



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

BR/GCR/21
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

ALOCAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA DE USINAS GERADORAS ATRAVÉS DO MÉTODO DO BENEFÍCIO MARGINAL: VALORIZAÇÃO ECONÔMICA DO BENEFÍCIO DE REGULARIZAÇÃO A MONTANTE

**Pedro Avila (*)
PSR**

**Sérgio Granville
PSR**

**Luiz Augusto Barroso
PSR**

**Bernardo Bezerra
PSR**

**Mario Veiga Pereira
PSR**

**Dejair Domingues
Duke Energy**

**Vanessa Virgínio de Araújo
Duke Energy**

RESUMO

Atualmente, o critério de repartição da garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) entre as hidrelétricas é em proporção às suas energias firmes individuais. Como será mostrado neste trabalho, este método é ineficiente em termos econômicos, pois não sinaliza corretamente o benefício que o reservatório traz pela regularização das afluições às usinas a jusante. O objetivo deste trabalho é apresentar uma alternativa para o rateio da garantia física do SIN entre os agentes do sistema considerando uma metodologia que atenda um critério de rateio “justo” sob a ótica do núcleo de um jogo cooperativo, o que significa considerar, para as hidroelétricas, um rateio que reconheça a capacidade de regularização à jusante. É apresentado um estudo de caso para as usinas do SIN.

PALAVRAS-CHAVE

Garantia Física, Teoria dos Jogos Cooperativos, Alocação de Benefícios

1.0 - INTRODUÇÃO

A Garantia Física (GF) de uma usina geradora está no centro do modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro, visto que a mesma define o limite da energia que pode ser comercializada em contratos de energia e, no caso das usinas hidrelétricas, define seu fator de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)¹. Logo, seu cálculo é de fundamental importância para a viabilidade comercial dos geradores novos e existentes no Brasil.

A metodologia de cálculo de GF pode ser dividida em duas fases principais:

- (i) definição da GF total do sistema – conhecida também como carga crítica - a partir de um critério de confiabilidade de suprimento (por exemplo, que no máximo 5% das séries simuladas resulte algum corte de carga); e
- (ii) repartição do montante total entre cada uma das usinas do sistema.

Dada a característica do Sistema Interligado Nacional (SIN), que possui usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação localizadas em cascata e em regiões com diversidade hidrológica mas interconectadas eletricamente, a carga crítica total do sistema, resultante da operação integrada das usinas, é maior que a carga crítica de cada usina operando isoladamente. Assim, a existência destes benefícios sinérgicos da operação conjunta levanta a questão de como reparti-los de maneira eficiente economicamente entre os diversos agentes (proprietários das usinas).

¹ O MRE é um mecanismo compulsório de proteção financeira que busca compartilhar os riscos hidrológicos entre todos os geradores hidrelétricos (salvo as pequenas centrais hidrelétricas que podem optar por participar do MRE).

Com essas características, a repartição da GF é um exemplo do problema geral de repartição de custos e benefícios entre agentes que cooperam para a construção de um recurso compartilhado, como por exemplo, uma rede de estradas ou um sistema de transmissão. Como o desenvolvimento de um recurso para uso compartilhado é mais barato e/ou eficiente que o desenvolvimento de vários recursos para uso “exclusivo” de cada agente, surge o problema de como alocar os custos/benefícios entre os participantes.

Existem diversas formas e métodos matemáticos para repartir custos e benefícios entre agentes, onde os métodos de maior interesse são aqueles economicamente eficientes, isto é, aqueles onde a alocação reflete a real contribuição dos recursos aportados por cada agente à cooperação. Por exemplo, em problemas de alocação de custos e benefícios formulados por programação linear, a alocação a benefícios marginais é economicamente eficiente.

Um tema igualmente interessante é se é possível saber se uma proposta de divisão de custos (ou benefícios) é justa. Surpreendentemente, a resposta é sim. Este problema é estudado na teoria de jogos de coalizão, também conhecida por teoria de jogos cooperativos [1,2,3]. A coalizão, nesse caso, refere-se ao conjunto de usinas que cooperam entre si, através de uma operação integrada, para atender a uma determinada demanda de eletricidade.

De acordo com [4], um jogo cooperativo é formado por um conjunto de N jogadores que se unem para formar coalizões com o objetivo de maximizar ou minimizar uma função característica. A função característica fornece o benefício total, ou o custo total de fornecer um serviço, para cada coalizão formada pelos N jogadores (ou agentes). Um requisito importante da função característica é a condição de superaditividade², que estabelece que o benefício associado a qualquer coalizão será sempre maior ou igual que a soma dos benefícios associados as sub coalizões que o particionam. Ou seja, a superaditividade garante que a cooperação entre os agentes sempre gera um aumento no benefício total. Logo, a repartição dos benefícios é considerada “justa” se satisfaz aos seguintes condicionantes: (i) houver racionalidade do grupo, ou seja, quando for possível alocar aos jogadores benefícios cuja soma é igual ao benefício obtido pela grande coalizão; (ii) houver racionalidade individual, ou seja, quando cada jogador receber no mínimo um benefício igual ao que ele obteria agindo individualmente; e (iii) houver racionalidade das coalizões, ou seja, quando a soma das alocações dos jogadores de qualquer coalizão for maior que o benefício obtido pela ação conjunta destes jogadores. Quando uma alocação atende a estes três requisitos, refere-se a esta alocação como pertencente ao núcleo do jogo cooperativo. O núcleo formaliza a ideia de justiça em uma alocação de custos ou benefícios entre agentes. Se uma alocação pertence ao núcleo de um jogo cooperativo, podemos dizer que o benefício atribuído a qualquer agente, ou a “consórcios” de agentes, não é inferior ao que estes agentes conseguiriam obter se formassem um “consórcio” separado ou se atuassem “individualmente” (fora da coalizão). Em outras palavras, uma alocação de GF é justa se todos os geradores recebem mais energia por estarem operando integradamente do que o montante obtido com a operação isolada.

No sistema brasileiro, o cálculo da GF do SIN e seu critério de rateio entre as usinas que o compõe são definidos pela Portaria MME nº 258/2008. Neste contexto, os objetivos deste trabalho são: (i) apresentar os fundamentos conceituais para o cálculo da GF Portaria MME nº 258/2008, formulando estes fundamentos através de um problema de programação linear e (ii) apresentar uma alternativa para a alocação do montante total de GF a cada uma das usinas que seja economicamente eficiente e que atenda um critério de rateio “justo” sob a ótica do núcleo de um jogo cooperativo e, sobretudo, que seja “implementável” computacionalmente e ao menor “custo” regulatório possível no Brasil. A metodologia proposta será baseada na alocação marginal dos recursos de cada agente e, como será mostrado, se assemelha à metodologia atualmente em vigor para cálculo da GF dos empreendimentos de geração, definida pela Portaria MME nº 258/2008 [5]. No entanto, será apresentada uma correção nesta forma de rateio, acrescentando um termo para valorizar o benefício de regularização dos reservatórios e, dessa forma, tornando a mesma economicamente eficiente.

A Seção 2 apresenta o critério atual de cálculo de GF, analisando-o sobre a ótica da teoria dos jogos cooperativos. A Seção 3 apresenta a metodologia proposta neste trabalho para a alocação da GF entre os geradores. A Seção 4 apresenta um estudo de caso para o Sistema Elétrico Brasileiro, comparando os resultados com as GFs resultantes da metodologia atual de alocação.

2.0 - CRITÉRIO ATUAL DE RATEIO DE GF ENTRE OS AGENTES

A metodologia da Portaria MME nº 258/2008 estabelece que o rateio da carga crítica seja realizado por um critério econômico, através da renda *spot* dos geradores, ou seja, da sua contribuição em energia valorada ao custo marginal para o atendimento à demanda [6]. Para as usinas termelétricas, a aplicação do critério de rateio é imediato: a GF individual de cada térmica pode ser calculada diretamente de sua renda *spot* individual. No entanto, para as hidrelétricas, o problema é mais complicado. O fato do modelo oficial de cálculo de GF usado no Brasil (Newave) utilizar o conceito de reservatório equivalente, ou seja, não representar a operação das usinas hidroelétricas de maneira individualizada, só permite obter a “renda *spot*” para o chamado “bloco hídrico”. Como consequência, a repartição da GF do bloco hídrico entre as hidrelétricas individuais é realizada em proporção às

² Nesta definição assume-se que o problema em questão é de alocação de benefícios, e por isso a função característica calcula o maior valor associado a cada coalizão.

suas Energias Firmes (EF) [7]. O cálculo da EF de cada uma das hidrelétricas, por sua vez, é feito com um modelo que realiza uma simulação considerando a operação individualizada das hidrelétricas. Nesse modelo, a EF de cada hidrelétrica é calculada por meio da geração média de cada usina no período crítico (1949 a 1956).

A principal vantagem do esquema de rateio da GF para as hidroelétricas em proporção à EF é o método é ser intuitivo, pois valoriza a usina por sua contribuição em energia ao atendimento da EF global. Porém, um primeiro problema do método é ser ineficiente em termos econômicos, pois não sinaliza corretamente o benefício adicional que o reservatório traz para regularização das aflúências às usinas a jusante. Um exemplo dessa situação seria um reservatório “puro”, sem geração. Este reservatório, mesmo que contribua significativamente para o aumento da produção “firme” das usinas a jusante, não teria um crédito de EF. Outra desvantagem é a utilização de um período crítico único para todo o SIN quando, devido à diversidade hidrológica, existem distintos períodos críticos em cada subsistema. Como resultado, o critério de rateio pelo período crítico privilegia usinas cujas vazões durante o período de 1949 a 1956 foram elevadas, como é o caso das hidrelétricas localizadas na região Sul.

Como mencionado anteriormente, existem vários métodos de alocação de custos e benefícios entre agentes que cooperam para a criação de uma sinergia através do uso de um recurso compartilhado. Como discutido em [8], vários métodos podem ser aplicados ao problema de rateio de EF de um sistema hidroelétrico entre as usinas que o compõe. Neste trabalho propõe-se a utilização do método de alocação a benefícios marginais (BM) para repartir a GF total do sistema. Como mostrado em [8], este método consiste na repartição proporcional aos benefícios marginais dos recursos aportados pelas usinas para o cálculo da carga crítica, calculada através de um problema de programação linear. A ideia é alocar o benefício total, proporcionalmente aos incrementos de benefício, causados por variações marginais dos recursos de cada agente. O método aloca a cada usina a sua parcela da função objetivo do dual correspondente, ou seja, a soma das variáveis duais associadas a cada restrição multiplicadas pelos seus respectivos recursos (lado direito das restrições do problema primal). Dessa forma, este método reconhece a contribuição dos recursos de cada hidroelétrica (armazenamento e turbinamento) e garante a eficiência econômica de acordo com a teoria econômica marginalista. Adicionalmente, conforme demonstrado em **ERRO! FONTE DE REFERÊNCIA NÃO ENCONTRADA.**, a alocação BM é “justa” (pertence ao núcleo do jogo cooperativo) e atende os critérios de facilidade e factibilidade de implementação prática no Brasil, uma vez que, como será mostrado, a mesma é a base da metodologia vigente e regulamentada pela Portaria MME 258/2008 com uma pequena modificação.

3.0 - Portaria MME 258/2008: REPARTIÇÃO DOS BENEFÍCIOS PELO MÉTODO DE ALOCAÇÃO MARGINAL

2.1 Usinas hidrelétricas isoladas

O procedimento de cálculo da carga crítica do sistema de acordo com a Portaria MME 258/2008 consiste em encontrar a maior demanda que pode ser atendida por um parque gerador, de maneira a se obter a igualdade entre o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) e o custo marginal de expansão (CME). Este procedimento pode ser formulado por um problema de otimização linear cujo objetivo é a maximização da receita líquida de um parque gerador hidrotérmico, como apresentado na equação (1). Inicialmente, assume-se que todas as usinas estão no mesmo submercado e que as usinas hidrelétricas estão isoladas (isto é, não há usinas “em cascata”).

$$\text{Max} \left\{ T \times CME \times Carga - \frac{\sum_{t,s,i} c_i \times g_i^{t,s}}{S} - \frac{\sum_{t,s} c_{def} \times g_{def}^{t,s}}{S} \right\} \quad (1)$$

s.a.

variáveis duais

$$\frac{Carga - \sum_i g_i^{t,s} - \sum_j \rho_j \times u_j^{t,s} - g_{def}^{t,s}}{S} = 0, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T$$

$$\pi_d^{t,s} \quad (1a)$$

$$\frac{v_j^{t+1,s} - v_j^{t,s} + u_j^{t,s} + s_j^{t,s}}{S} = \frac{a_j^{t,s}}{S}, \quad j = 1, \dots, J, s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T$$

$$\pi_{a_j}^{t,s} \quad (1b)$$

$$\frac{u_j^{t,s}}{S} \leq \frac{\bar{u}_j}{S}, \quad j = 1, \dots, J, s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T$$

$$\pi_{\bar{u}_j}^{t,s} \quad (1c)$$

$$\frac{v_j^{t+1,s}}{S} \leq \frac{\bar{v}_j}{S}, \quad j = 1, \dots, J, s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T$$

$$\pi_{\bar{v}_j}^{t,s} \quad (1d)$$

$$\frac{g_i^{t,s}}{S} \leq \frac{\bar{g}_i}{S}, \quad i = 1, \dots, I, s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T$$

$$\pi_{\bar{g}_i}^{t,s} \quad (1e)$$

Onde: CME custo marginal de expansão - valor de referência para o CMO médio; Carga carga crítica (variável de decisão); t indexa etapa; T número de etapas; s indexa cenário hidrológico; S número de cenários; $g_i^{t,s}$ geração da usina térmica i, na etapa t e cenário s (variável de decisão); $g_{def}^{t,s}$ termo de “déficit”, na etapa t e cenário s (variável de decisão); c_i custo de geração da térmica i; c_{def} custo do déficit; \bar{g}_i máxima geração para térmica; $u_j^{t,s}$ volume turbinado da usina hidráulica j, na etapa t e cenário s (variável de decisão); ρ_j rendimento da usina j; \bar{u}_j máximo volume turbinável para usina hidráulica j; $a_j^{t,s}$ aflúência hidrológica total à usina j, na etapa t e cenário s; $v_j^{t,s}$ volume armazenado na usina j, no início da etapa t e cenário s (variável de decisão); \bar{v}_j armazenamento máximo usina j; $s_j^{t,s}$ volume vertido na usina j, no início da etapa t e cenário s (variável de decisão); $\pi_d^{t,s}$ custo marginal associado à demanda; $\pi_{a_j}^{t,s}$ custo marginal associado à aflúência hidrológica da usina j; $\pi_{\bar{u}_j}^{t,s}$ custo marginal

associado ao máximo turbinamento da usina j ; $\pi_{v_j}^{t,s}$ custo marginal associado ao armazenamento máximo da usina j ; $\pi_{g_i}^{t,s}$ custo marginal associado à capacidade da usina térmica i .

Considerando a restrição do problema dual associado à variável Carga, na solução ótima do problema de otimização representado pela equação (1), tem-se que: $CME = \frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s}}{T \times S}$ (2), ou seja, o valor esperado dos CMOs, ao longo dos cenários hidrológicos e etapas, é igual ao CME.

Considerando a restrição (1a) na solução ótima do problema (1), multiplicando ambos os lados da igualdade por $\pi_d^{t,s}$, somando em s e t , e utilizando a equação (2) têm-se:

$$T \times CME \times Carga - \frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_{def}^{t,s}}{S} = \frac{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}}{S} \quad (3)$$

De acordo com a equação (3) e caso não haja déficits, a carga crítica e o CME são, respectivamente, o montante e preço de contrato de venda de energia que iguala a soma da receita de contrato à receita esperada do *spot* do portfólio de usinas do sistema ao longo das etapas. No caso de déficit, o total de geração é inferior à carga crítica e tudo se passa como se a segunda parcela do lado esquerdo em (3) correspondesse às despesas com compras no *spot*. Neste caso, a receita esperada no *spot* do portfólio corresponde à receita líquida esperada do contrato. Este resultado é bastante importante, pois significa que a carga crítica é o montante de energia que torna o portfólio indiferente entre estar contratado e ter uma receita no *spot*.

O problema de otimização (1) pode ser considerado como uma função característica de um problema de teoria de jogos cooperativos cujos participantes são geradores. Logo, os recursos associados a cada participante são: Capacidade de geração termelétrica $\{\bar{g}_i, i = 1, \dots, I\}$, Capacidade de geração hidrelétrica $\{\bar{u}_j, j = 1, \dots, J\}$; Afluência hidrológica $\{a_j^{t,s}, j = 1, \dots, J, t = 1, \dots, T, s = 1, \dots, S\}$; e Capacidade de armazenamento $\{\bar{v}_j, j = 1, \dots, J\}$.

No problema (1), as restrições (1b a 1d) estão associadas aos recursos das hidroelétricas (capacidade de geração, afluência hidrológica e capacidade de armazenamento) e a restrição (1e) aos recursos das termelétricas (capacidade de geração). Como todas as componentes do lado direito do problema de otimização estão associadas aos recursos dos agentes (exceto para a restrição (1a) que tem valor de RHS zero), a alocação marginal pertence ao núcleo do jogo cooperativo formado pela coalizão entre as usinas do portfólio. O objetivo do jogo cooperativo é repartir a receita líquida esperada do portfólio (representado pela grande coalizão) entre os agentes. Resta agora repartir os benefícios da grande coalizão entre os agentes através da alocação marginal.

2.1.1 Repartição para usinas termelétricas

Considerando a restrição do problema dual associado à variável $g_i^{t,s}$, na solução ótima do problema de otimização representado pela equação (1), tem-se: $\sum_{t,s} \pi_{g_i}^{t,s} \times \frac{\bar{g}_i}{S}$. Através da propriedade de complementaridade de folga na solução ótima do problema (1), e com alguma manipulação algébrica, verifica-se que a alocação marginal associado ao gerador térmico i é dada por:

$$\frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s}}{S} - \frac{\sum_{t,s} c_i \times g_i^{t,s}}{S} \quad (4)$$

A expressão (4) envolve dois termos: receitas e ao valor esperado do custo de geração termelétrica ao longo de todas as etapas. A componente de receitas em conjunto com a igualdade (3), pode ser escrita como:

$$\frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s}}{S} = \left(\frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s}}{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}} \times Carga \right) \times T \times CME - \frac{1}{S} \times \sum_{t,s} \left(\pi_d^{t,s} \times \frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s}}{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}} \times g_{def}^{t,s} \right) \quad (5)$$

Portanto, a alocação marginal para o gerador térmico corresponde ao valor esperado de suas receitas líquidas ao longo de todas as etapas. O primeiro termo entre parênteses do lado direito da equação (6) corresponde a fórmula da Portaria MME 258/2008 para o cálculo de GF. Logo, caso não haja racionamento, as receitas líquidas correspondem à remuneração de um contrato, ao longo de todas as etapas, cujo montante é igual à sua garantia física calculada pela Portaria MME 258/2008 e cujo preço é igual ao CME. As despesas correspondem ao valor esperado do custo operativo ao longo de todas as etapas. Em caso de racionamento, a alocação marginal é inferior ao descrito acima e tudo se passa como se as despesas do portfólio no mercado *spot* fossem rateadas entre os agentes na proporção das suas receitas.

2.1.2 Repartição para usinas hidrelétricas

Considerando as restrições do problema dual associado às variáveis $a_j^{t,s}$, $u_j^{t,s}$ e $v_j^{t,s}$, na solução ótima do problema de otimização representado pela equação (1), tem-se: $\sum_{t,s} \pi_{a_j}^{t,s} \times \frac{a_j^{t,s}}{S} + \pi_{u_j}^{t,s} \times \frac{\bar{u}_j}{S} + \pi_{v_j}^{t,s} \times \frac{\bar{v}_j}{S}$. Como o nível de armazenamento no início da primeira etapa é dado (v_j^1), considerando a propriedade de complementaridade de folga na solução ótima do problema (1), e com alguma manipulação algébrica, verifica-se que a primeira componente da alocação marginal para as usinas hidrelétricas, associada ao turbinamento, é dada por:

$$\frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}}{S} = \left(\frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}}{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}} \times Carga \right) \times T \times CME - \frac{1}{S} \times \sum_{t,s} \left(\pi_d^{t,s} \times \frac{\sum_{t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s}}{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}} \times g_{def}^{t,s} \right) \quad (6)$$

A outra componente da alocação marginal para o gerador hídrico se refere à contribuição associada ao seu reservatório, e é dada por:

$$\sum_{t=1,\dots,T,s} \pi_{a_j}^{t,s} \times \frac{s_j^{t,s}}{S} = 0 \quad (7)$$

Observa-se que o primeiro termo entre parênteses do lado direito da equação (7) corresponde a fórmula da Portaria MME 258/2008 para o cálculo de garantia física, e a alocação marginal associada ao reservatório nesta equação é nula. Com isso, caso não haja racionamento, a alocação marginal para o gerador hidrelétrico corresponde à remuneração de um contrato, ao longo de todas as etapas, cujo montante é igual à sua GF calculada pela Portaria MME 258/2008 e cujo preço é igual ao CME. Havendo racionamento, a alocação marginal é inferior e tudo se passa como se as despesas do portfólio no mercado *spot* fossem rateadas entre os agentes na proporção das suas receitas. Esse resultado é intuitivo porque o benefício do reservatório se traduz em termos de uma capacidade de armazenar água nos períodos úmidos para proporcionar um maior turbinamento no período seco. Ao contrário de usinas em cascata, no caso de usinas isoladas, este benefício se reflete em um maior turbinamento da própria usina. Com isso, a remuneração de seu turbinamento pela Portaria MME 258/2008 captura todo o benefício do reservatório.

2.2 Usinas hidrelétricas em cascata

Será considerado inicialmente um caso em que há somente três usinas em cascata, para então definir a formulação geral. Neste caso o problema (1) pode ser reescrito como:

$$\text{Max} \left\{ T \times CME \times Carga - \frac{\sum_{t,s,i} C_i \times g_i^{t,s}}{S} - \frac{\sum_{t,s} c_{def} \times g_{def}^{t,s}}{S} \right\} \quad \text{variáveis duais} \quad (8)$$

s.a.

$$Carga - \sum_i g_i^{t,s} - \sum_j \rho_j \times u_j^{t,s} - g_{def}^{t,s} = 0, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_d^{t,s} \quad (8a)$$

$$\frac{v_1^{t+1,s} - v_1^{t,s} + u_1^{t,s} + s_1^{t,s}}{S} = \frac{a_1^{t,s}}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{a_j}^{t,s} \quad (8b)$$

$$\frac{v_{12}^{t+1,s} - v_{12}^{t,s} + u_2^{t,s} + s_2^{t,s}}{S} = \frac{a_2^{t,s}}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{a_2}^{t,s} \quad (8c)$$

$$\frac{v_{123}^{t+1,s} - v_{123}^{t,s} + u_3^{t,s} + s_3^{t,s}}{S} = \frac{a_3^{t,s}}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{a_3}^{t,s} \quad (8d)$$

$$\frac{u_j^{t,s}}{S} \leq \frac{\bar{u}_j}{S}, \quad j = 1, \dots, 3, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{u_j}^{t,s} \quad (8e)$$

$$\frac{v_1^{t+1,s}}{S} \leq \frac{\bar{v}_1}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_1}^{t,s} \quad (8f)$$

$$\frac{v_{12}^{t+1,s} - v_1^{t+1,s}}{S} \leq \frac{\bar{v}_2}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_2}^{t,s} \quad (8g)$$

$$\frac{v_{123}^{t+1,s} - v_{12}^{t+1,s}}{S} \leq \frac{\bar{v}_3}{S}, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_3}^{t,s} \quad (8h)$$

$$\frac{v_1^{t+1,s}}{S} \geq 0, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_{j1+}}^{t,s} \quad (8i)$$

$$\frac{v_{12}^{t+1,s} - v_1^{t+1,s}}{S} \geq 0, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_{j2+}}^{t,s} \quad (8j)$$

$$\frac{v_{123}^{t+1,s} - v_{12}^{t+1,s}}{S} \geq 0, \quad s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{v_{j3+}}^{t,s} \quad (8k)$$

$$\frac{g_i^{t,s}}{S} \leq \frac{\bar{g}_i}{S}, \quad i = 1, \dots, I, s = 1, \dots, S, t = 1, \dots, T \quad \pi_{g_i}^{t,s} \quad (8l)$$

O modelo acima apresenta uma formulação que transforma a configuração hidrelétrica em cascata em um sistema com três hidrelétricas isoladas em paralelo, onde os recursos hídricos das usinas hidro são explicitados por $a_1^{t,s} = a_{inc1}^{t,s}$; $a_2^{t,s} = a_{inc1}^{t,s} + a_{inc2}^{t,s}$; e $a_3^{t,s} = a_{inc1}^{t,s} + a_{inc2}^{t,s} + a_{inc3}^{t,s}$, onde $a_{inc1}^{t,s}$ representa a vazão incremental da hidrelétrica i. Com isso, tem-se que a componente associada ao benefício do reservatório da hidrelétrica 1, considerando que o termo associado ao vertimento é nulo, pode ser obtida por:

$$\sum_s \pi_{a_1}^{1,s} \times \frac{v_1^{2,s}}{s} + \pi_{v_1}^{1,s} \times \frac{\bar{v}_1}{s} + \sum_{t=2,\dots,T,s} \pi_{a_1}^{t,s} \times \frac{v_1^{t+1,s} - v_1^{t,s}}{s} + \pi_{v_1}^{t,s} \times \frac{\bar{v}_1}{s} \quad (9)$$

Rearranjando os termos e realizando algebrismo, a expressão (9) pode ser rescrita como:

$$\sum_{s=1,\dots,S} (-\pi_{a_2}^{1,s} + \pi_{a_3}^{1,s}) \times \frac{v_1^{2,s}}{s} + \sum_{t=2,\dots,T} (\pi_{a_2}^{t,s} + \pi_{a_3}^{t,s}) \times \frac{(v_1^{t,s} - v_1^{t+1,s})}{s} \quad (10)$$

Note na expressão (10) que se $v_1^{t,s} - v_1^{t+1,s} > 0$, então o reservatório da usina à montante está deplecionando (por ex., sua defluência é maior que a afluência natural) e esse montante, multiplicado pelo valor da água de cada reservatório à jusante (usinas 2 e 3) considerado isoladamente, tem que ser creditado a ela como expresso em (10). Por outro lado, se $v_1^{t,s} - v_1^{t+1,s} < 0$ ou $v_1^{2,s} > 0$, o reservatório da usina à montante está aumentando seu nível de armazenamento (por ex., sua defluência é menor que sua afluência natural ou essa afluência somada ao volume inicial, respectivamente). Isso significa que ela está retendo parte da afluência ou volume inicial que as usinas à jusante têm direito. Este montante multiplicado pelo valor da água de cada usina à jusante, considerado isoladamente, deve ser debitado dela.

Isto significa que no caso de usinas hidráulicas em cascata, diferentemente do caso de usinas isoladas, a alocação pela fórmula da Portaria 258/2008 baseada apenas da contribuição do turbinamento não valoriza corretamente o benefício do reservatório. Neste estudo, sugere-se que seja acrescido um termo de correção que reflete o benefício de operação dos reservatórios. No caso geral onde há várias usinas em cascata, seja para cada usina j , $jus(j)$ e $mont(j)$ o conjunto de usinas à jusante e à montante da usina j , respectivamente, o termo de ajuste $Comp_Marg_{Res} GR(j)$ é expresso, para uma usina j , por:

$$Comp_Marg_{Res}(j) = \sum_{k \in jus(j), s=1,\dots,S} \left(-\pi_{a_k}^{1,s} \times \frac{v_j^{2,s}}{s} + \sum_{t=2,\dots,T} \pi_{a_k}^{t,s} \times \frac{(v_j^{t,s} - v_j^{t+1,s})}{s} \right) - \sum_{k \in mont(j), s=1,\dots,S} \left(-\pi_{a_j}^{1,s} \times \frac{v_k^{2,s}}{s} + \sum_{t=2,\dots,T} \pi_{a_j}^{t,s} \times \frac{(v_k^{t,s} - v_k^{t+1,s})}{s} \right) \quad (11)$$

$$Comp_Marg_{Res} GR(j) = \frac{Comp_Marg_{Res}(j)}{\sum_{i,t,s} \pi_d^{t,s} \times g_i^{t,s} + \sum_{j,t,s} \pi_d^{t,s} \times \rho_j \times u_j^{t,s}} \times Carga \quad (12)$$

Note que o somatório de $Comp_Marg_{Res}(j)$ ao longo de todas as usinas j é igual à zero. Como conclusão, temos que a alocação marginal para geradores hídricos em cascata é igual à remuneração de um contrato, ao longo de todas as etapas, cujo montante é igual à sua GF calculada pela Portaria 258/2008 e preço igual ao CME somado a um termo adicional. Este termo, que está associado à operação ótima dos reservatórios, é igual em termos absolutos e de sinal contrário para as usinas de montante e jusante. Como resultado, o somatório desses termos ao longo de todas as usinas hidráulicas é igual à zero, o que implica que a remuneração do turbinamento pela Portaria 258/2008 captura todo o benefício dos reservatórios do bloco hidráulico.

Por outro lado, observa-se que quando consideramos usinas hidráulicas individuais é necessária uma correção da remuneração pela Portaria 258/2008 para se reconhecer o benefício econômico aportado pelo recurso “reservatório”. Por exemplo, se uma usina à montante for operada a fio d'água, proporcionando sempre à usina à jusante a sua afluência total, o termo de correção é nulo. Por outro lado, se em determinado momento a hidrelétrica aumentar seu nível de armazenamento, retendo parte da afluência total a que a usina à jusante tem direito, ela então vai creditar uma compensação para cada uma dessas usinas, que é igual ao volume retido multiplicado pelos respectivos valores da água quando consideradas isoladamente. Por fim, se a hidrelétrica diminuir seu nível de armazenamento, contribuindo para um aumento da afluência que as usinas à jusante têm direito, então vai receber de cada uma dessas usinas uma compensação que é igual ao volume associado ao decréscimo do nível de armazenamento multiplicado pelos respectivos valores da água, quando consideradas isoladamente. É interessante observar que essas compensações correspondem exatamente ao conceito do Mercado Atacadista de Água, introduzido em [9] e que visa corrigir os sinais econômicos do mercado spot para a participação de usinas hidroelétricas.

4.0 - ESTUDO DE CASO

4.2 Exemplo com sistema fictício

Consideraremos inicialmente um sistema simplificado com apenas a cascata do Rio Jacuí, potência total de 963 MW e um único subsistema. Neste sistema, a UHE Ernestina possui apenas reservatório, com volume útil de 238 hm³, ou seja, não possui capacidade de geração. A UHE Passo Real possui um reservatório com volume útil de 3357 hm³ e potência instalada de 158 MW. As demais usinas são empreendimentos sem reservatório de acumulação. O sistema foi complementado por duas usinas termelétricas (T1 e T2) de potência igual a 67 e 100 MW e custo variável unitário igual a 120 e 180 R\$/MWh, respectivamente. A demanda do sistema foi ajustada de maneira a forçar condições de operação específicas pré-estabelecidas, como, por exemplo, operação com vertimento, geração durante turbinamento máximo, entre outros. A simulação do despacho hidrotérmico foi

realizada de maneira determinística e para um horizonte de 24 meses, com o objetivo de facilitar a interpretação dos resultados. Por fim, considerou-se o custo de déficit com 1 patamar, igual a 2.900 R\$/MWh, demanda de 600 MW médios e que os reservatórios estão com volume máximo na primeira etapa.

A Figura 1 apresenta a evolução dos CMOs e do nível de armazenamento dos reservatórios de Ernestina e Passo Real, em % do armazenamento máximo. Observa-se pela evolução dos CMOs que houve despacho termelétrico nas 17 primeiras etapas e que em alguns meses todas as termelétricas foram despachadas. A curva de armazenamento mostra que o volume do reservatório de Ernestina atinge o limite durante as 17 primeiras etapas.

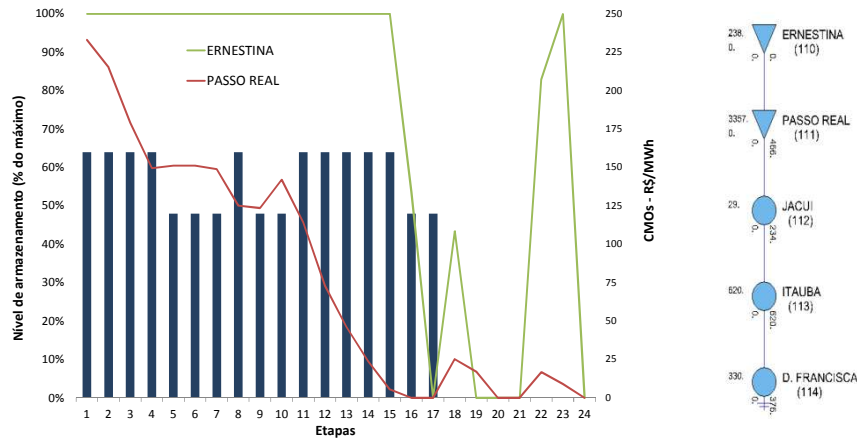


FIGURA 1 – CMOs, armazenamento e configuração da cascata do Rio Jacuí

A Tabela 1 apresenta a GF das hidrelétricas calculada pela renda *spot* e considerando o benefício do reservatório. Observa-se que parte da energia alocada às usinas a fio d'água foi realocada também para o reservatório de Ernestina, pois esse reservatório foi necessário para regularizar o volume inicial do sistema. Este benefício é capturado pela equação (11), pois na etapa 17 há variação do volume armazenado no reservatório de Ernestina e existe valor da água maior que zero nas hidrelétricas a jusante.

TABELA 1 – Garantia física das UHEs

USINA	GF pela renda <i>spot</i>	GF considerando o benefício do reservatório	Benefício do reservatório
ERNESTINA	0	9	9
PASSO REAL	71	154	83
JACUI	164	164	0
ITAUBA	209	145	-64
D. FRANCISCA	100	72	-27
TOTAL	543	543	0

4.2 Sistema Interligado Nacional

Para investigar o impacto da alocação da GF através do BM para as usinas do SIN, realizou-se uma simulação para a configuração estática referente ao LEN A-5 de 2010, ajustada para o critério de convergência de CMO = CME = 113 R\$/MWh. A Figura 2 apresenta uma comparação, por usina, da variação na GF devido ao benefício do reservatório com o método de repartição pela EF. O gráfico à esquerda apresenta a variação da GF por tipo de usina, definido através do indicador de Volume Útil por Capacidade Instalada (medido em hm^3/MW). Quanto mais à direita no gráfico, maior o reservatório da usina em relação à sua capacidade instalada.

Os resultados mostram que, em geral, usinas com reservatórios maiores tendem a ser mais beneficiadas pelo método de alocação proposto. Adicionalmente, este impacto é resultado da posição das usinas na cascata. Por exemplo, o maior benefício observado é de 375%, que se refere à UHE Camargos, cujo reservatório está localizado no topo da cascata da UHE Itaipu. Como ilustração, o diagrama à direita na Figura 2 apresenta a cascata do rio São Francisco, indicando a componente do benefício marginal do reservatório (MW médio) em vermelho. Observa-se que as usinas com reservatório localizadas a montante são mais beneficiadas.

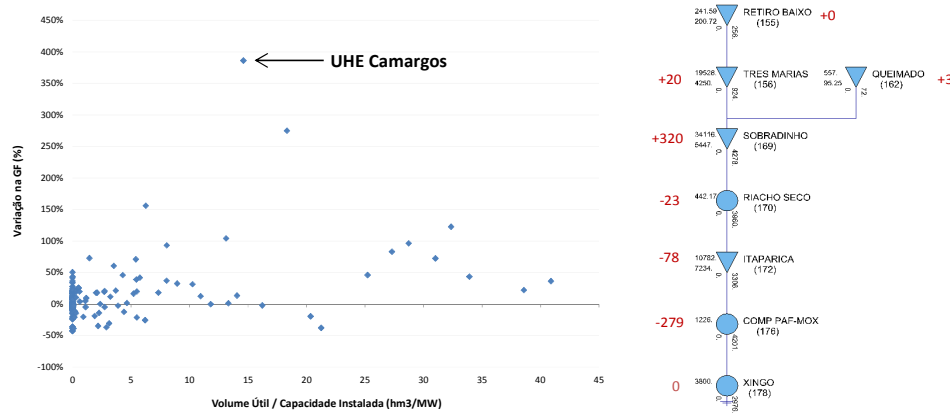


FIGURA 2 - Impacto do benefício do reservatório: energia firme vs benefício marginal

5.0 - CONCLUSÃO

Este artigo mostrou que o rateio da GF do SIN entre hidroelétricas pela renda *spot* (critério da Portaria MME 258/2008) - e não pela EF - corresponde à alocação no núcleo de um jogo cooperativo quando o sistema não possui usinas hidrelétricas em cascata. Quando há usinas em cascata, a GF calculada pela renda *spot* continua correspondente à alocação no núcleo para as térmicas e para o bloco hidráulico, mas neste caso é necessária uma correção na remuneração do turbinamento associada à GF calculada pela renda *spot*, de modo a capturar o benefício/prejuízo que a operação dos reservatórios pode causar às usinas de jusante. O estudo de caso mostrou que usinas com reservatório posicionadas em cascatas são têm sua contribuição energética corretamente valorada. A implementação da metodologia proposta permite uma melhor avaliação econômica do benefício dos reservatórios para o sistema.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) KAHAN, J.P., RAPOPORT, A. *Theories of Coalition Formation*. Lawrence Erlbaum Associates, 1995.
- (2) LEMAIRE, J. *An application of Game Theory: Cost Allocation*. Astin Bulletin Vol. 14, No 1.
- (3) YOUNG, H. *Cost allocation: Handbook of game theory with economic applications*. Elsevier, 1994.
- (4) von NEUMANN, J. MORGENSTERN, O. *Theory of Games and Economic Behaviour*. Princeton Press, 1947.
- (5) MME. *Metodologia de cálculo de garantia física de empreendimentos de geração elétrica do Sistema Interligado Nacional*. Portaria do Ministério de Minas e Energia número 258 de 28 de julho de 2008.
- (6) BEZERRA, B.V., AVILA, P.L., BARROSO, A.S.EVEDO, F.R., DOMINGUES, D.M., ROSENBLATT, J. *O papel da energia não suprida e da remuneração do intercâmbio no cálculo de certificados de garantia física no Brasil: investigação quantitativa*. XII SEPOPE, Rio de Janeiro - RJ, maio de 2012.
- (7) KELMAN, J., KELMAN, R., PEREIRA, M.V. *Energia Firme Sistemas Hidrelétricos e Usos múltiplos dos recursos hídricos*. Revista da Associação Brasileira de Recursos Hídricos (ABRH), 2003.
- (8) FARIA, E., BARROSO, L.A., KELMAN, R., GRANVILLE, S. and PEREIRA, M.V. *Allocation of Firm-Energy Rights among Hydro agents using Cooperative Game Theory: an Aumann-Shapley approach*. IEEE Transactions on Power Systems, v.24, p.541-551, No 2, May 2009.
- (9) LINO, P.R., BARROSO, L.A.N., PEREIRA, M.V., KELMAN, R., FAMPA, M.H.C. *Bid-Based Dispatch of Hydrothermal systems in Competitive Markets*. Annals of Operations Research, April 2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Pedro Avila é mestre em Engenharia de Produção e pesquisador na PSR.

Sérgio Granville possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.

Luiz A. Barroso possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.

Bernardo V. Bezerra é mestre em Engenharia Elétrica e gerente de projetos na PSR.

Mário V. Pereira possui DSc em otimização e é presidente da PSR.

Dejair Domingues é gerente de planejamento energético na Duke Energy International Geração Paranapanema S.A.

Vanessa Virgínio de Araújo é consultora de back office na Duke Energy International Geração Paranapanema S.A.