



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

GPL - 03  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII  
GRUPO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO-ECONÔMICO DE USINAS HIDROELÉTRICAS DE GRANDE PORTE:  
UTILIZAÇÃO DO CRITÉRIO DE ENERGIA FIRME EQUIVALENTE**

**Luiz Claudio Gutierrez Duarte\***

**L.C.GUTIERREZ SERVIÇOS**

**RESUMO**

O dimensionamento energético-econômico de um aproveitamento hidroelétrico apresenta uma hipótese implícita de que o empreendimento já alcançou o número de unidades de base na data de operação da usina, isto é, atinge a energia firme na data de comissionamento. Tal simplificação não resulta em sérios problemas para usinas hidroelétricas de pequeno ou de médio porte. Entretanto, a energia firme de um empreendimento hidroelétrico de grande porte só é atingida dentro de três ou quatro anos após a data da entrada da primeira máquina e a utilização do critério tradicional implica, por um lado numa sobreavaliação da energia firme e, por outro lado, numa redução fictícia do custo unitário de geração. Portanto, neste caso o benefício econômico anual do empreendimento tem que ser representado por uma série não uniforme, onde a energia nos primeiros anos se encontra inferior a energia firme. Sendo assim, o presente informe tem por objetivo apresentar uma métrica, Energia Firme Equivalente, a ser utilizada quando da análise energético-econômica de um projeto hidrelétrico de grande porte. Esta metodologia permite valores mais consistentes, quando comparado ao critério tradicional, tanto em relação ao dimensionamento de potência instalada quanto do custo unitário de geração.

**PALAVRAS-CHAVE**

Análise Energética, Energia Firme, Energia Firme Equivalente, Dimensionamento Energético-Econômico.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

No Brasil, os estudos que antecedem a construção de um aproveitamento hidrelétrico são realizados em diferentes graus de profundidade e estruturados em cinco etapas principais: Estimativa, Inventário, Viabilidade, Projeto Básico e Projeto Executivo.

Os estudos de dimensionamento energético-econômico concentram-se nas etapas de Inventário e Estudo de Viabilidade<sup>1</sup>. Especialmente nessa última, ou seja, é na viabilidade que se dá o dimensionamento final de um empreendimento hidrelétrico, definindo o aproveitamento racional do sítio em questão.

---

<sup>1</sup> Infelizmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) está permitindo que o dimensionamento energético-econômico seja feito na etapa de Projeto Básico descaracterizando assim a idéia das cinco etapas, mencionadas no primeiro parágrafo, que vinham desde o tempo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

Entende-se por dimensionamento energético-econômico a definição dos principais parâmetros de um aproveitamento hidrelétrico que tem influência direta no seu desempenho energético (níveis de armazenamento, potência instalada e quedas das turbinas).

Os estudos em nível de Inventário se desenvolvem com objetivo de avaliar o potencial energético de uma bacia hidrográfica, concluindo com uma alternativa de divisão de queda natural da bacia, com as características preliminares e estimativas de custos de cada aproveitamento da alternativa selecionada.

Os estudos em nível de Viabilidade são executados em profundidade, objetivando selecionar um projeto específico, dentre aqueles da alternativa de divisão de queda da bacia escolhida, a melhor alternativa de localização de barragem, além de definir o dimensionamento energético e o arranjo físico para otimizar a razão benefício/custo, de forma a comprovar a viabilidade técnico-econômica do empreendimento. Os estudos de Inventário e de Viabilidade são realizados por empresas de eletricidade, autoprodutores e, com menos frequência, comercializadores ("traders") de energia, sendo os mesmos analisados pela ANEEL.

Na análise energética do empreendimento utiliza-se o Critério Determinístico. A razão disso se deve a facilidade de implementação computacional, garantindo assim tanto a reprodutibilidade quanto à transparência dos resultados, que são condições fundamentais num ambiente competitivo. Sendo assim, a avaliação do benefício energético de um aproveitamento hidroelétrico se dá por meio do cálculo da energia firme.

O procedimento apresentado no parágrafo anterior é válido para empreendimentos que possuam número de unidades suficientes para que atinjam a energia firme no próprio ano de entrada de operação. À medida que aumenta o número de unidades maior é a probabilidade da usina começar a operar submotorizada. Sendo assim, a análise energético-econômica de empreendimentos de grande porte (e.g. Belo Monte, Jirau e Santo Antônio) podem chegar a valores de potência instalada sobreavaliados. Isto acontece em razão da metodologia tradicional apresentar uma suposição implícita de que a usina já completou as suas unidades de base na data de entrada de operação da usina, isto é, atinge a energia firme no primeiro ano de operação. Entretanto, a energia firme para os empreendimentos citados só é atingida dentro de três ou quatro anos após a data da entrada da primeira máquina. Portanto, nestes casos o benefício econômico anual (valorização da energia anual por um custo de referência) do empreendimento tem que ser representado por uma série não uniforme, onde a energia nos primeiros anos se encontra inferior a energia firme.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar a metodologia para o dimensionamento energético-econômico de empreendimento que necessita, dado o seu porte, de um determinado número de anos para atingir a energia firme. Para isso, é realizado inicialmente um breve comentário sobre o planejamento da Indústria de Eletricidade Brasileira (IEB), a partir do seu processo e dos critérios de suprimento de energia. A seção seguinte apresenta os procedimentos para o dimensionamento energético econômico de um empreendimento hidroelétrico a partir do enfoque energético tradicional. Logo após é discutida uma nova abordagem energética representada pela Energia Firme Equivalente. Finalmente, são analisados cinco diferentes tipos de projetos, sendo três deles de grande porte, pelos dois critérios mencionados, com relação ao dimensionamento energético econômico da potência instalada. Observa-se então que a análise energética tradicional superdimensiona os projetos de maior escala.

## 2.0 - PLANEJAMENTO

### 2.1 Considerações Iniciais

A IEB atual pode ser, de forma bem simplificada, dividida em quatro segmentos:

- Geração: tem por finalidade a transformação de energia potencial (usinas hidrelétricas), química (térmicas) ou por fissão (nucleares) em energia elétrica;
- Transmissão: transporte de energia elétrica para atendimento a uma indústria ou região;
- Distribuição: transporte de energia elétrica a um nível de tensão bem mais baixa que a transmissão, o qual tem como objetivo o atendimento a nível urbano ou rural;
- Comercialização: venda de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais ou industriais.

As peculiaridades da IEB tais como: possuir um grande potencial hidroelétrico para ampliação; interligação de porte entre subsistemas regionais; grandes distâncias entre usinas e centros de carga; regularização plurianual dos reservatórios (4 a 5 anos), o que possibilita um grande volume de armazenamento e diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas; implicaram numa atividade de planejamento bastante complexa e sofisticada.

Os itens seguintes abordarão o processo de planejamento do setor elétrico brasileiro e os critérios de suprimento de energia.

### 2.2 Processo de Planejamento

Conforme já mencionado, a preponderância de um parque gerador hidrelétrico de grande porte e expressivos intercâmbios de energia, envolvendo as diversas regiões do país, torna imprescindível a elaboração de um planejamento cuidadoso. Dessa maneira, tenta-se operar e expandir a oferta de energia elétrica e ao mesmo tempo garantir ao consumidor uma qualidade e confiabilidade do serviço prestado, ambas ao menor custo

possível. Isso traz um conflito de interesses, pois uma alta qualidade de energia pode resultar em grandes investimentos, o qual refletirá numa elevação nos custos finais de produção, transmissão e da distribuição de energia elétrica e por fim num aumento da tarifa de energia elétrica. Portanto, caberá ao consumidor sinalizar ao serviço de energia elétrica o quanto está disposto a pagar pela qualidade de energia.

A etapa de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico deve concentrar três estudos:

- Longo Prazo: com um horizonte entre 20 a 30 anos à frente, tem como finalidade apresentar cenários indicativos da composição esperada do parque gerador e dos troncos de transmissão para interligações regionais, bem como determinar a necessidade de investimentos em processos tecnológicos e industriais;
- Médio Prazo: compreende uma evolução do sistema elétrico nos próximos 15 anos (geração) ou 10 anos (transmissão) à frente e estabelece a estratégia de expansão, frente às metas fixadas no estudo de longo prazo de forma a atender aos requisitos de mercado a custos mínimos;
- Curto Prazo: atende ao período de 10 anos, ajustando a estratégia de expansão da geração e transmissão de acordo com as variações conjunturais como mudanças na previsão de mercado e restrições físico-financeira e ambientais de obras em andamento.

As periodicidades anuais dos estudos de longo, médio e curto prazo poderão ser de 5 anos, 2 anos e 1 ano, respectivamente. Cabe observar que ao contrário do planejamento passado que privilegiava expansão pelo lado da oferta, o agente planejador deve efetuar investigações de gerenciamento da demanda "... modulando a carga de forma a alterar o perfil do consumo nos horários de ponta, fazendo com que o sistema opere de maneira eficiente, abrindo caminhos alternativos para o adiamento de investimentos" (1).

### 2.3 Critérios de Suprimento de Energia

O planejamento da expansão da geração da IEB deve começar com decisões de caráter estratégico e finalizar com o estabelecimento de um programa de geração para um horizonte de 10 anos.

O programa de obras proposto deverá ser planejado de tal maneira que atenda aos requisitos de mercado de energia elétrica, dentro de critérios de suprimento que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória a custo mínimo. Deve-se ressaltar que não existe nenhum critério de suprimento que garanta "risco zero" quanto ao não atendimento, uma vez que tal fato reflete em custos de energia bastante elevados para a sociedade. Além disso, a capacidade de suprimento do parque gerador não é constante pois, de um lado, depende da aleatoriedade das vazões naturais dos rios e, por outro lado, das indisponibilidades das usinas, implicando assim na possibilidade que o sistema não seja capaz de atender a totalidade do mercado previsto, tanto em termos de energia quanto de potência, tendo-se então a ocorrência de déficits.

A preponderância de hidroeletricidade, no caso brasileiro, implica que a maior parcela de déficit seja proveniente da energia. A vantagem deste, frente ao déficit de ponta, vem do fato de ser possível prever sua ocorrência, com alguma antecedência, uma vez que é função do armazenamento dos reservatórios do sistema e da tendência hidrológica. Já o déficit de potência é imprevisível, pois ocorre a partir de quebras fortuitas de máquinas<sup>2</sup>.

Os critérios de suprimento de energia, adotados na IEB, são (2): Critério Determinístico e Critério Probabilístico com nível de garantia pré-fixado.

O Critério Determinístico apresenta a hipótese de que o parque gerador deve ser capaz de atender ao mercado projetado sem déficits de energia no caso de ocorrência de qualquer das seqüências de vazões existentes no registro histórico (é o pressuposto de que o futuro será igual ao passado).

Alguns conceitos associados a esse critério, são:

- Energia Firme de um Sistema Gerador (EFS) – maior carga possível de ser suprida continuamente pelo sistema, no caso de repetição das vazões históricas registradas, em particular, da pior seqüência hidrológica;
- Período Crítico – é o intervalo de tempo entre o instante em que os reservatórios atingem o nível máximo operativo de armazenamento e o instante em que atingem seu nível mínimo, sem ocorrência de reenchimentos totais intermediários, no caso de atendimento à energia firme do sistema;
- Energia Firme de uma Usina (Energia Firme Local - EF) – é o valor esperado de energia que uma UHE é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema;
- Energia Média de Longo Termo (EM) – geração média de uma UHE ou do sistema quando operado a partir de todo o histórico de vazões naturais conhecido;
- Energia Secundária (ES) – energia gerada em excesso à energia firme local, nos meses de afluições hidrológicas favoráveis, sendo avaliada pela diferença entre a energia média de longo termo do sistema e sua energia firme;
- Energia Secundária do Sistema – somatório das energias secundárias das usinas que compõem o sistema.

<sup>2</sup> Os critérios de suprimento de ponta, apesar de necessários no planejamento de expansão, não serão tratados dado que na análise energético-econômica de empreendimentos hidrelétricos a preponderância do parâmetro energia sobre a ponta faz com que esta última seja desprezada. Cabe observar que em estudos de repontenciação a questão de ponta é necessária.

Já o Critério Probabilístico com nível garantia pré-fixado está relacionado com a natureza estocástica das vazões afluentes, implicando assim em novos conceitos de energia, quais sejam<sup>3</sup>:

Energia Garantida do Sistema – maior valor possível de energia média anual que o sistema pode suprir, com as mesmas características do mercado, atendendo um critério de garantia que iguale os Custos Marginais de Expansão e Operação;

Energia Garantida da Usina – resultado de um rateio da energia garantida do sistema pelas usinas que o compõem<sup>4</sup>.

Cabe ressaltar que a IEB utiliza o Critério Determinístico nos estudos de dimensionamento energético-econômico de UHEs em razão da facilidade nos cálculos dos parâmetros energéticos descritos anteriormente, implicando assim na facilidade de reprodução dos resultados<sup>5</sup>. Entretanto, vale a pena apresentar as desvantagens<sup>6</sup> de sua utilização, quais sejam:

- i) Possibilidade de ocorrer situações hidrológicas mais críticas;
- ii) Algumas usinas podem apresentar valores de energia firme superiores às suas gerações médias, devido às afluições do período crítico se apresentarem frequentemente superiores às vazões médias de longo termo;
- iii) Nenhuma sinalização sobre o valor do risco de não atendimento ao mercado futuro de energia elétrica;
- iv) Não existe regra de operação conjunta do sistema hidrotérmico tendo por finalidade minimizar o custo total de operação.

Os problemas apresentados acima implicam na necessidade do agente planejador em reavaliar o critério determinístico com o objetivo de encontrar soluções as inconsistências associadas ao período crítico tradicional<sup>7</sup> (5).

### 3.0 - DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO-ECONÔMICO

#### 3.1 Sinergia da Operação Centralizada

Em termos operativos, um projeto de geração pode ser classificado como: 1) Usina Isolada - que não está eletricamente conectada ao Sistema Interligado; e 2) Usina Interligada, que está eletricamente conectada ao Sistema Interligado. Portanto, as Usinas Integradas estarão sujeitas às regras de operação do Operador Nacional do Sistema (ONS), ou seja, o despacho dessas usinas é centralizado. Em contrapartida, o Sistema Interligado através da Câmara de Comercialização de Energia (CCE) garante, ao empreendedor do projeto, uma Energia Assegurada<sup>8</sup> durante todo o seu período de concessão, independente da energia efetivamente produzida a cada momento, respeitados os Mecanismos de Realocação de Energia - MRE, de acordo com as regras do CCE, sendo que essa energia assegurada é definida por ocasião do Edital de Licitação da Outorga da Concessão<sup>9</sup>.

A operação otimizada do Sistema Interligado Nacional (SIN) garante, para Usinas Integradas, um maior aproveitamento do potencial hidroelétrico local, pois existem diversidades hidrológicas entre as várias bacias hidrográficas que compõem o SIN e que viabilizam essa otimização energética, ou seja, existe a compensação dos períodos hidrológicos desfavoráveis de algumas bacias pelos períodos favoráveis de outras bacias. Neste caso, o dimensionamento ótimo do aproveitamento deve ter por base os benefícios incrementais de energia firme decorrentes da sua entrada em operação, sendo esse benefícios de energia firme calculados para o período crítico do SIN.

<sup>3</sup> A garantia de suprimento está relacionada a um determinado risco anual de déficit de energia ocorrer cujo valor referencial é de 5%. Isto quer dizer que 95% das hipóteses hidrológicas atendem o mercado de energia sem racionamentos. Cabe observar que este valor é um pequeno relaxamento do verdadeiro risco de déficit de energia quando o setor começou a adotar o critério probabilístico, 3% a.a., em meados da década de 80. Tal valor foi obtido a partir de uma configuração do sistema sem déficit no período crítico, estimando-se a energia garantida e o respectivo risco (3). Sendo assim, é importante que o agente planejador realize novo estudo para assegurar se o valor dessa métrica ainda é válido.

<sup>4</sup> Existem duas abordagens para o seu cálculo (4). A primeira é chamada de linha física que considera somente a contribuição da geração de cada usina no atendimento da energia garantida em situações de período crítico. A outra maneira é a linha econômica que considera também as situações não críticas que proporcionam reduções no custo de operação do sistema (combustíveis e déficit).

<sup>5</sup> O critério probabilístico é utilizado nas análises de mercado, de competitividade de usinas térmicas ou de ampliação de intercâmbio entre submercados.

<sup>6</sup> O critério probabilístico também apresenta desvantagens. Uma delas está relacionada à instabilidade nos resultados.

<sup>7</sup> Esta questão não invalida a proposta da Energia Firme Equivalente.

<sup>8</sup> Distribui a Energia Garantida Hidráulica do Sistema para todas as usinas hidroelétricas a partir de uma ponderação que relaciona a energia firme local de cada empreendimento a energia firme do sistema. Portanto, a energia assegurada de uma usina hidroelétrica utiliza conjuntamente os critérios determinístico quanto probabilístico.

<sup>9</sup> A Resolução nº 169 de 03/05/2001 permite que pequenas centrais hidroelétricas sejam integradas ao Sistema Interligado Nacional, para usufruírem do MRE, sem tornar obrigatório seu despacho pelo ONS.

### 3.2 Metodologia Tradicional

O dimensionamento econômico-energético de um empreendimento hidroelétrico tem como objetivo identificar a melhor alternativa de localização do eixo da barragem, o dimensionamento da potência instalada e o melhor arranjo físico, objetivando a otimização do aproveitamento energético do potencial local.

A obtenção dos benefícios energéticos é realizada através da simulação da operação da usina, com o histórico das vazões naturais observadas para o local do aproveitamento. Para a IEB, são três os benefícios energéticos considerados em um aproveitamento hidrelétrico: Energia Firme, Energia Secundária e Potência Garantida (PG).

A metodologia utilizada para otimizar os parâmetros físico-operativos de um empreendimento hidrelétrico é baseada na análise benefício/custo incremental<sup>10</sup> cuja expressão para projetos de geração, na forma simplificada<sup>11</sup>, é a seguinte:

$$\frac{\Delta B}{\Delta C} = \frac{CUR * \Delta EF * 8760 * 10^6}{\Delta Inv * FRC(i,n)}$$

onde:

$\Delta EF$  – variação da energia firme, em MW médios;

CUR – custo unitário de referência de energia, em R\$/MWh;

$\Delta Inv$  – variação do investimento na usina, com juros durante a construção, em US\$ 10<sup>6</sup>/ ano;

FRC (i,n) – fator de recuperação do capital a uma taxa de desconto “i” e vida útil “n”.

A expressão anterior é utilizada, primeiramente, na definição do Nível de Armazenamento Máximo (NAmáx) do aproveitamento. Em seguida, dimensiona-se o volume útil, isto é, o Nível de Armazenamento Mínimo Operativo (NAMín). Com os valores de NAmáx e NAMín definidos, dimensiona-se a potência a ser instalada no empreendimento.

A elaboração destes estudos exige basicamente o conhecimento das seguintes informações:

- Curva cota X área X volume do reservatório;
- Curva da cota do canal de fuga X descarga (curva-chave);
- Série histórica de vazões no local do aproveitamento;
- Perda de carga no circuito hidráulico de geração;
- Tipo de turbina;
- Rendimento médio do conjunto turbina-gerador;
- Estimativa do custo total da obra, incluindo os programas ambientais mitigadores e/ou compensatórios;
- Custos anuais de operação e manutenção da usina, incluindo os programas de controle ambiental.

Os aspectos ambientais deverão ser cuidadosamente analisados, caso a caso, em especial na definição dos níveis de operação e da depleção máxima do reservatório, face às interfaces do empreendimento com o meio ambiente.

<sup>10</sup> A decisão não será alterada se utilizar o Valor Atual Líquido ou a Taxa Interna de Retorno Incremental uma vez que os empreendimentos hidroelétricos comportam-se como projeto convencional (2).

<sup>11</sup> Não foram considerados os benefícios provenientes da energia secundária e de ponta dado tanto a dificuldade metodológica de valorização destes parâmetros como também da maior magnitude do benefício econômico proveniente da energia firme frente aos mesmos. Da mesma forma não foi computado o custo de operação e manutenção dado que seu valor em empreendimentos hidroelétricos é muito inferior ao investimento.

#### 4.0 - ENERGIA FIRME EQUIVALENTE (EFE)

Uma outra abordagem de benefício energético é pela EFE. A motorização de um empreendimento hidroelétrico pode ser representada como uma série infinita da Potência Líquida Unitária (PLU)<sup>12</sup>, para cada entrada de máquinas de base, até que atinja a energia firme conforme apresentado pela Figura 1.

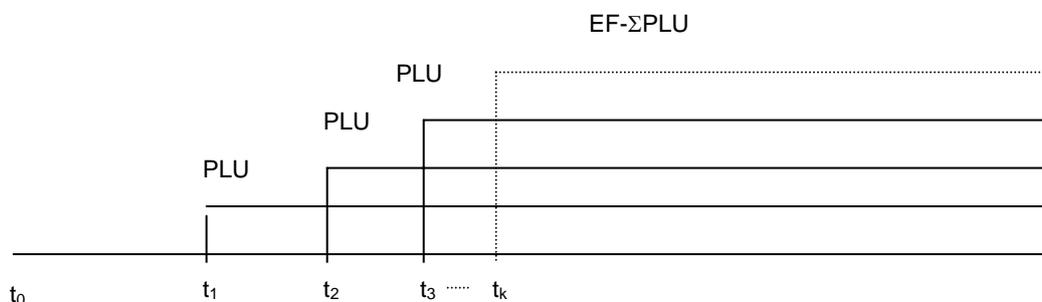


FIGURA 1- Fluxo Energético de um Empreendimento Hidroelétrico com k unidades de base.

Suponha que um empreendimento apresente certa quantidade de máquinas de base (NMB) e intervalos mensais entre máquinas (IM). Logo o Valor Presente, a uma determinada taxa de desconto mensal ( $i_m$ )<sup>13</sup> é:

$$VP = \frac{PLU}{i_m} \left[ \sum_{j=0}^{NMB-2} \frac{1}{(1+i_m)^{IM \cdot j}} \right] + \frac{EF - PLU \cdot (NMB - 1)}{i(1+i)^{IM \cdot (MB-1)}}$$

A EFE é calculada a partir da transformação da equação acima numa série infinita uniforme dada por:

$$EFE = VP \cdot i = PLU \left[ \sum_{j=1}^{NMB-2} \frac{1}{(1+i_m)^{IM \cdot j}} \right] + \frac{EF - PLU \cdot (NMB - 1)}{(1+i_m)^{IM \cdot (MB-1)}}$$

#### 5.0 - ESTUDOS DE CASOS

##### 5.1 Considerações Iniciais

A fim de comparar as duas maneiras de benefícios energéticos (EF e EFE), foram analisados o dimensionamento energético-econômico da potência instalada de cinco aproveitamentos hidroelétricos conforme mostra a Tabela 2.

TABELA 2 - Aproveitamentos Hidroelétricos Analisados

Aproveitamento	Tipo
Passo do Meio	Pequena Central Hidrelétrica
Sacos	Média Central Hidroelétrica
Jirau	Grande Central Hidroelétrica
Santo Antônio	Grande Central Hidroelétrica
Belo Monte	Grande Central Hidroelétrica

Cabe observar que os parâmetros relacionados a energia firme, orçamento e custo unitário de referência, de cada aproveitamento, tiveram como fontes os relatórios das empresas interessadas nos projetos acima assinalados (8, 9 e 10)<sup>14</sup>. Considerou-se para a taxa de desconto anual e vida útil os valores de 12% e 35 anos, respectivamente.

<sup>12</sup> A PLU é calculada a partir da seguinte fórmula:  $PLU = P_u \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP)$ , onde:  $P_u$  - Potência Unitária; TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada e IP - Taxa de Indisponibilidade Programada.

<sup>13</sup> A idéia de trazer um fluxo energético considerando uma taxa mensal de desconto foi utilizada no cálculo do Custo Marginal de Expansão (CMEX) ao trazer, a partir do operador valor presente, a variação da oferta garantida do sistema associada a um risco de déficit de energia pré-fixado (5% a.a.) entre o sexto e o décimo ano do horizonte decenal de planejamento (2, 6 e 7).

<sup>14</sup> Em relação a UHE Belo Monte o autor se valeu de trabalhos realizados quando prestava consultoria para o

## 5.2 Resultados

As Tabelas de 3 a 7 apresentam a análise energético-econômica dos cinco empreendimentos escolhidos utilizando os dois critérios energéticos (EF e EFE).

TABELA 3 – Análise Energético-Econômica da PCH Passo do Meio

Alternativas	Energia Firme (MWmédios)	NMB	Energia Firme Equivalente (MWmédios)	Custo Total (R\$ 10 <sup>6</sup> )	$\Delta B/\Delta C$ EF	$\Delta B/\Delta C$ EFE
26	15,31	2	15,07	31,31		–
28	15,98	2	15,72	32,36	2,77	4,21
<b>30</b>	<b>16,34</b>	<b>2</b>	<b>16,07</b>	<b>33,60</b>	<b>1,26</b>	<b>1,92</b>
32	16,82	2	16,54	36,93	0,63	0,96

TABELA 4 – Análise Energético-Econômica da UHE Sacos

Alternativas	Energia Firme (MWmédios)	NMB	Energia Firme Equivalente (MWmédios)	Custo Total (R\$ 10 <sup>6</sup> )	$\Delta B/\Delta C$ EF	$\Delta B/\Delta C$ EFE
75	68,58	2	67,44	153,75	–	–
81	70,43	2	69,24	156,94	2,37	2,30
<b>90</b>	<b>71,98</b>	<b>2</b>	<b>70,75</b>	<b>161,22</b>	<b>1,48</b>	<b>1,44</b>
96	72,33	2	71,09	165,07	0,37	0,36

TABELA 5 – Análise Energético-Econômica da UHE Santo Antônio

Alternativas	Energia Firme (MWmédios)	NMB	Energia Firme Equivalente (MWmédios)	Custo Total (R\$ 10 <sup>6</sup> )	$\Delta B/\Delta C$ EF	$\Delta B/\Delta C$ EFE
2.800	1971	30	1.335,24	1.760	–	–
<b>3.200</b>	<b>2098</b>	<b>32</b>	<b>1.387,64</b>	<b>2.568</b>	<b>1,07</b>	<b>0,44</b>
3.600	2192	34	1.424,23	3.350	0,82	0,32
3.900	2241	34	1.443,47	3.919	0,59	0,23

TABELA 6 – Análise Energético-Econômica da UHE Jirau

Alternativas	Energia Firme (MWmédios)	NMB	Energia Firme Equivalente (MWmédios)	Custo Total (R\$ 10 <sup>6</sup> )	$\Delta B/\Delta C$ EF	$\Delta B/\Delta C$ EFE
2.800	1797	26	1.278,66	2.053	–	–
<b>3.200</b>	<b>1875</b>	<b>27</b>	<b>1.315,05</b>	<b>2.578</b>	<b>1,01</b>	<b>0,47</b>
3.650	1981	29	1.362,11	3.350	0,93	0,42
3.900	2025	30	1.381,09	3.862	0,59	0,25

TABELA 7 – Análise Energético-Econômica da UHE Belo Monte

Alternativas	Energia Firme (MWmédios)	NMB	Energia Firme Equivalente (MWmédios)	Custo Total (R\$ 10 <sup>6</sup> )	$\Delta B/\Delta C$ EF	$\Delta B/\Delta C$ EFE
9.350	4.299,7	9	3.841,79	11.851	-	–
9.900	4.412,6	9	3.931,80	12.284	1,22	0,97
<b>10.450</b>	<b>4523,0</b>	<b>9</b>	<b>4.019,81</b>	<b>12.716</b>	<b>1,19</b>	<b>0,95</b>
11.000	4.623,5	9	4.099,93	13.149	0,57	0,46

Em relação as tabelas acima as seguintes observações são pertinentes:

- i) O critério EFE não modificou o dimensionamento da potência instalada sinalizados nos relatórios relativos a PCH Passo do Meio (30 MW) e a UHE Sacos (90 MW). Isto acontece porque tanto num caso como no outro o número de unidades de base é pequeno, o que proporciona que os valores de EF e EFE sejam bastante próximos. Desta maneira, não existe uma mudança significativa relativa as variações dos benefícios econômicos;
- ii) Nos casos dos grandes empreendimentos o dimensionamento ótimo da potência instalada pela EFE implicará em valores bem inferiores ao obtido pela EF. A diferença significativa entre os dois critérios está relacionada ao maior tempo necessário para que a usina atinja a energia firme, ao contrário dos empreendimentos de pequeno e médio porte que acontece quase no mesmo instante da entrada em operação.

## 6.0 - CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

A IEEB está implementando um processo de reestruturação onde o agente planejador tem um papel fundamental, sendo que o dimensionamento energético-econômico de empreendimentos hidroelétricos é um dos produtos do planejamento. Sem dúvida nenhuma os projetos hidroelétricos de grande porte deverão ser realizados a partir das Parcerias Público-Privada. Sendo assim, a análise energético-econômica destes empreendimentos deverá ser realizado dentro de um ambiente que apresente metodologias que possam atender de maneira satisfatória os interesses público e privado. O primeiro preocupado em alocar seus recursos escassos de maneira ótima e o segundo observando a rentabilidade do negócio.

Portanto, para minimizar a possibilidade de supermotorização da potência instalada de grandes projetos hidroelétricos foi apresentada, em substituição ao critério tradicional, a abordagem da Energia Firme Equivalente. Cabe observar que existe uma outra maneira de tratar o problema a partir da valorização do benefício energético de cada unidade de base pelo custo marginal por período. Entretanto, seu cálculo apresenta grande dificuldade de implementação. Sendo assim, o uso do EFE é recomendado para usinas hidroelétricas de grande porte desde que o agente planejador certifique-se que a taxa de desconto utilizada representa o efetivo custo médio ponderado de capital do segmento de geração.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SANTANA, Edvaldo Alves de & OLIVEIRA, Carlos Augusto – Regulação e Coordenação: duas fontes de ineficiência da Indústria de Energia Elétrica. In: Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzato. 1999.
- (2) DUARTE, Luiz Claudio Gutierrez – A Indústria de Energia Elétrica no Novo Ambiente Competitivo e sua Influência na Avaliação de Projetos de Geração de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. Dezembro/1998. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal Fluminense.
- (3) VENTURA FILHO, Altino – O Planejamento da expansão do setor de energia elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador da Operação dos Sistemas Elétricos: entrevistas – Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001.
- (4) SURECK, Marco Antonio Amaral – Descrição dos Critérios do GCPS: Cálculo de Disponibilidade de Geração de Usinas Hidrelétricas e Termelétricas. Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. Departamento de Planejamento. Maio/1998.
- (5) Companhia Paranaense de Energia – Alternativas Metodológicas para o Cálculo da Energia Firme: tratamento da série histórica de afluência. DPHE/VPLE – 09/95.
- (6) BITU, Roberto & BORN, Paulo Henrique. Tarifa de Energia Elétrica: aspectos conceituais e metodológicos. MM Editora Ltda. São Paulo. 1993.
- (7) Departamento Nacional de Energia Elétrica – Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação. Brasília. 1985.
- (8) CEEE & Calçados Azaléia - UHE Passo do Meio – Projeto Básico – Texto. Novembro/1998.
- (9) Workinvest Consultoria Empresarial Ltda – UHE Sacos – Estudos de Viabilidade – Volume III – Estudos Energéticos. Janeiro/1998.
- (10) Furnas/PCE/Odebrecht – Inventário do Rio Madeira. 2002.