
ESTIMATIVA DOS BENEFÍCIOS DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA COORDENADA

preparado para

ONS

preparado por

R.Kelman
F.Thomé
L.M.Thomé
J.Rosenblatt
G.C.Oliveira
M.V.F.Pereira

PSR Consultoria

Novembro 2000

Índice

1. OBJETIVO	3
1.1 BENEFÍCIO DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA COORDENADA	3
1.2 A REFORMA DO SETOR E O ESQUEMA DE OFERTAS	6
1.3 OBJETIVO DO ESTUDO	7
2. PROCEDIMENTO.....	8
2.1 CÁLCULO DA ENERGIA FIRME “INDIVIDUALISTA”	8
2.2 CÁLCULO DOS FIRMES “INDIVIDUALISTAS” AO LONGO DE UMA CASCATA	8
2.3 CÁLCULO DA ENERGIA FIRME “INTEGRADA”	8
3. RESULTADOS.....	10
3.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO	10
3.2 FIRME “FIO D’ÁGUA”	10
3.3 FIRME “INDIVIDUALISTA”	10
3.4 FIRME INTEGRADO POR BACIA	11
3.4 CÁLCULO DO FIRME INTEGRADO TOTAL	11
3.5 RESULTADOS	11
4. CONCLUSÕES	12
5. REFERÊNCIAS	13
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA.....	14

1. OBJETIVO

1.1 Benefício da Geração Hidrelétrica Coordenada

Como é amplamente conhecido, o sistema gerador brasileiro se caracteriza pela predominância hidrelétrica (95% da capacidade instalada atual de 65 GW). As vantagens da energia hidrelétrica também são bastante divulgadas: é um recurso renovável e permite evitar gastos substanciais com combustíveis importados ou de alto custo de extração tais como o gás natural e o petróleo.

Por outro lado, a principal dificuldade no uso deste recurso¹ provém da *variabilidade* das aflúncias às usinas: há variações substanciais nas vazões mensais (sazonalidade) e no total afluente ao longo do ano. Por exemplo, a Figura 1.1 mostra a energia afluente média mensal (em MW médios) para a região SE² no ano 2000.

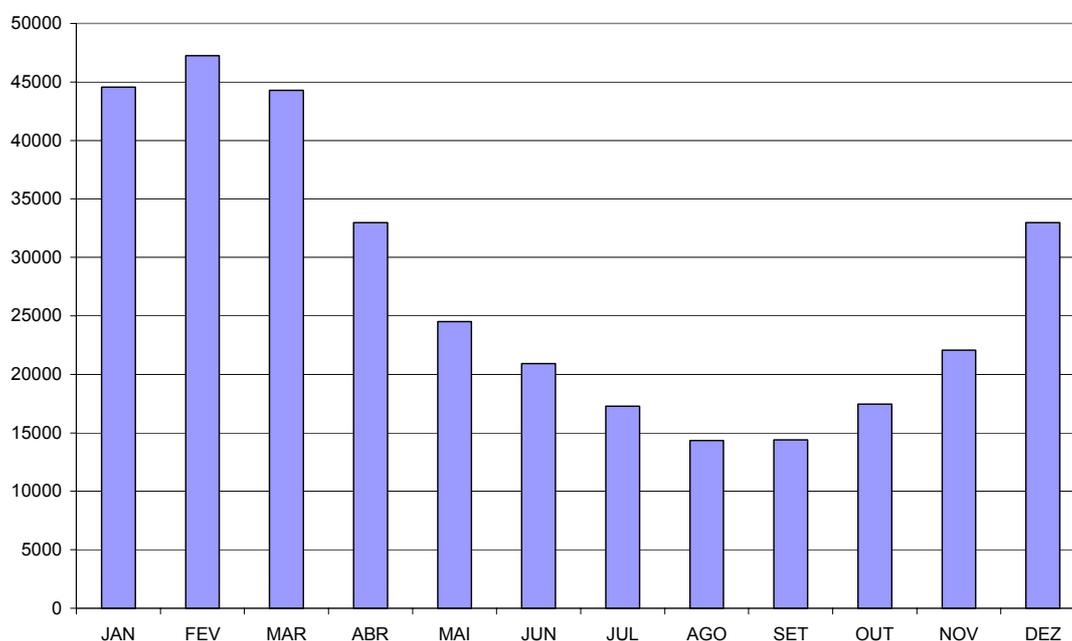


Figura 1.1 – energia afluente média mensal – região SE – MW médio

Observa-se que a maior energia afluente mensal (fevereiro) é cerca de três vezes maior que a menor (agosto). Em termos da energia afluente média anual, a faixa de variação vai de 170% a 50%.

A Figura 1.2 mostra a distribuição da energia afluente média anual da região SE para os 66 cenários registrados no histórico e a carga média da região para o mesmo ano. Observa-se que em 26 dos 66 cenários – cerca de 40% - a energia afluente anual é inferior à demanda. Em outras palavras, se a geração de energia dependesse somente da energia afluente, a *confiabilidade* de suprimento seria somente 60%, o que é obviamente inaceitável.

¹ as dificuldades associadas à construção de usinas hidrelétricas tais como impacto ambiental não serão discutidas neste texto; o enfoque está no melhor uso dos recursos já construídos.

² configuração ONS outubro/2000.

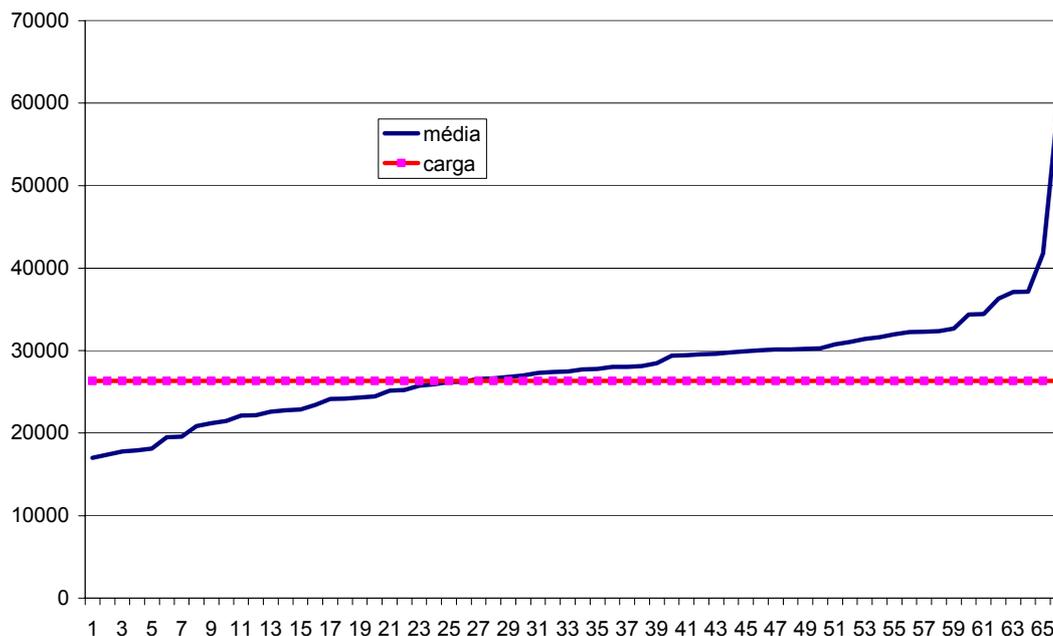


Figura 1.2 – distribuição das energias afluentes anuais – região SE – MW médio

O problema da irregularidade das afluições pode ser substancialmente aliviado através do uso de *reservatórios*, que armazenam água nos períodos “úmidos”, onde a afluição excede a demanda, e a liberam nos períodos “secos”, onde é necessária uma geração adicional. Os reservatórios funcionam portanto como “estoques reguladores” da produção variável de energia hidrelétrica.

A maior ou menor capacidade de transferir energia de um período para outro é conhecida como “nível de regularização” do reservatório. Este nível depende da razão entre o tamanho do reservatório (volume máximo armazenável) e a variabilidade das afluições. Reservatórios de regularização *sazonal* transferem energia entre meses ao longo do ano – isto é, regularizam as vazões mensais da Figura 1.1. Reservatórios de regularização anual ou pluri-anual são capazes de transferir energia de um ano para o outro, isto é, compensar a variabilidade da Figura 1.2.

Como ilustrado na Figura 1.3, o Brasil conta com um sistema de reservatórios bastante complexo, composto de usinas com capacidade de regularização pluri-anual organizadas em seqüências ao longo de cada rio (“cascatas”) e distribuídas em várias bacias hidrográficas.

Esta estrutura permite não só regularizar a produção de um rio, aumentando portanto a confiabilidade de atendimento, mas também *diversificar* a produção entre diversas bacias, aproveitando o fato de que as afluições numa determinada região têm propriedades estatísticas diferentes das demais. Por exemplo, a ocorrência de um período seco na região Sul é um evento estatisticamente independente da ocorrência de uma seca na região Nordeste. Isto significa que o uso *conjunto* dos recursos do Sul e Nordeste leva a um maior grau de confiabilidade (uma região “ajuda” a outra) do que a soma dos usos isolados. Este efeito é equivalente ao de uma carteira de investimentos diversificada, com ações de diversas companhias, aplicações financeiras etc.

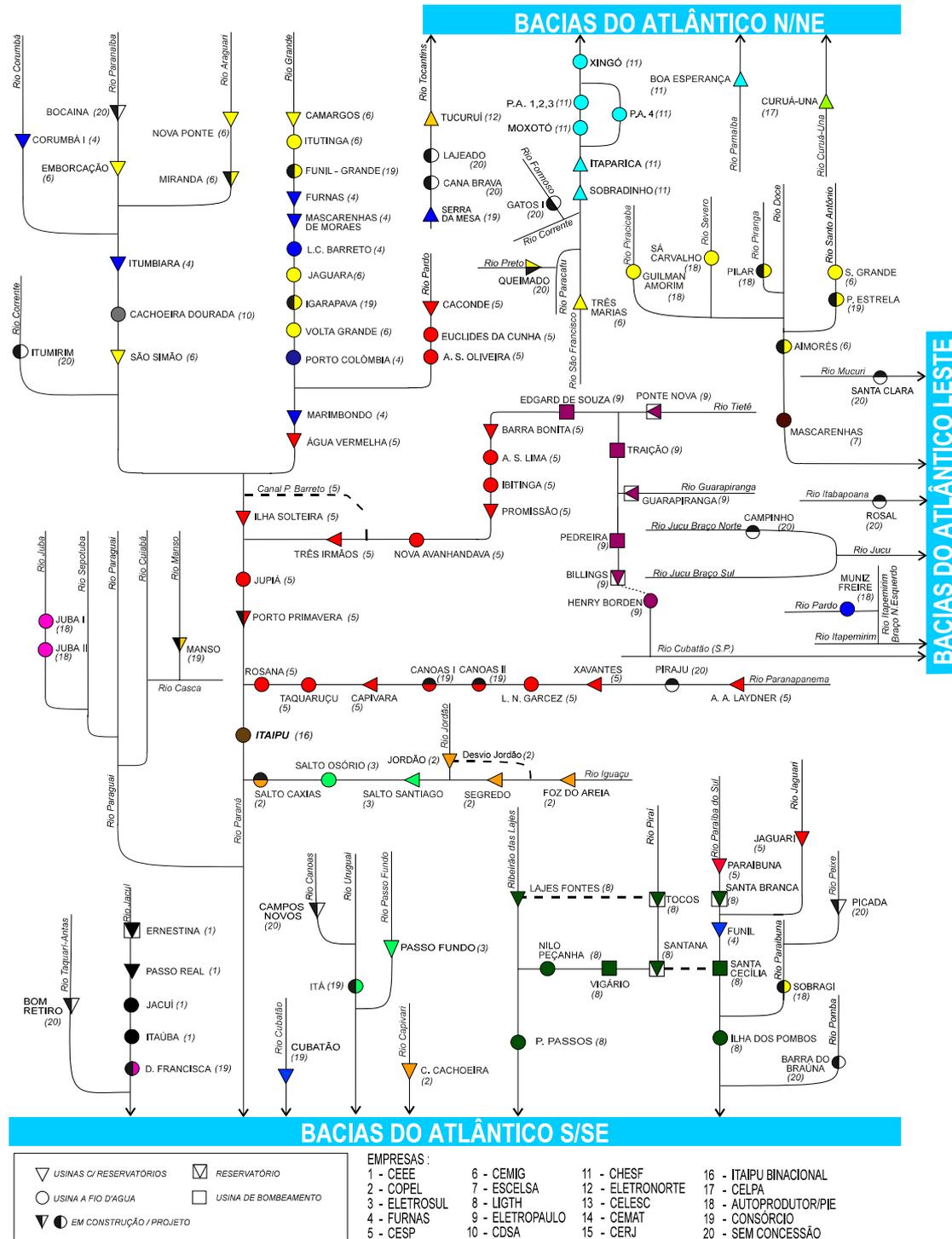


Figura 1.3 – Sistema Hidrelétrico Brasileiro – Representação Esquemática

Com o objetivo de extrair o máximo benefício dos recursos existentes, o setor elétrico brasileiro desenvolveu um conjunto de procedimentos e modelos computacionais para a *operação integrada* das usinas hidrelétricas do sistema. Em outras palavras, a decisão de quanto produzir em cada usina leva em conta vários aspectos tais como o nível de armazenamento e as vazões afluentes na própria usina e em todos os demais reservatórios do sistema, o efeito das defluências nas usinas a jusante, os limites de transmissão entre regiões etc. Estes procedimentos vêm sendo aplicados com bastante êxito ao longo das últimas três décadas.

1.2 A Reforma do Setor e o Esquema de Ofertas

Um dos objetivos principais do processo de reforma do setor elétrico brasileiro é aumentar a eficiência na produção de energia através de um processo competitivo. Na maioria dos países, a competição se realiza em dois níveis:

- novos recursos, isto é, investimento em novas usinas
- uso dos recursos existentes

O processo de competição para novos recursos é relativamente direto: os agentes são livres para construir novas usinas³ e comercializar a energia produzida nas mesmas, através da venda ao Mercado Atacadista de Energia e/ou assinatura de contratos de fornecimento a distribuidoras e consumidores livres. O procedimento implementado no sistema brasileiro não é muito diferente do adotado nos demais países. Apesar de dificuldades atuais tais como a construção de usinas térmicas, privatização de empresas geradoras estatais e outras, não há uma polêmica maior quanto aos fundamentos do processo competitivo para investimentos em geração.

Por outro lado, a introdução de um processo competitivo para o uso dos recursos existentes, em particular a operação do sistema hidrelétrico, é um tema bastante controverso. Na maioria dos países foi adotado o chamado *esquema de ofertas*: a cada hora, os geradores informam sua disposição a produzir, através de uma tabela [quantidade; preço]. Por exemplo, os primeiros 100 MWh seriam vendidos a R\$25/MWh; 100 MWh adicionais custariam R\$28/MWh, e assim por diante. As ofertas são colocadas em ordem crescente de preço até atender à demanda horária. As usinas selecionadas são então despachadas de acordo com os montantes (MWh) ofertados; o valor (R\$/MWh) da última oferta alocada é o preço “spot” do sistema.

A questão que se coloca de imediato é se o esquema de ofertas, onde cada agente é livre para decidir sua produção, reduz substancialmente os benefícios obtidos com a operação integrada do sistema. À primeira vista, a resposta é afirmativa, pois parece difícil imaginar que a ação individual de múltiplos agentes com conhecimento parcial das condições do sistema possa obter o mesmo resultado que uma ação integrada com conhecimento global de todas as informações. Devido a isto, foi mantida no Brasil a opção por um despacho integrado das usinas hidrelétricas⁴.

Entretanto, vários agentes têm argumentado que a resposta não é tão óbvia. Por exemplo, outros sistemas hidrelétricos com forte componente hídrica como a Colômbia (80% hidrelétrica) e Noruega (100%) são operados com base em ofertas.

Além disto, pode-se mostrar que a operação “individualista” - isto é, que busca maximizar a renda individual - de uma hidrelétrica *isolada numa bacia é muito parecida* com sua operação “altruísta”, isto é, controlada por um operador integrado. A razão é a seguinte: no caso da maximização de renda, é intuitivo que a melhor estratégia é produzir mais energia nos cenários de maior preço “spot”, isto é, transferir

³ na regulamentação atual as hidrelétricas são licitadas com projetos pré-definidos; os agentes são livres para decidir se participam ou não, mas não podem afetar o projeto.

⁴ a regulamentação mais recente permite que as usinas térmicas apresentem ofertas.

água dos períodos úmidos para os secos. No caso de minimização de custos, a melhor estratégia é produzir mais energia nos cenários mais “caros”, isto é, onde o custo evitado seria maior. Entretanto, os cenários de maior custo evitado *coincidem* com os de maior preço “spot”⁵. Em resumo, a operação “individualista” das usinas hidrelétricas isoladas em cada bacia não é prejudicial aos objetivos de eficiência operativa do sistema.

A existência de usinas em cascata como as do sistema brasileiro torna a análise mais complexa. Na operação integrada, a capacidade de regularização das usinas a montante é explicitamente utilizada para produzir benefícios a jusante. Na operação individualista, a usina é indiferente aos efeitos a jusante. Portanto, parece justificável concluir que a operação “individualista” no caso de usinas em cascata resulta em menores benefícios que a operação integrada. Embora isto seja correto, a questão é saber se este impacto é pequeno ou grande.

O argumento principal utilizado pelos que imaginam que o impacto deveria ser pequeno se baseia no padrão de armazenamento/defluência de cada usina “individualista”. Como visto anteriormente, o processo de maximização de renda leva a uma transferência de energia dos períodos úmidos para os secos. Este processo tem como efeito “colateral” a regularização das vazões a jusante e, portanto, um aumento do benefício operativo global.

Se este argumento for verdadeiro, seria possível fazer a transição para um esquema de ofertas sem grandes perdas para a eficiência operativa. Se, por outro lado, a redução de benefícios for substancial, estaria justificada a opção atual por um despacho integrado⁶.

1.3 Objetivo do Estudo

O objetivo deste estudo é quantificar o benefício resultante de uma operação “individualista”, comparado com o de uma operação integrada. Foram calculados quatro tipos de energia firme:

- “fio d’água” - sem considerar o benefício dos reservatórios
- “individualista” - Foi utilizado um procedimento progressivo de montante para jusante, onde o cálculo do firme para cada usina leva em consideração a operação das usinas a montante (calculadas num passo anterior). O firme “descentralizado” total do sistema é então calculado como a soma dos firme “individualistas” das usinas.
- integrado por bacia - com limites de intercâmbio entre regiões = 0
- integrado total, com limites de intercâmbio infinitos

⁵ observe que o custo evitado não se restringe somente à redução de geração térmica cara no mês, pode estar associado à geração hidrelétrica de outras usinas

⁶ É importante observar que o fato do despacho integrado ser benéfico não implica que seja impossível substituí-lo no futuro por um esquema de ofertas; estudos em andamento pela PSR mostram que existe esta possibilidade. Entretanto, um esquema competitivo adequado para o Brasil seria possivelmente mais complexo do que o usado em outros países, envolvendo por exemplo ofertas pelo uso da água e da energia e mecanismos de controle de poder de mercado.

2. PROCEDIMENTO

2.1 Cálculo da Energia Firme “Individualista”

A energia firme “individualista” de uma usina é definida como a maior demanda que pode ser atendida pela mesma, sem falhas, quando se simula a operação do sistema para todas as vazões registradas no histórico. Esta energia pode ser calculada como a solução do seguinte problema de otimização linear:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max } \delta(i) \\
 & \text{sujeito a} \\
 & v_{t+1}(i) - v_t(i) + u_t(i) + s_t(i) = AT_t(i) \\
 & v_{t+1}(i) \leq \bar{v}(i) \\
 & u_t(i) \leq \bar{u}(i) \\
 & \rho(i) u_t(i) - \delta(i) \leq 0 \\
 & \text{para } t = 1, \dots, T
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

onde:

- i indexa as usinas; I número de usinas
- $\delta(i)$ energia firme da usina i
- t indexa os estágios (meses); T número de estágios
- $v_t(i)$ volume armazenado no início do estágio t ($v_1(i) = 0$)
- $u_t(i)$ volume turbinado no estágio t ($v_1(i) = 0$)
- $\rho(i)$ coeficiente de produção da usina i
- $AT_t(i)$ volume *total* afluyente à usina i no estágio t (soma da incremental com os volumes turbinados e vertidos das usinas imediatamente a montante)

2.2 Cálculo dos Firmes “Individualistas” ao Longo de uma Cascata

- percorra as usinas $i = 1, \dots, I$ de montante para jusante
 - calcule o volume afluyente total à usina:

$$AT_t(i) = a_t(i) + \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

onde $m \in U_i$ é o conjunto de usinas imediatamente a montante de i .

- resolva o problema (2.1); determine o firme $\delta(i)$ e os volumes defluyentes $\{u_t(i); s_t(i)\}$ para $t = 1, \dots, T$.

2.3 Cálculo da Energia Firme “Integrada”

A energia firme integrada é definida como a maior demanda que pode ser atendida pelo conjunto de usinas hidrelétricas, sem falhas, quando se simula a operação do sistema para todas as vazões registradas no histórico. Esta energia pode ser calculada como a solução do seguinte problema de otimização:

Max δ^*
sujeito a (2.2)

$$v_{t+1}(i) - v_t(i) + u_t(i) + s_t(i) - \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] = a_t(i)$$

$$v_{t+1}(i) \leq \bar{v}(i)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i)$$

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) - \delta^* \leq 0$$

para $i = 1, \dots, I$; para $t = 1, \dots, T$

onde δ^* é o firme do sistema.

3. RESULTADOS

3.1 Descrição do Estudo

A metodologia descrita no capítulo anterior foi aplicada à configuração hidrelétrica atual do sistema brasileiro. A capacidade instalada total do sistema é aproximadamente 64000 MW. Para efeito de referência, a energia assegurada total, calculada a partir das informações ANEEL é 35409 MW.

O Apêndice A apresenta as usinas simuladas e suas características técnicas. O número de usinas I é 80; o de estágios, 792 (66 anos \times 12 meses).

Foram calculados quatro tipos de energia firme:

- “fio d’água” - sem considerar o benefício dos reservatórios
- “individualizado”
- integrado por bacia - com limites de intercâmbio entre regiões = 0
- integrado total, com limites de intercâmbio infinitos

3.2 Firme “Fio d’Água”

Como mencionado no capítulo 1, a afluência hidrelétrica “pura”, isto é, sem o efeito regulador dos reservatórios, é pouco confiável. Para ilustrar este aspecto, calculamos a energia firme supondo que todas as usinas operam a fio d’água, isto é, sem o benefício dos reservatórios. Na prática, isto significa que o firme corresponde à energia afluyente total no mês mais seco do histórico⁷.

O valor encontrado foi 9620 MW, cerca de 30% da energia assegurada total do sistema. Em outras palavras, o efeito regularizador dos reservatórios permite multiplicar por três a demanda que pode ser atendida com confiabilidade.

3.3 Firme “Individualista”

O número de restrições de cada problema (2.1) é $4 \times T$ (=3168). Os I (=80) problemas foram resolvidos por um pacote comercial de programação linear, Xpress. O tempo de solução (PC Pentium III 333 MHz) total foi inferior a 3 minutos.

A comparação entre o firme “individualizado” e o firme “fio d’água” calculado na seção anterior permite confirmar o efeito comentado no capítulo 1, de que a operação individualista das usinas causa algum benefício a jusante. Por exemplo, o firme “fio d’água” de Itaipu é 2900 MW; seu firme “individualizado” é cerca de 5300 MW, um aumento de 83%.

⁷ Observe que na Figura 1.2 foi mostrada a distribuição de energias afluentes *anuais* da região SE; portanto, o menor firme observado na Figura não corresponde ao firme “fio d’água” calculado neste exemplo, que está associado à menor afluência mensal.

3.4 Firme Integrado por Bacia

Neste caso, o firme integrado de cada região (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste) foi resolvendo o problema (2.2) quatro vezes. O número de restrições no maior caso (SE) é $3 \times I_{SE} \times T$ ($= 3 \times 60 \times 792 \approx 142$ mil). Cada problema foi resolvido em cerca de 5 minutos por um pacote comercial de programação linear, Xpress.

3.4 Cálculo do Firme Integrado Total

O firme integrado total foi calculado como a solução do problema integrado (2.2) para todas as usinas do sistema. O número de restrições do problema é $3 \times I_{BR} \times T$ ($= 3 \times 80 \times 792 \approx 190$ mil). O tempo de execução foi semelhante ao do caso anterior.

3.5 Resultados

A Figura 3.1 compara os firmes totais “individualista”, Integrado por Bacia e Integrado Total.

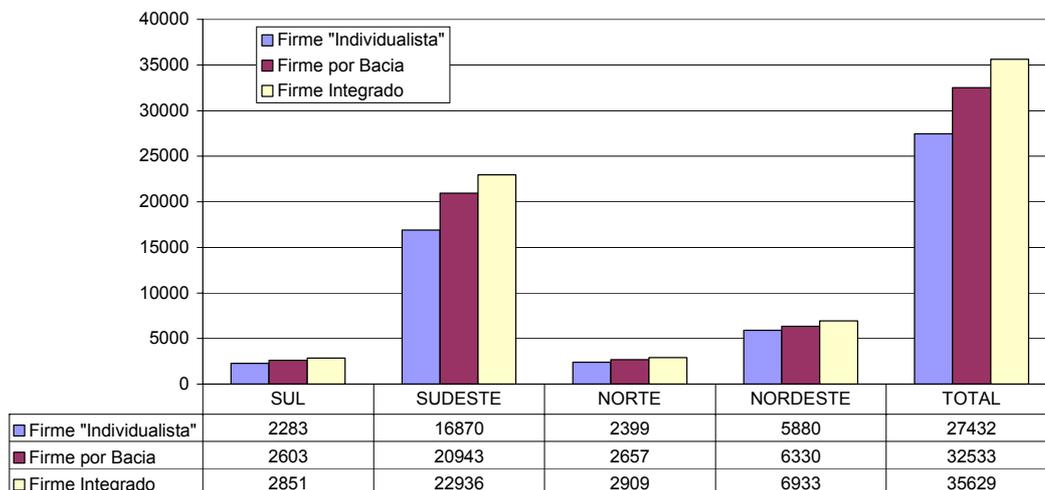


Figura 3.1 – Comparação das Energias Firmes (MW)

Observa-se na Figura que a coordenação operativa *por bacia* trouxe um benefício substancial em relação à operação “individualista”. Em termos percentuais, o ganho foi cerca de 19%; em termos absolutos, este ganho representa um pouco mais de 5000 MW. Supondo um preço marginal de longo prazo de US\$35/MWh, isto corresponde a US\$1.5 bilhões.

O benefício adicional trazido pela coordenação das bacias também foi substancial: cerca de 9.5% em relação à soma dos firmes por bacias; cerca de 3000 MW em valor absoluto, correspondendo a US\$ 900 milhões (supondo o mesmo preço marginal de longo prazo).

4. CONCLUSÕES

- o objetivo deste estudo foi quantificar o benefício resultante de uma operação “individualista”, comparado com o de uma operação integrada. Foram calculados quatro tipos de energia firme:
 - “fio d’água” - sem considerar o benefício dos reservatórios
 - “individualista” - Foi utilizado um procedimento progressivo de montante para jusante, onde o cálculo do firme para cada usina leva em consideração a operação das usinas a montante (calculadas num passo anterior. O firme “descentralizado” total do sistema é então calculado como a soma dos firme “individualistas” das usinas.
 - integrado por bacia - com limites de intercâmbio entre regiões = 0
 - integrado total, com limites de intercâmbio infinitos
- a energia firme “fio d’água” foi 9620 MW, cerca de 30% da energia assegurada total do sistema. Em outras palavras, o efeito regularizador dos reservatórios permite multiplicar por três a demanda que pode ser atendida com confiabilidade.
- a energia firme “individualista” foi 27432 MW. A comparação entre os valores “individualista” e “fio d’água” permite confirmar que a mesma a operação “individualista” das usinas causa benefícios a jusante. Por exemplo, o firme “fio d’água” de Itaipu é 2900 MW; seu firme “individualista” é cerca de 5300 MW, um aumento de 83%.
- a coordenação operativa *por bacia* trouxe um benefício substancial em relação à operação “individualista”. Em termos percentuais, o ganho foi cerca de 19%; em termos absolutos, este ganho representa um pouco mais de 5000 MW. Supondo um preço marginal de longo prazo de US\$35/MWh, isto corresponde a US\$1.5 bilhões.
- o benefício adicional trazido pela coordenação *das bacias* também foi substancial: cerca de 9.5% em relação à soma dos firmes por bacias; cerca de 3000 MW em valor absoluto, correspondendo a US\$ 900 milhões (supondo o mesmo preço marginal de longo prazo).
- a energia firme integrada – 35629 MW - calculada com uma metodologia simplificada (vazões determinísticas, sistema puramente hidrelétrico, sem restrições de intercâmbio) é muito próxima (0.6%) da energia assegurada total calculada a partir das informações da ANEEL – 35409 MW.

5. REFERÊNCIAS

- [1] Kelman,R.– *Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: eficiência econômica e comportamento estratégico* - tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Agosto de 1999.
- [2] Pereira,M. Campodónico.N e Kelman,R.- *Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling* - PSRI technical report 012/99
- [3] Barroso,L.A.N.– *Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado* -tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Junho de 2000.
- [4] Pereira,M., Barroso, L.A.N e Kelman, R.– *Market Power Issues in Bid-Based Hydrothermal Dispatch* -IEEE Pica Conference, Seattle, Julho de 2000.
- [5] Kelman,R.; Pereira, M. – *Strategic Pricing in Hydrothermal Systems, Course I, Application of Economic Theory in Power System Analysis*, VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Salvador, Brazil, 1998
- [6] Scott,T. ; Read,E. – *Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market*, International Transactions in Operational Research 3 (3-4):243-253, 1996

Apêndice A – Dados do Sistema

Nome	Pot. (MW)	FP (MW/m3/s)	Vol. Util (Hm3)	Sist.
A S OLIVEIRA	32	0.21	0	SE
A SOUZA LIMA	144	0.19	0	SE
A. A LAYDNER	98	0.28	3165	SE
A. VERMELHA.	1396	0.46	5169	SE
BARRA BONITA	140	0.15	2566	SE
BILLINGS....	1	0.00	1166	SE
C.I.SOLTEIRA	4252	0.38	8965	SE
CACH DOURADA	658	0.28	0	SE
CACH EMBOQUE	18	0.66	15.7	SE
CACONDE.....	80	0.77	504	SE
CAMARGOS....	48	0.18	672	SE
CANOAS 1....	83	0.15	0	SE
CANOAS 2....	72	0.13	0	SE
CAPIVARA....	640	0.35	5724	SE
CORUMBA 1...	375	0.57	1030	SE
EMBORCACAO..	1192	1.03	13056	SE
ESTREITO.GDE	1104	0.56	0	SE
EUCLID CUNHA	108	0.75	0	SE
FONTES-BC...	88	2.53	0	SE
FONTES-LAJES	44	2.45	450	SE
FUNIL.PB.SUL	222	0.50	605	SE
FURNAS.....	1312	0.75	17217	SE
GUILMAN/AMOR	140	1.02	1.7	SE
H BORDEN....	887	5.65	0	SE
IBITINGA....	132	0.19	0	SE
IGARAPAVA...	210	0.15	0	SE
ILHA POMBOS.	188	0.29	0	SE
ITAIJU.BINAC	12600	1.07	0	SE
ITUMBIARA...	2280	0.64	12454	SE
ITUTINGA....	52	0.25	0	SE
JAGUARA.....	424	0.40	0	SE
JAGUARI.....	28	0.48	793	SE
L. N. GARCEZ	72	0.15	0	SE
MARIMBONDO..	1488	0.46	4997	SE
MASC. MORAES	478	0.31	2500	SE
MASCARENHAS.	131	0.19	0	SE
MIRANDA.....	390	0.59	146	SE
ML LEAO PROM	264	0.20	2128	SE
MUNIZ FREIRE	25	1.75	0.2	SE
N.AVANHANDAV	347	0.26	0	SE
NI PECANHA 1	380	2.64	0	SE
NOVA PONTE..	510	0.94	10380	SE
P. COLOMBIA.	328	0.20	0	SE
P.PRIM 253m	706	0.12	0	SE
PARAIBUNA/PA	86	0.67	2636	SE
PEREI PASSOS	100	0.31	0	SE
PRIMAVERA.MT	8	0.08	0	SE
ROSAL.....	55	1.69	0	SE
ROSANA.....	372	0.17	0	SE

Nome	Pot. (MW)	FP (MW/m3/s)	Vol. Util (Hm3)	Sist.
S DIAS JUPIA	1551	0.20	0	SE
S. CECIL.RES	0	0.00	0	SE
S.BRANCA.PAR	58	0.33	308	SE
SALTO GRANDE	102	0.78	0	SE
SAO SIMAO...	1710	0.61	5540	SE
SERRA MESAse	1275	0.96	43250	SE
SOBRAGI.....	60	0.70	0	SE
TAQUARUCU...	555	0.22	0	SE
TRES MARIAse	396	0.39	15278	SE
V.GRANDE.GDE	380	0.25	0	SE
XAVANTES....	416	0.61	3041	SE
COMP SEGREDO	1260	1.02	388	S
COSTA RICA..	16	0.57	0	S
ERNESTINA...	0	0.00	238	S
FOZ DO AREIA	1676	1.08	3805	S
ITA.....	290	0.92	0	S
ITAUBA.....	500	0.83	0	S
JACUI.....	180	0.83	0	S
PARIGO SOUZA	272	6.49	156	S
PASSO FUNDO.	228	2.22	1404	S
PASSO REAL..	150	0.33	3357	S
SALTO CAXIAS	1240	0.59	0	S
SALTO OSORIO	1078	0.63	0	S
STO.SANTIAGO	1420	0.84	4113	S
B. ESPERANCA	225	0.36	1912	NE
COMPL MOXOTO	4285	1.02	0	NE
ITAPARICA...	1500	0.44	3548	NE
SOBRADINHO..	1050	0.22	28669	NE
XINGO.....	3000	1.06	0	NE
CURUA-UNA...	30	0.15	400	N
TUCURUI 1...	4200	0.50	32013	N