade de todos os patamares do pré-despacho.

Este estudo torna-se uma ferramenta importante para a decisão do programador do pré-despacho, pois fornece subsídio para escolha das melhores condições de geração, analisando de forma conjunta perdas e produtividade.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BITENCOURT, L. C. de, OLIVEIRA, M. U., SCHENFERT F<sup>o</sup>, E., “Modelo de simulação para a otimização do pré-despacho de uma usina hidrelétrica de grande porte”, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

FORTUNATO, L. A. M., ARARIPE NETO, T. de A., ALBUQUERQUE, J. C. R. de, PEREIRA, M. V. F., “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica”, Niterói, RJ, EDUFF, 1990.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. “Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 8.1: Programação diária da operação eletroenergética”, 2009. 25 f. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2012.

SALMAZO, C. T., “Modelo de otimização eletroenergético de curto prazo (Pré-despacho) aplicado ao sistema Copel”, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

SALMAZO, C. T., SOARES F<sup>o</sup>, S., “Minimum Loss Predispatch Model for Hydroelectric Power Systems”, IEEE Trans. Power Delivery, vol.12, no. 3, August 1997, pp. 1220-1228.