

# 1

## INTRODUÇÃO

O objetivo desse trabalho é estudar o funcionamento do mercado de energia elétrica, enfocando especialmente o sistema brasileiro, procurando identificar as suas deficiências e propondo modificações e metodologias que visem o seu aprimoramento.

Nesta monografia discutiremos a formação do preço da energia no curto prazo (preço spot), que é o sinal econômico fundamental de qualquer mercado e a formação do preço da energia no longo prazo, isto é, no mercado futuro, que provê os meios de financiamento da expansão e as ferramentas financeiras para o gerenciamento de risco, cujas estratégias também são estudadas.

Nesta sessão fazemos um breve resumo da história econômica do sistema elétrico brasileiro, mostrando que ele atravessou diversas crises e parece ainda não ter encontrado um modelo capaz de financiar a sua expansão de forma auto-sustentada; em seguida introduzimos a questão da formação do preço spot demonstrando a dificuldade de viabilização da expansão da oferta sob a regra atual de formação do preço spot; depois introduzimos a questão da determinação do preço futuro de um produto não armazenável e das funções do mercado futuro; finalmente descrevemos a estrutura dessa monografia.

## 1.1

### RESUMO DA HISTÓRIA ECONÔMICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro parece ainda não ter encontrado um modelo que permita custear a operação e financiar a expansão do sistema de forma auto-sustentada, como podemos concluir de uma leitura da sua história econômica, resumida abaixo. (OLIVEIRA 2003)

A eletrificação do Brasil foi iniciada no final do século XIX. No período até 1930 a construção de usinas e de redes de transmissão e distribuição foi realizada por investidores privados estrangeiros. O limite da tarifa era parcialmente (50%) indexado ao ouro (“Cláusula Ouro”) o que eliminava parte do risco cambial dos investidores. Neste período a capacidade do sistema cresceu 7.8% a.a. de forma quase constante. Em 1929, o Brasil sofreu uma forte crise cambial, devido à crise econômica mundial que sucedeu ao colapso da Bolsa de Valores de N. York.

Em 1934 foi criado o “Código de Águas”, que estabeleceu que todo o potencial hidrelétrico pertencia à União e aboliu a “Cláusula Ouro”, o que interrompeu o investimento privado estrangeiro e levou o sistema elétrico brasileiro às primeiras crises de abastecimento e o estado brasileiro a assumir o investimento que seria financiado em parte pela renda oriunda da venda da energia, e em parte por um fundo fiscal, capitalizado pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica, posteriormente complementado por um Empréstimo Compulsório, incluído na tarifa. Este esquema manteve o sistema em forte expansão (8.8% ao ano) até 1970. As companhias estatais tinham retorno garantido (10% a 12% a.a.) sobre os seus ativos, que eram gradualmente depreciados. Caso a tarifa não fosse suficiente para prover o retorno garantido, a diferença era lançada num fundo (CRC: Conta de Resultados a Compensar) que deveria ser resgatado em recomposições tarifárias futuras.

Em meados da década de 70, o governo federal (regime militar) impôs às distribuidoras estaduais do Sul e do Sudeste a compra da energia de Itaipu, cuja tarifa era indexada ao dólar norte-americano, e também uma transferência de parte da receita para as distribuidoras do Norte e do Nordeste, que eram pouco rentáveis. As distribuidoras do Sul e do Sudeste, em parte devido a estas

medidas, passaram a relaxar no controle dos seus custos, o que levava a uma necessidade crescente de reajuste tarifário, que não era totalmente concedido como parte do esforço para contenção da inflação, aumentando o débito futuro (CRC) e prejudicando o financiamento da expansão. Ao final da década de 70, o esquema de autofinanciamento da expansão só respondia por cerca de 40% das necessidades de investimento. Esta situação continuou se degradando, até que no final dos anos 90, quase 100% dos recursos que deveriam financiar a expansão estavam comprometidos com o pagamento do serviço da dívida contraída pelas companhias para cobrir suas necessidades de caixa.

Finalmente, no início da década de 90, o governo federal resgatou o CRC (quase R\$ 27 bilhões) e iniciou uma reforma radical do marco regulatório do mercado brasileiro de energia elétrica, segmentando as atividades de geração, transmissão e distribuição, desverticalizando e iniciando a privatização das empresas estatais, e permitindo a competição nos segmentos de produção (geração) e consumo de energia.

No entanto, a reforma (desregulamentação) do mercado brasileiro de energia elétrica não produziu os efeitos desejados, pois a expansão da geração ocorreu de forma insuficiente e teve que ser induzida através de forte incentivo estatal, e mesmo assim não foi capaz de evitar a degradação e o colapso energético do sistema, resultando num forte contingenciamento de 20% do consumo, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, entre julho de 2001 e março de 2002 (9 meses), e cujos efeitos, em parte benéficos de racionalização do consumo, em parte maléficos por praticamente inviabilizar a expansão econômica, ainda são sentidos quase 2 anos após o fim do período de contingenciamento do consumo de energia elétrica.

Quais as causas desse insucesso na atração de investimentos? Podemos enumerar diversos problemas de concepção e implementação do marco regulatório, dentre as quais podemos destacar a incerteza regulatória, uma vez que as regras de mercado e as próprias entidades reguladoras e executivas ainda estavam sendo criadas, sem que houvesse experiência brasileira sobre esta estruturação autônoma do poder; a incipiência do planejamento da expansão feito de forma indicativa; a falta de incentivo / obrigatoriedade para contratação da demanda futura; a incerteza cambial e a inflexibilidade (“*take-or-pay*”) dos contratos de fornecimento de gás natural para as novas termelétricas. Todas estas razões são quase consensuais quando investigamos as causas do insucesso do marco regulatório no tocante à expansão do sistema.

No entanto, uma questão subjacente, que permaneceu relativamente inexplorada, é a da formação do preço da energia elétrica, ou seja, se o preço da energia elétrica tal como formulado no atual marco regulatório seria capaz de efetivamente remunerar os custos operativos e atrair investimentos privados para a expansão da geração.

A princípio pode parecer estranho discutir a questão da viabilidade econômica da expansão da geração no contexto da formação do preço “spot”, que reflete as condições de equilíbrio instantâneo de oferta e procura, quando se sabe que a expansão é financiada através de contratos de longo prazo e, portanto, sua viabilidade está relacionada ao preço de longo prazo (preço futuro).

No entanto, é importante lembrar que, em condições de equilíbrio, o preço de curto prazo deve tender, em média, para o de longo prazo, uma vez que contratos são meros instrumentos financeiros (“derivativos”) e não produzem valor econômico real, mas somente valor financeiro, ao reduzir a variabilidade do fluxo de caixa.

## 1.2 FORMAÇÃO DO PREÇO E EXPANSÃO DA OFERTA

A maioria dos países que reformou o marco regulatório dos seus mercados de energia optou pela formação competitiva do preço, mas por outro lado, nenhum desses países, com exceção da Noruega<sup>1</sup> e da Nova Zelândia, é predominantemente hidrelétrico e mesmo estes países possuem sistemas cuja escala é algumas vezes menor que a do Brasil, com regimes hídricos menos incertos e reservatórios de menor capacidade, encurtando o horizonte de planejamento da operação.

No Brasil, como se sabe, o marco regulatório vigente estabelece que o preço instantâneo (preço spot) da energia elétrica é o custo marginal de operação (CMO) determinado pelo modelo de otimização do despacho da geração, como a razão entre o incremento marginal do custo operativo do sistema e o correspondente um incremento marginal da demanda.

O CMO do sistema brasileiro apresenta uma grande incerteza no curto / médio prazos (6 meses a 2 anos), devido à incerteza sobre a afluência hídrica, que se reflete na incerteza sobre o preço spot neste prazo.

Além da incerteza sobre o preço e sobre a renda que por si só já dificultam o investimento na expansão da oferta, o modelo de otimização do despacho de geração é pouco sensível a déficits no médio e longo prazo, só “percebendo” um déficit futuro se o estado do sistema estiver muito degradado e/ou a tendência hidrológica for significativamente menor que a média histórica. Esta “miopia” do modelo de despacho é, no nosso entender, a causa principal da falha do modelo na sinalização econômica da necessidade de expansão da oferta.

Constatada esta deficiência e identificada a sua causa, desenvolvemos 3 modelos alternativos, modificando a função objetivo do despacho: despacho com aversão ao risco, despacho com preço mínimo e despacho com remuneração do custo de investimento. Estes modelos foram calibrados de modo a tentar

---

<sup>1</sup> Os sistemas elétricos da Noruega e Suécia (cuja geração termelétrica é predominante), são bastante interligados, formando um mercado comum (NORDPOOL) com os demais países da Escandinávia (Dinamarca e Finlândia), com quais há interligação de menor capacidade.

viabilizar a expansão auto-sustentada do sistema e foi verificado o desempenho de cada um deles do ponto de vista do investidor (viabilidade e atratividade do investimento) e do ponto de vista do regulador (custo de operação do sistema e custo repassado para o consumidor).

### 1.3 MERCADO FUTURO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os contratos futuros (“*forward contracts*”) completam o mercado possibilitando aos agentes de produção e consumo gerenciar a incerteza sobre o valor dos seus recursos e requisitos futuros.

As peculiaridades da energia elétrica, sobretudo a impossibilidade do consumidor formar um estoque regulador, fazem com que a incerteza sobre o preço futuro seja muito alta, valorizando os contratos futuros.

O mercado futuro de mercadorias (“*commodities*”) estocáveis, tais como os metais, produtos agropecuários, petróleo e derivados, existem há bastante tempo e a relação entre o preço futuro e o preço à vista destes bens já é conhecida.

No entanto, o mercado de energia elétrica é ainda bastante recente, e ainda não existem modelos de valoração dos contratos futuros para sistemas fortemente hidrelétricos, como o brasileiro, que ainda apresenta a complexidade adicional de reservatórios com capacidade de armazenamento multi-período.

Neste trabalho estudamos a formação da oferta e da demanda por contratos futuros de energia elétrica, em função das características do produtor (composição hidrelétrica / termelétrica do seu parque gerador) e do consumidor, formulando e resolvendo a questão da otimização da oferta e da demanda em função do preço futuro.

## 1.4

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A reforma e o funcionamento dos mercados de energia é tema de diversos artigos e livros. “A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica” (ROSA *et al.* 1998) resume os principais aspectos das diversas reformas realizadas para abertura do mercado de energia elétrica, apontando para as causas econômicas e políticas destas reformas e destacando as peculiaridades dos sistemas hidrelétricos. “Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro” (OLIVEIRA & PINTO 1998) traz um histórico das reformas tarifárias ocorridas no Brasil e das diversas crises de financiamento da expansão da geração no Brasil.

O sistema escandinavo foi pioneiro na abertura de mercado de energia, de uma forma geral e tornou-se um paradigma de mercados competitivos de energia. O funcionamento do mercado spot e do mercado futuro escandinavo é descrito em relatórios técnicos publicados pelo NORDPOOL (gestor do mercado) “*ELSPOT – The Spot Market*” (NORDPOOL 1998) e “*ELTERMIN – The Financial Market*” (NORDPOOL 1998).

O funcionamento e a formação do preço da energia elétrica no mercado à vista são descritos em “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica” (da SILVA 2001). O relatório técnico “*Overview of Brazilian Regulatory Framework*” (PEREIRA 1998a) enfoca o processo de formação de preço e de liquidação de contratos no mercado brasileiro (mercado regulado). A apostila “Síntese das Regras de Mercado” (MAE 2000) detalha as regras utilizadas para a contabilização e liquidação dos contratos e o processo de compartilhamento da produção hidrelétrica, conhecido como “MRE - Mecanismo de Realocação de Energia”. As teses “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos – Comportamento Estratégicos de Agentes Geradores em Ambientes de Mercado” (BARROSO 2000) e “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos – Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico” (KELMAN 1999) discutem a formação do preço em mercados competitivos operando em sistemas hidrotérmicos, mostrando a possibilidade de exercício de poder de mercado e estudando mecanismos de mitigação desta distorção.



A equivalência entre mercados regulados e mercados competitivos é discutida em diversos livros de teoria de finanças e micro-economia. A referência sobre este tópico, que foi utilizada neste trabalho, foi “*Foundations for Financial Economics*” (HUANG & LITZENBERGER 1998).

Os fundamentos da teoria da Decisão sob Incerteza são apresentados no *working paper* “*Survey of Decision Analysis*” (EKENBERG 2000). A fundamentação teórica dos conceitos de “utilidade esperada” e “dominância estocástica” são apresentados em diversos livros. Os que foram utilizados como referência neste trabalho foram, o já citado “*Foundations for Financial Economics*” (HUANG & LITZENBERGER 1998) e “*Modern Portfolio Theory*” (ELTON & GRUBER 1995). O conceito de aversão ao risco foi fixado no clássico artigo “*Risk Aversion in the Small and in the Large*” (PRATT 1964).

O despacho de sistemas hidrotérmicos e o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica (SDDP) são apresentados e discutidos em diversos artigos, dentre os quais destaca-se o artigo fundamental “*Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System*” (PEREIRA & PINTO 1985) e os artigos “*Long Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models*” (PEREIRA *et al.* 1998b) e “*Application of Stochastic Dual DP and Extensions to Hydrothermal Scheduling*” (PEREIRA *et al.* 1999) que detalham o algoritmo e apresentam extensões. A modelagem do processo estocástico da afluência (PAR – periódico auto-regressivo) é detalhada no manual de metodologia do programa NEWAVE (CEPEL) e no manual do usuário do programa SDDP (PSR).

A análise clássica de viabilidade de investimentos é objeto de estudo de finanças corporativas. Nossa referência neste tópico foi o clássico “*Principles of Corporate Finance*” (BREALEY & MYERS 1996). O conceito de “opção de investimento” é apresentado no contexto da Teoria das Opções Reais, em “*Investment Under Uncertainty*” (DIXIT & PYNDICK 1994). A aplicação desta teoria na valoração da opção de investimentos em geração é objeto de estudo de diversos trabalhos, dentre os quais destacamos a dissertação (mestrado) “*Avaliação de Investimentos de Capital na Geração Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Utilizando a Teoria das Opções Reais*” (CASTRO 2000) e a tese (doutorado) “*Avaliação de Termelétricas no Brasil – Estudando o Melhor Momento de Investimento por Modelos de Opções Reais*” (GOMES 2002), no qual é considerada a competição pela oportunidade de investimento. O artigo “*Thermopower Generation Investment in Brazil – Economic Conditions*” (MOREIRA *et al.* 2004) utiliza o conceito de opção de investimento para

mensurar a atratividade de investimentos em geração termelétrica no Brasil, analisando alguns aspectos que reduzem esta atratividade.

O mercado futuro e a valoração de derivativos é outro tema clássico de finanças e a referência sobre este tema é “*Options, Futures and Other Derivatives*” (HULL 1997). A dinâmica do preço das *commodities* consumíveis é discutida em “*Volatility and Commodity Price Dynamics*” (PYNDICK 2001a) e “*The Dynamics of Commodity Spot and Future Markets – A Primer*” (PYNDICK 2001b). O artigo “*Stochastic Behavior of Commodity Prices – Implications for Valuing and Hedging*” (SCHWARTZ 1997) propõe modelos do processo estocástico para o preço do petróleo, que são estendidos para o preço da energia elétrica (sistemas termelétricos) em “*Energy Risk*” (PILIPOVIC 1997).

A teoria microeconômica da oferta e procura é objeto da teoria microeconômica. As referências utilizadas sobre este tema foram os clássicos “*Microeconomic Theory*” (MAS-COLELL 1997) e “*Microeconomic Analysis*” (VARIAN 1995). Esta teoria é utilizada em “*Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets*” (BESSENBINDER & LEMMON 2002) para estimar as relações entre o preço futuro da energia elétrica (sistemas termelétricos) e as variáveis condicionantes.

## 1.5 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Esta monografia é composta por esta Introdução e pelas seguintes sessões:

- Mercado de Energia Elétrica: esta sessão faz uma discussão conceitual dos modelos de mercado de energia elétrica, discutindo suas premissas, vantagens e desvantagens, para os investidores e para os consumidores e também apresenta as principais características do sistema elétrico brasileiro e das principais regras de mercado do ponto de vista econômico.
- Decisão sob Incerteza: esta sessão apresenta os principais conceitos da teoria microeconômica de decisão sob incerteza, em particular, o Princípio da Utilidade Esperada.
- Formação do Preço e Expansão da Oferta: esta sessão apresenta e discute o modelo de despacho da geração tal como no marco regulatório vigente, apontando a causa da sua ineficácia na sinalização da necessidade de expansão e apresenta modelos alternativos, verificando se são capazes de viabilizar e atrair investimentos para expansão da geração e, finalmente, comparando o desempenho do modelo vigente e de cada um dos modelos propostos, sob o ponto de vista do investidor e sob o ponto de vista do regulador, como preposto do consumidor.
- Mercado Futuro de Energia Elétrica: esta sessão revisa a formação do preço futuro das *commodities* tradicionais e apresenta um modelo da formação da oferta e demanda por contratos futuros de energia elétrica.
- Conclusão: esta sessão resume os principais conceitos e as principais conclusões apresentados ao longo desse trabalho e discute pontos que ficaram fora do escopo e poderiam / deveriam ser abordados em trabalhos futuros.