

## 2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta as principais características econômicas da energia elétrica. São apresentados os dois modelos básicos de mercado de energia elétrica, que denominamos<sup>2</sup> “regulado” e “competitivo”, discutindo o modo de formação do preço nos mercados à vista e no mercado futuro (preço dos contratos), e a igualdade econômica entre estes modelos de mercado.

Finalmente são apresentados as principais características do sistema brasileiro de energia elétrica, do comportamento do preço spot, e dois aspectos regulatórios que decorrem da estrutura do sistema elétrico e energético e que afetam profundamente o funcionamento do mercado brasileiro de energia elétrica: a divisão em submercados e o mecanismo de divisão da produção hidrelétrica.

---

<sup>2</sup> O mercado “regulado” corresponde ao chamado “*tight pool*” e o “competitivo”, ao “*loose pool*”.

## 2.1

### CARACTERÍSTICAS ECONÔMICAS DA ENERGIA ELÉTRICA

A energia elétrica é um produto com características econômicas peculiares, dentre as quais podemos destacar as seguintes:

- o armazenamento em larga escala pelos consumidores é economicamente inviável, o que potencializa a volatilidade do preço da energia elétrica;
- o consumo é quase insubstituível na maioria das atividades econômicas, decorrendo daí a pequena elasticidade do consumo, o que contribui para a volatilidade do preço e aumenta a possibilidade do exercício de poder de mercado;
- a afluência hídrica e a demanda são incertas e fortemente sazonais, induzindo a incerteza e a sazonalidade do preço;
- a capacidade de transmissão é limitada, restringindo o acesso de um consumidor a todos os produtores e vice-versa, implicando numa regionalização do preço (formação de submercados).

Este conjunto de características econômicas peculiares faz com que os mercados de energia elétrica funcionem de forma diferenciada em relação aos mercados financeiros e até mesmo em relação aos mercados de *commodities* energéticas, como petróleo e gás.

A natureza da base da produção da energia elétrica, se termelétrica ou hidrelétrica afeta profundamente a formação do custo operativo, o comportamento do preço, a topologia do sistema e a do mercado e a operação do sistema.

Nos sistemas termelétricos:

- a operação é desacoplada ao longo do tempo, i.e., o custo operativo em cada instante de tempo depende somente do custo variável (consumo) dos geradores despachados, não afetando, nem sendo afetado pelo custo operativo futuro;

- o preço da energia acompanha a variação horária do consumo, uma vez que os geradores são despachados em ordem crescente de custo marginal de operação;
- os sistemas termelétricos tendem a ser mais regionalizados, i.e. menos interligados, pois a geração termelétrica, em geral, fica mais próxima dos centros de consumo, o que faz com que os mercados desses sistemas também tendam a ser mais regionalizados;
- a operação (despacho) de um gerador é bastante independente da operação dos demais, a menos de restrições de capacidade de transmissão;

Nos sistemas hidrelétricos:

- o custo operativo depende do estoque de reservas hídricas, ou seja, depende da utilização desse estoque ao longo do tempo, em contraposição aos sistemas termelétricos, cujo custo operativo depende exclusivamente da operação instantânea;
- o preço tende a apresentar pouca variação diária, pois os estoques são, em geral, algumas ordens de grandeza maiores que o consumo diário, mas por outro lado, a sazonalidade e a incerteza da afluência são refletidas no preço;
- a geração hidrelétrica tende a ficar longe dos centros de consumo e a diferença de regime hidrológico das diversas bacias faz com que os sistemas e mercados de base hidrelétrica sejam, em geral, extensamente interligados;
- a operação dos geradores hidrelétricos é bastante complexa, pois além de existir a interligação elétrica, há também a interligação hidráulica, uma vez que vários geradores podem operar em cascata ao longo dos vários afluentes de cada bacia hidrológica, além da necessidade de atendimento de requisitos de regularização do fluxo nas bacias e do atendimento a outros usos da água (irrigação, abastecimento, etc.).

O reconhecimento das características particulares da energia elétrica é fundamental para o desenho funcional adequado do mercado.

### 2.1.1 MODELOS DE MERCADO

Os mercados de energia elétrica podem ser classificados como Competitivos ou Regulados (*loose / tight pool*), segundo o modo de formação do preço da energia (preço *spot*), que por definição, e como para qualquer produto, reflete o equilíbrio (oferta = demanda) instantâneo de mercado.

- Nos Mercados Competitivos (*loose pool*), o equilíbrio de mercado é determinado diretamente pelas ofertas dos agentes produtores e de consumo.
- Nos Mercados Regulados (*tight pool*), o equilíbrio de mercado é determinado indiretamente pela otimização da utilização dos recursos de geração.

O mercado brasileiro é do tipo “regulado”.

Nos sistemas de base hidrelétrica, como o brasileiro<sup>3</sup>, a oferta de energia, depende fundamentalmente do estoque de “energia” nos reservatórios e da afluência hídrica, que é incerta e sazonal:

- Nos Mercados Competitivos, a administração do estoque, que corresponde à valoração do custo de oportunidade do uso das reservas hídricas, é feita pelo próprio agente produtor, que precisa cumprir seus contratos de fornecimento de longo prazo. Portanto, nos Mercados Competitivos, a sociedade indica suas necessidades de energia através dos contratos de longo prazo e os agentes produtores administram o valor dos recursos que têm para cumprir estes contratos.
- Nos Mercados Regulados a administração dos recursos de produção é feita indiretamente pela sociedade, cuja preferência entre o uso maior ou menor das reservas hídricas a cada instante é, teoricamente, representada na função objetivo do modelo de otimização dos recursos de produção (despacho da geração hidrotérmica).

Além de garantir o equilíbrio instantâneo (curto prazo) do mercado, é necessário manter este equilíbrio no longo prazo, o que requer a expansão da oferta (capacidade de produção) para acompanhar o crescimento da demanda.

---

<sup>3</sup> Atualmente (2003), cerca de 95% da energia elétrica é produzida por geração hidrelétrica.

- Nos Mercados Competitivos, a antecipação da demanda, feita através de contratos futuros, provoca, num primeiro momento, a elevação o valor esperado do custo marginal de operação (CMO) para o atendimento da demanda incremental, até que o valor esperado do CMO atinja o custo marginal de expansão (CME), levando à expansão da oferta, ou seja, nos Mercado Competitivos, a sinalização econômica e o financiamento da expansão são dados através da contratação da produção futura.

Pode-se observar que este esquema de autofinanciamento da expansão requer um incentivo econômico de manutenção dos contratos, ou seja, o valor esperado do CMO médio anual deve ser próximo do valor do CME, pois caso o valor esperado do CMO seja menor que o CME, não haveria razão econômica para o consumidor manter a contratação.

- Nos Mercados Regulados, o requisito da manutenção do equilíbrio, ao longo do tempo, entre a oferta e a demanda deve estar refletida no modelo de despacho da geração.

Um dos aspectos mais críticos da valoração da energia nos Mercados Regulados é exatamente a sinalização econômica da expansão através do preço spot (CMO), que por definição reflete somente o equilíbrio instantâneo (curto prazo) entre oferta e procura.

De fato, a questão da expansão da oferta de forma descentralizada (competitiva) é, talvez, o aspecto mais polêmico da chamada “desregulamentação” dos mercados de energia elétrica (ROSA *et al.* 1998; TERRY 1998; KLIGERMAN 1999).

No caso do Brasil, cujo mercado cresce aceleradamente (previsão de 6% a.a. no decênio 2003-2012), esta questão é especialmente crítica, ainda mais pela composição do parque gerador predominantemente hidrelétrico, que produz a baixo custo (preço) durante longos períodos, apresenta no longo prazo grande incerteza sobre a renda do produtor e requer investimentos irreversíveis de grande magnitude e antecedência.

### 2.1.2 EQUIVALÊNCIA DOS MODELOS DE MERCADO

O debate sobre modelos de mercado (regulado x competitivo) não está restrito ao caso da energia elétrica. A teoria econômica (Huang & Litzenberger

1998, cap. 5), mostra que, a princípio e atendidas certas condições ideais detalhadas abaixo, ambos modelos de mercado devem produzir o mesmo resultado, ou seja, o mesmo preço para a mesma oferta e mesma demanda. As condições requeridas para esta igualdade são as seguintes:

- o regulador do mercado (“planejador central benevolente”) conhece a função utilidade de todos os agentes de produção e consumo e busca maximizá-la;
- o mercado é completo, isto é, permite aos agentes negociarem livremente sua alocação intertemporal de consumo (mercado futuro);
- a competição é perfeita, ou seja, nenhum agente tem capacidade de impor seu preço aos demais (exercício de poder de mercado).

A 1ª condição de equivalência entre os mercados regulado e competitivo (o planejador conhece a função utilidade dos agentes) é o pressuposto básico do mercado regulado de energia elétrica, pois o objetivo do regulador é minimizar o custo operativo do sistema ao longo do tempo.

No entanto, deve-se notar que este objetivo não contempla o cumprimento dos contratos de longo prazo dos agentes produtores, nem permite que os agentes consumidores indiquem suas preferências (elasticidade preço) de consumo, que é suposto constante neste modelo.

A 2ª condição de equivalência entre os mercados regulado e competitivo (o mercado é completo e permite aos agentes negociarem livremente sua alocação intertemporal de recursos) é bastante limitada no mercado de energia elétrica, pela baixa liquidez dos contratos a termo e inexistência de contratos de opção (“*contingent claims*”).

A imaturidade e a incipiência (falta de liquidez) do mercado futuro de energia elétrica, que é restrito aos agentes do setor, são notáveis, principalmente se comparamos o mercado futuro de energia elétrica aos de outras *commodities*, como ouro, petróleo, etc.

À primeira vista, a incipiência do mercado futuro de energia elétrica parece contraditória com a natureza volátil e incerta do preço *spot* da energia elétrica, pois, a princípio, estas características deveriam estimular o mercado futuro, uma vez que os derivativos são fundamentais no gerenciamento de risco dos agentes produtores e consumidores.

A imaturidade do mercado futuro de energia elétrica decorre naturalmente da imaturidade dos próprios mercados de energia elétrica, mas a incipiência tem uma causa estrutural importante, que é o risco na liquidação antecipada do contrato futuro, decorrente da inviabilidade da armazenagem da energia elétrica, pois a liquidez do mercado futuro está apoiada no fato que a incerteza sobre o preço de fechamento dos derivativos se reduz gradualmente à medida que nos aproximamos da data de vencimento, pois os fatores de incerteza, que causam grandes flutuações do preço *spot*, tendem a reduzir gradualmente à medida que o intervalo de tempo diminui, o que permite liquidar os contratos antes do vencimento, com um risco de liquidação (“*basis risk*”) pequeno.

No mercado de energia elétrica, a incerteza sobre os fatores de produção (afluência, disponibilidade de geradores e da rede de transmissão) e sobre os fatores de consumo (temperatura ambiente, etc.) não diminui tanto com o horizonte, sendo mais dependente da transição sazonal (período úmido / seco) do que do tamanho do intervalo de tempo e a incerteza decorrente de problemas de despacho de geração, simplesmente não depende do intervalo de tempo e tem consequências instantâneas. A manutenção de um alto nível de incerteza sobre o preço *spot* futuro, torna extremamente arriscada a liquidação antecipada dos contratos, o que reduz a liquidez dos mercados futuros de energia elétrica.

A 3ª condição de equivalência entre os mercados regulado e competitivo (a competição é perfeita) é, possivelmente, a menos satisfeita dentre todas, pois a competição no mercado de energia elétrica é severamente limitada, em decorrência dos seus condicionantes físicos e econômicos:

- alta concentração de mercado (poucos competidores), herdada da estrutura estatal monopolista;
- restrição da capacidade de transmissão, que limita a geração que pode ser alcançada por um consumidor e o mercado que pode ser alcançado por um gerador;
- altos investimentos para expansão da geração fazem com que, a capacidade da oferta seja sempre muito próxima da demanda.

De fato, a dificuldade de competição entre agentes de produção é o aspecto mais controverso sobre a eficácia da abertura (desregulamentação) dos mercados de energia elétrica, como meio de prover melhores serviços a custos menores.

Os agentes reguladores de mercado têm apelado a diversos meios para coibir o exercício de poder de mercado, que vão desde medidas regulatórias (limitação de mercado por agente, limitação do preço *spot*) até a medidas econômicas, como a contratação compulsória de uma parcela expressiva da sua capacidade de geração / do seu mercado de consumo. Simulações teóricas (BARROSO 2000, 2001) e a prática de alguns mercados bem sucedidos (NORDPOOL), mostram que a contratação de longo prazo, em quantidades próximas à totalidade da demanda esperada, parece ser eficaz na limitação da capacidade de exercício de poder de mercado, trazendo o preço da energia do mercado competitivo para valores próximos dos que seriam encontrados no mercado regulado, operando nas mesmas condições de oferta e demanda.

### 2.1.3

#### OUTROS MODELOS DE VALORAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

Apesar desse trabalho tratar da valoração instantânea (preço *spot*) da energia elétrica pelo custo marginal de operação (CMO), a valoração da tarifa da energia elétrica também pode ser baseada no custo do serviço. Embora esta modalidade de valoração da energia elétrica seja típica de mercados monopolistas, ela pode ser aplicada a mercados abertos, mas fortemente regulados.

A valoração da energia elétrica pelo custo do serviço pode assumir diversas formas de avaliação e remuneração do capital investido (imobilizado) (BITU & BORN, 1993).

A avaliação do capital investido pode ser baseada no custo histórico, que é o valor efetivamente aplicado, atualizado monetariamente; ou no custo de substituição, que é similar ao custo histórico, mas evitando a discutível atualização monetária, ao adotar o custo de reposição dos ativos.

A determinação da taxa de retorno sobre o capital investido é possivelmente a questão mais controversa da valoração da energia pelo custo do serviço, uma vez que ela deve ser suficientemente atrativa para o investidor, ou seja, deve ser superior ao custo do capital e ainda garantir uma rentabilidade atrativa. Uma alternativa à controversa e intrinsecamente arbitrária determinação da taxa de retorno é estabelecer a remuneração diretamente através de oferta e procura, na qual os investidores em potencial oferecem a tarifa para remuneração do investimento, sendo vencedora a proposta de menor tarifa.

A valoração da energia elétrica pelo custo de serviço parece, a princípio, ser bastante atraente, pois retira a incerteza da renda do produtor (investidor) e reduz o custo da energia elétrica para o consumidor à soma da remuneração do investimento com o custo operativo.

No entanto, a valoração da energia pelo custo do serviço retira o incentivo à eficiência. Este aspecto fica evidente quando se considera, por exemplo, a possibilidade de redução do consumo “per capita” ou por unidade produzida, pois neste caso, para garantir a remuneração do investimento, as tarifas deveriam ser incrementadas (cobrando mais sobre menos), enquanto que na valoração da energia pelo custo marginal, a redução da demanda implica automaticamente na redução do preço *spot*.

A valoração da energia pelo custo do serviço também requer um ambiente regulatório muito estável, uma vez que ela está baseada num contrato que deverá valer por toda a vida útil da usina, que pode em geral supera algumas dezenas de anos. O risco regulatório é naturalmente avaliado pelos investidores na avaliação das tarifas a serem propostas.



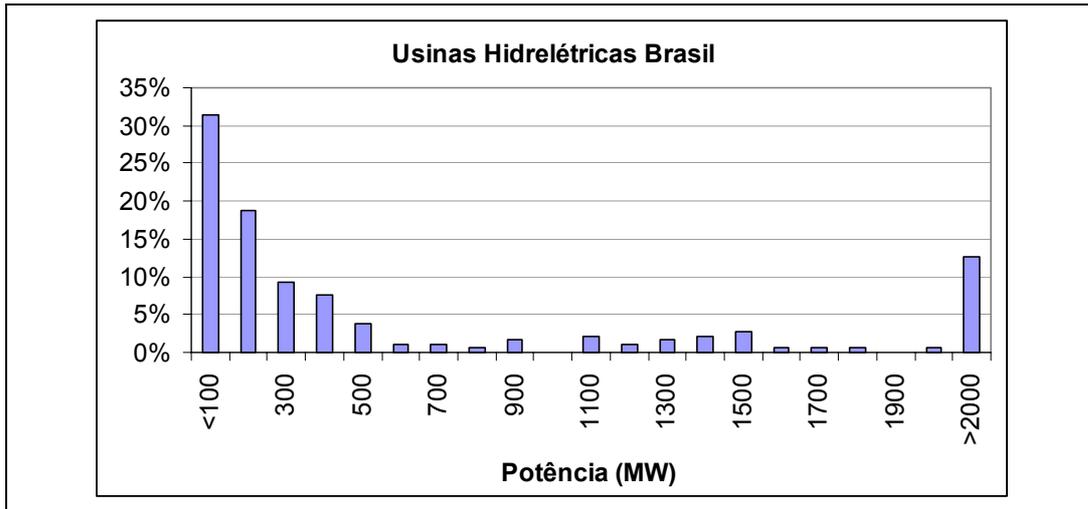


Figura 2 – Distribuição Marginal da Potência Instalada das Usinas Hidrelétricas

Uma extensa rede de transmissão interliga as gerações e centros de carga. A rede é concentrada por região geográfica (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste, Centro-Oeste), com interligações concentradas em 2 blocos: Sul / Sudeste / Centro-Oeste e Norte / Nordeste. A região amazônica ainda é atendida por geração local, isolada do restante do sistema.

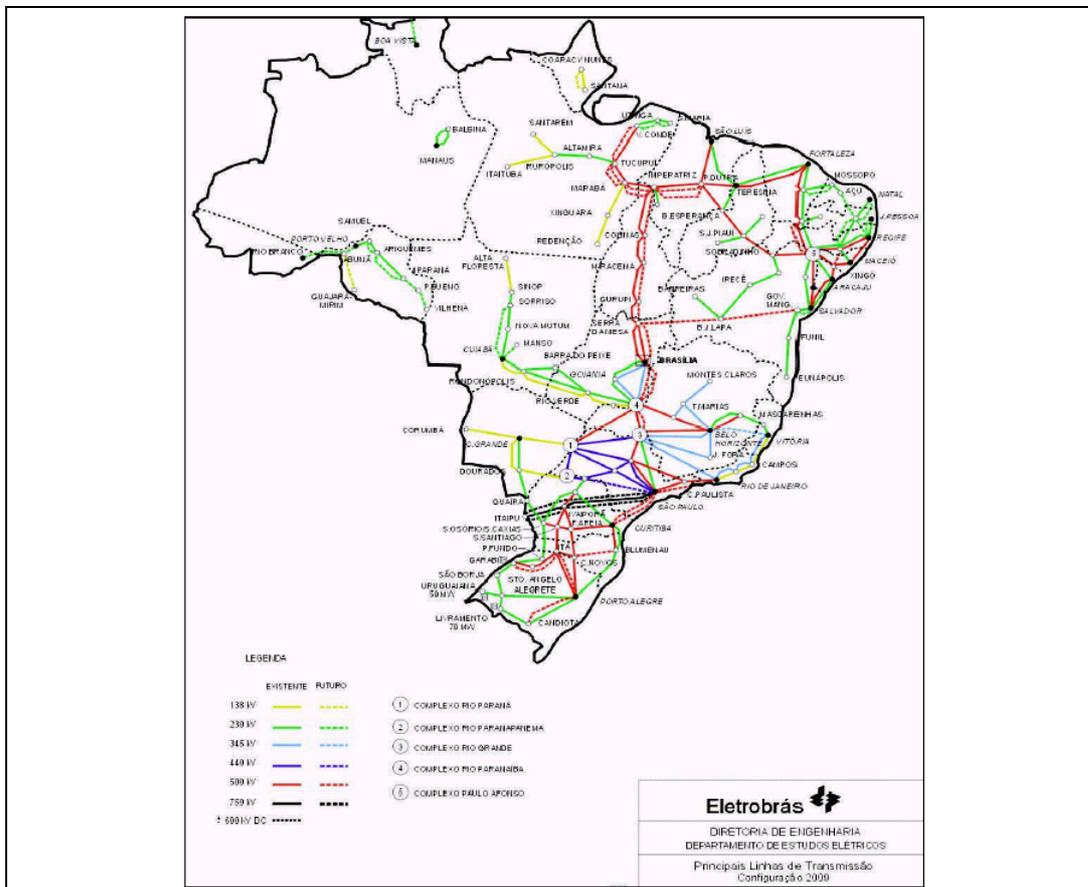


Figura 3 – Sistema Elétrico Brasileiro

A tabela abaixo apresenta as principais características energéticas do mercado brasileiro no ano de 2002.

Característica	Valor
Capacidade Instalada (Hidrelétrica)	61.7 MW
Capacidade Instalada (Térmica)	9.7 MW
Capacidade de Armazenamento	256 000 MW mês
Consumo Anual (2002)	320 TWh

**Tabela 1- Características Energéticas do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica<sup>4</sup>**

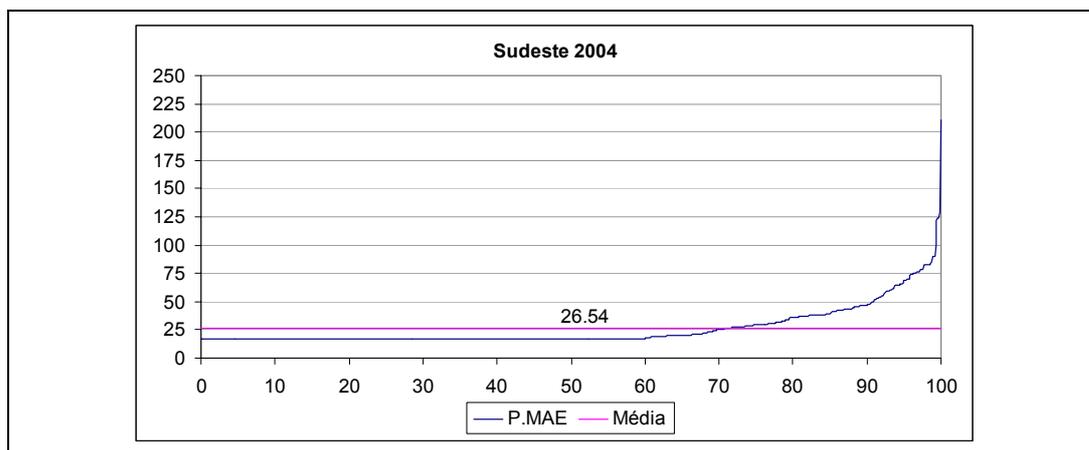
Esta configuração determina as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica:

- o preço spot é fortemente sazonal e incerto no longo prazo, em decorrência da predominância da geração hidrelétrica e da sazonalidade da afluência;
- a valoração da energia produzida por usinas que exploram em cascata a mesma bacia hidrográfica não é baseada na produção individual, mas numa fração da produção total, pois, por um lado, a vazão defluente de uma usina à montante (rio acima) é parte da vazão afluyente para as usinas à jusante (rio abaixo) e, por outro lado, a produção não valora o armazenamento de água (estocagem de energia potencial) nos reservatórios, que podem ser vistos como um agente econômico virtual, que estoca água (“compra energia potencial”) nos períodos de alta afluência (quando a energia afluyente é barata) e deflui (“vende energia potencial”) nos períodos de baixa afluência. O esquema de repartição da energia hidrelétrica produzida é conhecido como “Mecanismo de Realocação da Energia” (MRE);
- o mercado é segregado regionalmente (submercados), em decorrência das limitações de transmissão entre regiões.

<sup>4</sup> Plano Decenal de Expansão 2003-2012 – MME 2003

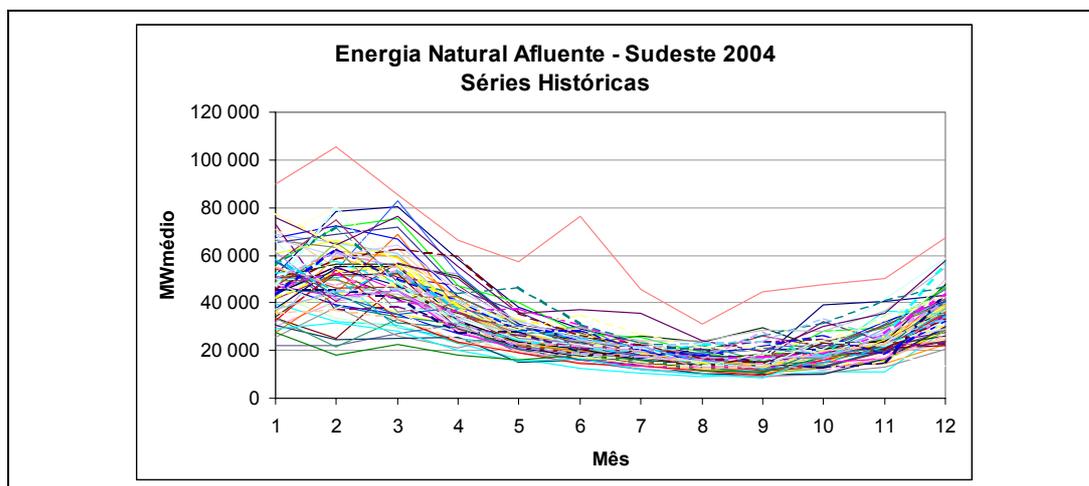
### 2.2.1 COMPORTAMENTO DO PREÇO SPOT

Como mencionado acima, o preço *spot* da energia elétrica no mercado brasileiro é marcadamente sazonal e incerto no longo prazo, em decorrência do comportamento da afluência.



**Figura 4 – Incerteza do Preço Spot no Longo Prazo**

A incerteza sobre o preço no longo prazo decorre da incerteza sobre a afluência.



**Figura 5 – Energia Natural Afluente  
(Séries Históricas – Sudeste – 2004)**

No entanto, o preço spot em sistemas de geração hidrelétrica tende a não apresentar variações horárias em função da curva diária de carga, que ocorre de forma pronunciada nos sistemas com geração de base térmica. Esta estabilidade diária do preço decorre do fator de carga (capacidade / produção) da geração

hidrelétrica ser tipicamente muito alta (~1.67), cobrindo a variação diária de carga. O elevado fator de carga da geração hidrelétrica decorre do dimensionamento da capacidade de geração para aproveitamento da afluência no período úmido. A volatilidade do preço aparece de forma mais pronunciada quando o estoque é baixo e uma mudança da tendência hidrológica e/ou de crescimento de mercado repercute de forma intensa no preço.

### **2.2.2 SUBMERCADOS**

Como mencionado anteriormente, a limitação da capacidade de transmissão entre diferentes áreas do sistema pode levar a diferenças no preço entre regiões.

Quando a limitação de transmissão é estrutural, ou seja, quando decorre de uma insuficiência da malha de transmissão, então se caracteriza a definição de “submercados”, que são áreas do sistema que podem apresentar preços diferentes entre si.

Uma vez que o preço spot corresponde ao maior custo operativo dentre os geradores despachados, o não reconhecimento da subdivisão do mercado devido à restrição da capacidade de transmissão levaria a um despacho da geração inconsistente com o preço, pois nas regiões (submercados) importadoras, devido à limitação de importação de energia, teriam que ser despachados geradores cujo custo operativo seria maior que o preço spot e, por outro lado, nos submercados exportadores, alguns geradores com custo operativo inferior ao preço spot.

Como mencionado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro pode ser decomposto em 2 grandes redes, Norte / Nordeste e Sul / Sudeste / Centro-Oeste, que apresentam alguma limitação de transmissão entre estes blocos regionais.

Esta configuração da rede levou à definição de 4 submercados, correspondentes às regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste / Centro-Oeste e que tendem a rapidamente a se concentrarem nos blocos ao norte e ao sul.

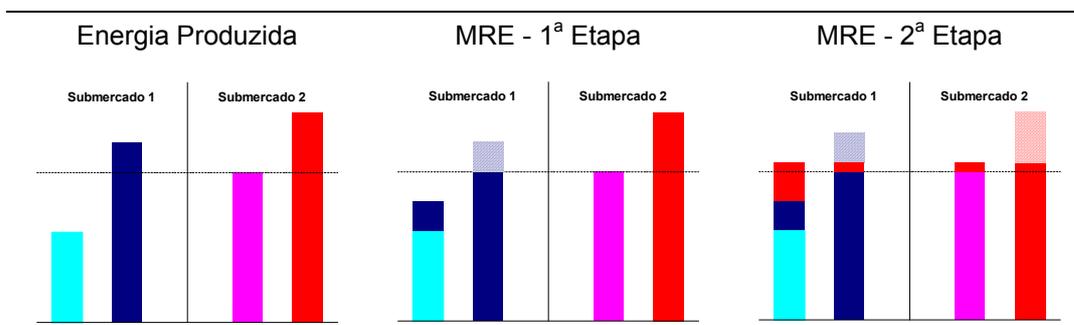
### 2.2.3 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

Como mencionado anteriormente, é preciso reconhecer a função econômica dos reservatórios e também, no caso do despacho centralizado, tornar os agentes neutros ao despacho.

Para resolver estas questões, a solução adotada no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica foi o rateio de toda a produção hidrelétrica entre as usinas de forma proporcional à respectiva “energia assegurada”, que é a produção desse gerador durante o “período crítico”, que é o período no qual a probabilidade de ocorrência de um déficit de energia seria de 5%, simulando a operação do sistema ao longo de 15 anos, partindo do pico do período úmido com os reservatórios cheios<sup>5</sup>.

O rateio (realocação) da produção hidrelétrica de energia é denominado “Mecanismo de Realocação de Energia” (MRE) e é determinado em 2 etapas:

- Rateio da produção entre os geradores de cada submercado, proporcionalmente às respectivas energias asseguradas;
- Rateio da produção entre os submercados, proporcionalmente ao déficit de energia alocada a cada submercado.



**Figura 6 – Rateio da Produção Hidrelétrica (MRE)**

Ao agregar a produção de toda a geração hidrelétrica, o MRE reduz a incerteza da renda dos agentes produtores, uma vez que a correlação da afluência nas diferentes bacias é menor que 1.

<sup>5</sup> Avaliação da Metodologia de Cálculo de Energia Assegurada de Usinas Hidrelétricas; [www.energiabrasil.gov.br](http://www.energiabrasil.gov.br)

O MRE também torna os agentes produtores neutros em relação ao despacho, uma vez que a sua remuneração não depende da sua geração hidrelétrica, mas de toda a geração hidrelétrica do sistema, mas por outro lado, retira o incentivo ao aumento da eficiência individual.