



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GOP/13

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - IX**

**GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**VANTAGENS EM SE CONSIDERAR METAS DE DEMANDA PARA GRUPOS DE USINAS NA MODELAGEM DO PROBLEMA DE COMISSONAMENTO DE UNIDADES HIDRELÉTRICAS**

**Brunno Henrique Brito  
IFTO**

**Erlon Cristian Finardi  
LABPLAN - UFSC**

**Fabício Y. K. Takigawa  
IFSC**

**RESUMO**

Este informe técnico tem por objetivo realizar uma análise das vantagens de se considerar as metas de demanda para grupos de usinas em cascata (e não para cada usina, como estabelece o Operador Nacional do Sistema – ONS) via Programação Linear Inteira Mista (PLIM) no comissionamento de unidades hidrelétricas, tendo em vista que, desta forma, as unidades mais eficientes da cascata serão priorizadas no despacho. O intuito é atingir empresas que possuem diversas usinas hidrelétricas, principalmente quando estas estão dispostas em cascata. Neste artigo, foram feitas simulações em uma cascata com 29 unidades geradoras de 8 usinas localizadas em cascata.

**PALAVRAS-CHAVE**

Comissionamento de Unidades Hidrelétricas. Usinas em Cascata. Programação Linear Inteira Mista.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Segundo o ONS (1), o sistema de transmissão e produção de energia elétrica no Brasil, também conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), é classificado como hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Para minimizar os custos de operação deste sistema, o ONS dispõe de ferramentas computacionais homologadas para estudos de médio e curto prazo (2) que maximizam o despacho hidrelétrico por se tratar de uma fonte mais vantajosa econômica e ambientalmente. No entanto, devido às complexidades do problema, ainda não existe uma ferramenta consolidada para a Programação Diária da Operação (PDO) (2) e, com isso, o ONS faz uso de diretrizes resultantes do modelo de curto prazo para conceber as metas de geração de todas as usinas para cada meia hora do dia seguinte (3).

A partir das metas de geração para o dia seguinte, os agentes de geração tem a tarefa de determinar quais unidades geradoras serão acionadas e seus respectivos níveis de geração ao menor custo possível, o que caracteriza um problema de comissionamento de unidades geradoras. Por se tratar de um problema não linear (devido ao comportamento da função de produção das unidades), com variáveis binárias (que acionam ou não a unidade em cada estágio), e de grande porte (por conta do número de variáveis envolvidas), o problema de comissionamento de unidades geradoras em usinas hidrelétricas é de difícil solução. Na literatura, diferentes estratégias têm sido utilizadas para resolver o problema de comissionamento de unidades. Dentre essas estratégias, pode-se destacar: as que utilizam técnicas de Relaxação Lagrangiana (RL) e Recuperação Primal (RP) (2), (4); as que utilizam pacotes computacionais de PNLIM para resolver o problema (5), (6); e as que linearizam o problema como um todo e utiliza pacotes computacionais de PLIM (7), (8). Brito (9) realiza uma análise comparativa entre as três estratégias citadas acima e aponta as vantagens e desvantagens dos resultados de cada uma.

Partindo do princípio de que uma empresa pode ser detentora de mais de uma usina, e considerando que esta possui hidrelétricas em cascata, este artigo apresenta uma análise da economia de uma empresa que decide otimizar o

(\*) Instituto Federal do Tocantins – Campus Palmas. AE 310 SUL, Avenida LO 05, s/n Plano Diretor Sul, Palmas-TO, CEP: 77.021-090 – Brasil. Tel: (+55 63) 3239-4058 – E-mail: brunno@ifto.edu.br

despacho considerando uma única meta horária de geração para toda a cascata (em vez de considerar para cada usina como estabelece o ONS) para cada hora do dia seguinte. Quando é tomada a decisão de considerar a meta de demanda por grupo de usinas em cascata, o problema torna-se ainda mais complexo devido à inserção de um acoplamento espacial na restrição de atendimento à demanda. Essa complexidade inserida no problema torna ainda mais complicado a busca da solução utilizando os métodos de decomposição do problema original não linear. Por isso, nesse informe técnico, a função de produção é linearizada a partir do método da interpolação tridimensional (8) e o problema é resolvido em um *solver* de PLIM. Para isso, será considerado um sistema real com 8 usinas em cascata e 29 unidades geradoras.

Este artigo está organizado conforme descrito na sequência. A seção 2.0 descreve a modelagem original não linear detalhada do problema. Por sua vez, a Seção 3.0 mostra com detalhes a estratégia de solução utilizada para linearizar a função de produção e resolver o problema de comissionamento de unidades hidrelétricas com um *solver* de PLIM. Na Seção 4, os resultados e a análise de quanto foi economizado pela empresa que considerou as metas de demanda para toda a cascata. Por fim, as conclusões encontram-se na Seção 5.

## 2.0 - MODELAGEM E FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Esta seção inicialmente apresenta a modelagem da função de produção não linear das unidades hidrelétricas. Na sequência, a formulação completa do problema de comissionamento de unidades hidrelétricas é apresentada.

### 2.1 Função de Produção Hidrelétrica

A produção de energia elétrica em unidades geradoras hidrelétricas é representada matematicamente a partir da chamada função de produção hidrelétrica (2) e é modelada conforme a descrito em [1]:

$$pg = G \cdot q \cdot \eta(v, q, Q, S) \cdot hl(v, q, Q, S) - pgg(pg) - pmt(pg), \quad [1]$$

em que:

$pg$	é a potência elétrica ativa do gerador, em MW;
$G$	é uma constante obtida pelo produto da aceleração da gravidade ( $g$ ) do local, da densidade da água ( $d$ ) e do sistema de unidades considerado. Este trabalho considera $g = 9,8361 \text{ m/s}^2$ , $d = 997 \text{ kg/m}^3$ e MW como unidade de potência, o que resulta em $G = 9,81 \cdot 10^{-3} \text{ kg/(m}^2\text{s}^2)$ ;
$q$	é a vazão turbinada da unidade, em $\text{m}^3/\text{s}$ ;
$\eta$	é o rendimento hidráulico de uma dada unidade hidrelétrica;
$v$	é o volume d reservatório, em $\text{hm}^3$ ;
$Q$	é a vazão turbinada da usina, em $\text{m}^3/\text{s}$ ;
$S$	é a vazão vertida da usina, em $\text{m}^3/\text{s}$ ;
$hl$	é a altura de queda líquida da unidade, em m;
$pgg$	são as perdas globais do gerador, em MW;
$pmt$	são as perdas mecânicas da turbina, em MW.

A altura de queda líquida representada na função de produção é modelada da seguinte maneira:

$$hl(v, q, Q, S) = a_0 + a_1 \cdot v + a_2 \cdot v^2 + a_3 \cdot v^3 + a_4 \cdot v^4 - b_0 + b_1 (Q + S) + b_2 (Q + S)^2 + b_3 (Q + S)^3 + b_4 (Q + S)^4 - k_p \cdot q^2 - k_s \cdot q^2, \quad [2]$$

em que:

$a_0, \dots, a_4$	são os coeficientes do polinômio que representa a cota de montante para o reservatório;
$b_0, \dots, b_4$	são os coeficientes do polinômio que representa a cota de jusante para o reservatório;
$k_p$	é uma constante que depende das características físicas do conduto forçado que conecta o reservatório com uma certa unidade hidrelétrica ( $\text{s}^2/\text{m}^5$ );
$k_s$	é uma constante que depende da área da seção de baixa pressão da turbina e da aceleração da gravidade ( $\text{s}^2/\text{m}^5$ ).

O rendimento hidráulico da turbina depende da vazão turbinada e da queda líquida e é modelado da seguinte maneira:

$$\eta(v, q, Q, S) = c_0 + c_1 \cdot q + c_2 \cdot hl(v, q, Q, S) + c_3 \cdot q \cdot hl(v, q, Q, S) + c_4 \cdot q^2 + c_5 \cdot hl(v, q, Q, S)^2, \quad [3]$$

em que:

$c_0, \dots, c_5$	são os coeficientes do polinômio que representa o rendimento de uma dada unidade hidrelétrica.
-------------------	--

As perdas mecânicas na turbina, associadas à potência consumida pelo atrito com os mancais guias e de escora, e as perdas globais do gerador, constituídas pelas perdas elétricas da máquina mais uma parcela das perdas mecânicas nos mancais e selo de vedação são modeladas (2) como descrito em [4]:

$$pmt(pg) = g_0 + g_1 \cdot pg + g_2 \cdot pg^2, \quad pgg(pg) = f_0 + e^{f_1 \cdot pg}, \quad [4]$$

em que,

$g_0, \dots, g_2$  são os coeficientes do polinômio que representa as perdas mecânicas da turbina;  
 $f_0, \dots, f_1$  são os coeficientes da função que representa as perdas globais do gerador.

## 2.2 Formulação do Problema

O problema de comissionamento de unidades geradoras de usinas hidrelétricas acopladas em cascata que considera a meta de demanda para toda a cascata para cada hora do dia seguinte é dado por:

$$\min \Theta = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R Q_{rt} + S_{rt}, \quad [5]$$

sujeito a:

$$v_{rt} - v_{r,t-1} + c \cdot \left[ Q_{rt} + S_{rt} - \sum_{m \in \mathfrak{R}_r} (Q_{m,t-\tau_{mr}} + S_{m,t-\tau_{mr}}) \right] = c \cdot y_{rt}, \quad [6]$$

$$\sum_{r=1}^{n_t} \sum_{j=1}^{n_{rt}} pg_{jrt} = L_t, \quad [7]$$

$$v_r^{\min} \leq v_{rt} \leq v_r^{\max}, \quad 0 \leq S_{rt} \leq S_r^{\max}, \quad [8]$$

$$pg_{jrt} = G \cdot q_{jrt} \cdot \eta_{jrt}(v_{rt}, q_{jrt}, Q_{rt}, S_{rt}) \cdot hl_{jrt}(v_{rt}, q_{jrt}, Q_{rt}, S_{rt}) - \quad [9]$$

$$pgg_{jrt}(pg_{jrt}) - pmt_{jrt}(pg_{jrt}), \quad [9]$$

$$e_0 + e_1 \cdot hl + e_2 \cdot hl^2 + e_3 \cdot hl^3 \leq q_{jrt} \leq d_0 + d_1 \cdot hl + d_2 \cdot hl^2 + d_3 \cdot hl^3, \quad [10]$$

$$\sum_{j=1}^{n_{rt}} q_{jrt} = Q_{rt}, \quad [11]$$

$$u_{jrt} \geq u_{jrp} - u_{jr,p-1}, \quad p \in [t+1 - t_{jr}^{up}, t-1], \quad [12]$$

$$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\min} \cdot z_{jkrt} \leq pg_{jrt} \leq \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\max} \cdot z_{jkrt}, \quad [13]$$

$$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} = u_{jrt}, \quad \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} \leq 1, \quad z_{jkrt} \in \{0, 1\}, \quad u_{jrt} \in \{0, 1\}, \quad [14]$$

Em que,

$R$	é o número total de reservatórios do sistema;
$T$	é o número total de estágios da programação;
$j$	é o índice associado às unidades geradoras;
$r$	é o índice associado aos reservatórios da cascata;
$t$	é o índice associado aos estágios de tempo;
$k$	é o índice das zonas de operação das unidades;
$c$	é a constante que transforma a vazão (m <sup>3</sup> /s) em volume (hm <sup>3</sup> ), em um período igual a uma hora;
$y_{rt}$	é a vazão incremental afluyente do $r$ -ésimo reservatório ao longo do estágio $t$ (m <sup>3</sup> /s);
$L_{rt}$	é a meta de geração para a usina do reservatório $r$ no estágio $t$ ;
$u_{jrt}$	é a variável binária que indica se a unidade $j$ do reservatório $r$ está ligada no estágio de tempo $t$ ;
$z_{jkrt}$	é a variável binária que indica se a unidade $j$ do reservatório $r$ está ligada na zona $k$ , no estágio $t$ ;
$pg_{jkrt}^{\min/\max}$	é a potência mínima/máxima da unidade $j$ , reservatório $r$ e estágio $t$ operando na zona $k$ (MW)
$n_{rt}$	é o número de unidades disponíveis no reservatório $r$ e no estágio $t$ ;
$n_t$	é o número de usinas disponíveis na cascata no estágio $t$ ;
$\Phi_{jr}$	é o número total de zonas proibidas de operação da unidade $j$ do reservatório $r$ ;
$\tau_{mr}$	é o tempo de viagem da água entre os reservatório $m$ e $r$ ;
$\mathfrak{R}_r$	é o conjunto de reservatórios imediatamente a montante ao $r$ -ésimo reservatório;
$d_0, \dots, d_3$	são constantes;
$e_0, \dots, e_3$	são constantes.

Como pode ser visto em [5], o objetivo do agente gerador é minimizar a vazão defluyente da cascata. A restrição [6] representa o balanço hidráulico entre as usinas, considerando o tempo de viagem da água entre os reservatórios. O atendimento à uma única demanda para toda a cascata para cada hora do dia seguinte é representado na restrição

[7]. Na restrição [8], os limites dos volumes dos reservatórios e da vazão vertida são representados. A restrição [9] apresenta as funções de produção de todas as unidades hidrelétricas em cada estágio de tempo. A restrição [10] apresenta os limites de vazões turbinadas das unidades, modelados como em (2). A restrição [11] garante que a vazão turbinada da usina seja igual à soma das vazões turbinadas nas unidades. A restrição [12] garante um tempo mínimo ligado às unidades depois de acionadas (restrição de *uptime*) no intuito de reduzir as partidas e paradas das máquinas. Os limites de geração, considerando diferentes zonas de operação, são representados em [13]. As restrições de integralidade do sistema são representadas em [14].

### 3.0 - ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

Como os solvers atuais de PLIM são capazes de resolver problemas de grande porte sem muito esforço computacional (8), a estratégia utilizada para resolver o problema de comissionamento hidrelétrico neste informe técnico baseia-se na linearização do problema original, de PNLIM, e na solução deste a partir de um solver de PLIM denominado CPLEX.

A altura de queda líquida linearizada é representada através da seguinte equação:

$$hl^*(v) = A_0 + A_1 \cdot v - fcj^* - ph^*, \text{ onde, } A_0 = h^{\min}, A_1 = \frac{h^{\max} - h^{\min}}{v^{\max} - v^{\min}}, \quad [15]$$

em que,

$hl^*$	é a altura de queda líquida linearizada;
$fcj^*$	é a constante que representa o nível de jusante do reservatório (m);
$ph^*$	é a constante que representa as perdas hidráulicas no reservatório (m);
$h^{\min/\max}$	é o nível mínimo/máximo do reservatório (m);
$v^{\min/\max}$	é o volume mínimo/máximo do reservatório (hm <sup>3</sup> ).

Como em (8), a função de produção é linearizada utilizando interpolação tridimensional. Neste caso, seleciona-se, para cada modelo de unidade geradora, três funções de produção considerando três alturas de queda líquida (mínima, de projeto e máxima), representadas neste documento pelo índice  $x$ . Para cada função de produção, é necessário obter três vazões turbinadas (mínima, média e máxima) e as potências geradas relativas a cada uma dessas vazões. Neste caso, são utilizadas, respectivamente, as equações [10] e [1]. Desta forma, totalizam-se nove pontos que representam linearmente a função de produção, como pode ser visualizado na Figura 1. Neste documento, o índice  $y$  representará matematicamente a curva referente a uma altura de queda líquida.

A partir da criação dos 9 pontos, o espaço bidimensional da aproximação linear da curva colina é dividido em oito triângulos. A vantagem deste método é que os pontos dentro de cada triângulo podem ser determinados atribuindo pesos nos pontos referentes aos cantos dos triângulos e, para isso, são necessárias apenas três novas variáveis binárias. Desta forma, pode-se substituir as restrições que representam as funções de produção [9] pelo seguinte conjunto de restrições:

$$\sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) = u_{jrt}, \quad [16]$$

$$hl_{jrt} \leq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot H_{jr}^*(x, y) + h^{\max} \cdot (1 - u_{jrt}), \quad [17]$$

$$hl_{jrt} \geq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot H_{jr}^*(x, y), \quad [18]$$

$$q_{jrt} = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot Q_{jr}^*(x, y), \quad [19]$$

$$pg_{jrt} = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot PG_{jr}^*(x, y), \quad [20]$$

$$w_{jrt}(1, 3) + w_{jrt}(2, 3) + w_{jrt}(3, 3) \leq b_{jrt}, \quad [21]$$

$$w_{jrt}(1, 1) + w_{jrt}(2, 1) + w_{jrt}(3, 1) \leq 1 - b_{jrt}, \quad [22]$$

$$w_{jrt}(3, 1) + w_{jrt}(3, 2) + w_{jrt}(3, 3) \leq a_{jrt}, \quad [23]$$

$$w_{jrt}(1, 1) + w_{jrt}(1, 2) + w_{jrt}(1, 3) \leq 1 - a_{jrt}, \quad [24]$$

$$w_{jrt}(2, 2) \leq c_{jrt}, \quad [25]$$

$$w_{jrt}(1, 1) + w_{jrt}(3, 1) + w_{jrt}(1, 3) + w_{jrt}(3, 3) \leq 1 - c_{jrt}, \quad [26]$$

Em que,

- $H_{jr}^*(x,y)$  é a queda líquida representada pelo ponto  $(x,y)$  equivalente para a unidade  $j$  do reservatório  $r$ ;  
 $Q_{jr}^*(x,y)$  é a vazão turbinada representada pelo ponto  $(x,y)$  equivalente para a unidade  $j$  do reservatório  $r$ ;  
 $PG_{jr}^*(x,y)$  é a potência representada pelo ponto  $(x,y)$  equivalente para a unidade  $j$  do reservatório  $r$ ;  
 $a_{jrt}$  é a variável binária que é 1 quando o triângulo escolhido está acima da linha que liga os pontos centrais horizontalmente para a unidade  $j$  do reservatório  $r$  no estágio  $t$ ;  
 $b_{jrt}$  é a variável binária que é 1 quando o triângulo escolhido está à direita da linha que liga os pontos centrais verticalmente para a unidade  $j$  do reservatório  $r$  no estágio  $t$ ;  
 $c_{jrt}$  é a variável binária que é 1 quando o triângulo escolhido está no ponto central para a unidade  $j$  do reservatório  $r$  no estágio  $t$ ;  
 $w_{jrt}(x,y)$  é o peso do ponto de dados para a unidade  $j$  do reservatório  $r$  no estágio  $t$ .

A restrição [16] define a soma ponderada dos pesos de todos os nove pontos de dados. Nesse caso, se a unidade for acionada esta soma deve ser igual a 1. As restrições [17] e [18] calculam o valor da interpolação para a altura de queda líquida. Se a unidade estiver ligada, o valor interpolado é igual à soma da altura de queda líquida ponderada pelos pontos de dados. As restrições [19] e [20] calculam os valores da vazão turbinada e da potência gerada através da interpolação dos pontos de dados bidimensionais. As restrições [21] a [26] estabelecem o princípio do entrelaçamento triangular em um espaço bidimensional. A Figura 1 apresenta uma função de produção original e sua representação linearizada sobreposta.

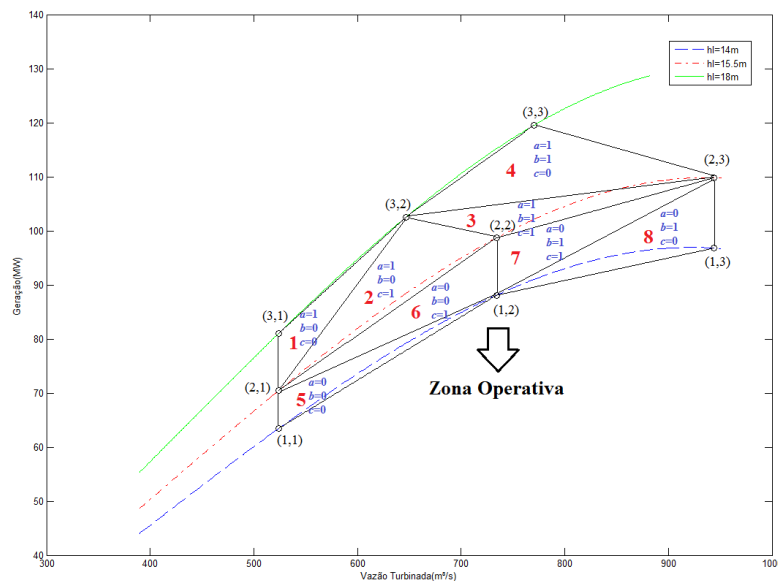


FIGURA 1 – Linearização da Função de Produção. Fonte: (9)

A partir da Figura 1, percebe-se que a combinação das variáveis binárias  $a$ ,  $b$  e  $c$  endereçam o triângulo a ser interpolado. Mais detalhes dessa linearização podem ser conferidas em (9).

#### 4.0 - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os resultados e as análises das vantagens de se otimizar o problema de comissionamento de unidades hidrelétricas considerando uma só demanda para toda a cascata em cada hora do dia seguinte. As simulações foram realizadas em seis cenários, sendo três diferentes comportamentos de metas de demanda e dois diferentes níveis de volumes iniciais dos reservatórios. As estratégias de solução foram simuladas no programa AIMMS 3.14 e executadas em um processador Intel Core 2 Quad 2,66 GHz. Na plataforma AIMMS, PLIM foram resolvidos pelo solver.

##### 3.1 Descrição dos Dados Iniciais

Os testes realizados neste trabalho são baseados em um sistema hidráulico da Bacia do Iguaçu, localizado na região sul do Brasil, composto por oito usinas acopladas em cascata, conforme disposto na Figura 2. Os números entre parênteses referem-se à quantidade de unidades geradoras de cada usina e os números entre colchetes representam o tempo de viagem da água (em horas) entre as usinas. A água viaja no sentido apontado pelos triângulos.

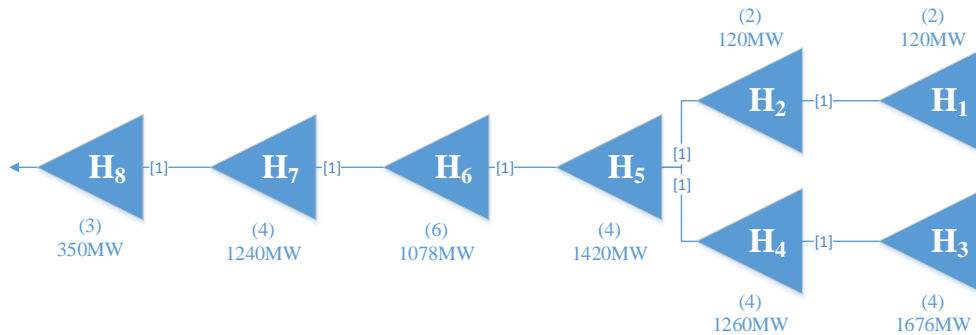


FIGURA 2 - Diagrama esquemático do sistema hidrelétrico.

As afluições incrementais foram consideradas nulas para todos os reservatórios. O  $t^{up}$  considerado foi de seis horas para todas as usinas. Dois diferentes níveis de volumes iniciais foram considerados para os reservatórios: um com volumes iniciais mais altos (entre 50% e 100% do volume útil); e outro com volumes iniciais iguais a 30% do volume útil. Os três comportamentos de metas de demanda para a cascata, resultados dos somatórios das metas de demanda por usina, podem ser observados na Figura 3. Os demais coeficientes e dados iniciais utilizados nestas simulações podem ser obtidas em (9).

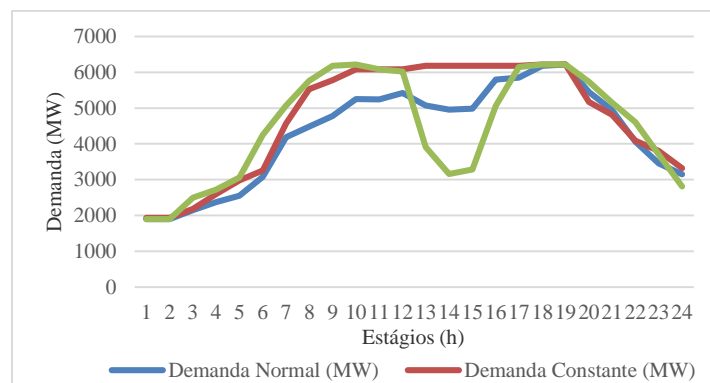


FIGURA 3 – Comportamentos de metas de demanda.

Os seis cenários resultantes serão apresentados da seguinte forma: os cenários 1 e 2 são referente à demanda normal; os cenários 3 e 4 à demanda constante; e os cenários 5 e 6 são referente à demanda oscilante. Os cenários ímpares consideram os volumes iniciais mais altos e os pares consideram os volumes iniciais iguais a 30% do volume útil.

### 3.2 Resultados

Os principais resultados dos cenários simulados podem ser visualizados na Tabela 1.

Tabela 1: Resumo dos resultados.

Cenário	Fobj.	Vf	Fobj.	Vf	Diferenças (%)
	(m <sup>3</sup> /s)	(hm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /s)	(hm <sup>3</sup> )	
	Meta por Usina		Meta por Cascata		Fobj./Vf
1	156.390,3	19.318,15	114.732,4	19.446,50	-26,6/+0,66
2	164.024,0	14.576,57	124.523,4	14.699,45	-24,1/+0,84
3	166.684,8	19.318,18	134.557,0	19.427,87	-19,3/+0,56
4	175.094,5	14.576,57	148.370,3	14.667,92	-15,3/+0,63
5	157.164,1	19.331,27	123.053,5	19.439,28	-21,7/+0,56
6	165.249,5	14.588,34	135.660,7	14.682,80	-17,9/+0,65

A partir da Tabela 1, percebe-se uma redução expressiva de vazão defluente quando as metas de demanda são consideradas para toda a cascata. Se essa vazão economizada for convertida em energia (kWh) e vendida a um Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) de R\$216,15/MWh por exemplo, o ganho diário da empresa detentora de toda a cascata poderá ultrapassar os 5 mil reais em um único dia, conforme pode ser conferido na Tabela 2.

Tabela 2: Ganho da empresa nos 6 cenários.

Cenário	Ganho (R\$)
1	5.512,41
2	4.278,26
3	4.805,97
4	3.134,84
5	2.869,19
6	2.987,30

Esses valores são bastante promissores, tendo em vista que ao final de um ano o ganho pode chegar a cerca de 2 milhões de reais. Além disso, vale ressaltar que o valor do PLD pode chegar a R\$388,48/MWh, bem acima do considerado nessa simulação.

## 5.0 - CONCLUSÕES

Este artigo mostra de forma clara as vantagens em se considerar as metas de demandas para grupos de usinas, e não para cada usina como estabelece o ONS, na programação diária da operação eletroenergética.

Os resultados mostraram reduções significativas, chegando a ultrapassar os 25%, nas vazões defluentes, considerando uma cascata de oito usinas. Tais resultados mostram que empresas detentoras de usinas hidrelétricas em cascata tendem a ter um ganho financeiro significativo quando as metas de demanda de cada usina são somadas e consideradas para toda a cascata.

Logo, considerando a atual crise hidráulica e energética que passamos, mudanças de atitude como a apresentada nesse artigo pode, a médio prazo, auxiliar na recomposição dos níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, contribuir para a garantia do fornecimento de energia ao menor custo possível, tendo em vista o baixo custo de operação das usinas hidrelétricas quando comparadas às termelétricas.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS. [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em 20 de fevereiro de 2017.
- (2) FINARDI, E. C.; SCUZZIATO, M. R. Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 44, n.1, 2013
- (3) ONS. *Módulo 8: Programação Diária da Operação Eletroenergética*, Procedimentos de Rede, 2009
- (4) TAKIGAWA, F. Y. K. *Desenvolvimento de um Modelo Computacional para o Problema da Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- (5) CATALAO, J. P. S.; POUSINHO, H. M. I.; MENDES, V. M. F. Mixed-integer nonlinear programming for head-dependent short-term hydro scheduling, *International Conference on Power Engineering*, March 2009, p.90. 2009.
- (6) CORDOVA, M. M.; FINARDI, E. C.; RIBAS, F. A. C.; PASE, C. D.; MATOS, V. L.; SCUZZIATO, M. R.; COUTO, F. A. B.; MARTINS, F. R. S. *Sistema de Gestão em Tempo Real para Avaliação da Performance e Otimização da Produção de Energia na Usina Hidrelétrica de Itá*. VII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2013.
- (7) MAHALIK, M. R.; VESELKA, T. D.; MAHAJAN, A. Application of a New Tool to Magazine Hydropower Day-Ahead Scheduling and Real-Time Operations, *Industrial Engineering and Operations Research*. California, USA, p.1-37. 2012.
- (8) LI, X.; LI, T.; WEI, J.; WEI, J.; WANG, G.; YEH, W. W. G. Hydro Unit Commitment via Mixed Integer Linear Programming: A Case Study of the Three Gorges Project, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.29, n.3, 2014.
- (9) BRITO, B. H. .; FINARDI, E. C.; TAKIGAWA, F. Y. K. *Análise Comparativa de Diferentes Metodologias para a Solução do Problema de Comissionamento de Unidades de Usinas Acopladas em Cascata*. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015.
- (10) RIBAS, F. A. C. *Otimização da Geração de Energia em Centrais Hidrelétricas*. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Bruno Henrique Brito nasceu em Santa Terezinha/MT (1988). Graduou-se em Sistemas Elétricos de Potência (2009) no Instituto Federal do Tocantins e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2015). Foi professor substituto no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins por 2 anos (2010-2012), onde também possui um cargo efetivo desde 2009 como técnico de laboratório. Desde 2015 é professor na Faculdade Católica do Tocantins. Tem experiência na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em sistemas hidrelétricos, planejamento da operação energética, otimização matemática aplicada e sistemas fotovoltaicos conectados à rede.



Erlon Cristian Finardi nasceu em Lages/SC (1974). Graduou-se em Engenharia Elétrica (1996) na Universidade Federal de Santa Catarina e obteve os títulos de mestre e doutor em engenharia nos anos de 1999 e 2002, respectivamente, na mesma universidade. Desde 2006 é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC. Seus principais interesses são estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, programação da manutenção preventiva, otimização estocástica, processamento de alto desempenho aplicado no planejamento e operação de sistemas de energia elétrica, métodos numéricos de otimização e programação computacional.



Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa nasceu em São Paulo/SP (1981). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Paulista Júlio de Mesquita Filho (2003), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2006 e 2010). Atualmente é professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. Tem experiência na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em sistemas hidrotérmicos, planejamento da operação energética e otimização matemática aplicada.