

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

# **VALORIZAÇÃO DA ÁGUA COMO CRITÉRIO DE SEGURANÇA NO ABASTECIMENTO ENERGÉTICO**

FELIPE VAN DE SANDE ARAUJO  
matrícula nº: 098103800

ORIENTADOR: Prof. Adilson de Oliveira

JANEIRO 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

# **VALORIZAÇÃO DA ÁGUA COMO CRITÉRIO DE SEGURANÇA NO ABASTECIMENTO ENERGÉTICO**

---

FELIPE VAN DE SANDE ARAUJO  
matrícula nº: 098103800

ORIENTADOR: Prof. Adilson de Oliveira

JANEIRO 2009

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.*

“O operário que quer fazer o seu trabalho bem deve começar por afiar os seus instrumentos.”  
Confúcio em “Pensamentos”

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço por cada obstáculo em meu caminho, cujas superações me forjaram uma pessoa melhor. Agradeço a todos os que me ajudaram a superá-los e da mesma forma àqueles que me mostraram outros mais a superar.

Agradeço aos Professores Adilson de Oliveira, Getúlio Borges e Luciano Losekann por me ensinarem; Esculpir a mente e o caráter é a verdadeira arte do magistério.

Agradeço aos que, ao lerem este trabalho, possam compreender seus erros e acertos. Caminhar à frente envolve deslocar o centro de gravidade do corpo da zona de conforto do equilíbrio e confiar que a próxima base será firme.

Agradeço finalmente a minha mulher, Elaine, por seu apoio e estímulo sempre presentes e pelo doce carinho de nossa filha, que deitada sobre meu peito em seu terceiro dia de vida me deu a inspiração necessária para terminar este trabalho.

## **RESUMO**

Este trabalho aborda a questão da valorização da água armazenada em reservatórios com a finalidade de geração de energia elétrica. O objetivo desta medida é oferecer um mecanismo de sinalização para o mercado de energia elétrica de modo a estimular o investimento setorial e salvaguardar reservas hídricas, aumentando a segurança sistêmica. Neste método, o nível atual dos reservatórios equivalentes será utilizado como base para o cálculo do custo de oportunidade de uso futuro da água, podendo este custo incorporado ao custo marginal de operação das usinas hidrelétricas. Uma análise do sistema elétrico brasileiro e da valorização de recursos hídricos, bem como das vantagens e dificuldades da desregulação setorial precede um exercício de cálculo da curva de valor de água. Esta, de natureza exponencial, é obtida a partir de uma relação inversa entre o preço spot e o nível de água disponível nos reservatórios. Em seguida a fórmula obtida é utilizada para calcular preços fora da amostra. Os bons resultados evidenciam a viabilidade de um mecanismo simples de planejamento, cujos benefícios podem ser estendidos ao despacho operativo, introduzindo mais competitividade no setor.

## **ABSTRACT**

The aim of this work is to review the benefits attained in security of supply of electricity by establishing accurate prices for stored water in hydroelectric reservoirs. The main goal is to set a new economic signal for investment and safe-keeping of stored water, providing greater reliability for the electric system. The actual level of available water in hydroelectric dams and reservoirs will serve as base for the calculation of the opportunity cost of future water use, which in turn might be inserted in the calculation of the system's spot price. After reviewing the Brazilian electric system and actual water pricing rules, and a short discussion about the pros and cons of deregulation, an exercise of the water cost curve calculation. This curve, exponential in nature, comes from an inverted relation between the available water in reservoirs and the spot price calculated by the system operator. This formula is then tested against a series of years of spot price data. Good results suggests that this simple mechanism could be used for long term planning, and might as well be adopted as a dispatch rule, which would provide a greater amount of competition in the sector .

## **SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES**

CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
ENA	Energia Natural Afluente
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

# ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO I – A ECONOMIA DO SETOR ELÉTRICO E A VALORIZAÇÃO DA ÁGUA .....</b>	<b>11</b>
I.1 – ECONOMIA DO SETOR ELÉTRICO .....	11
<i>I.1.1 – Características Particulares da Demanda por Eletricidade .....</i>	<i>12</i>
<i>I.1.2 – Características Particulares da Oferta de Eletricidade .....</i>	<i>13</i>
<i>I.1.3 – A Geração Hidrelétrica e a Gestão dos Reservatórios .....</i>	<i>15</i>
I.2 – VALORIZAÇÃO DA ÁGUA .....	16
<i>I.2.1 – Usos da água .....</i>	<i>17</i>
<i>I.2.2 – Valor da água no Brasil .....</i>	<i>18</i>
<b>CAPÍTULO II - O TRATAMENTO ATUAL DA HIDROELETRICIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>20</b>
II.1 – O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB) .....	20
<i>II.1.1 – O abastecimento dos reservatórios e a ENA .....</i>	<i>24</i>
<i>II.1.2 – O preço spot e o modelo NEWAVE .....</i>	<i>26</i>
<b>CAPÍTULO III - ANÁLISE DO MERCADO COMPETITIVO E PROPOSTA DE METODOLOGIA ..</b>	<b>32</b>
III.1 – POR QUE DESREGULAR? .....	32
III.2 – PROPOSTA METODOLÓGICA .....	33
<i>III.2.1 – A valorização da água como ferramenta de planejamento .....</i>	<i>33</i>
<i>III.2.2 – A valorização da água como instrumento de competitividade no uso da água .....</i>	<i>38</i>
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>40</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>42</b>

## INTRODUÇÃO

Desde a fundação da indústria de suprimento de energia elétrica brasileira a geração hidrelétrica é enxergada como a principal força motriz, tendo as demais fontes de energia papel acessório ou de importância apenas regional. A geração de base hidrelétrica supre a maioria das necessidades de carga do país e esta configuração não apresenta sinais de mudança nem por parte de quem determina a política de expansão nem do investimento privado.

Fundamentar o sistema elétrico em um recurso cujos ciclos de oferta escapam ao controle humano direto pode, entretanto, representar graves riscos sistêmicos. Estes vêm sendo percebidos e documentados há décadas e as diferentes regulamentações e reformas do sistema elétrico ainda não foram bem sucedidas em apresentar uma fórmula capaz de diluí-los o bastante para garantir a segurança no abastecimento.

A extrema variabilidade histórica das energias naturais afluentes (ENA) aliada ao uso intensivo de hidroeletricidade confere à oferta de eletricidade um alto grau de incerteza. O racionamento ao qual a população brasileira foi submetida no ano de 2001, quando os reservatórios estavam perigosamente baixos e não se podia contar com outras fontes de geração para suprir toda a demanda, ilustra a vulnerabilidade da indústria brasileira de suprimento de energia elétrica frente a períodos hidrológicos desfavoráveis.

No cenário presente, encontra-se a idéia de que a geração hidrelétrica possui baixo custo de despacho, uma vez que seus ativos se encontram em sua maioria já depreciados, e por não apresentar gastos com combustível, quando em comparação às fontes fósseis. No entanto, o uso de água acumulada nos reservatórios para a geração de eletricidade implica em custo econômico, que corresponde ao custo de oportunidade de reservar os recursos para geração de eletricidade no futuro ou para usos alternativos.

Enxergar esse valor econômico é um requisito fundamental para a operação e planejamento do sistema elétrico. Esse pode ser estabelecido de forma centralizada pelo operador do sistema, como ocorre no Brasil, ou de forma descentralizada pelos proprietários das usinas hidrelétricas, como acontece na Noruega.

Nas sessões seguintes, serão apresentadas as bases do sistema atual de cálculo do valor da água, bem como do sistema elétrico nacional, com características hidrotérmicas. No primeiro capítulo é feita uma análise da indústria de eletricidade, de suas peculiaridades e requisitos, além de uma breve releitura da literatura e da legislação atual acerca da valorização de recursos hídricos. No segundo capítulo é analisado o atual tratamento da gestão de reservatórios e formação de preços no sistema elétrico brasileiro. O terceiro capítulo inicia-se com uma breve discussão acerca dos benefícios ou dificuldades da desregulação setorial, e segue com a apresentação da fórmula proposta para valorizar a água, aplicada primeiramente no planejamento e em seguida ao despacho. O trabalho é concluído com uma discussão final das vantagens, desvantagens e possibilidades oferecidas pelos métodos descritos.

# **CAPÍTULO I – A ECONOMIA DO SETOR ELÉTRICO E A VALORIZAÇÃO DA ÁGUA**

## ***1.1 – Economia do Setor Elétrico***

A indústria de fornecimento de energia elétrica possui características peculiares que podem ser observadas desde sua criação em meados da década de 1880. O estudo destas características permanece importante até os dias de hoje. A eletricidade é consumida em um décimo de segundo após ser produzida e menos do que um décimo de segundo pode ser estocado como energia no sistema (Stoft, 2002). Sendo sua natureza a de um fluxo contínuo de partículas subatômicas providas de carga (elétrons), a eletricidade depende de um constante equilíbrio entre um pólo produtor e outro consumidor. Quando estes dois extremos da cadeia não se encontram na mesma localização é necessária a existência de transmissão e distribuição. Em geral, diferentes consumidores são atendidos através do mesmo sistema de distribuição, o que caracteriza a indústria elétrica como uma indústria de rede. A operacionalização deste equilíbrio dinâmico e instantâneo torna o processo de produção mais complexo mais difícil na medida em que não existem mecanismos economicamente eficientes para a armazenagem em larga escala de eletricidade (Pinto Jr., 2007).

Este dinamismo está no cerne da organização da indústria elétrica. Nos primórdios da produção comercial de eletricidade, cada central geradora poderia atender um único mercado localizado, com características pré-definidas de consumo, devido a limitações tecnológicas da corrente contínua. O desenvolvimento da corrente alternada por Westinghouse e Tesla em 1888 possibilitou ganhos de escala para a indústria, aproveitando com isso as vantagens oferecidas por uma economia de rede.

A tecnologia de corrente contínua propiciava um atendimento regional que sinalizava uma descentralização de indústria de geração. O uso da corrente alternada, pelo contrário, por ser mais adequada para vencer grandes distâncias e com isso obter maiores ganhos de escala e escopo, imprimiu à indústria um caráter centralizado. Com diversas usinas gerando no mesmo sistema, atendendo diferentes perfis de consumo, era preciso grande eficiência em assegurar o emparelhamento absoluto das decisões de produção e consumo, essencial para a indústria

elétrica. No princípio, a solução encontrada foi verticalização dos processos produtivos até a comercialização para o consumidor final, induzindo a situação de monopólio.

A reorganização da indústria implementada internacionalmente a partir da década de 1990 alterou este cenário. A concorrência foi introduzida na cadeia produtiva, almejando alcançar mais eficiência associada a menores custos (Hunt, 2002). No capítulo seguinte será analisada a reforma no sistema elétrico brasileiro e em que pontos ela foi bem sucedida. Antes, porém, é preciso examinar em maior detalhamento outras características peculiares ao mercado de eletricidade.

### **I.1.1 – Características Particulares da Demanda por Eletricidade**

A grande gama de usos para a eletricidade é por si só uma característica peculiar desta indústria. Por ser transportada com facilidade e convertida com eficiência em processos térmicos ou mecânicos, pode ser utilizada das mais variadas formas em equipamentos domésticos ou industriais, simples ou complexos. As diferentes especificações técnicas destes usos levam a outra característica subsequente: a variabilidade da curva de consumo.

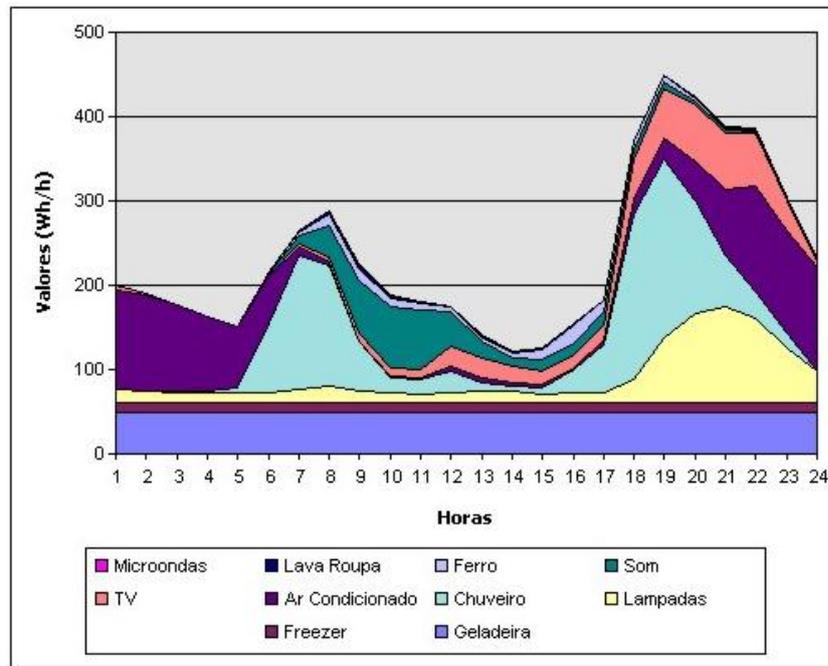
Em função da impossibilidade econômica de armazenamento, a produção deve continuamente acompanhar o consumo, sendo interrompida sempre que este cessa. Para aumentar a rentabilidade da indústria, desde seu nascimento foram buscados usos diferentes para o produto, especialmente em horários alternados, sendo ofertada a eletricidade para uso tanto na iluminação urbana, nos transportes coletivos e posteriormente na produção industrial. Cada uso, no entanto, possui características de consumo particulares que influenciam nas decisões de produção. Os diferentes perfis de uso, quando projetados sobre uma curva no tempo fornecem a curva de consumo de energia elétrica que varia consideravelmente entre seus extremos, seja o período anual, semanal ou mesmo diário.

Os picos diários ocorrem em horários de convergência da produção industrial com outros usos residenciais e comerciais. Usos como a aclimatização de ambientes também a influenciam de modo acentuado, de acordo com as condições locais de temperatura. Em climas quentes, o uso é maior no verão, se é frio, no inverno. Um dia cuja variação de temperatura seja superior ao normal pode provocar um salto na demanda, que em geral corrige-se espontaneamente com o retorno da temperatura (Weron, 2003).

A figura 1 ilustra a oscilação diária do consumo residencial de eletricidade no Brasil. A coincidência do uso de equipamentos eletro-intensivos no início da noite provoca o pico,

quando o consumo de eletricidade é quatro vezes maior do que nos horários de menor consumo.

Figura 1: Exemplo de curva de carga para uma metrópole brasileira conforme o uso doméstico.



Fonte: SINPHA, Eletrobrás, 2008.

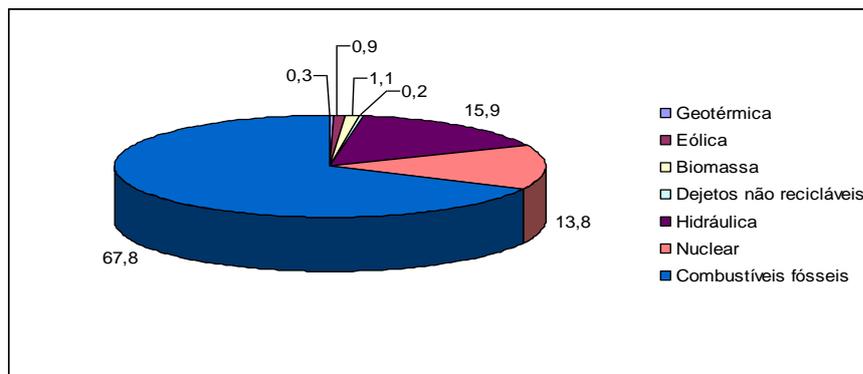
Estas oscilações na curva de consumo devem ser acompanhadas pela capacidade de oferta. O planejamento é, por isto, parte essencial da coordenação do setor. Não é possível ofertar mais do que a capacidade instalada de produção, e a ampliação desta por sua vez, demanda um prazo longo. Por esta razão é comum, e de certa forma vital para a indústria de energia, a presença de capacidade ociosa para atender os extremos de produção. As características da oferta são examinadas a seguir.

### I.1.2 – Características Particulares da Oferta de Eletricidade

A oferta máxima de energia elétrica é determinada pela capacidade de cada usina de geração que estiver disponível para o despacho em um determinado momento. Ela se altera na medida em que novas centrais são adicionadas ao sistema, ou geradores são desligados permanentemente ou apenas para manutenção.

O custo de geração de energia pode variar significativamente. Sua principal fonte de variabilidade são as oscilações no custo dos combustíveis ou no caso de energias renováveis, na oferta destas fontes. Mercados competitivos geralmente possuem um ajuste de preços mais dinâmico, acompanhando com mais precisão as expectativas do mercado (Hunt, 2002). Os custos de geração também variam conforme a tecnologia de geração. Diferentes tecnologias para a geração e suas respectivas participações na oferta global de energia são apresentadas na figura 2.

Figura 2: Produção Mundial de Eletricidade em 2007 por Fonte (%)



Fonte: Observ'ER, EDF, 2008.

Para aumentar a organização e melhorar sua capacidade de atendimento, a oferta é dividida em dois segmentos, de acordo com o patamar de consumo. O traçado da curva diária de consumo determina estes patamares, que variam conforme a época do ano. O patamar mínimo de atendimento constante é denominado base, enquanto o atendimento aos momentos de maior demanda instantânea é denominado pico. De uma forma geral, diferentes tecnologias de produção atendem especificamente cada segmento.

As tecnologias que possuem capacidade de armazenamento de insumos ou de energia potencial, como térmicas movidas a combustíveis fósseis e hidrelétricas com reservatório, são utilizadas em geral para o atendimento dos picos de demanda. Aquelas que dependem de fluxos não controlados pelo homem, ou cujo processo produtivo não pode ser interrompido, como geradoras eólicas ou solares, são utilizadas para atender à base. No caso das usinas termelétricas convencionais, estas podem ser chamadas flexíveis ou inflexíveis conforme possam interromper ou não o suprimento de energia de acordo com as necessidades do operador.

Estas aplicações dependem, no entanto, da capacidade de produção de cada usina presente na indústria. Pode ser necessário complementar o atendimento à base com geração flexível, principalmente quando as forças ambientais que impulsionam parte do segmento de oferta de fluxo não são favoráveis. O caso contrário, quando fontes de fluxo atendem a demanda de pico, também pode ocorrer. Geralmente isto envolve o desperdício da geração fora dos momentos de pico sempre que houver fluxo de energia potencial.

A administração dos diferentes momentos da demanda de acordo com a capacidade instalada é particularmente complexa em países com grande capacidade de geração hidrelétrica. Os ciclos de abundância e escassez do recurso hídrico colocam a hidroeletricidade em ambos os cenários de oferta.

### **I.1.3 – A Geração Hidrelétrica e a Gestão dos Reservatórios**

A geração hidrelétrica merece destaque neste cenário por ser armazenável ou de fluxo contínuo (Weron, 2003). Em momentos de maior hidrologia, quando os reservatórios encontram-se cheios, a geração passa a ser de fluxo constante. A água não utilizada será vertida, ou seja, liberada do reservatório sem ser utilizada para geração, resultando em desperdício.

Por outro lado, quando é possível armazenar água nos reservatórios para geração futura, esta fonte passa a ser interruptível. Neste caso a geração pode ser iniciada ou interrompida de acordo com as necessidades da demanda, sem prejuízo para o sistema. Mesmo usinas hidrelétricas desprovidas de um reservatório podem contar com a regulação do fluxo hídrico de outro reservatório a montante, quer dizer, acima na mesma bacia hidrográfica.

O manejo dos reservatórios possui, por este motivo, caráter prioritário em sistemas hidrelétricos. Sua importância se reforça quando, na mesma bacia hidrográfica, centrais encadeadas se encontrarem a jusante (Lino, 2003). A não coordenação no uso da água armazenada provoca externalidades negativas para a produção das demais usinas. Colocando de forma inversa, a presença de um reservatório a montante cuja atuação seja coordenada com as decisões de produção da usina lhe confere externalidades positivas.

As externalidades conforme definidas pela teoria micro-econômica ocorrem quando as opções de consumo de uma pessoa ou de produção de uma empresa são influenciadas por consumo ou produção de outros (Varian, 2003). Estas podem ser positivas ou negativas,

conforme representem respectivamente um benefício ou um prejuízo para os demais participantes.

Em uma definição menos teórica, externalidades acontecem quando um participante do mercado afeta outros sem que uma compensação seja paga (Shapiro, 1999). O sentido desta remuneração, ou seja, para quem a compensação será paga depende das externalidades serem positivas ou negativas. No caso de externalidades negativas, estas deverão ser pagas pelo primeiro participante, o que as produz, compensando os demais pelos seus efeitos. Externalidades positivas também devem ser remuneradas, de modo que sua produção seja estimulada. Neste caso, todos os demais participantes remuneram o primeiro proporcionalmente aos benefícios recebidos.

No caso hidrelétrico a remuneração adequada pelos benefícios ofertados viabiliza a construção de novos reservatórios, em geral extremamente intensivos em capital, e expostos ao risco hidrológico. Existem atualmente diversas formas de remunerar adequadamente estes reservatórios. No capítulo seguinte será descrito o método em prática atualmente no Brasil. O método proposto por este trabalho envolve a remuneração pelo consumo de água, conforme seu valor de armazenamento e será descrito no terceiro capítulo. Antes, porém, é preciso analisar a valorização da água como um recurso natural renovável, porém esgotável.

## ***1.2 – Valorização da Água***

O aumento das concentrações urbanas tem oferecido desafios cada vez maiores aos formuladores de políticas públicas. Isto é verdade principalmente no tocante ao uso da água, consumida diretamente pelo usuário final ou utilizada como insumo. O uso mais intenso da água pela população urbana provocou mudanças na metodologia de cobrança pelo seu uso.

Originalmente tida como um recurso abundante e praticamente inesgotável, atualmente compreende-se que uma parte considerável da água doce disponível no mundo própria para o consumo provém de aquíferos subterrâneos formados ao longo das eras geológicas cuja renovação não é possível, dado o ritmo atual de extração (Tietenberg, 1996). Ainda que a maior parte da água consumida venha de rios e lagos cujos ciclos de evaporação e precipitação os mantenham abastecidos regularmente, o acúmulo de poluição na atmosfera ou nos leitos dos rios pode comprometer a qualidade desta água, enquanto que o assoreamento e a perda da mata ciliar podem diminuir sua disponibilidade. Adicionalmente, as mudanças climáticas podem afetar os próprios ciclos de renovação da água, mudando o ritmo e a

localização das chuvas, provocando excesso ou escassez em diversas áreas ao redor do mundo (IPCC, 2001).

Por estas razões, e por sua associação vital com a humanidade, a economia dos recursos hídricos merece especial atenção. Os avanços tecnológicos permitem que sejam estudados estes ciclos de renovação e acompanhadas as variações meteorológicas obtendo previsões com grau de acerto maior (Nebeker, 1995). Assim, novos métodos de cobrança podem ser obtidos, baseados direta ou indiretamente nestes novos conhecimentos.

Entretanto, são diferentes os usos da água, como são diferentes as qualidades do recurso hídrico. Cada qualidade deve ser remunerada eficientemente para que o mercado não sofra distorções. A seguir são diferenciados os usos deste recurso.

### **I.2.1 – Usos da água**

A água é um recurso essencial para a vida humana. É também um insumo essencial para a organização da sociedade como se conhece. A água é utilizada nas principais atividades de produção, na composição de inúmeros bens de consumo e de produção e de tantos outros insumos, industriais e agrícolas.

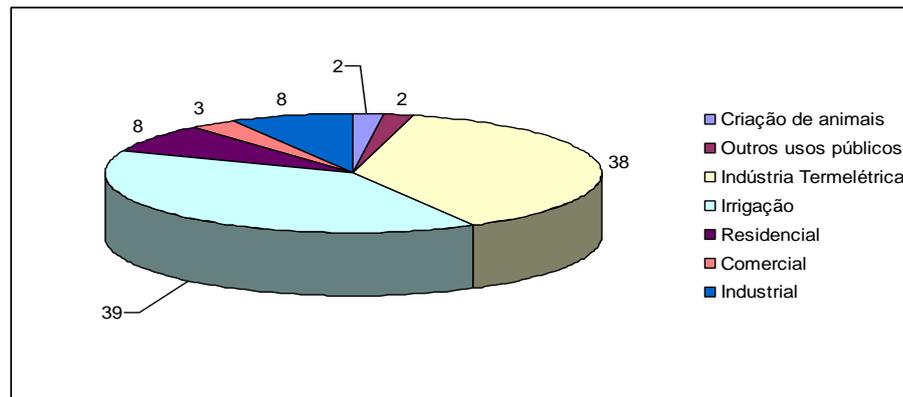
Cada uso possui implicações e nem sempre o recurso pode ser recuperado, uma vez utilizado ou incorporado ao processo produtivo. Isto ocorre principalmente através da contaminação da água por produtos químicos ou metais pesados, cuja remoção não é viável financeiramente. Outros processos, ainda que não contaminem a água, não a devolvem para seu leito após o uso, como no caso da irrigação onde a água é consumida e incorporada pelos produtos de cultivo e por organismos vivos que habitam o solo. De um modo ou de outro, estes usos consumptivos removem a água da bacia hidrográfica original diminuindo seu volume.

O uso da água compete com diversos outros diferentes, como por exemplo, o entretenimento de pessoas que utilizam os rios e lagos para o lazer, para a pesca ou para o abastecimento urbano. Por esta razão políticas de manejo sustentável dos recursos hídricos são essenciais, da mesma forma como a regulação do acesso, para que os interesses sejam atendidos para o maior benefício da sociedade (Mancino, 2003).

A água é utilizada na geração elétrica não apenas em usinas hidrelétricas, mas também em diversos processos nas usinas termelétricas. Este foi o segundo maior consumo de

recursos hídricos nos Estados Unidos da América no ano de 1995, conforme ilustrado na figura 3, a seguir. A geração hidrelétrica, embora utilize grandes volumes de água, tem baixo consumo, na medida em que a água é devolvida à bacia de origem. O mesmo não ocorre na indústria termelétrica onde a água transformada em vapor é diretamente liberada na atmosfera.

Figura 3: Consumo de água nos E.U.A. em 1995 (%)



Fonte: Mancino e Berger, 2003.

De uma forma geral os usos consumptivos da água possuem remuneração estabelecida por sua utilização. O tratamento dado a esta remuneração no caso brasileiro é abordado na próxima seção. Neste trabalho é abordado um uso adicional da água, o de armazenar energia. A remuneração por esta função específica será discutida nos capítulos seguintes.

### I.2.2 – Valor da água no Brasil

O uso da água é regulamentado no Brasil pela Lei 9.433 da Política Nacional de Recursos Hídricos de janeiro de 1997, e 12 estados possuem legislações semelhantes promulgadas. De uma forma geral, apenas poucas bacias hidrográficas possuem cobrança pelo uso de suas águas. Nas que o fazem, a cobrança segue um formato geral de ponderação a partir de três parcelas: o volume de água captado no manancial, o consumo (volume captado que não retorna ao corpo hídrico), o despejo de efluentes no corpo receptor (Moreno Jr., 2003?).

O combate à poluição aparece refletido nesta terceira parcela, sendo um componente importante na determinação desta remuneração. A poluição é prevista pela lei como uma rivalidade no consumo e, portanto deve ser remunerada pelo poluidor-usuário (Motta, 1998).

Neste sentido, esta medida estimula a instalação de equipamentos de tratamento de água coletada pelo próprio usuário, antes desta ser devolvida a sua bacia. Um dos efeitos esperados desta prática é a descentralização do tratamento de água que se realiza através dos próprios agentes privados que a consomem. Isto é feito de modo a devolver o acesso ao recurso para os demais consumidores. A remuneração pelo uso, ao menos em teoria, compensa a externalidade negativa gerada.

Na prática, apenas os detritos orgânicos são fiscalizados, deixando passar diversas outras formas de poluição, como as provocadas por pesticidas agrícolas, metais pesados e outros subprodutos de processos químicos e industriais e sedimentos em suspensão, oriundos de atividades de mineração e extração de areia do leito fluvial para a construção civil. Estes ainda aguardam resolução específica (Sousa Jr., 2003).

No caso da geração hidrelétrica, o uso de água é enquadrado como captação com baixa taxa de consumo, e baixo ou nenhum despejo de efluentes. Não há diferença para a legislação se esta água é devolvida em um ponto diferente da bacia desde que esteja disponível para outros consumidores. Não é contabilizado, neste caso, o uso da propriedade de armazenamento de potencial gravitacional da água. Este é utilizado nas centrais hidrelétricas para movimentar os dínamos e gerar energia elétrica conforme a água passa de uma altitude para outra mais baixa. Para esta qualidade da água, embora existam métodos para sua mensuração, não há remuneração específica.

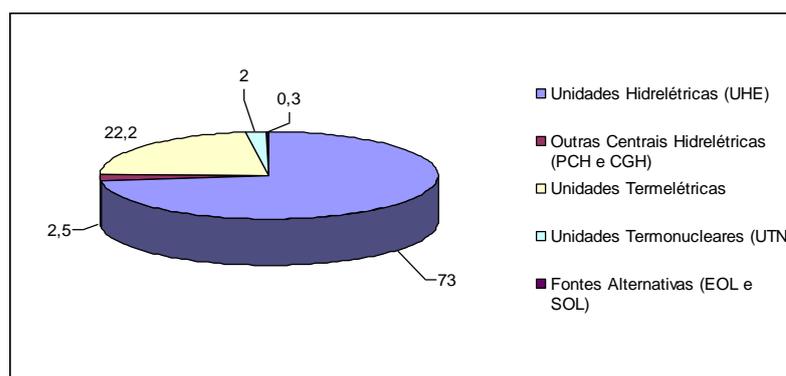
A remuneração específica pelo armazenamento de água forneceria o estímulo para a construção de novos reservatórios. Estes operam no sentido de regular o fluxo do recurso hídrico para os geradores hidrelétricos. Sem esta regularização, os geradores ficariam ao sabor das forças naturais. Sendo o reservatório remunerado de acordo com a energia gerada pela água consumida, as externalidades positivas geradas são recompensadas. O resultado é um passo na direção da competitividade, descentralizando as decisões produtivas da indústria no setor hidrelétrico (Lino, 2003). A introdução de competitividade no setor elétrico será analisada no próximo capítulo, ao abordar o caso brasileiro.

## CAPÍTULO II - O TRATAMENTO ATUAL DA HIDROELETRICIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

### II.1 – O sistema elétrico brasileiro (SEB)

A atual capacidade de geração instalada no Brasil compõe uma oferta mista de fontes de energia, dominada principalmente pela geração hidrelétrica. Em dados recentes, o total de geração fiscalizado é de 102,6 GW de capacidade instalada. Deste montante, mais de 70% é composto por grandes centrais hidrelétricas (UHE), com uma pequena participação adicional de outras centrais geradoras também de base hidrelétrica (CGH e PCH). O restante da capacidade de geração é composto por usinas termelétricas convencionais (UTE), termelétricas nucleares (UTN) e novas tecnologias renováveis de base eólica ou solar (EOL e SOL). A figura 4, abaixo, ilustra a participação de cada tecnologia no total da capacidade instalada.

Figura 4: Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil em janeiro de 2009 por Tecnologia de Produção (%)

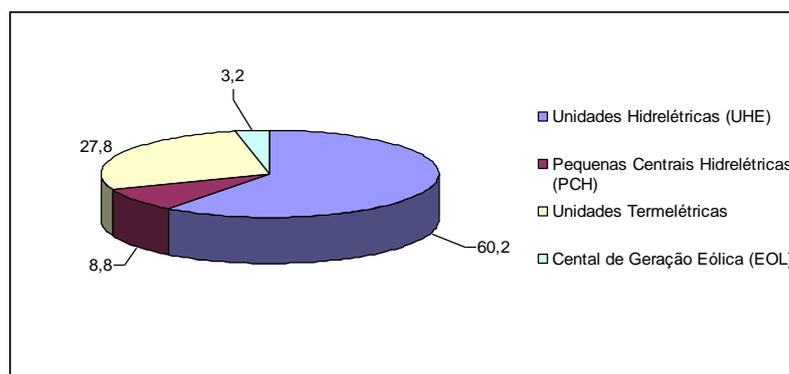


Fonte: BIG, ANEEL, 2009.

Existe um grande potencial de usinas em construção ou apenas outorgadas entre 1998 e 2009. No caso das usinas atualmente em construção, observa-se a manutenção do padrão atual de geração: do total de 12,9 GW de capacidade, a maior parte deste é composta por usinas hidrelétricas (UHE e PCH), sendo o restante de usinas termelétricas convencionais e uma pequena parcela de usinas eólicas. As usinas em outorga, mas cujas construções não

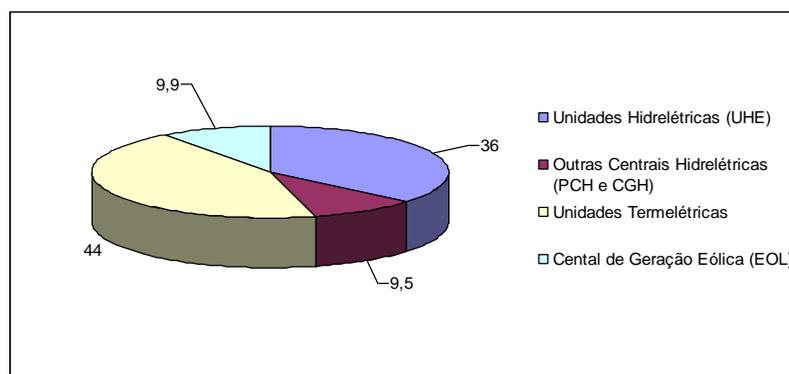
foram iniciadas, apresentam um cenário diferente: de uma capacidade total de 24,1 GW, a maior parte consiste de usinas termelétricas convencionais, seguida por uma quantidade similar de grandes centrais hidrelétricas (UHE) e parcelas menores e iguais entre si de pequenas centrais geradoras (PCH e CGH) e de empreendimentos eólicos. Há também a previsão da adoção de uma nova tecnologia de geração undi-elétrica com 50 kW.

Figura 5: Capacidade de Geração Elétrica em Construção no Brasil em janeiro de 2009 por Tecnologia de Produção (%)



Fonte: BIG, ANEEL, 2009.

Figura 6: Capacidade Outorgada de Geração Elétrica no Brasil cuja Construção não foi Iniciada entre 1998 e 2009, por Tecnologia de Produção (%)



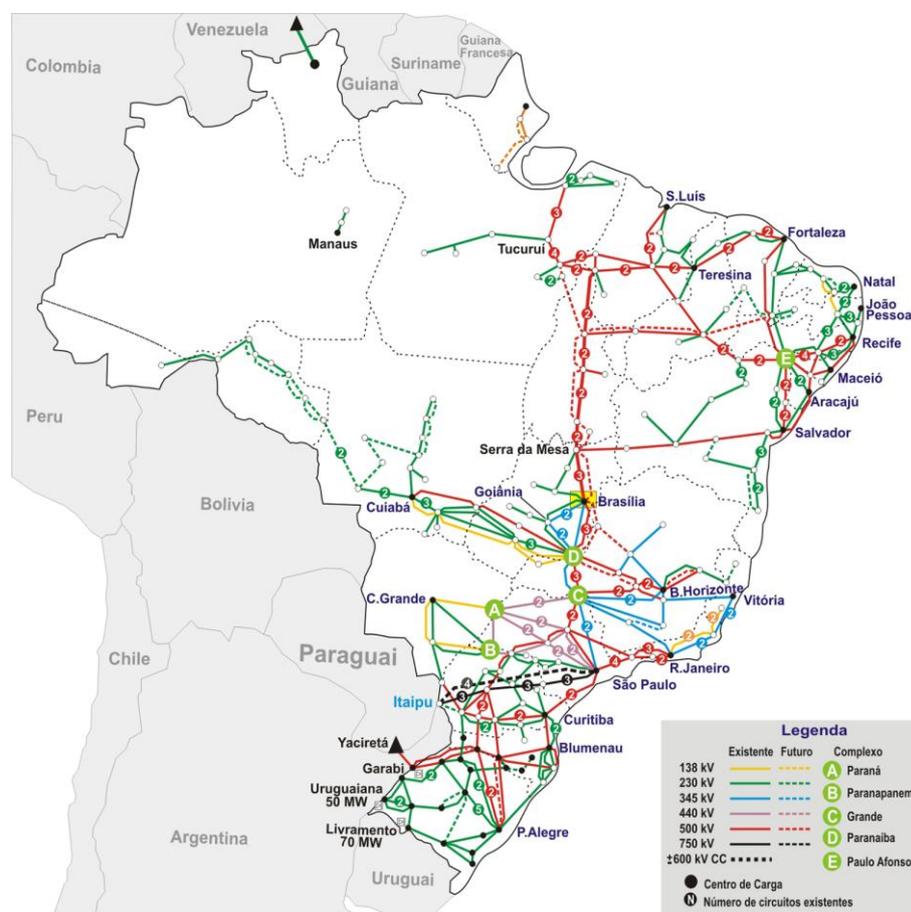
Fonte: BIG, ANEEL, 2009.

A figura 6, se comparadas às figuras 4 e 5 acima, mostra a diferença entre o perfil planejado e o adotado efetivamente pela indústria. O padrão diferente apresentado nas usinas outorgadas, porém não construídas, reflete a intenção de que seja construída uma maior capacidade de geração térmica complementar à geração hidrelétrica. O fato destas usinas

complementares não estarem sendo de fato construídas pode significar que as mudanças regulamentares instituídas pelas reformas do sistema elétrico não foram suficientes para estimular esta necessária adição de capacidade térmica. As razões para este problema, dentre outros, serão vistas mais adiante neste capítulo.

O Brasil é um país com dimensões continentais. O sistema elétrico segue suas medidas, com 61,5 mil quilômetros de linhas de transmissão em 1995, além de 13,7 mil quilômetros outorgados para a expansão do sistema<sup>1</sup>. A figura 7 mostra o mapa com linhas de transmissão instaladas e projetadas diferenciadas por sua capacidade de condução.

Figura 7: Mapa das linhas de transmissão de eletricidade



Fonte: ONS, 2009.

O sistema elétrico brasileiro está dividido em dois segmentos principais: o sistema interligado nacional (SIN) e os sistemas isolados. Os sistemas isolados não apresentam grande interesse para esta análise, uma vez que cada um possui sua própria dinâmica e características

<sup>1</sup> Fonte: ANEEL

peculiares. O SIN por sua vez pode ser analisado a partir de quatro regiões agregadas: o norte interligado, o nordeste, o sudeste/centro-oeste e o sul.

Esta divisão teve sua origem nas restrições existentes à transmissão de energia. Na época da reforma do setor elétrico levou à formação de quatro mercados regionais de energia. Atualmente, com o aumento de capacidade das linhas de transmissão, o sistema elétrico caminha para sua consolidação em um único mercado<sup>2</sup>. Esta regionalização é, entretanto, útil uma vez que permite a inserção de características regionais no planejamento.

A partir de uma estrutura estatizada, a reforma do setor elétrico inseriu componentes de descentralização, especialmente com a criação de um mercado atacadista de curto prazo. Realizada com a urgência de um plano de estabilização macroeconômico, a reforma foi feita enquanto seu desenho geral era discutido (Oliveira, 2007b). O resultado, uma crise de energia que levou o país ao racionamento em 2001, desacreditou o modelo. O governo seguinte realizou a reestruturação do mercado. Interessado em ampliar a participação do setor privado, manteve os mecanismos de mercado aberto enquanto centralizava novamente a gestão de riscos. Formou-se com isso um mercado híbrido, único no mundo.

Entretanto, o modelo competitivo não deve ser responsabilizado pela crise de energia. Este foi implantado em diversos países, cada qual com sua especificidade, e em geral com bons resultados. Nas palavras de L. Losekann:

“O mau desempenho da reforma brasileira culminou com a crise de 2001/02, quando os consumidores ficaram sujeitos a racionamento de eletricidade. Essa crise não foi o resultado da adoção de um “modelo de mercado”, pois o desenho da reforma reservou pouco espaço ao mercado. O principal determinante da crise foi a inadequação do arranjo institucional, que gerava sinais econômicos indutores a ineficiência no curto e no longo prazo. No curto prazo, o modelo adotado para definir a operação sub-valorizava a água acumulada nos reservatórios acarretando em sua depleção. No longo prazo, a incerteza decorrente das lacunas regulatórias, do sobre-dimensionamento da energia assegurada e de fatores macroeconômicos, desestimularam investimentos em termelétricas, que eram as centrais capazes de contornar o problema de escassez de energia em tempo hábil.” (Losekann, 2003: 189-190)

Muito pouco foi feito na reestruturação do setor elétrico que alterassem estes determinantes da crise. A metodologia de despacho ainda é a mesma utilizada antes da reforma, e o modelo computacional utilizado calcula o valor da água, o preço spot e as energias asseguradas. Em outras palavras, o SEB continua exposto ao risco de um novo

---

<sup>2</sup> Em maio de 2008 uma força tarefa formada pelo Ministério da Ciência e Tecnologia, Ministério de Minas e Energia e o Operador Nacional do Sistema concluiu, após testes com simulação de transmissão, que não existe restrição significativa entre nenhum dos subsistemas considerados. Embora oficialmente este resultado só possa

acionamento. Apenas os fatores macroeconômicos, como o crescimento industrial abaixo do previsto, e pluviométricos, como hidrologias favoráveis, têm impedido que isto aconteça.

Para entender melhor como são formadas as expectativas no setor elétrico e porque é complexo seu planejamento, é preciso descrever o regime de energia natural afluyente (ENA) que abastece o sistema.

### **II.1.1 – O abastecimento dos reservatórios e a ENA**

A ENA é definida formalmente como a energia afluyente a um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pela vazão natural afluyente aos reservatórios em seus níveis a 65% de seus volumes úteis operativos<sup>3</sup>. A restrição do volume dos reservatórios é uma importante simplificação do cálculo, e para entendê-la é preciso compreender o mecanismo de funcionamento de uma usina hidrelétrica. O dínamo presente em uma turbina hidroelétrica é movimentado pela força gravitacional acumulada em uma coluna de água. Quanto maior a altura desta coluna maior a força gerada. As usinas que possuem reservatórios têm tomadas de água que acompanham as oscilações do nível deste. Logo, a chegada de água em um reservatório deve ser convertida em energia de acordo com a altura da coluna d'água obtida.

Portanto, medir a ENA é medir as afluências e calcular quanta energia pode ser gerada por estas. Embora haja um acompanhamento mais preciso, inclusive com a aferição dos níveis reais dos reservatórios, este demanda mais esforço e tempo para ser feito. A aproximação simplifica o cálculo usando a média de volume do reservatório ao longo do tempo.

Uma avaliação de longo prazo do comportamento das ENA demonstra uma ampla distribuição de resultados ao redor das médias, além de forte sazonalidade. Esta distribuição é ainda maior nos meses mais chuvosos. São estes meses que abastecem o reservatório durante o ciclo anual. Nos meses do período seco, as afluências não são suficientes para sequer manter o reservatório no patamar original se o seu uso para a geração for constante. Se, por outro lado, o uso dos reservatórios for exacerbado pode haver dificuldade de sua recomposição caso o período chuvoso seja desfavorável.

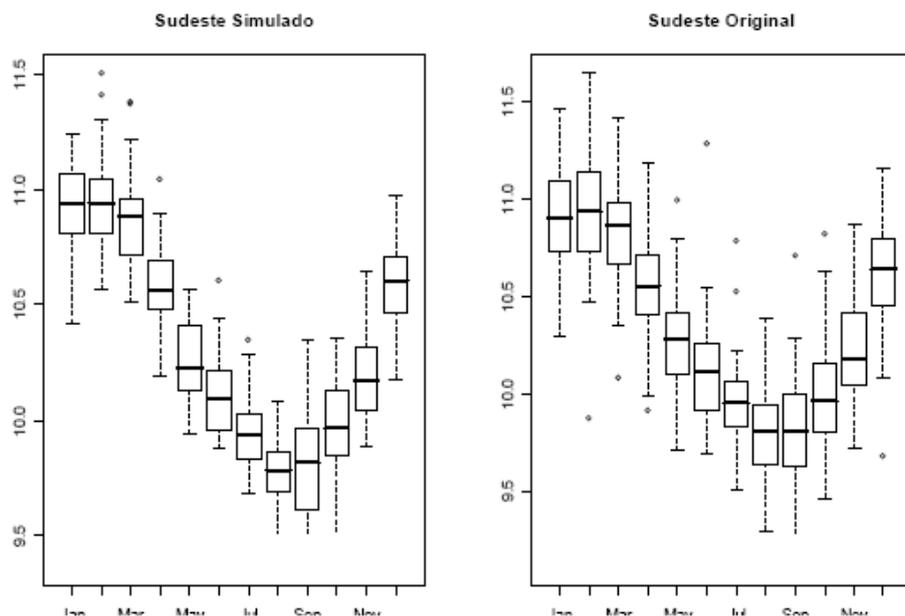
Esta grande variabilidade da ENA provoca o risco de desabastecimento hidrológico. Como foi visto que a geração hidrelétrica representa uma parcela determinante na oferta total,

---

ser utilizado para fins de obtenção de créditos de carbono, é um forte indício da consolidação do SIN em um único mercado. Disponível em: [http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0024/24562.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24562.pdf) (janeiro de 2009).

este é encarado como um risco sistêmico. A mitigação do risco sistêmico de desabastecimento pode ser feita através do planejamento (Oliveira, 2007a). Para auxiliar neste planejamento são desenvolvidos modelos estocásticos que simulam o comportamento da ENA para o período futuro, de acordo com o que foi observado no passado. Este método simula cenários de abastecimento que são confrontados com as expectativas de oferta e demanda de outras fontes energéticas para obter o melhor arranjo no despacho hidrelétrico. Na figura 8, abaixo, são mostradas as distribuições mensais de ENA da região sudeste, observadas e simuladas utilizando o modelo QPEAR, desenvolvido pelo IE-UFRJ.

Figura 8: Distribuições mensais de ENA do sudeste – Dados simulados e observados



Fonte: G. Borges, IE-UFRJ, em publicação.

Outro conceito também usado no planejamento de suprimento da energia hidrelétrica é a energia firme. Este conceito de firme surgiu no fim do século XIX quando era estudado o abastecimento de água para as cidades. O suprimento firme foi levado ao setor elétrico, mais especificamente no dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Ele envolve a quantidade de água que pode ser suprida por um reservatório em bases regulares, dada a pior hidrologia observada. Embora existam modelos econômicos simples para o cálculo da energia

<sup>3</sup> Fonte: ONS, 2009.

firme (Faria, 2004), o modelo atual é baseado em modelos probabilísticos, e seu resultado é denominado energia assegurada.

Este conceito de energia assegurada tem sido fonte de críticas, em especial por ser calculado através do mesmo modelo computacional usado para calcular o despacho centralizado. O uso da média hidrológica provável no cálculo, ao invés de se utilizar a pior hidrologia, faz com que em períodos onde a hidrologia é desfavorável a oferta de energia seja superestimada, como foi observado antes do racionamento em 2001 (Sauer, 2002). Justamente no momento onde o planejamento precisa ser mais preciso, ele falha. A Agência Nacional de Águas apresentou uma proposta de alteração metodológica utilizando o conceito de energia firme como critério suplementar para aumentar a segurança do sistema (ANA, 2002). Entretanto, o modelo de despacho centralizado continua a ser utilizado para fornecer a energia assegurada.

Mas o cálculo da energia assegurada não é o único ponto passível de crítica no que se refere ao este modelo computacional. É preciso, no entanto, ter uma compreensão melhor do seu funcionamento, o que será feito a seguir.

### **II.1.2 – O preço spot e o modelo NEWAVE**

A política de geração no SEB é centralizada através do Operador Nacional do Sistema (ONS), uma instituição não-governamental criada durante a reforma do setor elétrico para ser “responsável pela manutenção da integridade do sistema, operando um conjunto de modelos de otimização que definiam o despacho das centrais e finalmente o preço spot no Mercado Atacadista de Eletricidade.” (Pintor Jr, 2007: 222). O Mercado Atacadista de Energia foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica na reestruturação do setor, no governo Lula. O ONS, no entanto, desempenha ainda as mesmas funções.

A primeira reforma do SEB visava ampliar a participação de investimento privado no setor elétrico, com o objetivo principal de reduzir gasto público, acumulado após anos de uso político das empresas estatais de energia e da ingerência sobre o valor de suas tarifas. Determinadas medidas foram adotadas no sentido de melhorar o valor de mercado dos bens à venda e pouco foi consolidado em termos de organização do próprio mercado até que os bens já houvessem sido privatizados (Oliveira, 2007b). A reformulação do setor elétrico, feita após a troca de governo para corrigir os erros observados na reforma após a crise de racionamento em 2001, buscava oferecer uma nova estrutura geral de funcionamento ao mercado. A

competitividade industrial, inspiração para a primeira reforma, foi reduzida dando lugar ao planejamento e administração de riscos centralizados.

Entretanto, muitas das mudanças instituídas na reforma não foram alteradas nesta reestruturação. Uma delas, o mercado livre de energia atende mais de um quarto da demanda por energia elétrica nacional<sup>4</sup>. O sistema híbrido resultante possui estruturas de mercado competitivas, porém de forma geral reguladas centralmente.

Como foi visto no capítulo anterior, o despacho das centrais hidrelétricas coordenado com o uso de reservatórios à montante gera externalidades positivas. A maneira adotada atualmente pelo SEB para remunerar estas externalidades é o mecanismo de realocação de energia (MRE) (Lino, 2003).

A criação do MRE ocorreu por conta da primeira reforma do setor elétrico. O MRE visava neste contexto reduzir o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas, operadas em conjunto pelo ONS (Pinto Jr, 2007). Na prática o MRE funciona como um pool, garantindo a remuneração das usinas hidrelétricas participantes. Por ser um mecanismo de compensação, as remunerações obtidas por cada usina não refletem o seu despacho, mas uma fração do despacho total das hidrelétricas. Por este motivo, o MRE não é sensível a flutuações econômicas, tornando mais rígido ao sistema elétrico. O despacho no MRE é decidido centralmente, de acordo com as previsões do ONS. Se ocorrer o desabastecimento e o custo deste sistema for repassado aos consumidores como ocorreu no racionamento de 2001, então o mecanismo como um todo desloca o risco hidrológico para os consumidores.

Já a parcela do mercado livre para a comercialização direta de energia baliza seus preços de contratação pelo preço de liquidação de diferenças (PLD), também chamado preço spot. O PLD é calculado a partir do custo marginal de operação (CMO) do sistema, com limites inferior e superior. O CMO é obtido através de simulações com os programas de despacho do ONS, que são chamados NEWAVE, DESCOMP e DESSEM. Assim obtido artificialmente, o preço spot não mostra tendências do mercado, nem sinaliza escassez ou abundância, senão as previstas pelos modelos (Castro, 2008).

O modelo NEWAVE é um modelo de programação dinâmica dual estocástica. Ele inclui um modelo auto-regressivo mensal de previsão de afluições, e foi desenvolvido para obter o mínimo custo de despacho em um sistema hidrotérmico cooperativo. Ele é utilizado

---

<sup>4</sup> Fonte: EPE, 2007.

pelo ONS da mesma forma como era feito antes da reforma, determinando de forma centralizada o despacho ideal para o SIN. A partir do uso de uma função de custo futuro, estimada a partir de milhares de cenários hidrológicos, é obtido o valor mais provável do despacho térmico que complementa a oferta atendendo plenamente a demanda em no mínimo 95% das séries<sup>5</sup>. O custo futuro do despacho é obtido através da soma dos custos de valor unitário (CVU), declarados pelas usinas termelétricas previstas para o despacho, por ordem de mérito. A curva de custo da água é calculada neste modelo a partir das alterações no custo futuro conforme mais ou menos água é utilizada. O custo futuro é então minimizado e o valor da água obtido serve de base para o cálculo do CMO do sistema, que por sua vez conduz ao PLD. Assim, com base em cenários futuros de hidrologia, é calculado o preço spot para os cinco anos seguintes. Os modelos DESCOMP e DESSEM utilizam os dados gerados pelo NEWAVE para obter previsões de curto e curtíssimo prazo, para os meses e semanas que se seguem.

Todos os modelos são operados continuamente simulando novos resultados na mesma velocidade em que novos dados são obtidos. Entretanto, o modelo NEWAVE parece muito sensível a variações de oferta hidrológica, o que pode acarretar em alterações bruscas na série de preços spot fornecidas. Um exemplo destas oscilações ocorreu em maio de 2007 quando o preço no mercado spot subiu de cerca de 50 para quase 200 R\$ / MWh. Nesta época, foi composta uma força tarefa para examinar o modelo em busca de eventuais erros estruturais. O resultado, em setembro do mesmo ano foi uma nova versão do modelo e nenhuma justificativa concreta para a quebra.<sup>6</sup>

Este problema está relacionado ao uso pelo modelo NEWAVE do cenário mais provável de despacho. Ocorre que este cenário conta com uma hidrologia média. Como foi visto anteriormente, há grande variabilidade na oferta de ENA e quando ocorre uma baixa afluência o modelo precisa recalcular suas estimativas a partir de um patamar inferior ao esperado, provocando assim quebras na série de preços estimados.

Como resultado, este mecanismo subestima o risco hidrológico no SEB. O valor da água por sua vez passa a ser inferior ao necessário para garantir a segurança no abastecimento. O custo baixo de geração hidrelétrica provoca uma sinalização equivocada que leva à depleção dos reservatórios. O baixo custo da água funciona como uma barreira a

---

<sup>5</sup> O NEWAVE aceita que ocorra déficit de energia em até 5% das séries projetadas (ONS, 2004).

<sup>6</sup> Na época o fato teve grande repercussão, sendo matéria nos principais jornais do país. Esta discussão pode ser revista nos sites <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Newsletter.asp?id=59902> e <http://www.abraceel.com.br/noticias/3670/newave-recebe-nova-versao-apesar-de-agentes-pedirem-mais-testes->.

entrada de novas centrais. Resta a estas novas centrais térmicas a declaração de inflexibilidade, ou *must-run* para obter remuneração que viabilize o investimento, ou ficar exposta aos riscos do mercado (Oliveira, 2007a).

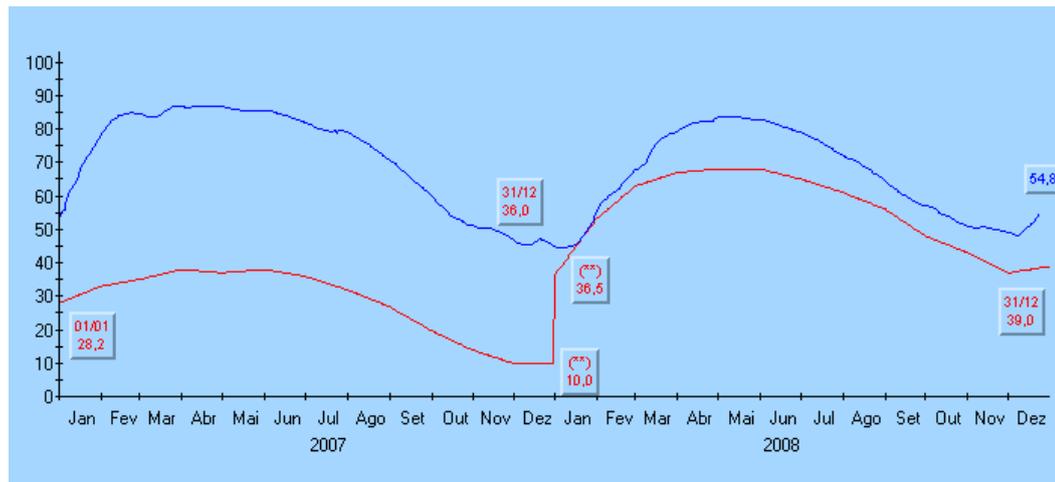
A introdução do “Método CAR” ao modelo NEWAVE em 2004 não foi o suficiente para evitar que o risco hidrológico fosse subestimado. Este método adaptava as curvas de aversão ao risco (CAR), criadas com o objetivo de estabelecer patamares mínimos de segurança para os reservatórios equivalentes, ao modelo NEWAVE. Seu mecanismo acrescenta uma penalidade na função de custo futuro quando ocorre um nível de reservatório em patamar inferior ao preconizado nas CAR. Entretanto a penalidade é ajustada em ciclos sucessivos de rodadas do modelo até obter um cenário próximo ao desejável. Considerável esforço computacional é acrescentado ao modelo para que o método seja executado (ONS, 2004).

A lógica operativa do NEWAVE faz com que os reservatórios aproximem-se do mínimo fornecido pelas CAR. Isto ocorre dado que a penalidade é acrescentada na função objetivo do modelo NEWAVE somente após o despacho calculado ter ultrapassado os limites impostos pela CAR. Embora esta penalização seja reduzida recursivamente, o menor valor calculado apenas assegura que a CAR não seja desrespeitada. Não há ajuste gradual do preço da água, tendo esta o mesmo baixo valor até tocar a CAR. Este método não assegura a segurança no abastecimento e aumenta a volatilidade do preço spot.

Uma evidência para esta afirmação ocorreu em dezembro de 2007 quando o nível de três dos quatro reservatórios equivalentes esbarrou com o limite das CAR após um seguir a política operativa do modelo em um ano favorável hidrológicamente. A figura 9 mostra o gráfico do nível do reservatório equivalente do SE em relação à CAR para esta mesma região. Os preços calculados pelo modelo para o período podem ser vistos na figura 10, a seguir.

Em resposta ao observado, as usinas térmicas complementares foram despachadas já nos primeiros meses da estação chuvosa. Foi gerada grande inquietude no mercado, seguida de grande discussão em torno da adequação do modelo NEWAVE. Um estudo do Instituto Acende Brasil aponta que o custo do despacho fora da ordem de mérito representou um custo de R\$ 1,7 bilhão contra R\$ 24 milhões em 2007 e R\$ 207 milhões em 2006<sup>7</sup>. O despacho fora da ordem de mérito vem se configurando como nova política de segurança do ONS, pondo em cheque a função de planejamento do modelo NEWAVE.

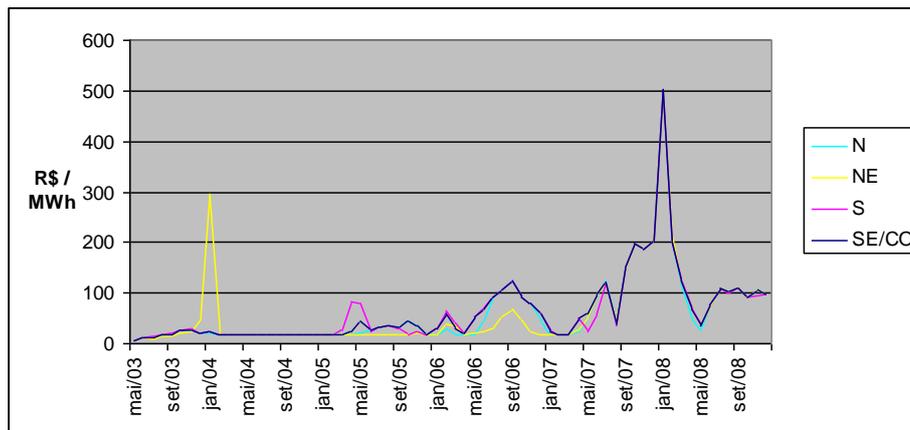
Figura 9: Curvas de Aversão ao Risco e de Energia Armazenada (2007-2008)



- Curva de Energia Armazenada Verificada
- Curva de Aversão ao Risco

Fonte: IPDO, ONS.

Figura 10: Evolução dos preços spot nos quatro sub-mercados (2003-2008)



Fonte: CCEE, 2009.

Em junho o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) propôs ampliar o nível das CAR para as regiões SE/CO e NE em novembro de 2008 para 53% e 35% respectivamente<sup>8</sup>. Esta proposição corrobora a análise de que os níveis dos reservatórios estão abaixo do patamar mínimo de segurança. O mês de novembro é o mês que marca o fim do período seco. Elevar os níveis dos reservatórios neste mês significa mantê-lo elevado todo o ano. Estes limites, entretanto, não foram respeitados na prática.

<sup>7</sup> Notícia veiculada pelo informativo Canal Energia em 25-11-08.

<sup>8</sup> 59ª Reunião do CMSE, Nota à Imprensa.

Ao final de 2008, a forte crise financeira que se abateu nos mercados mundiais reduz as expectativas de consumo de eletricidade. É difícil prever, mas tudo indica que a trajetória será inferior. Além disso, chuvas abundantes enchem os rios das regiões sul e sudeste/centro-oeste provocando alagamentos e enchentes. A discussão sobre o risco de déficit foi adiada.

Porém, os fatos observados indicam que é indispensável que a metodologia de despacho atual seja revista. No próximo capítulo será apresentado um mecanismo que visa corrigir estas distorções.

## **CAPÍTULO III - ANÁLISE DO MERCADO COMPETITIVO E PROPOSTA DE METODOLOGIA**

### ***III.1 – Por que desregular?***

A indústria de energia elétrica historicamente obteve ganhos de escala com plantas de geração maiores, por conseguir através destas maiores eficiências. Este comportamento reforçou o caráter monopolista desta atividade indústria. O aperfeiçoamento técnico levou ao desenvolvimento de novas centrais geradoras de menor capacidade e eficiências mais elevadas. Centrais de gás natural em ciclo combinado alcançam patamares de 60 a 65% de eficiência contra cerca de 40% alcançado por plantas mais antigas (Hunt, 2002). Estas novas plantas, de pequeno e médio porte, com o dinamismo necessário para o mercado competitivo revertem a tendência centralizadora da indústria na geração de eletricidade.

O segmento de transmissão contribuiu significativamente para que a indústria fosse regulada. Altamente intensiva em capital e apresentando fortes barreiras à entrada no mercado. A separação das atividades de geração e transmissão é fundamental na implantação de um regime competitivo. O desenvolvimento de sistemas interligados operados de forma separada da geração aumenta o espaço para a competitividade na atividade de geração de eletricidade (Stoft, 2002).

Os instrumentos competitivos introduzem na geração de energia o estímulo para aumentar a eficiência no investimento, reduzindo o desperdício de recursos. Ao mesmo tempo, um mercado suficientemente competitivo reduz o custo de geração ao custo marginal do último participante. A margem de lucro no monopólio e a ineficiência das centrais protegidas por *price caps* demasiado elevados são costumeiras críticas à regulação. A concorrência pode resolvê-las, porém apenas quando a separação da cadeia produtiva é bem coordenada (idem).

Este trabalho defende a adoção do modelo competitivo na atividade de geração de eletricidade no Brasil e o mecanismo apresentado a seguir pretende possuir a dupla função de ampliar a competitividade do sistema e introduzir um mecanismo competitivo no uso da água para geração hidrelétrica.

### **III.2 – Proposta metodológica**

Para que a dupla função explicitada acima possa ser mais bem compreendida, o mecanismo proposto neste trabalho será apresentado em dois aspectos. Em primeiro lugar como um instrumento para o planejamento setorial, baseado nas instituições hoje presentes. Deste modo, o método de valorização de água será usado para simplificar o cálculo dos modelos atuais de planejamento e uma análise comparativa de sua eficiência será então apresentada.

O segundo uso proposto é como ferramenta de despacho, com o objetivo de ampliar a competitividade no mercado de energia elétrica. O mecanismo de valorização da água será apresentado como uma possível solução para a geração de externalidades positivas no despacho hidrelétrico. Os ganhos esperados desta nova regulação são o aumento de eficiência nas decisões de despacho e na alocação do recurso hídrico, especialmente nos períodos de maior escassez.

A seguir são analisadas ambas as propostas.

#### **III.2.1 – A valorização da água como ferramenta de planejamento**

Esta abordagem busca demonstrar a presença de correlação inversa entre o nível dos reservatórios equivalentes e o preço spot para o mesmo período. Em seguida, utiliza-se o próprio nível, corrigido por limites superior e inferior, para a previsão do preço spot.

O objetivo desta demonstração é criar uma alternativa simples para o cálculo do valor da água. A minimização do custo futuro do despacho, método utilizado para definir o despacho das centrais de geração no Brasil, requer grande esforço computacional e gera problemas de credibilidade. Esta simplificação, que visa introduzir maior agilidade e transparência na obtenção de resultados está pautada na observação de que, de forma análoga ao conceito de curva de aversão ao risco, a segurança no abastecimento pode ser calculada *ex-ante* através de um mecanismo doravante chamado de curva guia. A curva guia delimita o mínimo nível dos reservatórios que minimiza o risco de desabastecimento. O cálculo da curva guia de ser feito recursivamente, a partir de um modelo de previsão de despacho competitivo por custo. Sua formulação, no entanto, não é do escopo deste trabalho. Segue-se que, respeitando este conceito de segurança, será evitado o déficit de eletricidade, cujo custo social é o mais alto. A minimização do custo de despacho começa a partir deste ponto em diante.

Para exemplificar este conceito e mostrar como ele pode ser usado no planejamento serão apresentados os resultados obtidos em um exercício cujo objetivo é replicar o preço spot, determinado pelo modelo NEWAVE, sem, entretanto, utilizar qualquer tipo de função de custo futuro. Por simplicidade, serão usadas como curva guia as próprias curvas de aversão ao risco, publicadas pelo ONS. Com o objetivo de apenas replicar o funcionamento do modelo vigente as curvas de aversão ao risco de 2008/2009 foram escolhidas<sup>9</sup>. A tabela 1 mostra as CAR utilizadas para o exercício.

Tabela 1: Curvas de Aversão ao Risco 2008-2009

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE	53%	63%	67%	68%	68%	65%	61%	56%	48%	43%	37%	39%
NE	39%	42%	45%	52%	53%	46%	38%	30%	27%	22%	22%	30%

Fonte: ONS.

O método escolhido foi uma fórmula que calcula o preço spot diretamente a partir do volume utilizado em um reservatório. Como já foi dito anteriormente, para que se compense a o custo de oportunidade de uso futuro da água armazenada, deve haver uma relação inversa entre o volume utilizável em um reservatório e o valor da água. Portanto é preciso definir qual o volume utilizável no reservatório a cada momento (mês) considerado.

O volume utilizável em um período corresponde ao volume do reservatório observado, subtraído do limite mínimo dado pela CAR. A tabela 2 mostra os resultados observados e os respectivos volumes disponíveis para a região sudeste nos anos de 2007 e 2008 conforme se utiliza a CAR selecionada<sup>10</sup>.

Tabela 2: Volumes disponíveis nos reservatórios no sudeste

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2007	25%	22%	20%	19%	18%	18%	19%	16%	14%	9%	11%	7%
2008	0%	0%	12%	14%	15%	14%	12%	10%	10%	9%	13%	17%

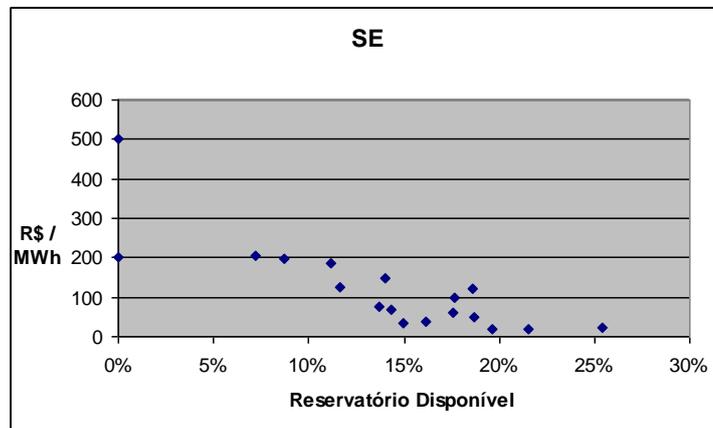
Fonte: Elaboração própria.

<sup>9</sup> As CAR são desenhadas para um período de dois anos sob a hipótese de que no fim do segundo ano o reservatório se esgote. Como isso não é desejável, a cada ano uma nova curva bienal é projetada. Na prática, apenas o primeiro ano da curva deve ser seguido, o segundo servindo apenas como ilustração do cálculo. Por isso, apenas o primeiro ano é exibido neste trabalho.

<sup>10</sup> Embora a CAR seja definida para 2008/2009 será utilizada para o todo o período de modelagem e de análise, respectivamente 2007-2008 e 2004-2008. Para isso paste-se do princípio que o reservatório bienal não se alterou significativamente de um ano para o outro e que a CAR 2008/2009 por ser mais recente oferece maior robustez. Fonte dos dados observados: ONS.

Estes valores assim obtidos foram comparados aos preços spot definidos pelo modelo NEWAVE para o mesmo período. A relação inversa que se queria provar aparece nitidamente delineada. A figura 11 mostra seu traçado.

Figura 11: Relação inversa entre o volume disponível no reservatório e o preço spot

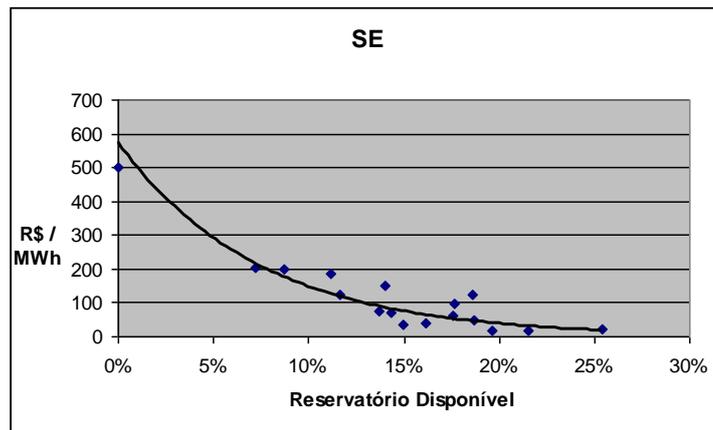


Fonte: Elaboração própria.

Note-se que os meses de janeiro e fevereiro de 2008 possuem mesmo nível de reservatório disponível e preços distintos. Sem dúvida, a formação dos preços spot é determinada por diversos fatores, mesmo alguns externos ao modelo de previsão. Com o objetivo de gerar um mecanismo de preços competitivos pautado em uma regra clara, foi considerado que o mês de fevereiro apresentava-se como um caso de exceção e foi removido da amostra. Adicionalmente, foi proposto que esta relação se comportasse de forma exponencial, de modo a proteger mais o reservatório na medida em que este se esgotasse. Esta proposição reforça a exclusão do mês de fevereiro da amostra. A figura 12 representa a mesma relação inversa, excluída aquela observação e com a tendência exponencial desenhada.

A partir desta relação foi obtida a fórmula de cálculo direto do valor da água, conforme varia o volume do reservatório disponível. Não há necessidade de se olhar adiante, no custo futuro, uma vez que isto já foi feito quando foi calculada a CAR. A CAR serve neste exemplo como a curva guia, ou limite mínimo dos reservatórios e seu perfil reflete a sazonalidade das ENA.

Figura 12: Curva exponencial de valor da água



Fonte: Elaboração própria.

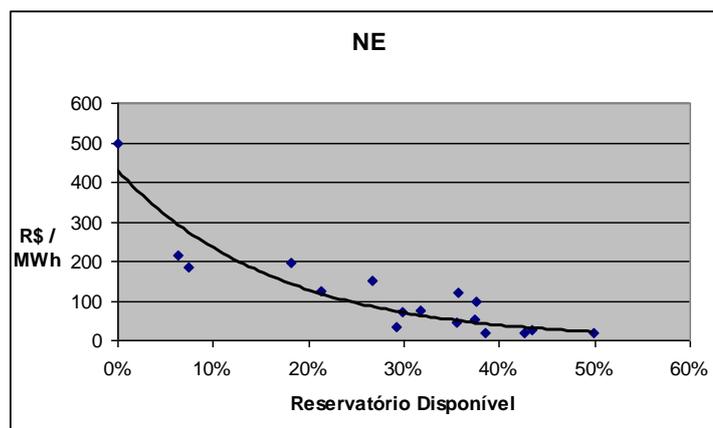
O mesmo procedimento foi repetido para a região nordeste. Os dados obtidos encontram-se na tabela 3 a seguir.

Tabela 3: Volumes disponíveis nos reservatórios no nordeste

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2007	39%	43%	50%	43%	37%	38%	36%	36%	27%	18%	7%	-3%
2008	-8%	6%	21%	30%	29%	32%	35%	17%	28%	22%	14%	15%

Fonte: Elaboração própria.

Figura 13: Curva exponencial de valor da água

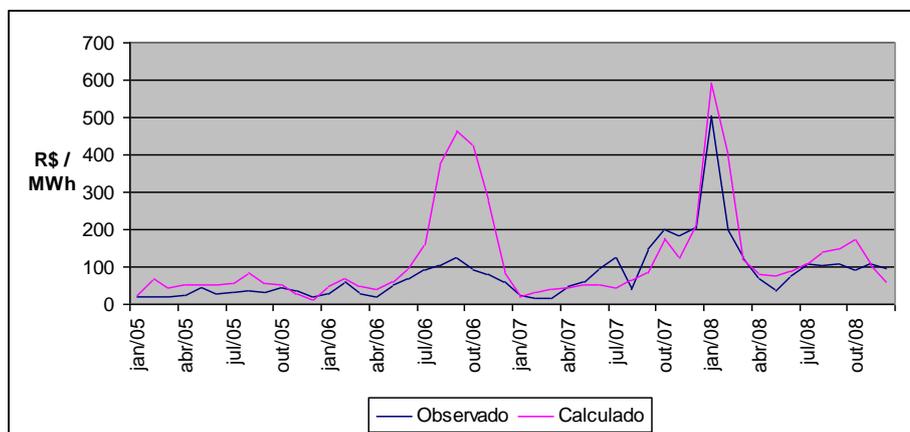


Fonte: Elaboração própria.

Para que o uso dos reservatórios além dos limites mínimos preconizados pelas curvas de segurança não interferisse na obtenção da fórmula, os resultados negativos foram substituídos por zeros. Uma vez que os preços em dezembro de 2007 e janeiro de 2008 são diferentes, dezembro foi abandonado. O gráfico acima já inclui a linha de tendência exponencial e representa a relação obtida para a região nordeste (figura 13).

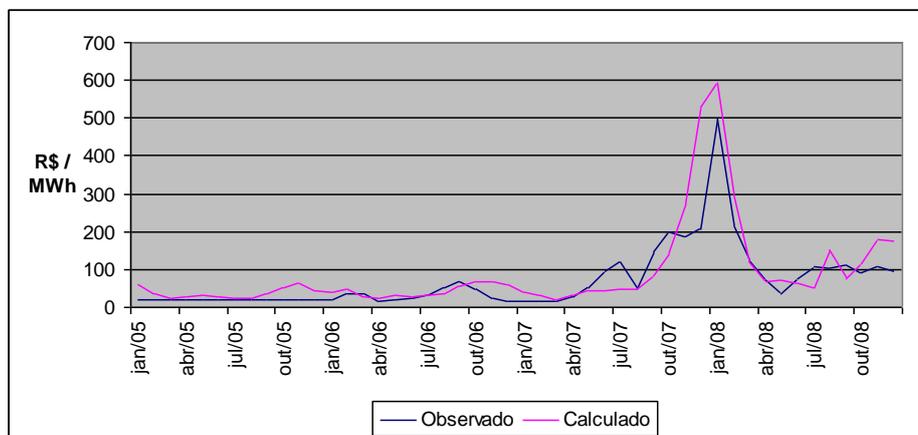
Utilizando as fórmulas acima, segue-se o exercício comparando os dados observados de preço spot com os obtidos através do uso da fórmula. Em caráter de teste, o período de análise foi estendido para desde 2004 a 2008. As figuras 14 e 15 mostram o trajeto para o nordeste e o sudeste neste período.

Figura 14: Preço spot da região sudeste – observado e obtido através da fórmula



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do CCEE.

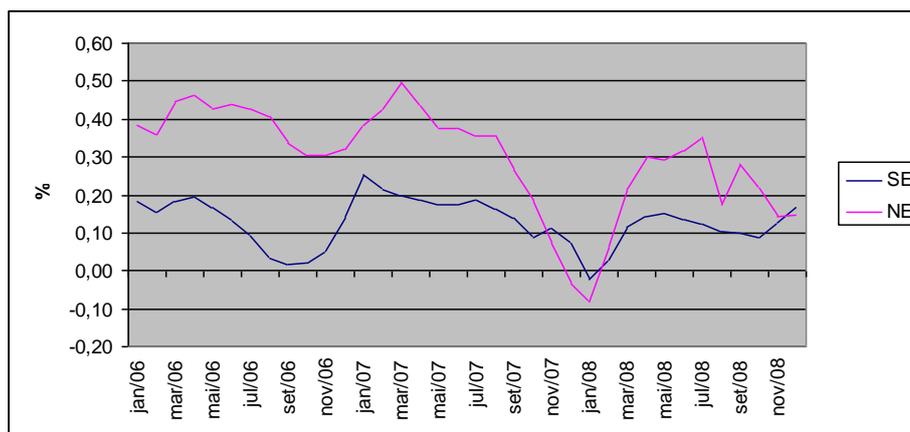
Figura 15: Preço spot da região nordeste – observado e obtido através da fórmula



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do CCEE.

Observe-se que nos meses de junho a dezembro de 2006 houve um descolamento das séries no sudeste. De fato a série de reservatório disponível neste período em 2006 apresentou uma brusca queda nos níveis, semelhante à que ocorre em janeiro de 2008. Entretanto, outros mercados regionais dispunham de energia mais barata a qual foi consumida pela região sudeste. Este exemplo não considera as trocas inter-regionais. A figura 16 demonstra os níveis disponíveis de água armazenada no nordeste e no sudeste de 2006 até 2008.

Figura 16: Volumes disponíveis para o uso nos reservatórios do SE e NE



Fonte: Elaboração própria.

Os resultados encontrados não são de absoluta precisão. O objetivo deste exercício é demonstrar que é possível fazer cálculos de previsão a partir de uma fórmula de valor da água que remunere de forma justa o custo de oportunidade intertemporal do uso deste recurso, podendo o cálculo prescindir de modelos computadorizados de grande complexidade. O mérito deste mecanismo proposto é sua simplicidade e transparência.

Adicionalmente, o preço spot não seria calculado por um modelo computacional, mas obtido através de uma relação direta e transparente com um dos únicos meios de armazenamento indireto de energia elétrica de forma economicamente viável (Hunt, 2002), e no caso brasileiro, o principal.

### III.2.2 – A valorização da água como instrumento de competitividade no uso da água

Como demonstrado no exemplo da seção anterior, uma fórmula pode ser utilizada como ferramenta de obtenção direta do valor da água e conseqüentemente o CMO do sistema elétrico regional. Entretanto, se além de utilizada para o planejamento este CMO fosse

incorporado ao despacho hidrelétrico, a fórmula de valor de água passaria a atuar como um instrumento de introdução de competitividade entre sistemas hidrelétricos.

O ganho esperado deste uso é uma remuneração mais adequada às usinas que possuem reservatório e geram externalidades positivas atualmente remuneradas através do MRE. Lino demonstra que é possível que este mecanismo de regulação seja substituído, com ganho de eficiência, por um instrumento competitivo também baseado no valor da água (Lino, 2003).

A transparência no uso do instrumento proposto pode viabilizar contratos de risco maior, como os de térmicas complementares, ao mesmo tempo em que fornece estímulo para o investimento em novas usinas hidrelétricas com reservatórios.

Estes passos auxiliariam a construção de um mercado elétrico mais competitivo. Os resultados reais, entretanto, não podem ser medidos de modo simples. Esta idéia deve ser considerada com cuidado, e possivelmente implementada lentamente. Seu resultado geral ainda não foi testado.

## CONCLUSÃO

Este trabalho analisou o sistema elétrico brasileiro e os atuais critérios de valorização do recurso hídrico. Foi desenhada uma ferramenta de sinalização econômica, na forma de uma relação inversa entre os níveis dos reservatórios e o valor da água armazenada. Esta ferramenta permitiu aumentar a competitividade no mercado uma vez que descentraliza o critério de formação de preço de curto prazo, tornando mais transparente o planejamento do investimento em expansão.

Foi identificada a relação inversa que ocorre entre a água armazenada nos reservatórios e o preço spot definido pelo ONS. Sob a hipótese de que esta relação tenha natureza exponencial, foi criada uma fórmula que estima o preço em função do nível do reservatório observado. A aproximação dos resultados encontrada parece bastante adequada. Parece que se adicionada em um modelo que inclua outras características do sistema elétrico, como a interconexão regional e a oferta de capacidade térmica complementar, este obterá previsões adequadas ao planejamento de longo e médio prazo.

O caminho natural para mercados de eletricidade mais maduros é no sentido da competitividade (Hunt, 2002). Acreditando nesta tendência, o mecanismo proposto neste trabalho visa introduzir mais competitividade no mercado agindo como força propulsora de eficiência energética.

Este trabalho não pretende ser conclusivo, pelo contrário, reintroduz a discussão sobre a adequação de mecanismos competitivos no sistema elétrico brasileiro, a partir de uma crítica construtiva à regulação realizada atualmente. O assunto é considerado polêmico não só pelo resultado ruim da primeira reforma, culminando com a crise energética, mas porque só agora os resultados de tantas outras reformas ao redor do mundo estão amadurecidos a ponto de serem analisados. E nem todos são satisfatórios.

É do entendimento deste autor que não houve o preparo necessário para a introdução da competitividade no sistema brasileiro, e o mecanismo proposto neste trabalho pode auxiliar nesta transição, descentralizando a formação do preço e remunerando através de forças do mercado o que hoje é feito pelo MRE. A forma como foi tratado o assunto neste trabalho, entretanto, merece profundidade para que os benefícios sugeridos possam ser confirmados. Seria conveniente uma simulação de longo prazo com um modelo mais complexo que analisasse o ganho social obtido através de sua adoção.

Simultaneamente, o mecanismo proposto simula uma remuneração eficiente para a externalidade positiva produzida pelo uso de um reservatório em um sistema hidrelétrico em cascata (Lino, 2003). Esta remuneração se traduz pelo custo de oportunidade de armazenar água para sua venda futura.

Este assunto merece ainda grande cuidado, uma vez que os mecanismos atuais tem se mostrado pouco eficientes para garantir a expansão e o abastecimento dos reservatórios. Embora seja experimentado no momento atual um momento de baixa expectativa de crescimento da demanda energética, o planejamento da segurança não pode ser feito com base em um momento. Deve acompanhar a trajetória da indústria e enxergar os riscos inerentes e

as soluções obtidas através da experiência. O forma de valorização competitiva descrita neste trabalho pretende ser uma destas.

Para o escopo deste texto, o assunto é encerrado como uma sugestão de um método que parece simples e transparente, e facilmente replicável, possibilitando que seja plenamente difundido entre os agentes do setor. Sua aplicação no planejamento ou na operação do sistema elétrico poderia trazer benefícios em um setor de grande interesse social: o da segurança no abastecimento energético.

A minimização necessária do risco hidrológico pode ser realizada através deste mecanismo proposto, oferecendo ao sistema o maior dos benefícios: o de se evitar o desabastecimento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agência Nacional das Águas (ANA). *Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em Consideração usos Múltiplos da Água*. 2002. Disponível em: <http://www.psr-inc.com/psr/download/papers/K-K0002.pdf>, Acesso em janeiro de 2009.
- CASTRO, N. J. & LEITE, A. L. S. *Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro*. 2008. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf> Acesso em janeiro de 2009.
- FARIA, E.T. *Aplicação de Teoria dos Jogos à Repartição da Energia Firme de um Sistema Hidrelétrico*. Dissertação de Mestrado, Pontífice Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2004.
- HUNT, S. *Making competition work in electricity*. Wiley Finance, John Wiley & Sons, New York, 2002.
- IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Working Group II. TAR: Summary for Policymakers*. [http://www.metogov.gov.uk/sec5/CR\\_div/ipcc/wg1/WG1-SPM.pdf](http://www.metogov.gov.uk/sec5/CR_div/ipcc/wg1/WG1-SPM.pdf). 2001.
- LINO, P. Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research* 120, 81–97, Kluwer Academic Publishers, Holanda, 2003.
- LOSEKANN, L. *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e concorrência*. Tese de doutorado. IE / UFRJ, 2003.
- MANCINO, A. & BERGER, C.L. Water for Energy: A critical piece of the energy sustainability puzzle. *Los Alamos Science*, n. 28, p. 238-239, 2003.
- MORENO JR., I. et al. IV-049 – Cobrança Pelo Uso Da Água No Estado Do Rio De Janeiro. Em *23º Congresso Brasileiro de Engenharia e Saúde Ambiental*. ABES, Rio de Janeiro, 2003.
- MOTTA, R.S. Utilização de critérios econômicos para a valorização da água no Brasil. *Texto para discussão no. 556*, IPEA, Rio de Janeiro, 1998.
- NEBEKER, F. *Calculating the Weather: Meteorology in the 20<sup>th</sup> century*. Academic Press, Reino Unido, 1995.
- OLIVEIRA, A. Mercado Elétrico: Centralizar a gestão de riscos? Em: *Regulação e Concorrência no Brasil: Governança, Incentivos e Eficiência*. SALGADO, L. H. e MOTTA, R. S. Capítulo 10, IPEA, Rio de Janeiro, 2007 (a).
- OLIVEIRA, A. Political economy of the Brazilian power industry reform. Em: *The Political Economy of the Power Sector Reform: The experience of five major developing countries*. VICTOR, D. e HELLER, T. Cambridge University Press, Cambridge, 2007 (b).
- ONS, *OPHEN – Acompanhamento Diário Da Operação Hidroenergética Do Sistema Interligado Nacional*. Disponível em: <ftp://ftp.ons.org.br/ophen/OPHEN01-12-08.pdf>, acessado em 3/01/09, 2008.
- ONS, *Metodologia de Incorporação da curva de aversão a risco ao Modelo NEWAVE Método CAR*. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/001/documento/nt\\_007\\_2004\\_metodologia\\_car.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/001/documento/nt_007_2004_metodologia_car.pdf), acessado em 20/12/08, 2004.
- PINTO JR., H.Q. et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos Evolução Histórica e Organização Industrial*. Elsevier, Rio de Janeiro, 2007.

- SAUER, I. L. ; VIEIRA, J. P. ; KIRCHNER, C. A. R. *O racionamento de energia elétrica decretado em 2001: Estudo sobre as causas e responsabilidades e análise das irregularidades e dos indícios de improbidade na compra de energia emergencial e nas compensações às concessionárias*. IEE-USP, São Paulo, 2002.
- SHAPIRO, C. & VARIAN, H.R. *Information Rules: A Strategic Guide to the Network Economy*, Harvard Business Press, 1999.
- SOUSA JR, W.C. de S. Gestão participativa e cobrança pelo uso da água: O caso do CEIVAP. Em *XV Simpósio de Recursos Hídricos*, Paraná-Curitiba, 23 a 27, dez/2003. Anais do XV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. Tema: Desafios à Gestão da Água no Limiar do Século XXI. São Paulo: ABRH, 2003.
- STOFT, S. *Power System Economics: designing markets for electricity*. Wiley inter-Sciences, IEEE Press, Nova Jersey, 2002.
- VARIAN, H. R. *Microeconomia: Princípios Básicos*. Campus, Rio de Janeiro, 2003.
- WERON, R., SIMONSEN, I. & WILMAN, P. Modeling highly volatile markets: evidence from the Nord Poll electricity market, 2003.