

# ENERGIA FIRME DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS E USOS MÚLTIPLOS DOS RECURSOS HÍDRICOS

Jerson Kelman

Agência Nacional de Águas – ANA – Setor Policial Sul – Área 5 – Quadra 3 Bloco B 70610-200 Brasília, DF  
[Kelman@ana.gov.br](mailto:Kelman@ana.gov.br)

Rafael Kelman, Mario Veiga Ferraz Pereira

PSR Consultoria Ltda - Rua Alberto de Campos, 250 - Ipanema  
22411-030 Rio de Janeiro, RJ – [Rafael@psr-inc.com](mailto:Rafael@psr-inc.com) , [Mario@psr-inc.com](mailto:Mario@psr-inc.com).

---

## RESUMO

*Este trabalho apresenta um modelo de otimização para o cálculo da energia firme de um conjunto de usinas, representando de maneira detalhada os aspectos da operação hidrelétrica (balanço hídrico, coeficiente de produção variável com o armazenamento, variação do canal de fuga com a vazão defluente, variação da evaporação com a área do reservatório etc.), além de restrições de transmissão. A aplicação do modelo para o conjunto de usinas hidrelétricas existentes revela que a energia firme dos subsistemas Sudeste e Nordeste é inferior ao respectivo somatório dos certificados de energias asseguradas destas regiões. Isto significa que ocorrerá novo racionamento de energia elétrica caso se repita no futuro a pior situação hidrológica observada no passado. Sugere-se uma revisão metodológica que considere simultaneamente a hipótese de repetição da pior seca do passado e a gradativa diminuição da disponibilidade hídrica para produção de energia elétrica, por conta do uso múltiplo dos recursos hídricos.*

**Palavras-chave:** Energia firme; energia assegurada; uso múltiplo dos recursos hídricos; hidroeletricidade

---

## INTRODUÇÃO

### Antecedentes

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico. Rippl (1883) propôs um diagrama para calcular a mínima capacidade  $\bar{v}$  que deveria ter um reservatório para garantir o atendimento de uma demanda volumétrica constante  $d$ . Este mesmo diagrama permitia responder à pergunta inversa: qual a vazão firme  $d$  associada a uma determinada capacidade de armazenamento  $\bar{v}$ .

O conceito de suprimento firme foi posteriormente levado para o setor elétrico e aplicado ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, calculava-se a energia firme resultante – capacidade de produção constante de energia. Usava-se a razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme como índice custo/benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas.

O conceito de energia firme foi a seguir estendido para um conjunto de usinas, com o objetivo de garantir a máxima produção de energia, constante no tempo, admitindo-se flutuações de produção de cada usina. Este conceito foi amplamente aplicado em estudos de

inventário, que serviram para definir a “divisão de quedas” de cada rio.

Posteriormente, o critério de dimensionamento passou a ser probabilístico (Kelman, 1987). Ao invés de garantir o atendimento no caso de ocorrência da pior seca registrada no histórico, passou-se a calcular a energia assegurada, definida como a máxima produção que pode ser mantida em uma determinada porcentagem -por exemplo, 95%- dos anos hidrológicos simulados. Este critério probabilístico, juntamente com a consideração do impacto econômico das falhas de suprimento, passou a permitir uma análise mais acurada da relação custo/benefício de investimentos.

### Uso da energia firme antes da reforma do setor

Antes da reforma do setor elétrico, o conceito de energia firme de uma usina hidrelétrica era usado em estudos econômicos de dimensionamento, mencionados acima, e na assinatura de contratos de suprimento entre concessionárias. Se a demanda de energia da empresa excedia sua energia firme total (soma das energias firmes das usinas pertencentes à mesma), a concessionária era considerada “deficitária”, devendo assinar contratos de suprimento com empresas “superavitárias”.

Embora os contratos de suprimento tivessem rebatimentos comerciais, sua importância era limitada, pois o ajuste das tarifas - e portanto a remuneração da empresa - estava associado ao custo do serviço.

Em resumo, a energia firme era um tema de importância para as equipes de planejamento da expansão e operação do setor, mas tinha efeito comercial limitado.

## Uso da energia firme após a reforma do setor

Com a reforma do setor, o certificado de energia assegurada (CEA) de uma usina hidrelétrica (versão probabilística de sua energia firme), passou a ser um parâmetro de grande impacto comercial, pois determina o nível de participação da mesma no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, o que por sua vez está diretamente relacionado com o fluxo de pagamentos à usina no mercado de energia.

O CEA também passou a ter uma grande relevância para a confiabilidade de atendimento ao consumo de energia. A razão é que a oferta total de geração (em termos de MW médio de energia assegurada) tende a ser igual à demanda média do sistema (em MW médio) a cada ano. Se a capacidade física de produção sustentada destas usinas não corresponder de fato ao indicado comercialmente pelos respectivos CEAs, o risco de racionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento.

É portanto de grande importância para o funcionamento adequado do sistema que os CEAs reflitam da maneira mais realista possível a capacidade efetiva de produção sustentada das usinas hidrelétricas.

O relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (criada por decreto do Presidente da República de 22 de maio de 2001 para identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, que resultou no racionamento de 2001), coordenada pelo primeiro autor, aponta que “as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova energia”. Esta foi, segundo o entendimento da Comissão, uma das principais razões para a ocorrência da crise. O assunto foi posteriormente tratado por grupo de trabalho do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, constituído pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), em 2001 e 2002. O presente trabalho decorre deste esforço.

## ENERGIA FIRME DE SISTEMAS HIDRELÉTRICOS

Nesta seção, o problema de cálculo da energia firme é formulado para três situações:

- uma usina hidrelétrica isolada;
- conjunto de usinas hidrelétricas, sem restrições de transmissão; e
- conjunto de usinas, com restrições de transmissão.

### Formulação do problema – uma única usina

Como visto anteriormente, a energia firme de uma usina corresponde à máxima produção *contínua* que pode ser obtida supondo a ocorrência do registro histórico de

vazões. Naturalmente, a produção de energia está sujeita a restrições operativas da usina (balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento etc.), discutidas a seguir.

### Equação de balanço hídrico

Esta equação representa a evolução do armazenamento ao longo do período de estudo: o volume final a cada estágio é obtido somando-se ao volume inicial a afluência durante o estágio e subtraindo-se os volumes turbinado, vertido, evaporado e de demais usos:

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t - w_t - e_t(v_t, v_{t+1}) - r_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (1)$$

onde :

$t$	indexa os estágios (por exemplo, mês)
$T$	duração do estudo (número de meses do registro histórico)
$v_t$	armazenamento do reservatório no início do mês $t$ ( $m^3$ ). $v_0$ conhecido = 50% v. útil.
$v_{t+1}$	armazenamento ao final do mês $t$ = início do mês $t+1$ ( $m^3$ )
$a_t$	afluência natural ao longo do mês ( $m^3$ )
$u_t$	volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )
$w_t$	volume vertido ( $m^3$ )
$e_t(v_t, v_{t+1})$	evaporação ( $m^3$ ) – proporcional ao produto da área do reservatório ( $km^2$ ), a qual depende do armazenamento, pelo respectivo coeficiente mensal de evaporação ( $mm$ )
$r_t$	demandas adicionais de água (irrigação, abastecimento, etc.) ( $m^3$ )

### Limites de armazenamento e turbinamento

Estas restrições são auto-explicativas:

$$v_t \leq \bar{v} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$u_t \leq \bar{u} \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (3)$$

onde:

$\bar{v}$  armazenamento máximo ( $m^3$ )

$\bar{u}$  máximo volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )

### Geração hidrelétrica

A produção de energia da usina (MWh) é proporcional ao produto do volume turbinado ( $m^3$ ) pela altura líquida de queda ( $m$ ). Esta, por sua vez, corresponde à diferença entre a cota do reservatório - que depende do volume armazenado - e o nível do canal de fuga, que depende do volume defluente, e as perdas hidráulicas. Finalmente, a produção de energia está limitada pela potência do gerador.

$$u_t \times \rho \times h_t \leq \bar{p} \times \delta_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (4)$$

$$h_t = \rho_1(v_t, v_{t+1}) - \rho_2(u_t, w_t) - hp \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (5)$$

onde:

$\rho \times h_t$  fator de produção da usina (MWh/ $m^3$ ), onde  
 $\rho = 3.6$  (constante)  $\times g$  (m/s<sup>2</sup>)  $\times \eta$  (eficiência do conjunto turbina-gerador).

$h_t$  altura de queda líquida da usina no estágio  $t$  ( $m$ )

$\rho_1(\cdot)$  polinômio cota  $\times$  volume do reservatório (variável independente é  $0.5 \times [v_t + v_{t+1}]$ )

$\rho_2(\cdot)$  polinômio cota do canal de fuga  $\times$  volume defluente (variável independente é  $[u_t + w_t]$ )

$hp$  altura das perdas hidráulicas da usina ( $m$ )

$\bar{p}$  capacidade instalada (MW)

$\delta_t$  número de horas do mês correspondente ao estágio  $t$ ;  $\bar{p} \times \delta_t$  representa portanto o limite máximo de produção de energia em MWh

### Energia firme

Como a energia firme deve ser produzida continuamente, o conjunto de restrições a seguir essencialmente estabelece que o firme corresponde à menor energia produzida ao longo do período:

$$F \times \delta_t \leq u_t \times \rho \times h_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (6)$$

onde  $F$  é uma variável escalar que representa a energia firme (MW médio).

### Função objetivo

Como visto na expressão (6),  $F$  é menor ou igual à produção hidrelétrica em cada período  $t = 1, \dots, T$ . Isto significa que  $F$  é menor ou igual à *menor* produção ao longo do período. Se o objetivo for o de maximizar  $F$ , obtém-se a máxima produção que pode ser atendida continuamente, que é a definição da energia firme.

Apresenta-se a seguir a generalização do modelo para o caso de múltiplas usinas hidrelétricas.

### Formulação do problema – múltiplas usinas

Suponha que há várias usinas hidrelétricas no sistema, indexadas por  $i = 1, \dots, I$ . Neste caso, a energia firme passa a ser a máxima energia *total* que pode ser produzida continuamente pelo *conjunto* de usinas.

No que se refere às restrições operativas, é necessário definir uma equação de balanço hídrico por usina, levando em consideração que a afluência a cada usina numa cascata se compõe da vazão natural mais os volumes defluentes (turbinado e vertido) das usinas imediatamente a montante.

Também é necessário definir limites de

armazenamento, turbinamento e produção máxima para cada usina.

O problema de otimização é formulado como:

$$\text{Max } F \quad (7a)$$

sujeito a:

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad (7b)$$

$$v_{t,i} \leq \bar{v}_i \quad (7c)$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i \quad (7d)$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq \bar{p}_i \times \delta_t \quad (7e)$$

$$h_{t,i} = \rho_{1i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - \rho_{2i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i \quad (7f)$$

$$F \times \delta_t \leq \sum_{i=1}^I u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \quad (7g)$$

para  $t = 1, \dots, T$ ; para  $i = 1, \dots, I$ . Onde  $m \in M_i$  representa o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina  $i$ .

Nota: na eq. 7b,  $a_{t,i}$  não é mais afluência natural, e sim, afluência *incremental*.

### Formulação do problema – limites de intercâmbio

Suponha agora que há diversas regiões, indexadas por  $k = 1, \dots, K$ , com limites de transferência de energia entre elas. Neste caso, pode-se pensar em energias firmes por região, e o objetivo passa a ser a maximização da soma destas energias firmes. O problema de otimização é:

$$\text{Max } \sum_{k=1}^K F_k \quad (8a)$$

sujeito a

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} + \sum_{m \in M_i} [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad (8b)$$

$$v_{t,i} \leq \bar{v}_i \quad (8c)$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i \quad (8d)$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq \bar{p}_i \times \delta_t \quad (8e)$$

$$h_{t,i} = \rho_{1i}(v_{t,i}, v_{t+1,i}) - \rho_{2i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i \quad (8f)$$

$$F_k \times \delta_t \leq \sum_{i \in I_k} [u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i}] + \sum_{j \in \Omega_k} [f_{tjk} - f_{tks}] \quad (8g)$$

$$f_{tjk} \leq \bar{f}_{tjk} \times \delta_t \quad (8h)$$

para  $t = 1, \dots, T$ ; para  $i = 1, \dots, I$ ; para  $k = 1, \dots, K$ ;  $j \in \Omega_k$

onde:

$F_k$	energia firme da região $k$
$I_k$	conjunto de hidrelétricas na região $k$
$\Omega_k$	conjunto das regiões eletricamente conectadas à região $k$ .
$f_{ijk}$	fluxo de energia da região $j$ para a região $k$ no estágio $i$ (MWh)
$\bar{f}_{jk}$	intercâmbio máximo da região $j$ para a $k$ (MW)

A principal mudança do modelo (8) em relação ao (7) está na equação (8g), onde o cálculo do firme de cada região  $k$  inclui não só a geração hidrelétrica da região como também a energia importada e exportada através dos fluxos  $f_{ijk}$  e  $f_{jik}$ .

## METODOLOGIA DE SOLUÇÃO

O modelo de cálculo da energia firme (8) é um problema de otimização não linear, devido às funções não lineares que representam a evaporação, produtividade e limite de turbinamento. Mesmo no caso de uma única usina, o número de restrições e variáveis é bastante grande, pois são replicadas para cada mês do registro histórico de vazões. Por exemplo, supondo um registro histórico de 70 anos, haveria 840 meses  $\times$  4 restrições não lineares por mês = 3600 restrições no total. Para um sistema com 80 usinas hidrelétricas como o brasileiro, o número de restrições excede 200 mil. O número de restrições não lineares não é exatamente proporcional ao número de usinas porque somente há uma restrição de energia firme por estágio.

Até meados da década de noventa, problemas não lineares com estas dimensões excediam a capacidade de solução dos sistemas comerciais existentes, como o MINOS. Por esta razão, historicamente foram desenvolvidos algoritmos de solução especializados. Para o caso de um único reservatório, tem-se por exemplo o ajuste iterativo da capacidade do reservatório (método de Rippl), aproximações lineares na modelagem das hidrelétricas (note que sistemas comerciais para otimização linear têm capacidade de resolver problemas de dimensão bem maior que os não lineares) ou, mais recentemente, um método analítico baseado em otimização não convexa (H.J.Bortolossi et al, 2002). Para o caso de múltiplos reservatórios, foram desenvolvidos métodos heurísticos baseados em simulação ou aproximações lineares.

Nos últimos anos, foram desenvolvidas novas técnicas de solução e, em particular, o método de pontos interiores não lineares, que se revelaram eficientes e robustos para a solução de problemas de grande porte. Uma das primeiras aplicações bem sucedidas de pontos interiores foi desenvolvida no Brasil, para o fluxo de potência ótimo (G.Oliveira et al, 2002). Mais recentemente, a mesma técnica serviu de base para o sistema LOQO, desenvolvido na Universidade Princeton, disponível comercialmente.

O sistema LOQO foi usado como “otimizador” de um modelo computacional, MONALISA - Modelo Não Linear para Cálculo das Energias Asseguradas,

desenvolvido pelo segundo autor para o cálculo de energia firme como formulado na seção anterior.

O tempo CPU para solução do problema (8), com a caracterização abaixo descrita, foi de 30 minutos, num processador Pentium IV de 1.1 GHz. Foram necessárias 125 iterações do método de pontos interiores até a convergência.

- Sistema Interconectado Nacional;
- registro histórico de vazões de 66 anos (1931-1996), em 792 etapas mensais;
- 79 hidroelétricas existentes, (42 com reservatório de regularização);

## FATORES RELEVANTES NO CÁLCULO DA ENERGIA FIRME

Nesta seção é feita uma análise do impacto de diversos fatores no cálculo da energia firme, tais como irrigação, evaporação, limites de transmissão e defluências mínimas. A energia firme do sistema foi calculada para uma série de hipóteses indicadas na Tabela 1:

Tabela 1 – Descrição do estudo

Caso	Descrição
1	Limites de intercâmbio iguais a zero, sem evaporação, irrigação, defluência mínima ou perdas hidráulicas
2	Caso 1 com limites de intercâmbio reais
3	Caso 2 + evaporação
4	Caso 3 + irrigação
5	Caso 4 + defluências mínimas
6	Caso 5 + perdas hidráulicas

Observa-se que cada caso difere do anterior por um fator, por exemplo limites de transmissão – casos 1 e 2 – ou irrigação – casos 3 e 4. Portanto, a diferença entre as energias firmes de dois casos sucessivos dá uma indicação da relevância deste fator. Deve-se ressaltar que esta análise é simplificada, pois não leva em conta o efeito conjunto de dois ou mais fatores na energia firme.

### Dados e parâmetros

As características físicas das usinas foram retiradas do conjunto de dados em formato NEWAVE, da configuração do ONS do Plano Mensal de Operação – PMO de Março de 2002. A Tabela 2 apresenta as capacidades de interconexão entre regiões (em MW), também do PMO.

Tabela 2 - Limites de interconexão (MW)

de ↓ para →	S	SE	N	NE
S		1650		
SE	3280		800	
NE			700	
N		700		830

## Resultados

A Tabela 3 apresenta as energias firmes, em GW médio, para cada caso, calculadas com o programa MONALISA São apresentados resultados por região e para todo o país.

Tabela 3 – Resumo dos resultados (GW médio)

Caso	SE	S	NE	N	Total
1	22,6	3,0	6,5	3,0	35,1
2	24,4	4,6	6,9	3,2	39,1
3	22,1	6,1	6,1	3,6	37,9
4	22,1	6,1	5,6	3,6	37,4
5	22,1	6,1	5,6	3,6	37,4
6	21,8	6,0	5,5	3,6	36,9

### Efeito das restrições de transmissão

A comparação dos casos 1 e 2 permite estimar o benefício das interconexões. Como mostra a Figura 1, há um aumento de cerca de 4 GWm na energia firme total (10%). A maior parte do benefício – 3,4 GWm - está concentrado nas regiões Sudeste e Sul.

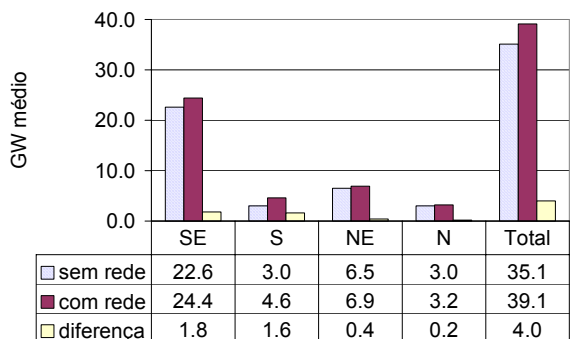


Figura 1 – Efeito das interconexões na energia firme

### Efeito da evaporação

A Figura 2 compara os casos 2 e 3, onde a diferença é o efeito da evaporação. Observa-se que a energia firme do Brasil se reduz em 1,2 GWm (3%). A maior redução em termos absolutos está no Sudeste, cerca de 2,3 GWm.

A região Nordeste apresenta uma redução bastante substancial de 0,8 GWm, que corresponde a mais de 10% de sua energia firme.

Observa-se ainda que as regiões Sul e Norte apresentaram aumentos em suas energias firmes após a representação da evaporação. A razão é que os coeficientes de evaporação são menores nestas regiões do que nas demais, e como a função objetivo é maximizar a soma das energias firmes de todas as regiões, a decisão ótima consiste em diminuir as exportações do Sul e Norte para as demais regiões, aumentando portanto as energias firmes locais.

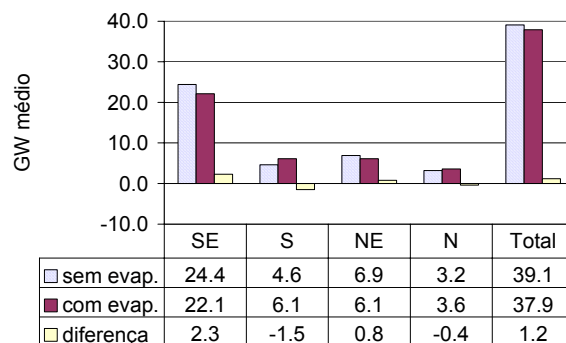


Figura 2 – Efeito da evaporação na energia firme

### Efeito da irrigação

A Figura 3 indica o efeito da retirada de água para irrigação na bacia do rio São Francisco. Segundo dados da ANA, 101 m<sup>3</sup>/s a montante de Sobradinho, 93 m<sup>3</sup>/s a montante de Itaparica e 4 m<sup>3</sup>/s a montante de Xingó, referentes ao ano 2002.

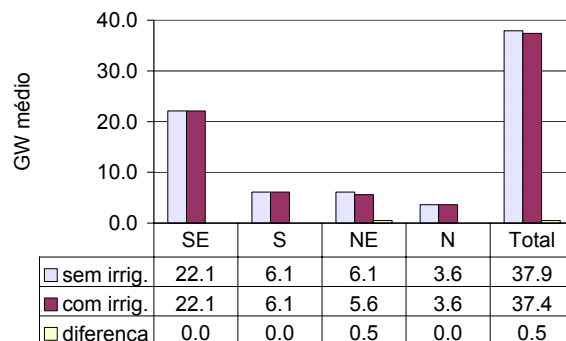


Figura 3 – Efeito da irrigação na energia firme

Observa-se uma redução de 0,5 GWm na energia firme do Nordeste, cerca de 8%. As demais regiões não foram afetadas porque a irrigação não foi representada nas mesmas. Este resultado mostra a importância de se quantificar a demanda de água para irrigação nas demais bacias hidrográficas – trabalho que vem sendo realizado pela ANA – e de se incluir esta informação nos modelos computacionais usados pelo setor elétrico.

### Efeito da vazão mínima a jusante

Do caso 4 para o 5 agregaram-se as restrições de vazão mínima a jusante dos reservatórios, para garantia de outros usos, inclusive da chamada “vazão ecológica”. Não houve alteração da energia firme devido a estas restrições.

### Efeito das perdas hidráulicas

A Figura 4, que compara os casos 5 e 6, mostra o efeito das perdas hidráulicas no sistema de adução à turbina e de escape para o canal de fuga.

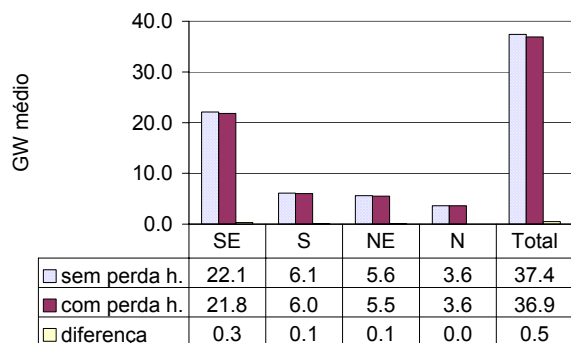


Figura 4 – Efeito das perdas hidráulicas na energia firme

A redução total na energia firme do Brasil foi cerca de 0,5 GWm. Este resultado reforça o comentário de que a modelagem do sistema hidrelétrico no cálculo da energia firme deve ser a mais realista possível.

#### Resumo

A Tabela 4 resume a importância de cada fator. Observa-se que a transmissão e evaporação têm os impactos mais substanciais, ampliados por estarem concentrados em algumas regiões. Por sua vez, as restrições de vazão mínima não tiveram efeito observável na energia firme. Finalmente, tanto a irrigação como as perdas hidráulicas tiveram impactos significativos.

Tabela 4 – Resumo dos efeitos (GW médios)

transmissão	4,0
evaporação	1,2
irrigação	0,5
vazão mínima	0,0
perdas hidráulicas	0,5

## COMPARAÇÃO ENTRE ENERGIA FIRME CALCULADA E CERTIFICADOS ATUAIS

A Tabela 5 compara a energia firme por região e total calculada com a metodologia e dados apresentados na seção anterior – Caso 6 – com o somatório dos certificados de energia assegurada das mesmas usinas.

Tabela 5 – Energia firme e CEAs (GW médios)

	SE	S	S+SE	NE	N	N+NE	Total
(A) CEA	24,1	5,0	29,1	6,0	3,0	9,0	38,1
(B) E.Firme*	21,8	6,0	27,8	5,5	3,6	9,1	36,9
Dif. (B) – (A)	-2,4	1,1	-1,3	-0,5	0,6	0,1	-1,2
Razão (B)/(A)	90%	121%	96%	92%	118%	101%	97%

\* Corresponde ao caso 6

Foram utilizados os certificados de energia assegurada publicados nas Resoluções ANEEL 453 e 286, com as seguintes adaptações: (a) para Tucuruí, utilizou-se o valor pré-2003 (compatível com a potência adotada no modelo); (b) para Itaipu, utilizou-se o valor de 8612 MW, montante igual aos contratos das distribuidoras cotistas.

Observa-se que a soma dos certificados excede a energia firme total em cerca de 1,3 GWm, nas regiões Sul e Sudeste, o que corresponde a 4% da capacidade de suprimento. No caso das regiões Norte e Nordeste, a soma dos certificados e a energia firme praticamente coincidem (diferença inferior a 0,1 GWm).

Estes resultados induzem uma reflexão sobre a conveniência de se adotar a energia firme como critério *suplementar* para a revisão dos certificados de energia assegurada. A experiência com a crise de suprimento de 2001 evidenciou a dificuldade política de se explicar o conceito de risco de racionamento, principalmente quando não há uma severidade associada, (cortes de 1% ou 20% da carga são contabilizados da mesma maneira). Tanto isto é verdade que a Câmara de Gestão da Crise Energética – CGE estabeleceu uma “curva de aversão a risco” para o despacho hidrotérmico, que aciona preventivamente as usinas térmicas sempre que necessário para evitar um racionamento *na hipótese de repetição das piores condições hidrológicas observadas no passado*, que é o mesmo conceito adotado para cálculo da energia firme.

## REPARTIÇÃO DA ENERGIA FIRME (ASSEGURADA) ENTRE AS USINAS

### Alocação do firme total entre as usinas

Como visto anteriormente, a energia firme é um parâmetro escalar, que reflete a capacidade de produção contínua *total* do conjunto de usinas. Isto leva ao problema de como *repartir* este firme total entre as usinas individuais. Como visto, o esquema de repartição passou a ter grande importância comercial após a reforma do setor elétrico.

#### *Benefícios individuais e benefício global*

Uma primeira idéia para repartir a energia firme por usina seria calcular a energia firme “individualista” de cada usina, onde a mesma opera de maneira a maximizar sua produção constante, sem levar em conta o efeito desta operação nas usinas a jusante.

O processo de cálculo se inicia com a usina mais a montante da cascata, cujo firme pode ser calculado através do modelo para usinas isoladas (7). Uma vez calculado este firme “individualista”,  $EF_i$ , a defluência total da usina (volumes turbinado e vertido) a cada estágio é conhecida.

Estes volumes são então somados à afluência natural incremental da usina imediatamente a jusante, formando uma nova série de afluências “naturais” a esta segunda usina. A energia firme desta segunda usina é então calculada com o mesmo modelo de usinas isoladas,

produzindo um novo firme “individualista” e um conjunto de defluências. Em outras palavras, a usina a jusante não pode *influenciar* as ações da usina a montante – a qual, como visto, opera de maneira “individualista” – mas pode *levar em conta* o efeito destas ações no volume total afluente a jusante.

O processo prossegue de montante para jusante, até que se tenha calculado energias firmes “individualistas” para todas as usinas. Uma dificuldade com este esquema é que a soma das energias firmes “individualistas” é em geral inferior à energia firme total do sistema. Por exemplo, o segundo e terceiro autores fizeram um estudo para o ONS em novembro de 2000 mostrando que há uma diferença de quase 8000 MW entre a soma das energias firmes “individualistas” e a energia firme que resulta de uma operação integrada do sistema brasileiro, que corresponde à solução do problema (8).

Em outras palavras, existe um ganho “sinérgico” de energia firme, que resulta da ação cooperativa de todos os agentes do sistema, e que não é facilmente atribuível a um ou mais agentes específicos. No caso da energia firme, por exemplo, é possível que a produção total em um determinado período dependa mais da geração da bacia A, que apresenta hidrologia mais favorável. No período seguinte, seria a bacia B que participa mais da produção, e assim por diante, levando a uma produção firme total maior do que a soma das produções firmes individuais.

### Metodologias de alocação

O problema de repartição do firme é um exemplo do problema geral de repartição de custos e benefícios entre agentes que cooperaram para a construção de um recurso *compartilhado*, 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 do que o desenvolvimento de vários recursos para uso “exclusivo” de cada agente, surge o problema de alocar os “bônus” entre os participantes.

Há duas classes principais de metodologias de alocação:

- jogos cooperativos
- benefício incremental

#### *Jogos cooperativos*

A idéia básica da abordagem de jogos cooperativos é que a energia firme atribuída a qualquer usina, ou subconjunto de usinas, não pode ser inferior à que estes agentes conseguiriam se formassem um “consórcio” separado.

As restrições de jogos cooperativos são construídas da seguinte maneira. Suponha, por exemplo, que há três usinas hidrelétricas, e que existe uma função  $EF(\cdot)$  que calcula o firme total de qualquer subconjunto destas hidrelétricas. Por exemplo,  $EF(2)$  é o firme isolado da usina 2;  $EF(1,3)$  é o firme conjunto das usinas 1 e 3; e

$EF(1,2,3)$  é o firme total do sistema. As equações resultantes da abordagem de jogos seriam:

$$\phi_1 \geq EF(1) \quad (9a)$$

$$\phi_2 \geq EF(2) \quad (9b)$$

$$\phi_3 \geq EF(3) \quad (9c)$$

$$\phi_1 + \phi_2 \geq EF(1,2) \quad (9d)$$

$$\phi_1 + \phi_3 \geq EF(1,3) \quad (9e)$$

$$\phi_2 + \phi_3 \geq EF(2,3) \quad (9f)$$

$$\phi_1 + \phi_2 + \phi_3 = EF(1,2,3) \quad (9g)$$

No conjunto de restrições acima,  $\phi_1$ ,  $\phi_2$  e  $\phi_3$  são as “incógnitas”, isto é, os valores de energia firme de cada usina. Os lados direitos das restrições são valores conhecidos. A última equação indica que a soma das energias firmes individuais deve igualar o firme do sistema.

De acordo com a abordagem de jogos cooperativos, qualquer alocação  $\{\phi_1; \phi_2; \phi_3\}$  que atende o conjunto de restrições acima – conhecido como “núcleo” do jogo – é considerada “justa”, no sentido de que nenhum subconjunto de agentes teria incentivo a sair do “consórcio global”. Como pode haver mais de uma solução viável dentro do “núcleo”, há critérios adicionais de repartição do “bônus” entre os agentes.

#### *Benefício incremental*

A idéia do benefício incremental é ordenar a entrada das usinas de acordo com algum critério e atribuir a cada uma a *diferença* entre a energia firme do sistema quando a usina entra, e a energia total anterior, sem a usina. Usando o mesmo exemplo anterior com três usinas, e supondo a ordem de entrada 1-2-3, resultaria:

$$\Delta_1 = EF(1) \quad (10a)$$

$$\Delta_2 = EF(1,2) - EF(1) \quad (10b)$$

$$\Delta_3 = EF(1,2,3) - EF(1,2) \quad (10c)$$

Uma questão que surge imediatamente é o porquê da ordem 1-2-3 e não, por exemplo, 3-1-2, ou outra permutação. De fato, o critério incremental mais usado, conhecido como alocação de Shapley (1953), calcula a alocação de cada agente como a média das alocações incrementais para todas as permutações possíveis.

Em outras palavras, o firme de cada agente no critério Shapley seria a média dos incrementos quando o agente é o primeiro a entrar, o segundo, terceiro e assim por diante.

### Metodologia Proposta

#### *Energia alocada para novas usinas*

A alocação proposta combina características de ambos os critérios de alocação discutidos na seção anterior. Propõe-se como metodologia básica de alocação para uma *nova* usina o benefício incremental de energia firme,  $\Delta$ ,

associado à entrada da mesma. Observe que não é necessário neste caso realizar permutações na ordem de entrada destas novas usinas, como no critério de Shapley, pois a ordem mais adequada de entrada das usinas será determinada pela interação entre os empreendedores de geração, públicos ou privados, com as equipes de planejamento do Governo.

Do esquema de jogos cooperativos, propõe-se, como primeiro critério, que a energia firme não deve ser inferior à energia “individualista” da usina,  $EF_i$ . Isto é,  $EF \geq EF_i$ . A razão, como visto na seção anterior, é que uma alocação inferior à energia firme “individualista” não seria justa, pois a usina teria a ganhar se agisse de maneira isolada.

Propõe-se, como segundo critério, que a energia firme alocada à usina seja limitada superiormente pela potência instalada da usina *ou contratada de terceiros*,  $\bar{p}$ . Isto é,  $EF \leq \bar{p}$ . Este critério é motivado pela análise do benefício incremental de se construir um reservatório “puro” – sem geradores – a montante de um conjunto de usinas. Dado que o reservatório a montante aumenta a regularização das afluições a jusante, ele de fato contribui para aumentar o firme do sistema e deve ser creditado por isto. Entretanto, ele não deve ficar com *todo* o crédito, pois a produção *física* desta energia adicional será realizada por conjuntos turbina/gerador nas usinas a jusante. A exigência de se contratar uma potência que “respalde” o adicional de energia firme garante que parte do benefício do reservatório a montante será transferido para estas usinas.

Propõe-se, como terceiro critério, que seja adotado um *fator de redução*  $\theta$  no cálculo do benefício incremental da usina, para levar em consideração a evolução futura dos usos múltiplos dos recursos hídricos da correspondente bacia hidrográfica, o que em geral implica em diminuição da disponibilidade de água para geração de energia. Em resumo, propõe-se que a energia firme EF seja:

$$EF = \min[\bar{p}; \theta \times \max(EF_i; \Delta)] \quad (\text{com } \theta \leq 1) \quad (11)$$

Embora não existam ainda planos de bacia hidrográfica devidamente aprovados pelos respectivos comitês, a Agência Nacional de Águas – ANA já vem atuando no sentido de permitir o uso múltiplo dos recursos hídricos. Exemplos disso são a continuidade de navegação no reservatório de Ilha Solteira, como ocorreu durante a crise de 2001, e a retirada de água para irrigação na bacia do rio São Francisco.

Entretanto, os atuais certificados de energia assegurada *não consideram a evolução futura do uso múltiplo dos recursos hídricos* em seu dimensionamento. Em outras palavras, se crescer a área irrigada a montante de uma usina  $i$ , nada acontece com o certificado desta usina, mesmo que na prática a capacidade de produção sustentada tenha diminuído.

Se a capacidade *física* de produção sustentada das usinas não corresponder de fato ao indicado comercialmente pelos respectivos certificados, o risco de

acionamento será superior ao projetado pelos estudos de planejamento. Suponha, por exemplo, que a usina  $i$  tenha um certificado de 100 MWm na ocasião de sua inauguração e que, dez anos depois, a contribuição efetiva de  $i$  tenha baixado para 90 MWm, pelo efeito dos usos múltiplos.

Como, pela regra atual, o proprietário de  $i$  continuará comercializando os originais 100 MWm originais, o risco de racionamento aumentará, porque não haverá incentivo comercial para a entrada de novas usinas no sistema que compensem a redução da capacidade física de suprimento.

Por esta razão, o *fator de redução*  $\theta$  é necessário. O valor de  $\theta$  deve traduzir a expectativa de uso múltiplo dos recursos hídricos na bacia hidrográfica onde a usina estiver localizada, segundo o que constar do correspondente plano da bacia hidrográfica. Quanto maior for esta expectativa, menor deverá ser  $\theta$ .

A diferença entre a energia firme “completa”, EFC, que seria obtida caso  $\theta$  fosse igual a 1, e EF, será usada como “reserva” pelo poder público para fazer frente à materialização de uso da água na bacia previsto no correspondente plano. Enquanto este uso não ocorrer, o proprietário da usina terá permissão de comercializar a energia “completa” como se fosse o “fiel depositário” de EFC - EF.

Sob a ótica do empreendedor, a possibilidade de redução da energia firme, devido aos usos múltiplos dos recursos hídricos, representa uma perda de atratividade econômica da usina. Por exemplo, suponha que a diferença entre os valores da usina, para  $\theta$  respectivamente igual a 1,0 e 0,9, seja R\$ 100 milhões. É preciso analisar, por ocasião da realização do plano de bacia hidrográfica, o benefício associado com o uso múltiplo de recursos hídricos que resulta em  $\theta=0,9$ . Suponhamos que se trata da expansão da área irrigada. Naturalmente, só terá sentido incluir tal expansão no plano de bacia caso o valor presente do correspondente benefício seja superior a R\$ 100 milhões. Isto é, o plano deve também considerar o custo para o setor elétrico, e portanto para os consumidores, da diminuição da disponibilidade hídrica para atender aos usos múltiplos. Colocado de maneira singela: produção de energia elétrica é um dos usos múltiplos que o plano de bacia deve considerar (Kelman & Kelman, 2002).

#### *Alocação de energia assegurada para usinas existentes*

O critério de alocação para as usinas existentes deve levar em conta, além do aspecto técnico, a metodologia usada para determinar os atuais certificados e o respeito aos direitos comerciais já garantidos.

No passado, a energia assegurada total das hidrelétricas foi rateada entre as usinas em proporção à geração das mesmas ao longo do período crítico. É portanto uma metodologia diferente do benefício incremental. No que se refere aos direitos comerciais, a regulamentação atual, a encargo da ANEEL, prevê uma



redução máxima de 5% no certificado de cada usina, e do no máximo 10% ao longo de todo o período de concessão. Propõe-se, portanto, calcular a energia firme do sistema existente e ajustar linearmente a diferença entre o firme e a soma dos certificados de energia assegurada.

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O cálculo da energia firme do parque hidrelétrico brasileiro é muito sensível a eventuais simplificações na representação do sistema. Em particular, não se deve aceitar uma representação que desconsidere os limites de intercâmbio entre os subsistemas, as retiradas de água, principalmente para irrigação e as perdas de água por evaporação. Assim, para o cálculo da energia firme, recomenda-se o uso de um modelo de otimização que representa de maneira detalhada aspectos da operação hidrelétrica (balanço hídrico, coeficientes de produção variáveis com o armazenamento, variação do canal de fuga com vazão defluente, variação da evaporação com área do reservatório, etc.), além de restrições de transmissão.

Recomenda-se que os CEA de novas usinas sejam emitidos com base na energia firme que a usina acrescenta ao sistema existente, mantendo-se uma reserva em mãos do poder público para compensar futuras indisponibilidades hídricas para produção de energia, por conta do uso múltiplo dos recursos hídricos. Entretanto, caso haja o desejo de se manter a emissão de CEA com base probabilística, propõe-se, como critério *suplementar*, que não ocorra falha no suprimento, na hipótese de repetição da seca mais severa do histórico. Para as usinas existentes nos subsistemas Sul e Sudeste, a aplicação deste critério resultaria em redução de 4% dos correspondentes Certificados de Energia Assegurada.

## REFERÊNCIAS

BORTOLOSSI, H.J.; PEREIRA, M.V.F. & TOMEI, C. (2002). “*Optimal hydrothermal scheduling with variable production coefficient*”, *Mathematical Methods of Operations Research*, pp 11-36, Vol. 55, issue 1.

KELMAN, J. (1987). “*Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos*”, capítulo de Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos, volume 1 da coleção ABRH.

KELMAN, J. & KELMAN, R. (2002). “*Water Allocation for Economic Production in a Semi-Arid Region*”, *Water Resources Development*, vol. 18, No. 3.

OLIVEIRA, G.; PEREIRA, M.V.F. & GRANVILLE, S. (2002). “*Applications in Energy: Electrical Power*”, capítulo do *Handbook of Applied Optimization*, Panos M. Pardalos and Mauricio G. C. Resende (Eds.), Oxford University Press.

RIPPL, W. (1883), “*Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply*”. *Proceedings of The Institution of Civil Engineers* v. 71, 1883.

SHAPLEY, L.S. (1953) “*Additive and-Non Additive Set Functions, Ph.D Thesis*”, Princeton University.

## Firm Energy and Multiple Uses of Water Resources

### ABSTRACT

This paper presents an optimization model for the calculation of the firm energy of hydropower plants. The model represents the hydro operation in detail (water balance of plants in cascade, storage-dependent production factor, tailwater elevation curve, evaporation as a function of the wet area, etc.) as well as transmission constraints. Results with the model for the existing hydro plants of Brazil show that the calculated firm energy is smaller than the sum of the assured energy certificates of these plants. This means that there will be a new energy rationing in case the worst historic hydrology happens again in the future. A revision of the methodology is proposed, ensuring that the resulting firm energy considers both the hypothesis of the worst drought observed in the past and the decreasing availability of water for energy production, due to other uses.