

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE

(Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de
Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física)

**Usinas Hidrelétricas “Botox”: Aspectos Regulatórios e
Financeiros nos Leilões de Energia**

Erik Eduardo Rego

São Paulo - SP

2007

ERIK EDUARDO REGO

**Usinas Hidrelétricas “Botox”: Aspectos Regulatórios e
Financeiros nos Leilões de Energia**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof^a. Dr^a. Virgínia Parente

São Paulo - SP

2007

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Rego, Erik Eduardo.

Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. / Erik Eduardo Rego; orientadora Virgínia Parente. – São Paulo, 2007.

207 p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

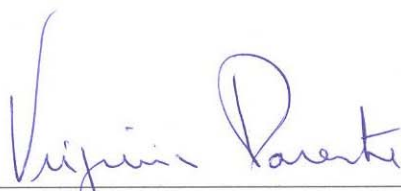
1. Regulação; 2. Leilões; 3. Viabilidade de projetos; 4. Planejamento energético; 5. Setor elétrico.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

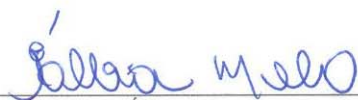
ERIK EDUARDO REGO

*“Usinas Hidrelétricas ‘Botox’: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos
Leilões de Energia”*

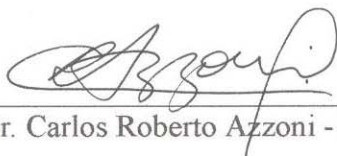
Dissertação defendida e aprovada em 21/11/2007 pela Comissão Julgadora:



Profª Drª Virgínia Parente – PIPGE-IEE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora



Profª Drª Élbis Aparecida da Silva Melo - CCEE



Prof. Dr. Carlos Roberto Azzoni - FEA

À minha amada Babi,
pela compreensão, carinho e estímulo.

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Barbara Grings, a quem dedico este trabalho, mas também agradeço por estar sempre ao meu lado ao longo dessa jornada.

À minha amiga e orientadora professora Virgínia Parente, não por formalidade, mas por merecimento, pelo apoio e por estar sempre disponível para discussões.

Agradecimento especial ao Cristovão Soares de Faria Júnior, não só pela minuciosa revisão, bem como por toda experiência transmitida.

À equipe da Excelência Energética, em particular ao José Said de Brito, principal responsável por eu estar no setor elétrico.

À Élbia Melo pelas discussões e valiosas contribuições, e ao professor Carlos Azzoni pelos ensinamentos valiosos.

E, por fim, à minha família, em especial meu pai, que ensinou a importância do estudo em nossa formação, e minha mãe, que dedicou sua vida à formação do caráter dos seus filhos.

RESUMO

REGO, E.R. **Usinas hidrelétricas “botox”: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia**. 2007. 207 p. Dissertação de mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Este trabalho tem o objetivo de relatar e analisar a história dos projetos hidrelétricos conhecidos por “botox” (expressão cunhada aos projetos mais velhos com roupagem de novos), desde sua origem, ainda na primeira reforma do setor elétrico brasileiro em 1998, até seu desfecho, no leilão de energia nova de 2007, já no âmbito da segunda reforma do setor elétrico iniciada em 2004. Para sua total compreensão, é feita a historiografia do setor elétrico desde o Código de Águas, *vis-à-vis* da política econômica mundial e de seus reflexos na economia nacional. A dissertação prossegue com a descrição das alterações regulatórias, principalmente no que se refere ao critério de licitação de concessões de aproveitamentos hidrelétricos, caracterizando e identificando como se formou essa categoria de empreendimentos “botox”. Após a conceituação teórica de leilões, são analisadas as participações desse tipo de projeto nos cinco leilões de energia nova, ocorridos entre 2005 e 2007. Além de uma abordagem sob o ponto de vista do produtor independente de energia elétrica, também é feita análise de que forma a alteração da regulamentação para outorga de concessões de geração e para comercialização de energia modificou a perspectiva de evolução do valor da energia elétrica para os autoprodutores. Por fim, é feita breve discussão sobre o processo de licenciamento ambiental desses projetos, com ênfase em seus aspectos regulatórios.

Palavras-chave: regulação, leilões de energia, viabilidade de projetos, planejamento energético, economia da energia.

ABSTRACT

REGO, E.R. Hydroelectric power plants named “Botox”: regulatory and financial issues in electric energy auctions. 2007. 207 p. Master’s thesis. Program of Graduation in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

This thesis aims to discuss and analyze the history of a particularly hydroelectric power plants group, nicknamed as “botox”. This expression comes from the fact that those projects were old ones, which have been previously conceived, that were treated as brand new by the Brazilian regulatory framework. Its history has began from the Brazilian electricity industry reform in the 1990s. This history reaches its final step in the 2007 auction, already under the revised power sector model launched in 2004, which marked the last opportunity of the so-called “botox” projects to participate closing deals to sell long term energy in a specially designed auction. To perform this analysis, it is firstly reported the context where the “botox” were conceived in the recent history of Brazilian Electricity Sector, and how power plants group was impacted by the shifts of international economic trends. The next section discusses the last two power sector reforms, particularly addressing the shifts hydro-plants investors faced on having access to concession auctions for new projects. After providing the background of the auction mechanism theory, it is examined the newly designed electricity auction adopted in Brazil as well as the results of the auctions that took place between 2004 up to 2007. Finally, it is discussed implications of the rules regarding the latest industry reform and regulatory issues towards environmental licenses, focusing on their impacts on the willingness to invest of self-generators owners of “botox” projects.

Keywords: energy regulation, auctions, energy economics, valuation, power system economics, power system planning.

Lista de Figuras

<i>Figura 1: Privatizações realizadas de concessionárias de energia elétrica a partir de 1995.</i>	53
<i>Figura 2: Pesquisa de satisfação com relação ao processo de privatizações</i>	54
<i>Figura 3: Déficit primário e investimento público em infra-estrutura (% do PIB)</i>	54
<i>Figura 4: Processo de implementação do modelo RE-SEB</i>	55
<i>Figura 5: Ambiente de contratação de energia elétrica</i>	60
<i>Figura 6: Momentos de contratação de energia elétrica</i>	61
<i>Figura 7: Métodos de Avaliação de Empresas</i>	90
<i>Figura 8: Equilíbrio de Nash</i>	105
<i>Figura 9: Distribuição de probabilidade de Júlia</i>	109
<i>Figura 10: Participação no 1.º leilão de energia nova em MWm e percentualmente</i>	128
<i>Figura 11: Simulação do leilão de dezembro de 2005</i>	130
<i>Figura 12: Curva tarifária nas duas reformas do setor elétrico</i>	151
<i>Figura 13: Emissão (diretas e indiretas) de gases de efeito estufa</i>	154

Lista de Gráficos

<i>Gráfico 1: Produção anual e preço do café</i>	9
<i>Gráfico 2: PIB índice 1919-1946 (base 1939 = 100)</i>	11
<i>Gráfico 3: Evolução da capacidade instalada (MW) 1930-1945</i>	14
<i>Gráfico 4: Evolução da capacidade instalada e da dívida externa 1945-64</i>	21
<i>Gráfico 5: Evolução da capacidade instalada e da dívida externa 1964-74</i>	30
<i>Gráfico 6: Evolução do preço do petróleo 1960-2006</i>	31
<i>Gráfico 7: Evolução do preço do petróleo e da dívida externa brasileira 1960-1985</i>	32
<i>Gráfico 8: Fontes de recursos do setor de energia elétrica em % 1974-1984</i>	32
<i>Gráfico 9: Taxa bruta de lucro nos Estados Unidos entre 1960 e 1982</i>	36
<i>Gráfico 10: Taxas de juros na América Latina 1972-86</i>	39
<i>Gráfico 11: Evolução das tarifas reais médias de fornecimento de energia elétrica, em US\$ por MWh, entre 1966-2002</i>	41
<i>Gráfico 12: Evolução da CRC, em NCZ\$ milhões constantes de 1989</i>	42
<i>Gráfico 13: Evolução do IUEE, EC e RGR, em NCZ\$ milhões constantes de 1989</i>	42
<i>Gráfico 14: Evolução dos investimentos no setor elétrico entre 1980-91, em U\$ milhões</i>	45
<i>Gráfico 15: TUST aplicada às usinas - média por região</i>	116
<i>Gráfico 16: Histograma do preço justo das usinas "botox"</i>	120
<i>Gráfico 17: Sistemática dos leilões de energia existente</i>	121
<i>Gráfico 18: Preços médios, em R\$/MWh, praticados nos leilões de energia existente de 2004 a 2005</i>	122
<i>Gráfico 19: Volume negociado, em GWh/ano, e preços médios ponderados, em R\$/MWh, praticados nos leilões de energia existente de 2004 a 2005</i>	123
<i>Gráfico 20: Gráfico tipo Pareto dos vendedores nos leilões de energia existente</i>	123
<i>Gráfico 21: Vendedores nos leilões de energia existente, em grandes grupos</i>	124
<i>Gráfico 22 - Evolução da participação das fontes em cada leilão</i>	142
<i>Gráfico 23: Balanço final das usinas hidrelétricas "botox"</i>	181

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 - Sumário do “relatório Kelman”</i>	56
<i>Tabela 2 - Exemplos de ágios pagos nos leilões de concessão pelo critério de maior UBP.</i>	73
<i>Tabela 3 - Taxa livre de risco</i>	93
<i>Tabela 4 - Prêmio de risco de mercado</i>	94
<i>Tabela 5 - Beta</i>	95
<i>Tabela 6 - Prêmio de risco Brasil</i>	96
<i>Tabela 7 - Prêmio do risco regulatório</i>	97
<i>Tabela 8 - Prêmio de risco cambial</i>	97
<i>Tabela 9 - CAPM ANEEL</i>	98
<i>Tabela 10 - Payoffs dos jogadores</i>	103
<i>Tabela 11 - Matriz de payoffs</i>	103
<i>Tabela 12 - Payoffs dos jogadores modificada</i>	104
<i>Tabela 13 - Matriz de payoffs modificada</i>	104
<i>Tabela 14 - Matriz de payoffs de Antônio e José – primeiro lance</i>	106
<i>Tabela 15 - Matriz de payoffs de Antônio e José: segundo lance</i>	106
<i>Tabela 16 - Leilão inglês</i>	107
<i>Tabela 17 - Leilão holandês</i>	107
<i>Tabela 18 - Respostas da Júlia no leilão selado de segundo preço</i>	111
<i>Tabela 19 - Prazos de amortização do BNDES para projetos de energia elétrica</i>	117
<i>Tabela 20 - Condições de financiamento do BNDES</i>	117
<i>Tabela 21 - Dados das usinas "botox" que não entraram em operação comercial</i>	118
<i>Tabela 22 - Valor justo das usinas "botox" (data base jan/2007)</i>	119
<i>Tabela 23 - Resultados dos leilões de energia existente</i>	122
<i>Tabela 24 - Participação por fonte no 1º leilão de energia nova</i>	127
<i>Tabela 25 - Participação entre as fontes termelétricas no 1º leilão de energia nova</i>	128
<i>Tabela 26 - UBP de novos empreendimentos no leilão de dezembro de 2005</i>	129
<i>Tabela 27 - UBP em R\$/MWh das usinas "botox" habilitadas para o leilão de dezembro de 2005</i>	129
<i>Tabela 28 - Quadro de potência do leilão “A-3” de 2006</i>	131
<i>Tabela 29 - Usinas hidrelétricas "botox" de baixo UBP</i>	131
<i>Tabela 30 - Usinas hidrelétricas "botox" de elevado UBP</i>	132
<i>Tabela 31 - Vendedores do leilão A-3 de junho de 2006</i>	133
<i>Tabela 32 - Potência habilitada e contratada</i>	134
<i>Tabela 33 - Novos empreendimentos de fonte hidro</i>	134
<i>Tabela 34 - Resultado dos projetos “botox”</i>	135
<i>Tabela 35 - Resultados dos empreendimentos térmicos</i>	136
<i>Tabela 36 - Resultados dos empreendimentos térmicos</i>	136
<i>Tabela 37 - Resumo do resultado do leilão "A-3"/2007</i>	137
<i>Tabela 38 - Estimativa de custo variável das usinas termelétricas no leilão "A-3"/2007</i>	138

<i>Tabela 39 - Empreendimentos hidrelétricos vendedores no leilão “A-5”/2007</i>	<i>140</i>
<i>Tabela 40 - Empreendimentos termelétricos vendedores no leilão “A-5”/2007</i>	<i>141</i>
<i>Tabela 41 - Participação das fontes nos leilões</i>	<i>142</i>
<i>Tabela 42 - Capacidade instalada até setembro de 2007</i>	<i>142</i>
<i>Tabela 43 - Geração de energia elétrica em 2006</i>	<i>143</i>
<i>Tabela 44 - Participação da Petrobras nos leilões de energia nova</i>	<i>144</i>
<i>Tabela 45 - Resumo das concessões na modalidade de autoprodução</i>	<i>147</i>
<i>Tabela 46 - Usinas com participação de grandes consumidores</i>	<i>148</i>
<i>Tabela 47 - Panorama do licenciamento ambiental das usinas “botox”</i>	<i>162</i>
<i>Tabela 48: Evolução da venda de energia “botox” nos leilões de energia</i>	<i>178</i>

Lista de Equações

<i>Equação 1: Return on Equity</i>	80
<i>Equação 2: Return on Assets</i>	80
<i>Equação 3: Lucro Econômico</i>	81
<i>Equação 4: ROIC</i>	81
<i>Equação 5: NOPLAT</i>	82
<i>Equação 6: EVA</i>	82
<i>Equação 7: Conceito de MVA</i>	83
<i>Equação 8: MVA</i>	83
<i>Equação 9: VPL</i>	85
<i>Equação 10: Valor do patrimônio líquido</i>	86
<i>Equação 11: Valor da empresa</i>	86
<i>Equação 12: TIR</i>	87
<i>Equação 13: TIRM</i>	89
<i>Equação 14: Modelo CAPM</i>	92
<i>Equação 15: Modelo CAPM modificado</i>	93
<i>Equação 16: Risco regulatório</i>	96
<i>Equação 17: Custo do capital próprio ANEEL – Distribuição</i>	97
<i>Equação 18: Utilidade esperada condicional de Mariana</i>	109
<i>Equação 19: Utilidade esperada condicional modificada de Mariana</i>	109
<i>Equação 20: Utilidade esperada condicional simplificada de Mariana</i>	109
<i>Equação 21: Utilidade</i>	110
<i>Equação 22: Receita esperada por Verônica em leilão de primeiro lance</i>	110
<i>Equação 23: Receita esperada por Verônica em leilão de segundo lance</i>	111
<i>Equação 24: Valor percentual.</i>	126
<i>Equação 25: Cálculo do UBP de referência</i>	126
<i>Equação 26: Receita adicional do gerador</i>	127
<i>Equação 27: Limite da receita adicional ao gerador</i>	127

SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Hipóteses	3
1.3 Justificativa	4
1.4 Metodologia da pesquisa e estrutura capítular	4
Capítulo 2: História das transformações da política econômica e da regulação do setor elétrico brasileiras até a contextualização das usinas “botox”	7
2.1 A política keynesiana na construção do setor elétrico	7
2.1.1 Entre guerras: 1930-1945	7
2.1.2 Pós-guerra: 1945-1964	15
2.1.3 O regime militar e o “milagre” econômico: 1964-1973	24
2.2 A queda do keynesianismo e a ascensão do molde neoliberal na reconstrução do modelo do setor elétrico	30
2.2.1 Os choques do petróleo na década de 70	30
2.2.2 A estagflação	36
2.3 A primeira reforma do setor elétrico: RE-SEB	45
2.3.1 Introdução do neoliberalismo no Brasil	45
2.3.2 Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE	48
2.3.3 Modelo RE-SEB	48
2.3.4 As privatizações	51
2.3.5 Câmara de Gestão da Crise de Energia e Relatório Kelman	55
2.4 A segunda reforma do setor elétrico	59
2.4.1 Regras gerais de comercialização de energia elétrica	59
2.4.2 Comercialização no ACR	63
2.4.3 Comercialização no ACL	65
2.4.4 Outorga de concessões para geração	65
2.4.5 Contabilização e liquidação de diferenças	66
2.4.6 CMSE e EPE: a volta do planejamento	67
2.5 Origem das usinas hidrelétricas “botox”	68
2.5.1 Concessão de uso de bem público	68
2.5.2 Critério de licitação de novos empreendimentos	69
2.5.3 Mercado livre	70
2.5.4 Leilões de concessão	72
2.5.5 Alteração do modelo regulatório	73
2.5.6 Destinação dos recursos do UBP	75
2.6 Conclusões do capítulo 2	76

Capítulo 3: Referencial teórico	79
3.1 Teoria de avaliação de projetos	79
3.1.1 Indicadores de retorno	80
3.1.2 Métricas de lucro	81
3.1.3 EVA e MVA	82
3.1.4 Avaliação do fluxo de caixa	84
3.1.5 Comparação de métodos	89
3.1.6 Estimação do custo de capital	91
3.1.7 Conclusões sobre teoria de avaliação de projetos	98
3.2 Teoria de leilões	98
3.2.1 Introdução	98
3.2.2 Equilíbrio de Nash	102
3.2.3 Leilões com informação perfeita	105
3.2.4 Leilões com informação incompleta	108
3.2.5 Maldição do ganhador	112
3.2.6 Conclusões sobre teoria de leilões	113
Capítulo 4: Análise da viabilidade das usinas hidrelétricas “botox”	114
4.1 Estimativa do preço justo das “botox”	114
4.1.1 Premissas	114
4.1.2 Resultados	119
4.2 Os reflexos dos primeiros leilões de energia existente	120
4.2.1 Sistemática	120
4.2.2 Os leilões	121
4.2.3 Conclusões sobre os leilões de energia existente	124
4.3 Análise da participação das “botox” nos leilões de energia	125
4.3.1 Sistemática dos leilões	125
4.3.2 Pagamento pelo uso do bem público nos leilões de novos empreendimentos	126
4.3.3 Primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2005	127
4.3.4 Segundo leilão de energia nova: junho de 2006	130
4.3.5 Terceiro leilão de energia nova: outubro de 2006	133
4.3.6 Quarto leilão de energia nova: julho de 2007	137
4.3.7 Quinto leilão de energia nova: outubro de 2007	138
4.3.8 Conclusões sobre os leilões de energia nova	141
4.4 A viabilidade das “botox” para os autoprodutores	144
4.4.1 Contexto	144
4.4.2 Tratamento diferenciado do UBP	148
4.4.3 SPEs – Sociedades de Propósito Específico	149
4.4.4 Alteração do mecanismo de formação de preço	150
4.4.5 Conclusões sobre a viabilidade das usinas “botox” para os autoprodutores	151

4.5	Breve discussão sobre o licenciamento ambiental das “botox”	152
4.5.1	Contexto	152
4.5.2	Breve histórico do licenciamento ambiental para usinas hidrelétricas	154
4.5.3	O status ambiental das usinas “botox”	159
4.5.4	Conclusões sobre a discussão ambiental	169
4.6	Conclusões do capítulo 4	169
Capítulo 5:	Considerações finais	173

Capítulo 1: Introdução

Na alteração da regulamentação para outorga de concessões de geração e para comercialização de energia elétrica no país, da Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998 (aqui referida como primeira reforma do setor elétrico brasileiro – SEB, ou modelo RE-SEB), para a Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004 (aqui referida como segunda reforma do SEB, ou modelo reestruturado), foram instituídas mudanças significativas no desenho regulatório setorial. Esse último formato institucional herdou muitos projetos de geração de energia hidrelétrica, licitados no modelo anterior pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público (UBP) e sem qualquer licenciamento ambiental outorgado, de extrema dificuldade de viabilização tanto sob o ponto de vista econômico-financeira como ambiental e regulatório.

Nesse contexto, pelos arts. 17 e 18 da Lei n.º 10.848/2004, o poder concedente atribui a esses projetos tratamento diferenciado. Sem serem caracterizados como aproveitamentos de energia existente (conhecidos como “energia velha”), nem como novos empreendimentos de geração (“energia nova”) para efeito de contratação no ambiente de comercialização regulada (ACR), eles foram equiparados à dita energia nova apenas até o ano de 2007. Mesmo assim, esses projetos apresentariam características peculiares que viriam a reduzir a sua competitividade nos leilões de contratação de energia elétrica, dificultando, dessa forma, sua potencial contribuição para o aumento da geração de energia elétrica nacional.

Sem uma terminologia oficial própria, esses projetos foram apelidados pelos agentes do setor como usinas “botox”, o que na linguagem coloquial do mercado significava projeto “velho” com “cara de novo”. “Velho”, porque as concessões já haviam sido outorgadas quando da edição da Lei n.º 10.848/2004, e “cara de novo” pela equiparação desses projetos à energia nova oriunda daqueles projetos que seriam outorgados após essa lei nos leilões de contratação.

São cerca de quarenta e seis projetos de usinas “botox”, com potência equivalente a 10.017 MW¹ ou 5.278 MW médios de energia assegurada. Voltando-se a março de 2004, quando da

¹ UHE 14 de Julho (110 MW); UHE Aimorés (330 MW); UHE Barra do Braúna (39 MW); UHE Barra dos Coqueiros (90 MW); UHE Barra Grande (690 MW); UHE Baú I (110 MW); UHE Cachoeirinha (45 MW); UHE Caçu (65 MW); UHE Campos Novos (880 MW); UHE Candonga (140 MW); UHE Capim Branco I (240 MW); UHE Capim Branco II (210 MW); UHE Castro Alves (130 MW); UHE Corumbá III (93,6 MW); UHE Corumbá IV (127 MW); UHE Couto Magalhães (150 MW); UHE Cubatão (45 MW); UHE Espora (32 MW); UHE Estreito (1.087 MW); UHE Foz do Chapecó (855 MW); UHE Fundão (120 MW); UHE Irapé (360 MW); UHE Itaocara (195 MW); UHE Itapebi (ampliação em 25 MW); UHE Itumirim (50 MW); UHE Monjolinho (67

edição da segunda reforma do setor elétrico, havia vinte e nove dessas hidrelétricas cujas obras não haviam sido iniciadas ou estavam paralisadas. Em termos energéticos eram 5.956 MW de capacidade e 3.305 MW médios de energia assegurada, números que podem ser comparáveis ao do grandioso projeto do complexo do rio Madeira².

Em outubro de 2007, após a realização do último leilão de energia “botox”, e passados três anos e sete meses da edição da segunda reforma, o número de hidrelétricas “botox” cujas obras ainda não haviam sido iniciadas reduziu-se para doze usinas³, que juntas representam 2.235 MW de capacidade instalada. Em outras palavras, durante o período da segunda reforma, para dezessete usinas, equivalentes a 3.721 MW de potência, ou 62,5% da potência de março de 2004, foram encontradas soluções para que saíssem do papel, demonstrando-se que houve evolução. Entretanto, por alguns motivos ainda restaram projetos com muitas dificuldades para serem viabilizados.

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é, por meio do **relato** da origem dos projetos hidrelétricos conhecidos por “botox” e da **análise** de por que houve tão longo período de impasse para tantos projetos, diagnosticar as razões pelas quais alguns projetos encontraram viabilidade e outros não, identificando quais **estratégias** os agentes e o governo poderiam adotar de forma a viabilizar os projetos que ainda continuaram inviáveis.

Corroborando com o objetivo principal, há outros específicos propostos: (i) entender o motivo pelo qual foram ofertados enormes prêmios, na forma de pagamento pelo uso do bem público (UBP), pela outorga de concessões desses projetos; (ii) compreender por qual motivo as usinas “botox” foi concedido tratamento diferenciado, especialmente o direito à participação nos leilões de novos empreendimentos; (iii) examinar se haveria formas de como evitar

MW); UHE Monte Claro (130 MW); UHE Murta (120 MW); UHE Olho D'Água (33 MW); UHE Ourinhos (44 MW); UHE Pai Querê (292 MW); UHE Pedra do Cavalo (160 MW); UHE Peixe Angical (452 MW); UHE Picada (50 MW); UHE Ponte de Pedra (176,1 MW); UHE Queimado (105 MW); UHE Rondon II (73,5 MW); UHE Salto (108 MW); UHE Salto do Rio Verdinho (93 MW); UHE Salto Pilão (181 MW); UHE Santa Clara (Elejor – 120 MW); UHE Santa Isabel (1.087 MW); UHE São Domingos (48 MW); UHE São João (60 MW); UHE São Salvador (241 MW); UHE Serra do Facão (212,6 MW).

² O complexo do rio Madeira é composto pelos projetos de usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, com 3.150 MW (2.050 MW médios) e 3.300 MW (2.193 MW médios) de capacidade, respectivamente.

³ UHE Baú I (110 MW); UHE Cachoeirinha (45 MW); UHE Couto Magalhães (150 MW); UHE Cubatão (45 MW); UHE Itaocara (195 MW); UHE Itumirim (50 MW); UHE Murta (120 MW); UHE Olho D'Água (33 MW); UHE Pai Querê (292 MW); UHE Santa Isabel (1.087 MW); UHE São Domingos (48 MW); UHE São João (60 MW).

atrasos de início de obras de até cinco anos, visando melhorar as políticas futuras; (iv) e analisar se ainda persiste a necessidade de tratar os autoprodutores de forma diferenciada em relação aos produtores independentes de energia elétrica ou se as estratégias de viabilização de projetos poderiam ser comuns a ambos.

Considerando-se ainda que o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, conta com a oferta da energia elétrica originária das ditas usinas “botox” para fechar o balanço entre oferta e demanda no médio prazo, emerge a questão principal deste estudo: **“Que transformações terá vivido o SEB de forma que, em menos de uma década, todo conjunto de projetos de geração passou da euforia de seus leilões de concessão para a situação de insatisfação quase que generalizada de seus detentores, até que, depois de aproximadamente cinco anos de estagnação, voltassem a sair do papel refletindo-se em contribuição à oferta de energia elétrica no país?”**

1.2 Hipóteses

A hipótese principal investigada nessa dissertação é a de que podem ser identificados dois grandes entraves enfrentados pelas usinas hidrelétricas “botox” em seu percurso para “saírem do papel” e se transformarem em projetos concretos. Esses entraves, que ainda persistiam ao se finalizar esta dissertação, concentram-se nas inviabilidades econômica e ambiental. Observou-se ao longo desta pesquisa que em relação ao meio ambiente, a outorga de concessões sem licença ambiental prévia demonstrou ser uma das grandes fragilidades do modelo institucional da primeira reforma, restando ainda, ao final de 2007, mais de cinco anos após a última concessão “botox”, doze projetos sem licenciamento ambiental suficiente para haver início das obras.

Do ponto de vista econômico, a análise merece ser feita de forma diferenciada para os produtores independentes e para os autoprodutores de energia elétrica. Sob a ótica dos produtores independentes, com vistas à comercialização da energia elétrica nos leilões de novos empreendimentos, há uma clara dicotomia. Para as usinas licitadas pelo regime de maior pagamento pelo uso do bem público, na vigência do modelo legal anterior, esse encargo alcançou até 30% do valor da energia produzida, como é o caso da UHE Serra do Facão. Já para as novas usinas foi estabelecido o valor de referência de UBP limitado entre 0,5% e 1,0% do valor da receita anual do empreendimento. Essa discrepância de condições para o pagamento pelo uso do bem público deixou as usinas “botox” em situação de baixa

competitividade em relação às novas condições de mercado que passaram a vigorar com a segunda reforma institucional do SEB.

Para os autoprodutores, ainda sob a ótica econômica, além desse encargo, o ponto de viabilidade econômica dos projetos – ou seja, quando produzir sua energia elétrica para uso exclusivo passa a ser mais barato do que comprar de concessionárias de distribuição – foi postergado em função do princípio da modicidade tarifária introduzida pela segunda reforma institucional.

1.3 Justificativa

Vários aspectos justificam a dissertação ora apresentada. Dentre eles:

- (1) a dificuldade, principalmente no que se refere ao processo de licenciamento ambiental, encontrada pelo governo em disponibilizar novos projetos de geração hidrelétrica para licitação;
- (2) os entraves ambientais, sociais e econômicos para viabilizar projetos “estruturantes”, tais como as usinas hidrelétricas do Rio Madeira, a usina hidrelétrica Belo Monte e a usina termonuclear Angra III;
- (3) as incertezas quanto ao fornecimento de gás boliviano, entre outros.

Enfim, tudo que foi supracitado coloca as usinas hidrelétricas “botox” como significativas para o atendimento da demanda em horizonte de médio prazo.

Por outro lado, muitas usinas hidrelétricas “botox”, cujas outorgas foram concedidas entre 1999 e 2002, isto é, há mais de cinco anos, encontravam-se em situação de paralisia, com muitas obras não iniciadas e outras sem apresentar progresso.

Esse contexto pode colocar em risco o atendimento futuro do mercado de energia elétrica. Dessa forma, entender o porquê de tal paralisia e quais estratégias podem ser adotadas de forma a viabilizar esses projetos, contribuindo para que se evite um novo racionamento são as motivações do tema escolhido.

1.4 Metodologia da pesquisa e estrutura capitular

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos: esta introdução, histórico setorial, referencial teórico, análise e conclusões.

Passada esta introdução, o segundo capítulo traz em seu início breve historiografia do setor elétrico desde o Código de Águas, *vis-à-vis* da política econômica mundial e de seus reflexos na economia nacional. Parte-se da interpretação de Weber (1989) de que para se compreender as instituições modernas é preciso conhecer como elas se desenvolveram através da história. Kieser (1994) ainda reforça as razões pelas quais a análise histórica deve ser empregada na pesquisa sobre organizações: (i) as estruturas e comportamentos organizacionais atuais são reflexos de desenvolvimentos históricos culturais locais; (ii) a análise crítica construtiva da estrutura organizacional normalmente possui viés ideológico; (iii) o quadro institucional atual pode ser resultado de escolhas passadas, sejam elas intencionais ou não.

Na segunda parte desse capítulo é feita retrospectiva das alterações regulatórias, principalmente no que se refere ao critério de licitação de concessões de aproveitamentos hidrelétricos, caracterizando e identificando como se formou essa categoria de empreendimentos que ficaram conhecidos como “botox”.

Enquanto a metodologia adotada para execução da primeira parte do capítulo foi a pesquisa bibliográfica sobre os fatos históricos descritos, na segunda parte, a pesquisa bibliográfica foi cedendo espaço para a leitura e interpretação do arcabouço legal, com foco nas primeira e segunda reformas setoriais.

O terceiro capítulo – sobre o referencial teórico – tem duas subdivisões distintas: a teoria de avaliação de projetos e teoria de leilões. Na primeira, são estudadas as principais ferramentas e critérios de avaliação de projetos, com destaque para o conceito de fluxo de caixa descontado, de forma a determinar a mais apropriada ferramenta para o cálculo do valor justo de comercialização de energia elétrica das usinas “botox”. Já na segunda, são estudados os conceitos e formas de leilões existentes, de modo a subsidiar a análise que será feita sobre as participações das “botox” nos leilões do mercado regulado.

O quarto capítulo – que trata da análise da viabilidade das usinas hidrelétricas “botox” – inicia-se pelo cálculo do valor de comercialização da energia elétrica de projetos “botox” para, em seguida, analisar a participação desses projetos nos cinco leilões de energia nova ocorridos entre 2005 e 2007, que eram aqueles nos quais as usinas “botox” poderiam participar.

Devido ao fato de que a participação em leilões para venda no mercado regulado não é a estratégia esperada do autoprodutor, o quarto capítulo ainda analisa, sob o ponto de vista

econômico, como a alteração da regulamentação para outorga de concessões de geração e para comercialização de energia modificou a perspectiva de evolução do valor da energia elétrica, postergando a decisão de investimento desse importante agente do setor.

Esse capítulo quarto é finalizado com levantamento da situação ambiental das usinas “botox”, destacando-se a fragilidade regulatória em se licitarem usinas sem licença prévia e analisando as significativas questões no percurso da obtenção de licenciamentos de projetos dessa natureza.

No quinto e último capítulo – sobre as considerações finais – são sintetizadas as análises e sugestões discutidas ao longo do trabalho.

Capítulo 2: História das transformações da política econômica e da regulação do setor elétrico brasileiras até a contextualização das usinas “botox”

O objetivo deste capítulo é fazer uma análise institucional da indústria de energia elétrica brasileira ao longo do tempo, em particular do século XX, estabelecendo correlações entre a conjuntura político-econômica mundial e seus reflexos na economia e na política energética nacionais.

2.1 A política keynesiana na construção do setor elétrico

2.1.1 Entre guerras: 1930-1945

John Maynard Keynes (1883-1946) foi um dos economistas mais influentes do século XX, cujas teorias econômicas predominaram no mundo capitalista no período entre a II Guerra Mundial e a crise do petróleo. Ao modo estrito às teorias e políticas econômicas associadas ao seu nome, utilizou-se o termo keynesianismo.

Muitos economistas consideram que a história da macroeconomia moderna começa em 1936, com a publicação do livro *Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda*, de Keynes. O livro foi publicado em meio a grande depressão dos Estados Unidos, iniciada com a quebra de 1929. Mais do que o estouro da velha ordem, foi a derrota final de um modo de dominação estabelecido, segundo Holloway (s/d). Blanchard (1997, p.596) ainda argumenta que a depressão foi um fracasso intelectual para os economistas defensores das políticas macroeconômicas adotadas à época, pois não conseguiram encontrar explicação nem para a profundidade nem para a extensão da depressão.

Ainda antes da publicação da obra de Keynes, o presidente dos EUA, Franklin Delano Roosevelt, sob imensa pressão social devida à perda de 12 a 14 milhões de postos de trabalho causada pela mesma depressão, e contra fortes resistências de seções importantes capitalistas, forjou nova relação entre capital e trabalho, focada no reconhecimento e integração tentativa do poder trabalhista (HOLLOWAY, s/d). Mais baseado no instinto do que na teoria macroeconômica, o *new deal* “implicava o começo de um novo jogo entre os mesmos jogadores” (MATTICK, 1978, p.129). Entretanto, suas práticas receberam outra coerência teórica com a publicação da Teoria Geral de Keynes, que ofereceu uma interpretação dos fatos, uma estrutura intelectual e um claro argumento para a **intervenção governamental**. A sintonia da teoria de Keynes e seus reflexos na política econômica americana fez com que o

new deal fosse também conhecido por keynesianismo (HOLLOWAY, s/d).

Rompendo com a **teoria de ciclos**, política macroeconômica aceita até a depressão, não se podia mais acreditar que a economia retornaria por si mesma ao seu nível natural, capaz de recolocar o capitalismo em bases firmes. O orçamento equilibrado do Estado, que até então era defendido pelos partidários da teoria de ciclos, enfraquece e abre espaço para o uso ativo da política fiscal, para fazer com que o país voltasse a gerar empregos.

Entretanto, mesmo com a base teórica sólida concebida e o *new deal* implantado, Holloway (s/d) defende que a reestruturação do capitalismo só ocorreu por meio da Guerra, quando a expansão do Estado que os partidários do *new deal* e os keynesianos haviam longamente procurado foi assim realizada num grau sem precedentes.

Com o término da II Guerra Mundial, os Estados Unidos emergem como a principal potência capitalista, aumentando sua influência política e econômica, disseminando assim os princípios keynesianos do *new deal*, em que a “intervenção estatal e regulação podiam agora atingir uma dimensão internacional inteiramente impossível no período entre as grandes guerras” (HOLLOWAY, s/d, p.12).

As conseqüências da crise de 29 não se restringiram à economia americana, mas se alastraram por todo o mundo capitalista, alterando os modelos econômicos também das economias periféricas, como era o caso dos países situados na América Latina, cuja atenção será dada ao Brasil.

De acordo com Tavares (1972, p.30), nas economias periféricas as exportações eram praticamente a única componente do crescimento da renda, representando o centro dinâmico de toda a economia. Agravando a dependência com relação às economias centrais, as exportações, normalmente, sustentavam-se em apenas um ou dois produtos primários, como no caso do Brasil, que apoiava sua economia sobre as exportações de café. Isto é, nossa economia estava atrelada ao comportamento da demanda externa ao café, uma demonstração do caráter eminentemente dependente e reflexo de nossa economia.

O modelo exportador de um produto só obrigava o Brasil a importar faixas inteiras de bens de consumo e de capital. A produção local era de baixa produtividade e basicamente de subsistência, com vistas a atender parte da necessidade da população em itens como alimento e vestuário (TAVARES, 1972).

A fragilidade do nosso modelo econômico primário-agroexportador foi claramente evidenciada com a Grande Depressão. Entre 1929 e 1932 a produção industrial das nações industrializadas despencou: 50% nos Estados Unidos, 40% na Alemanha e 30% na França. Esses países ainda experimentaram deflações de 30%, 30% e 40%, respectivamente, além de 25% no Reino Unido (D. SACHS; LARRAIN B., 2000, p. 13). O reflexo nas nações em desenvolvimento foi imediato: brusca queda da demanda por matérias-primas pelas nações industrializadas. E com o café brasileiro o cenário não foi diferente, entre 1929 e 1931 a quantidade produzida retraiu 17% (vide gráfico 1).

Por mais que em 1932 a produção de café tenha voltado a patamares de 1929, entre esse ano e 1931, os preços do café despencaram em torno de 60% (gráfico 1), mais do que proporcionalmente, em virtude dos **termos de intercâmbio** impostos pelos países de economia mais forte, como os EUA, cujos preços de suas commodities caíram menos proporcionalmente. Assim, além de vender menos sacas de café, nos primeiros três anos da crise, pela queda da demanda, o Brasil tinha que vender muito mais sacas para comprar uma mesma quantidade de produto básico importado desses países.

A combinação desses dois reflexos da depressão resultou numa violenta queda nas receitas de exportação e conseqüente redução do poder de compra do Brasil no mercado internacional. A Crise de 29 entrou em nossas fronteiras, e decretou a ruptura do modelo primário-agroexportador, e início do período de industrialização caracterizado como substitutivo de importações.

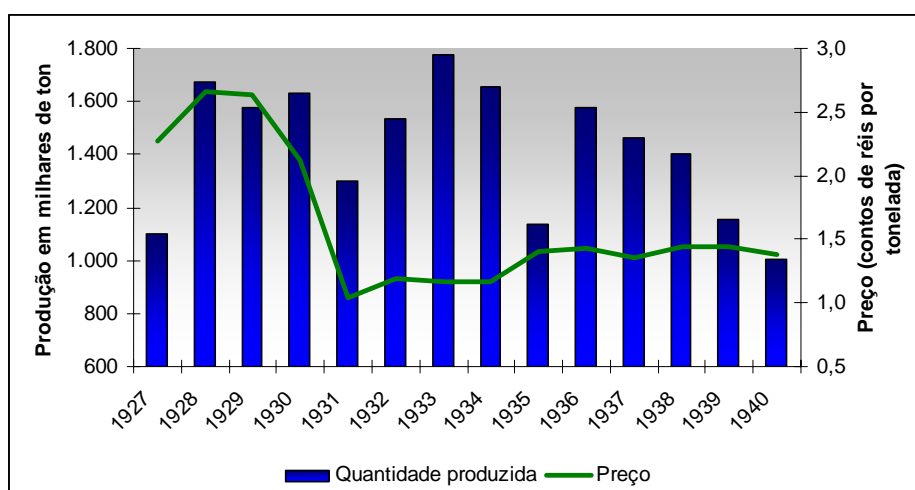


Gráfico 1: Produção anual e preço do café

Fonte: Elaboração própria com base em dados da: Estatísticas históricas do Brasil - séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988. 2 ed. rev. e atual. do v. 3 de Séries estatísticas retrospectivas. Rio de Janeiro: IBGE, 1990.

Com a queda do café veio a ruína da República Velha, conhecida pela política do café-com-leite, devido à alternância dos estados de São Paulo e Minas Gerais na presidência da República, em que o controle político e econômico do país estava nas mãos de fazendeiros da burguesia do café. Entretanto, essa passagem não foi democrática, tampouco pacífica; após as eleições de 1930, com a vitória do candidato republicano Júlio Prestes, Getúlio Dorneles Vargas e seus partidários organizaram um golpe que, em outubro de 1930, tirou Washington Luís do poder. Getúlio Vargas tomou posse do governo no dia 3 de novembro 1930, data que ficou registrada como sendo o fim da Primeira República e início do populismo.

Segundo Barros (1992, p. 14-15), entende-se por **populismo** o estilo de governo sempre sensível às pressões populares, ou como política de massas, que buscava conduzir, manipulando suas aspirações. Contudo, populismo não se confunde com um regime que se prime absolutamente pelo sentido popular da palavra, como muitas vezes é mal entendido. A grande característica do populismo é ser um regime, normalmente baseado em personalidade carismática de um líder central, que faz ligação direta com as massas, dispensando ou boicotando os partidos políticos que seriam, normalmente, os veículos intermediários de alcance e gestão democráticos do poder institucional em um país. Daí porque têm como consequência sempre uma quadra de governo autoritário ou mesmo ditatorial.

A crise do café se agrava em 1931, e o governo de Getúlio Vargas passa a adotar medidas, que na análise de Furtado (1963, cap.32), reduzem as consequências da depressão e da crise do café. Como políticas federais de defesa do produto primário, destaca-se a compra do excedente de produção pelo governo para futura queima de estoques, como forma de valorizar o café. Essa medidas fizeram com que o nível de renda do setor agroexportador caísse menos que a queda nos preços do café.

Por mais que o governo estivesse tentando manter a renda nominal do setor por políticas domésticas, a redução da entrada de libras esterlinas pela queda no valor das exportações leva a diminuição da capacidade de importar, em um contexto em que, a demanda interna era atendida pelo mercado externo. Como forma de corrigir esse desequilíbrio das contas externas, foi promovida forte depreciação da taxa de câmbio, a qual, por sua vez, provocou substancial aumento nos preços relativos das importações, criando um desnível de preços entre os produtos importados e os nacionais.

Como consequência, a capacidade de importar estagnou-se, abrindo espaço para a

industrialização substitutiva de importações. De acordo com Suzigan (2000, p.69), as indústrias mais importantes na década de 30 eram as produtoras de bens de consumo não duráveis, especialmente têxteis, vestuário e alimentos, reforçando o conceito de substituição de importações.

Ainda segundo Suzigan (2000, p.67), a produção industrial começou a se recuperar já a partir de 1931, especialmente no estado de São Paulo, quando aumentou 8,9% naquele ano. Corroborando essa análise, de acordo com Tavares (1972, p.101), o setor exportador cafeeiro demonstrou ser pouco atrativo ao investimento, e, como consequência, os recursos financeiros migraram da agroindústria cafeeira para o setor industrial, cuja perspectiva para acumulação de capital era superior.

Além do crescimento vertiginoso da indústria têxtil na década de 30, Suzigan (2000, p.69) ainda destaca: que o Brasil importou o dobro de máquinas-ferramenta para trabalhar metais em 1935-39 com relação a 1925-29; e que três quartos da capacidade de produção de cimento existente em 1939 haviam sido instalados durante a década de 30, quando também foram realizados substanciais aumentos da capacidade de produção de ferro e aço, produtos metalúrgicos e mecânicos e tecidos de seda e de raio. O crescimento industrial, comparado ao da agricultura pode ser mais bem visualizado no gráfico 2:

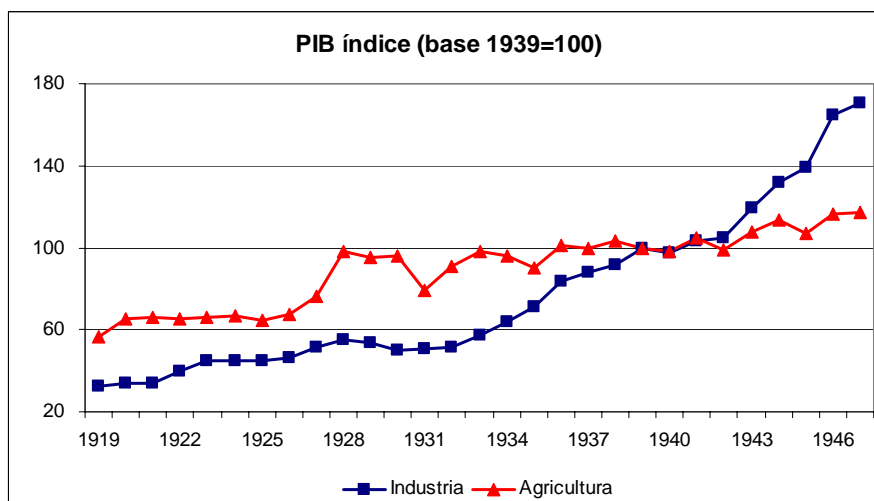


Gráfico 2: PIB índice 1919-1946 (base 1939 = 100)

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao site do Ipeadata, 2007.

A mesma dinâmica do processo de industrialização começou a apresentar dificuldades, as divisas tornam-se cada vez mais escassas e a pauta cada vez mais rígida. O estrangulamento externo, que gerou o processo, acaba tornando-se um entrave, e surgem picos de demanda por

importação na transição para etapas mais básicas da produção. Como solução, o processo deveria ser reconstruído todo simultaneamente, mudando-se o grau de concentração em cada uma das etapas de período para período. Esse planejamento só poderia vir do governo ou de empresários muito inovadores.

A redefinição do papel do Estado na economia, de acordo com os preceitos keynesianos e do *new deal*, cada vez mais difundidos no mundo capitalista, já começava a se configurar no Brasil como forma de viabilizar o objetivo de diversificação da indústria.

Os reflexos no setor elétrico, vital para sustentar o desejado desenvolvimento industrial, foram imediatos. O setor, até inícios do século 20, não possuía regras institucionais gerais, resumindo-se a acordos isolados entre as concessionárias e as municipalidades, que eram as instâncias que detinham o poder de concessão dos serviços de eletricidade. As empresas de energia que atuavam no país eram predominantemente originárias de capital estrangeiro, com destaque para a canadense *Light*, no eixo Rio – São Paulo e a norte-americana *Electric Bond & Share Corporation* (EBASCO), a qual atuava por meio da sua subsidiária *American & Foreign Power Company* (AMFORP), em diversas capitais estaduais. Juntos, esses dois grupos reuniam mais de 70% da capacidade instalada no país na década de 20, de acordo com Paiva *et al.*

Esse quadro foi profundamente alterado ao longo da aplicação do Código de Águas (PIRES; PICCINI, 1998, p.29). Iniciado em 1906 e concluído em 1907, por Alfredo Valladão, o projeto do Código de Águas foi remetido àquela data à Câmara dos Deputados, indo ao Senado em 1911 e voltado à primeira Casa no ano seguinte, onde ficou por mais quatro anos.

Arquivado até o governo revolucionário de Getúlio Vargas, em 1933 Alfredo Valladão foi convidado para refazer seu projeto, o qual, por meio da edição do Decreto n.º 24.643, de 10 de julho de 1934, foi instituído o Código de Águas, nos arts 150 a 169 sobre as concessões de energia elétrica, e nos arts 170 a 177 sobre as autorizações (GANIM, 2003, p.25-29), código esse que, segundo Gomes *et al* (2002, p.5), “materializa o projeto intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica”.

O código foi a primeira legislação abrangente sobre energia no Brasil, e a partir deste, as empresas privadas poderiam operar predominantemente mediante concessão outorgada pelo governo federal, por um prazo normal de trinta anos podendo chegar excepcionalmente a até 50 anos, com reversão ao Estado findo esse período. Outro diploma legal, complementar e

ratificador do código, o Decreto-Lei n.º 852/1938 estabeleceu ainda a necessidade de autorização ou concessão federal para a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição. Em 1941, o Decreto-Lei n.º 2.281 constituiu necessidade de autorização federal para aproveitamentos termelétricos (GANIM, 2003, p.25).

A intervenção do Estado acaba sendo mais caracterizada com a supervisão do poder público sobre as concessionárias, no âmbito técnico, financeiro e contábil, com destaque para a alteração da estrutura da remuneração das concessionárias, que passou do regime de “preço pelo serviço” para “serviço pelo custo”. A “cláusula ouro”, que garantia a indexação das tarifas pela variação cambial, atendendo a interesses de concessionárias de capital estrangeiro, foi extinta, e, posteriormente, em 1941, as tarifas passaram a serem fixadas a uma taxa de retorno baseada no custo de capital histórico (GANIM, 2003).

Logo depois da edição do Código de Águas, em 1934, foi criado o Departamento Nacional da Produção Mineral – DNPM, na órbita do Ministério da Agricultura, abrangendo o então Serviço de Águas, que se tornou a Divisão de Águas a partir de 1940. Suas atribuições básicas eram promover o estudo das águas no país e atuar na fiscalização e no controle dos serviços de energia elétrica. Em 1939, por meio do Decreto-Lei n.º 1.284, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, precursor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, órgão ligado diretamente à presidência da República, que tinha por finalidade manter estatísticas, organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código de Águas e examinar as questões tributárias pertinentes ao setor elétrico (GANIM, 2003, p.25). E apenas em 1957, por meio do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro daquele ano, elaborado pelo CNAEE, o código foi regulamentado.

Em meio a esse estabelecimento do primeiro marco regulatório nacional do setor elétrico, Getúlio Vargas, que já havia assumido a presidência da República por meio do golpe de 1930, em 10 de novembro de 1937 decreta o *Estado Novo*, fecha o Congresso, impõe a censura à imprensa, prende líderes políticos e sindicais e coloca interventores nos governos estaduais (BARROS, 1992).

Em 1939, na Europa deflagrava-se a II Guerra Mundial, e a posição de Vargas é vista com dualidade: por um lado a estrutura política do *Estado Novo* assemelhava-se à dos países do Eixo, enquanto de outro nossa economia era acentuadamente mais dependente da norte-americana do que da européia (BARROS, 1992).

O fato é que Vargas protelou o quanto pôde a formalização de uma posição diante do conflito, avaliando qual lado (Eixo ou Aliados) poderia lhe trazer maiores benefícios econômicos. Sendo seu maior sonho a industrialização do país, o que para tal necessitava de recursos externos, a definição pelo apoio aos Aliados veio com a liberação de recursos norte-americanos para a construção da siderúrgica de Volta Redonda, no âmbito da denominada “política de boa vizinhança”, do presidente Franklin Roosevelt. Consolidada a aliança, abre-se caminho para que os Estados Unidos expandam a política econômica keynesiana, reforçando sua influência na América Latina.

Como resultados desse estreitamento diplomático Brasil-EUA, ainda durante a II Guerra Mundial, duas missões norte-americanas vieram ao país: a missão Taub em 1942 e a missão Cooke entre 1942 e 1943. Essa última, de maior importância, tinha por finalidade ajudar a planejar a mobilização de recursos para o esforço da guerra e apontou o setor de energia elétrica como um dos principais setores que restringiam o crescimento industrial do país (PAIVA *et al*, p. 17-18). De fato, a mudança da política tarifária e o nacionalismo econômico de Vargas, principalmente no *Estado Novo*, frearam os investimentos em geração de energia, conforme demonstra o gráfico 3:

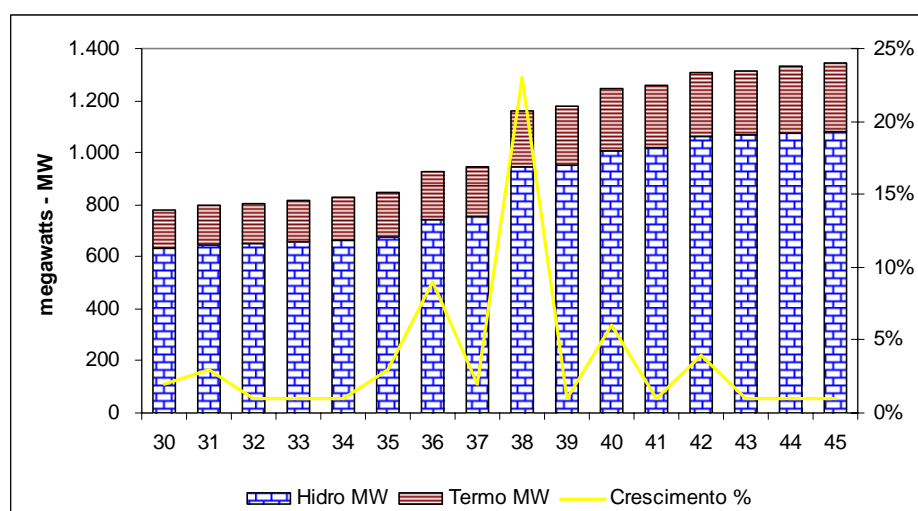


Gráfico 3: Evolução da capacidade instalada (MW) 1930-1945

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio do Ipeadata, 2007.

A missão Cooke recomendou, desta forma, a elaboração de planejamento mais abrangente, a interligação dos diversos sistemas de energia elétrica e “a criação de um banco de investimentos que gerisse recursos de novos impostos e ofertasse recursos de longo prazo para a indústria” (GOMES *et al*, 2002, p.5). Posteriormente, em 1946, como resultado dessa missão, o governo federal lançou o plano nacional de eletrificação, em que o Estado assumiria

o papel de coordenador.

Na esteira das profundas mudanças político-econômicas mundiais e nacionais, o setor elétrico transformou-se no período 1930-45, sua importância estratégica fez com que o Estado centralizasse as decisões e repelisse o capital estrangeiro, predominante até essa época. O cenário estava pronto para a estatização do setor, no âmbito das práticas keynesianas, como sinalizou e orientou o arcabouço regulatório montado pelo Código de Águas.

2.1.2 Pós-guerra: 1945-1964

O mundo ocidental vivia uma onda democrática em 1945, devido à vitória dos Aliados contra o nazifascismo na Europa. No Brasil, a ditadura do *Estado Novo* já se demonstrava desgastada após anos de lutas oposicionistas, e as campanhas pela anistia, liberdade partidária e assembleia nacional constituinte ganhavam força (BARROS, 1992). Nesse contexto, Getúlio Vargas foi deposto em 29 de outubro de 1945, e em dezembro do mesmo ano, o general Eurico Dutra foi eleito o novo chefe de Estado. Em setembro de 1946, foi promulgada a nova Carta Magna brasileira.

Vinte e seis dias antes de sua deposição, seguindo sua política de nacionalismo econômico, Vargas ainda teve tempo de criar a primeira empresa federal de geração de eletricidade: a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, por meio do Decreto-Lei n.º 8.031, em 3 de outubro.

Voltando ao governo Dutra, sua forte repressão aos comunistas, em pleno clima internacional de nascimento da Guerra Fria, demonstrava seu alinhamento com os EUA e fazia com que estreitasse as relações com as agências governamentais daquele país. Nesse sentido, mais uma missão foi criada, agora a Abbink⁴, que assim como as anteriores, reafirmava a necessidade de investimentos no setor de energia elétrica com a “mão do Estado” comandando a economia; da mesma forma, não saiu do papel.

Dutra ainda chegou a propor um grande plano para melhor coordenar os gastos públicos e investir em setores vitais ao país, o plano SALTE, voltado para a saúde, alimentação,

⁴ A Missão Abbink é como ficou conhecida a Comissão Técnica Mista Brasileiro-Americana de Estudos Econômicos, organizada em 1948, e chefiada, pelo lado dos Estados Unidos, por John Abbink. Formulada na mesma época em que o Plano Marshall de reconstrução da Europa e do Japão encontrava-se em pleno andamento, teve função, no Brasil, de “transmitir seu apoio aos objetivos do Plano SALTE e foi além da Missão Cooke no detalhamento de algumas diretrizes no campo da energia” Lima (1995, p.58).

transporte e energia. Lançado em maio de 1947, o plano só foi incorporado ao programa de orçamento federal de 1949 e abandonado em 1951. Segundo Gomes *et al* (2002, p.5), o plano de energia previa investimentos para elevar a capacidade instalada brasileira de 1.500 para 2.800 MW em seis anos.

Com relação à política econômica do governo Dutra, segundo Lessa (1983, p.15), ela reduziu-se as práticas cambiais, enquanto os demais instrumentos de política econômica seguiam desempenhando rotineiramente as funções que tradicionalmente lhe eram imputadas sem que se vislumbresse em seu manejo o desejo de mudança intencional de qualquer comportamento econômico.

O governo federal adotou uma taxa de paridade cambial fixa, equivalente à que era praticada antes da crise de 1929, para todas as transações com o exterior, liberalizando as importações de forma a atender uma demanda interna reprimida após o fim da Guerra Mundial. Como consequência, as vultosas reservas cambiais que haviam sido acumuladas no período da guerra, na condição de país exportador de matérias-primas, foram praticamente esgotadas até 1947. Com o objetivo de equilibrar a balança de pagamentos, em vez de o governo rever sua política cambial, adotou rígidos controles administrativos nas importações.

De acordo com Lessa (1983, p.18), esse “controle administrativo discriminado contra as importações de bens de consumo menos essenciais e a sustentação da taxa de câmbio face à alta interna de preços conjugavam reserva de mercado às produções industriais substitutivas e subsídio à operação e equipamento das unidades industriais”. Ainda segundo o autor, enquanto que o setor privado contabilizou ganhos de renda real com essa política, o setor público esteve desaparelhado, financeira e institucionalmente, para fazer face às crescentes necessidades de capital social básico de suporte à industrialização acelerada. Como resultado, o país teve certo desequilíbrio estrutural, com uma industrialização privada não integrada, carente de **energia** e transporte.

Os fracassos econômicos e sociais de Dutra, afastando-se das massas, permitiram que Vargas articulasse suas bases populares e se lançasse candidato à presidência da República em outubro de 1950. Legitimado agora pelas urnas, Vargas conquista novamente a cadeira presidencial.

Sem apoio político-parlamentar, segundo Barros (1992, p.32), Vargas teve que tentar se impor nesse segundo governo por meio de “vigorosa e vibrante” obra administrativa, com ênfase em

medidas de grande amplitude econômica, aprofundando políticas nacionalistas e articulando perspectivas desenvolvimentistas.

Com Vargas, a estrutura industrial brasileira inicia processo de mudança substancial, de política voltada à substituição de importações para uma política desenvolvimentista. A viabilidade dessa nova diretriz “dependia da implantação da indústria pesada, da indústria de bens intermediários e da indústria de bens de capital” (GOMES *et al*, 2002, p.6).

Com a acentuação da Guerra Fria, era importante para a política externa norte-americana estreitar sua influência na América Latina, e, em 1951, durante o governo de Truman, foi criada a Comissão Mista Brasil – Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU). A finalidade dessa comissão era fazer um diagnóstico da economia brasileira e propor um conjunto de projetos de desenvolvimento a serem financiados pelo Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD, e pelo Banco de Exportação e Importação – *Eximbank*. De acordo com Fonseca e Monteiro (2005, p.222), a expectativa do governo brasileiro era de receber até US\$ 300 milhões. A contrapartida brasileira de recursos, segundo Landi (2006, p.57-58), viria por intermédio do programa de reaparelhamento econômico instituído pela Lei n.º 1.474, de 26 de novembro de 1951, “com o objetivo de gerar fontes internas de financiamento, compostas basicamente de recursos de ordem fiscal⁵, obtidos mediante alíquotas sobre o imposto de renda, para projetos ligados à infra-estrutura, em especial nas áreas de portos, ferrovias, sistemas de energia elétrica, além de agricultura e armazenagem, bem como indústrias de base”. De acordo com Gomes *et al* (2002, p.6), com o objetivo de administrar esses recursos, foi criado em 1952, pela Lei n.º 1.628, de 20 de junho de 1952, o então Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico – BNDE, autarquia federal subordinada ao Ministério da Fazenda, transformada, em 1971, em empresa pública federal.

Ainda segundo Gomes *et al* (2002, p.6-7), a CMBEU diagnosticou a existência de desequilíbrios estruturais na economia brasileira, com ênfase nos setores de energia e transporte, essenciais para qualquer processo de industrialização.

Em relação específica ao setor elétrico, a comissão mista apontou quatro fatores como causas do déficit eletro-energético brasileiro: (a) forte urbanização; (b) crescimento industrial recente; (c) controle sobre as tarifas de energia elétrica; e (d) direcionamento da matriz energética para as fontes elétrica e petróleo, em substituição da lenha e do carvão importado

⁵ Entre 1949 e 1959 a carga tributária bruta passou de 14,0 para 20,0% do PIB.

(LANDI, 2006, p.58; GOMES *et al*, 2002, p.7).

Adotando-se orientação de investimentos que lembra o póstero neoliberalismo da década de 90, o CMBEU propôs então algumas ações em que o capital privado seria a “locomotiva” dessa transformação, com o Estado regulando os “trilhos” do crescimento. Não diferente do que ocorreria quarenta anos depois, não se conseguiu criar ambiente institucional que estimulasse a participação do capital privado no setor, levando o capital público a assumir tais responsabilidades. Segundo Landi (2006, p.59), entre 1952-57, o Estado já respondia por aproximadamente 48,5% da expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Deteriorando ainda mais a escassez de recursos para a expansão do setor, em 1953, com a eleição nos Estados Unidos do republicano Eisenhower, os financiamentos previstos pela comissão mista foram cancelados, pois nesse momento, os EUA priorizaram sua consolidação como potência hegemônica no período de Guerra Fria, mediante a reconstrução européia e japonesa.

Sem os recursos norte-americanos para viabilizar os necessários investimentos em infraestrutura, o governo federal tinha que levantar recursos internamente, via aumento de arrecadação. Mais especificadamente para a expansão do setor elétrico, foi criado e regulamentado o Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE, e instituído o Fundo Federal de Eletrificação – FFE. Coube ao então BNDE administrar os recursos do IUEE e gerenciar o FFE, e com esses recursos agir como banco de fomento da indústria elétrica nacional.

Dando continuidade às medidas desenvolvimentistas de Vargas, foi criado o Plano Nacional de Eletrificação – PNE, no qual, segundo Landi (2006, p.61), ficaria a cargo da União os investimentos em geração e transmissão, e sob encargo das concessionárias privadas e dos governos regionais os investimento na rede de distribuição de energia elétrica aos consumidores finais.

Por fim, Vargas enviou projeto de lei para a criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, com o objetivo de fincar a intervenção estatal no desenvolvimento e condução do setor elétrico nacional.

A obra de Getúlio Vargas para impulsionar o desenvolvimento de uma indústria de base brasileira estava completa: neste seu governo ele havia criado, além da Eletrobrás, a Petrobras (após campanha de nacionalização do petróleo), o Plano Carvão, o BNDE, e o Banco do

Nordeste do Brasil (BARROS, 1992).

Em 24 de agosto de 1954, Vargas saiu “da vida para entrar na história”. Em ambiente de extrema turbulência política, sob pressão golpista da UDN e parte da cúpula militar, Café Filho recebeu a faixa presidencial com os principais propósitos de realizar as eleições parlamentares de 1954 e a presidencial em 1955 (BARROS, 1992).

Desta forma, o projeto de desenvolvimento nacional só seria retomado com a eleição de Juscelino Kubitschek de Oliveira, o “presidente bossa-nova”⁶, ou simplesmente JK. Juscelino Kubitschek conseguiu muito habilmente facilitar a reprodução e ampliação das relações capitalistas; sem aplicar a violência, soube canalizar as massas para seu projeto desenvolvimentista, espalhando otimismo e dourando o caráter de dominação e exploração do Estado brasileiro. Mesmo em período de inevitáveis tensões políticas e militares, seu governo adquiriu uma lendária estabilidade, pelo seu trato hábil com as classes populares, concessão de vários perdões presidenciais a responsáveis por tentativas de golpe em seu governo, e articulação de proveitosas alianças nos grandes grupos empresariais (BARROS, 1992, p.43-44).

O slogan de governo “50 anos em 5” materializava-se no famoso projeto de desenvolvimento econômico: **Plano de Metas**. A perspectiva básica desse grande projeto era a modernização nacional em uma espécie de “nacionalismo novo”, capaz de abrir o país ao capital externo por meio de estímulos estatais, promovendo a importação de indústrias e tecnologias, principalmente no setor de indústrias de base e bens de consumo duráveis.

O plano de metas consistia em trinta itens, agrupados em cinco setores: **energia**, transportes, alimentos, indústria de base, e educação. A construção de Brasília – “a conquista do planalto central” –, originalmente não incluída no programa, tornar-se-ia a denominada “meta-síntese”.

Segundo Gomes *et al* (2002, p.7) e Landi (2006, p.63), no desenvolvimento da estratégia para o setor de energia, o plano de metas recorreu a trabalhos desenvolvidos nos governos anteriores, principalmente na era Getúlio Vargas: CMBEU, plano nacional de eletrificação e grupo misto Cepal⁷-BNDE.

Ainda de acordo com esses autores, o setor de energia representava a principal necessidade de

⁶ Canção de Juca Chaves

⁷ Comissão econômica para América Latina e Caribe.

investimentos do plano de metas, significando 43,4% do total, “sendo 23,7% para projetos de eletricidade e 19,7% para outras formas de energia” (GOMES *et al*, 2002, p.7). As metas de ampliação da capacidade instalada, segundo Landi (2006, p.64), eram de 1.703 MW entre 1956-60 e de adicionais 3.061 MW até 1965. De acordo com Gomes *et al* (2002, p.7), 84,1% da meta estabelecida para o primeiro período foi cumprida.

De forma geral, os setores de energia e transporte obtiveram êxito dentro do plano de metas, ao passo que no âmbito do incentivo à iniciativa privada o grande sucesso ficou por conta da indústria automobilística e de aparelhos elétricos. O sucesso do setor de energia provocaria, inclusive, a criação do então Ministério das Minas e Energia, em 1960.

Esse esforço desenvolvimentista de JK defrontou-se com crescentes dificuldades de financiamento. De acordo com Moura da Silva (1979, p.14), entre 1957-61 praticamente inexistia fonte doméstica de financiamento para investimento. O BNDE tratava-se da única agência a operar isoladamente nesse mercado, fazendo empréstimos de longo prazo e a juros subsidiados e aquém das taxas de inflação. Segundo Gomes *et al* (2002, p.7), o BNDE financiou 46,3% do crescimento da capacidade instalada naquele período.

As alternativas encontradas pelo governo federal como fontes internas foram por meio de políticas cambial, tarifária e comercial para a industrialização substituidora de importações, o que terminou por penalizar drasticamente as atividades exportadoras pela contínua valorização do câmbio real, via inflação doméstica. As exportações estagnaram-se, enquanto crescia dramaticamente a necessidade de divisas fortes para suprir as importações de equipamentos e matérias-primas para sustentar taxas de crescimento da ordem de 9 a 10% a.a. do setor industrial. De acordo com Moura da Silva (1979, p.15), o resultado foi expansão da dívida externa e uma providencial e maciça entrada de capital de risco. Como consequência, tem-se a internacionalização do parque industrial brasileiro ao mesmo tempo em que o fluxo de comércio com o exterior caía em relação ao PIB.

O modelo de desenvolvimento de JK é interpretado por J.M. Cardoso de Mello e L.G. Belluzzo da seguinte maneira:

O capitalismo monopolista de Estado se instaura, no Brasil, ao término do período Juscelino, que marca a última fase de industrialização. Isso porque só então são constituídas integralmente as bases técnicas necessárias para a autodeterminação do capital, cristalizadas no estabelecimento de relações entre os Departamentos de Bens de Produção, Bens de Consumo do Assalariado e Bens de Consumo Capitalista, o que impõe uma dinâmica

especificadamente capitalista ao processo de acumulação (Reflexões sobre a Crise Atual, in Escrita-Ensaio, ano I, n.2, São Paulo, 1977, p.18).

Corroborando com Moura da Silva (1979), Barros (1992) afirma que a ideologia desenvolvimentista de JK disfarçava esse processo de implantação de uma dinâmica monopolista submetida a centros externos, a verdadeira alavanca de um roteiro de desenvolvimento no qual o capital nacional se subordinava ao estrangeiro. Essa afirmação é bem ilustrada a partir do gráfico 4, cuja evolução da capacidade instalada na década de 50 apresenta forte correlação com a grande evolução da dívida externa brasileira.

A consolidação do monopólio estatal no setor elétrico veio com a criação da Eletrobrás, pela Lei n.º 3.890-A, em 1961. A Eletrobrás passou a substituir o BNDE no gerenciamento do Fundo Federal de Eletrificação e no planejamento do setor, ficando responsável pela realização de estudos, projetos, construção e operação de centrais de geração, assim como linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Merece destaque ainda o fato de que a Eletrobrás, de seu projeto de lei até sua instalação oficial, passou por quatro presidentes, de Getúlio Vargas, em 1954, a João Goulart, em 1962, além de JK e Jânio Quadros.

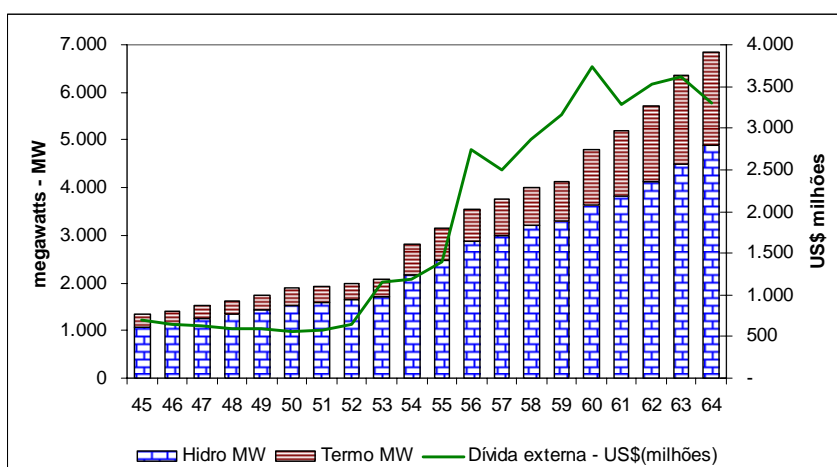


Gráfico 4: Evolução da capacidade instalada e da dívida externa 1945-64

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio do Ipeadata, 2007.

Entre as medidas de planificação do setor energético durante o governo JK, destaca-se também a regulamentação do Código de Águas, pelo Decreto n.º 41.019, de 26.02.1957. O regulamento do código confirmava que a tarifa de energia elétrica deveria ser determinada pelo custo e com uma remuneração mínima garantida⁸. JK também criou a Central Elétrica de

⁸ Ganim (2003, p.26) explica que “os investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica sempre tiveram sua remuneração garantida, inclusive durante o período de construção. Considerava-se investimento da empresa de eletricidade a importância efetiva e permanente empregada na propriedade do

Furnas S.A., destinada a construir a grande usina hidrelétrica de mesmo nome, no rio Grande, Minas Gerais, com vocação para atender o triângulo industrial de São Paulo, Rio de Janeiro e daquele estado.

Além de suas realizações no âmbito do Plano de Metas, JK conclui o projeto que imortalizou sua política desenvolvimentista: Brasília. Rasgando-se um “cruzeiro de estradas”, nas palavras de Barros (1992, p.50), a construção da nova capital junto à corrida desenvolvimentista deixou uma amarga herança: aceleração inflacionária, indisciplina fiscal e deterioração do balanço de pagamentos (ABREU, s/d, p.198).

Em 1961, Juscelino transmitiu o cargo a Jânio Quadros, o qual, com sua “vassoura justiceira” pregando a “limpeza” da administração e estabilização da economia, conseguiu a maior votação até então registrada na história brasileira. Quadros deu início aos últimos quatro anos de regime democrático no Brasil, período de extrema turbulência: sua própria renúncia em agosto de 1961 e a adoção do parlamentarismo no mês seguinte; a restauração do presidencialismo no início de 1963; e o fracasso do plano trienal ao final do último quadrimestre de 1963 (BARROS, 1992).

Jânio iniciou seu mandato promovendo uma enorme devassa administrativa e triturando o funcionalismo público com medidas moralizantes. Implementou programa de estabilização rigidamente monetarista (restrições ao crédito, controle antiinflacionário, liberação de câmbio,

concessionário, em função do serviço de eletricidade, compreendendo todos os bens e instalações que direta ou indiretamente concorressem, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica, ajustado pelo montante do ativo disponível, capital em movimento (giro) e materiais em almoxarifado existentes em 31 de dezembro, conforme art. 157 do Decreto n.º 41.019/1957. A taxa de remuneração garantida do investimento, estabelecida no art. 161 do decreto era 10% ao ano, a ser computada no cálculo das tarifas das empresas exploradoras dos serviços de energia elétrica. A parte do investimento de obras em andamento, realizada com capital próprio, também era remunerada a juros iguais à taxa de remuneração fixada para o investimento remunerável até a data da entrada em serviço das instalações. Esses juros eram capitalizados e acrescidos ao custo da obra. Essa taxa, a partir de 1972, passou a ser de 10% a 12%, a critério do poder concedente, conforme disposto na Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971. Entre tantas regulamentações em busca de melhoria da situação financeira do setor elétrico, a mais importante e ao mesmo tempo considerada corajosa, foi tomada por meio da edição da Lei n.o. 8.631, de 04.03.1993, que no seu art. 1.º, § 2.º, manteve a tarifa pelo custo, extinguindo o regime de remuneração garantida e a CRC – Conta de Resultados a Compensar, na qual vinha sendo acumulado o valor correspondente à insuficiência anual de remuneração garantida, que veio a ser quitada pela União Federal por meio de encontro de dívidas e da conversão do saldo remanescente em títulos públicos, denominados no mercado financeiro como ELET’S, que foram, inclusive, utilizados no processo de privatização das empresas do setor elétrico. Extinguiu-se, também, por essa lei, a equalização nacional da tarifa e a RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, criada pelo Decreto-Lei 2.432, de 17.05.1988, pelo qual as concessionárias com a remuneração acima da garantida repassavam o excedente para as concessionárias com remuneração inferior à garantida, o que, na prática, não foi suficiente para sanar o déficit do setor elétrico, que em 1993 acumulava a cifra de o equivalente a US\$ 26 bilhões.

congelamento salarial), a fim de conquistar o apoio do Fundo Monetário Internacional, e desta forma obter empréstimos externos. Entretanto, os resultados de seus programas são de difícil mensuração, vez que renunciaria em 25 de agosto do mesmo ano.

Ambigualmente ao seu programa econômico, adotou uma “política externa independente”, em que procurava aproximar-se dos países socialistas, principalmente a União Soviética, e jogar com a Europa ocidental, dando força a Cuba no seu confronto com os EUA (BARROS, 1992), justamente Cuba que foi a grande protagonista da Guerra Fria nessa época, primeiro com vitória da revolução comunista de Fidel Castro, depois, em 1961-62, com os episódios da invasão da Baía dos Porcos e dos mísseis soviéticos, ambos ocorridos nessa ilha.

As relações Brasil-EUA deterioraram-se de vez com o exame pelo Congresso Nacional de alterações da legislação relativa à remessa de lucros de capital estrangeiro, que culminou em nova normatização que impedia a inclusão de reinvestimentos na base de cálculo das remessas (ABREU, s/d, p.202). O governo federal ainda apoiou a encampação da Companhia de Energia Elétrica Rio-Grandense, subsidiária da AMFORP, pelo então governador do Rio Grande do Sul, Leonel Brizola.

Até que, em uma jogada teatral, Jânio Quadros renunciou à presidência da República, num gesto de intenções totalitárias de volta ao poder “nos braços do povo”, abrindo grave crise política, com reflexos diretos na economia. João Goulart assumiu a presidência, entretanto, sob o regime parlamentarista (BARROS, 1992).

Jango tinha que enfrentar não só as distorções produzidas pela política desenvolvimentista de JK, mas as conseqüências imediatas das medidas econômico-financeiras postas em prática pela fracassada administração Quadros (BARROS, 1992, p.59).

Diante das duas mais importantes tendências do comportamento da economia brasileira no início dos anos 60, aceleração inflacionária (37% em 1961 e 52% em 1962) e desaceleração do crescimento (7,3% em 1961 e 5,4% em 1962), em dezembro de 1962 foi apresentado o Plano Trienal de Desenvolvimento Econômico e Social, elaborado por Celso Furtado – Ministro do Planejamento – e San Thiago Dantas – Ministro da Fazenda. Por sua vez, San Thiago Dantas, segundo Abreu (s/d, p.206), avaliava o processo de aceleração inflacionária de forma ortodoxa, enfatizando o excesso de demanda via gasto público como sua causa mais importante. O objetivo do plano era compatibilizar a luta contra a inflação com o desenvolvimento econômico.

Entretanto, o contexto de extrema turbulência política impedia que qualquer plano de “aperto dos cintos” e “colaboração patriótica” dos assalariados vingasse.

Sem grandes feitos econômicos, no setor elétrico, o legado do governo Jango foi mais do ponto de vista institucional, com: (i) a criação da Eletrobrás⁹, conforme comentado anteriormente; (ii) a instituição da Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp), com a finalidade de estatizar as empresas do grupo AMFORP; e a (iii) a contratação do consórcio Canambra *Consulting Engineers Ltd.*, com o objetivo de encontrar respostas aos os problemas no atendimento da demanda de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro¹⁰.

Por fim, de forma a constituir as bases do financiamento público do setor, suprimindo as operações executivas e financeiras da Eletrobrás, e dessa forma, iniciando o processo de substituição do capital privado pelo público (LANDI, 2006), foi criado o Empréstimo Compulsório sobre a Eletricidade – ECE, mediante edição da Lei n.º 4.156/1962. Esse tributo, em conjunto a outros dois (IUEE, e a ainda não criada RGR), iriam formar o grande tripé de alavancamento financeiro setorial. São esses instrumentos inclusive que vão suprir de recursos o grande *boom* de encampação e compra de concessionárias privadas e municipais do setor ocorrido no final de 60 e nos anos 70, culminando com a compra da Light, em janeiro de 1979. Inicialmente o ECE tinha prazo de cinco anos, mas foi estendido algumas vezes, perdurando até 1993. Segundo Faria Jr. (informação pessoal)¹¹, a Eletrobrás jamais seria a mesma sem o ECE, seu exclusivo paratributo.

2.1.3 O regime militar e o “milagre” econômico: 1964-1973

Em 31 de março de 1964, teve início a rebelião militar que, segundo Abreu (s/d, p.211), contou com amplo apoio do empresariado, da classe média e respaldo ou omissão da maioria parlamentar, colocando, desta forma, fim à terceira República. O remendo constitucional de

⁹ A criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás foi proposta em 1954 pelo presidente Getúlio Vargas. O projeto enfrentou grande oposição e só foi aprovado após sete anos de tramitação no Congresso Nacional. A instalação da empresa ocorreu oficialmente no dia 11 de junho de 1962, em sessão solene do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), no Palácio Laranjeiras, no Rio de Janeiro, com a presença do presidente João Goulart (1961-1964).

¹⁰ De acordo com Gomes *et al*, os estudos do Canambra forneceram importantes contribuições para o planejamento energético brasileiro e subsidiaram os planos de desenvolvimento econômico do país, quais fossem: o Programa de Ação Econômica do Governo (Paeg, 1964-66) e o Plano Estratégico de Desenvolvimento (PED, 1968-70).

¹¹ FÁRIA JR., C.S. Mensagem recebida por fariajr@rudah.com.br em 22 de agosto de 2007.

1961 e seu corolário, o referendo de 1963, mostraram-se insuficientes para impedir a ruptura da legalidade constitucional. Conforme sintetiza Barros (1992, p.71):

As Forças Armadas impuseram ao País uma nova ordem político-institucional com características crescentemente militarizadas, implementando as reformas necessárias ao desenvolvimento do capitalismo no Brasil. Repudiando o nacionalismo reformista, destruindo completamente o sistema político formado durante o período democrático, o regime militar reprogramou o País e, durante os anos de 1964 a 1974, colheu os frutos econômicos dessa modernização autoritária.

O primeiro general-presidente escolhido no dia 11 de abril, Humberto de Alencar Castelo Branco, era o líder do denominado grupo da “Sorbonne”, o qual propunha a adoção de soluções técnicas, uma relação mais estreita com o capital internacional e a livre iniciativa.

Em novembro aparecia o programa de ação econômica do governo – PAEG, cujos objetivos, segundo Lara Resende (1990, p.213-4) eram: (i) acelerar o ritmo de desenvolvimento econômico; (ii) conter o processo inflacionário; (iii) atenuar os desníveis econômicos setoriais e regionais; (iv) assegurar, pela política de investimentos, oportunidades de emprego produtivo à mão-de-obra; e (v) corrigir a tendência a déficits descontrolados do balanço de pagamentos, que ameaçam a continuidade do processo de desenvolvimento econômico, pelo estrangulamento periódico da capacidade de importar.

Em função desse diagnóstico, o PAEG adotou três estratégias para o programa desinflacionário: a contenção dos déficits governamentais, via corte das despesas não prioritárias e racionalização do sistema tributário; crescimento dos salários reais proporcional ao aumento de produtividade; e política de crédito às empresas de forma a conter a inflação de demanda.

Dentre o pacote de medidas implementadas, no âmbito de interesse desta dissertação, destaca-se o aumento das tarifas dos serviços públicos, em especial da energia elétrica¹², o qual recuperou a capacidade de autofinanciamento das empresas. Pelo Decreto n.º 54.936/1964, aplicava-se a correção monetária sobre o ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica.

Os aspectos ortodoxos de estabilização da economia entre 1964-1967 levaram a desaceleração da atividade industrial, tanto que até o consumo de energia elétrica caiu no primeiro trimestre de 1967. Apesar desse custo no curto prazo, o PAEG, com a concentração hegemônica do

¹² A tarifa média de energia elétrica subiu 55,94% entre 1964-67 (LANDI, 2006, p.75).

grande capital, o achatamento salarial e a redução do índice de inflação, estabeleceu as bases para o crescimento econômico que se verificaria nos próximos anos.

Ainda no governo Castelo Branco, por meio da Lei n.º 4.904, de 17.12.1965, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral é transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE, vinculado ao então Ministério das Minas e Energia.

No início de 1967, Castelo Branco foi sucedido por Artur da Costa e Silva, e sob uma crise decorrente das medidas ortodoxas promovidas pela administração anterior, Antônio Delfim Neto assumiu o ministério da Fazenda, e Hélio Beltrão a pasta do Planejamento.

Contanto com abundantes financiamentos de capitais externos e mantendo o arrocho salarial sobre os trabalhadores, Delfim Neto acelerou um conjunto de medidas para reduzir as taxas de juros, facilitar o crédito e criar subsídios capazes de estimular mais as empresas multinacionais.

A estratégia anunciada pelo governo recém-empossado não era muito diferente da adotada pelo governo Castelo Branco: aceleração do desenvolvimento e contenção da inflação. Entretanto, de acordo com Lago (1990, p.234-36), o diagnóstico da nova equipe era outro; entendia ela que a pressão sobre o nível dos preços era principalmente oriunda da área de custos, em especial, o custo do crédito; e que as medidas adotadas no âmbito do PAEG resultaram em diminuição do nível de atividade da economia, o que provocou pressões de custos que haviam impedido novas quedas da taxa de inflação.

A nova orientação econômica foi anunciada em julho de 1967, por meio das “diretrizes de governo” e no resumo do Programa Estratégico de Desenvolvimento – PED. De acordo com o novo programa: “Os investimentos governamentais deveriam concentrar-se em infra-estrutura (Energia, Transportes e Comunicação), Siderurgia, Mineração, Habitação, Saúde, Educação e Agricultura [...] evitando-se uma pressão excessiva sobre o setor privado e promovendo-se uma redução progressiva” da participação do setor público no investimento global.

Segundo Lago (1990, p.237), com as finanças públicas saneadas pelo governo passado, e o aumento do financiamento do déficit público pela emissão de títulos, o governo manteve elevado o nível de dispêndio, especialmente em novos investimentos de infra-estrutura. Por sua vez, as empresas estatais recorrem, também, a financiamentos externos.

A política de investimentos do governo funcionou como multiplicador do crescimento da

economia, principalmente de bens de capital. Lago (1990, p.244) cita que, entre 1966-1975 os dois principais setores aos quais se destinaram os investimentos foram o de energia elétrica, com 55% do investido entre 1966-1969 e 43% entre 1970-1975, seguido do setor de petróleo e petroquímica, com 19% e 21% respectivamente.

Como forma de promover a aceleração do crescimento, no período entre 1967-1973, o governo promoveu a maior criação de novas empresas públicas, na forma em geral de sociedades de economia mista, no Brasil, de forma a desenvolver setores que a iniciativa privada, por impossibilidade ou desinteresse, não desenvolvia. Nesse período, 231 novas empresas públicas foram criadas (LAGO, 1990, p.268). O impulso veio com o Decreto-Lei n.º 200, de 1967, que abriu a oportunidade de criação de diversas subsidiárias de empresas estatais existentes, com o objetivo de estimular melhor desempenho administrativo ao conceder maior autonomia e maiores recompensas materiais a esses novos entes.

A evolução das estatais teve origem, também, com a criação das *holdings* setoriais, cujo objetivo foi o de centralizar e coordenar a administração das empresas e dos recursos setoriais. No setor elétrico, há o fortalecimento da Eletrobrás. Em dezembro de 1968 cria-se sua terceira subsidiária regional, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL (região Sul), que vem a se incorporar à controladora, como as já preexistentes, antes mesmo da criação da *holding*: a Central Elétrica de Furnas S.A. – FURNAS (região Sudeste) e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF (região Nordeste).

Posteriormente, em junho de 1973, a Eletrobrás ainda iria ganhar sua quarta subsidiária regional, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE (região Norte), que seria responsável pela construção da usina de Tucuruí, no rio Tocantins. É relevante dizer que o conceito de subsidiária regional concretizar-se-á somente em julho de 1973, com a edição da Lei de Itaipu.

O setor elétrico vai ganhando novas formas, em 31 de dezembro de 1968, com a edição do Decreto n.º 63.951, aprova-se a estrutura básica do Ministério das Minas e Energia, altera-se a denominação do DNAE para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que absorve as atribuições do extinto Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, as quais não haviam sido concedidas à Eletrobrás, em 1961.

A realidade da política de tarifas e preços do governo Costa e Silva, iniciada com Castelo Branco, permitiu que a expansão das estatais fosse financiada por seus próprios lucros em

uma proporção entre 40 e 60% do total (LAGO, 1990, p.269). Com a expansão da liquidez internacional nessa época, as estatais complementavam suas necessidades de recursos contraindo empréstimos junto a bancos externos com aval da União.

Em 1969, após sofrer trombose cerebral, o marechal-presidente afasta-se do cargo, deixando duas fortes marcas. Na política econômica, o objetivo definido no plano estratégico de crescimento mínimo de 6% a.a. foi ultrapassado: a economia cresceu, em média, 7,8% a.a.¹³ Já a herança “maldita” de Costa e Silva foi o AI-5 (Ato Institucional n.º 5), que significou a ditadura sem disfarce, o totalitarismo estatal, a censura pesada, e fechamento do Congresso Nacional (BARROS, 1992).

Em 30 de outubro daquele mesmo ano, o general Emílio Garrastazu Médici toma posse como o novo presidente escolhido pela junta militar. Delfim Neto foi mantido no Ministério da Fazenda, com amplos poderes, semelhante a um czar da economia, nas palavras de Barros (1992, p.58).

O governo de Médici seria marcado pelo denominado “milagre econômico”: as taxas de crescimento da economia registraram consecutivos índices de desempenho, nunca mais experimentados pela economia nacional; em 1970, 1971, 1972 e 1973 o PIB¹⁴ cresceu a 10,40%; 11,34%; 11,94%; e 13,97% respectivamente, numa impressionante média de 11,91% ao ano, consolidando o tripé do capitalismo local, formado pelo Estado, as multinacionais e o grande capital privado nacional.

O crescimento do produto industrial foi ainda mais vistoso; de 1971 a 1973 o aumento real da produção foi da ordem de 14,3% a.a., e entre 1967 a 1970 foi de 9,8% a.a.

Para dar sustentabilidade a esse fortíssimo crescimento da economia, e notadamente do setor industrial, há a necessidade de crescentes investimentos em geração de energia elétrica. Com o objetivo de fortalecer o caixa da Eletrobrás, pela Lei n.º 5.655, de 20.05.1971, por meio do mecanismo da Reserva Global de Reversão – RGR, as concessionárias começaram a repassar à *holding* 3% de seu montante dos bens reversíveis¹⁵, que além de financiar a expansão do

¹³ Crescimento do PIB: 4,2%; 9,8%; e 9,5%; em 1967, 1968, e 1969, respectivamente (IPEADATA, 2007).

¹⁴ Fonte: IPEADATA - www.ipeadata.gov.br

¹⁵ “Os ativos reversíveis são aqueles bens que estão diretamente ligados à prestação dos serviços públicos de energia elétrica, não se confundindo com os demais ativos da concessionária ligados a atividades não finalísticas ou intermediárias, como por exemplo, os prédios administrativos das empresas” (FARIA JR., 1997, p.47).

setor, tinha por finalidade indenizar concessionários quando da reversão da propriedade à União ou Estado (FARIA JR., 1997).

Adicionalmente, o art. 1.º da mesma Lei n.º 5.655/71 postula que a taxa de remuneração garantida do investimento, a ser computada na tarifa, que era de 10% ao ano¹⁶, passa a ser de 10% a 12% ao ano, a critério do poder concedente.

A RGR soma-se aos já instituídos IUEE e ECE, completando o modelo de financiamento do setor elétrico, o qual ainda conta com a entrada de empréstimos externos no financiamento de equipamentos importados (GOMES *et al*, 2002, p.10). O resultado foi positivo, com significativa expansão da capacidade instalada, conforme demonstra o gráfico 5.

Ainda antes de deixar o cargo, em 26 de abril de 1973, Médici assina o tratado de Itaipu¹⁷, que estabeleceu a criação de entidade binacional, constituída em partes iguais pela Eletrobrás e pela ANDE (*Administración Nacional de Eletricidad*, do Paraguai). Em 5 de julho de 1973, como dito, foi sancionada a Lei n.º 5.899, conhecida por Lei de Itaipu, a qual estabeleceu que a totalidade dos serviços de eletricidade de Itaipu, a que o Brasil se obrigou a adquirir em função do tratado celebrado com a República do Paraguai, seria utilizada pelas empresas concessionárias brasileiras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, nas cotas que lhes fossem destinadas pelo poder concedente. A aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu seria regulada por contratos com duração de 20 anos designados às subsidiárias da Eletrobrás, Furnas e Eletrosul. Para realizar o repasse da totalidade dos serviços de eletricidade, foi determinado pela lei que as subsidiárias elaborassem contratos com as distribuidoras estaduais¹⁸ para utilização, em conjunto, da totalidade da potência contratada e da energia vinculada a essa potência. A potência contratada com Furnas e Eletrosul pelas empresas distribuidoras foi rateada na proporção da energia vendida por elas a seus consumidores finais, no ano anterior àquele em que foram celebrados os contratos.

¹⁶ Art. 9.º do Decreto-Lei n. 3.128/1941, repetido pelo art. 161 do Decreto n.º 41.019/1957. O modelo tarifário do Código de Águas era aberto, pois a remuneração era a justa, sem quantum; somente em 1941, por decreto-lei, é que ele foi fechado, com a remuneração justa então fixada em 10%. O Decreto n. 41.019 só repetiu esse valor.

¹⁷ A história da formalização da Usina de Itaipu começa em junho de 1966, quando os ministros das Relações Exteriores do Brasil, Juracy Magalhães, e do Paraguai, Sapena Pastor, assinaram a “Ata de Iguaçu”, em que declaram o interesse em estudar o aproveitamento dos recursos hidráulicos do trecho do Rio Paraná pertencente a ambos. Os estudos de viabilidade e para a elaboração do projeto da obra foram efetivamente iniciados em 1971. A construção da hidrelétrica iniciou-se em janeiro de 1974.

¹⁸ A energia da Light consumida no Estado de São Paulo ficava inserida no contrato de Furnas com a Centrais Elétricas de São Paulo S.A. – Cesp.

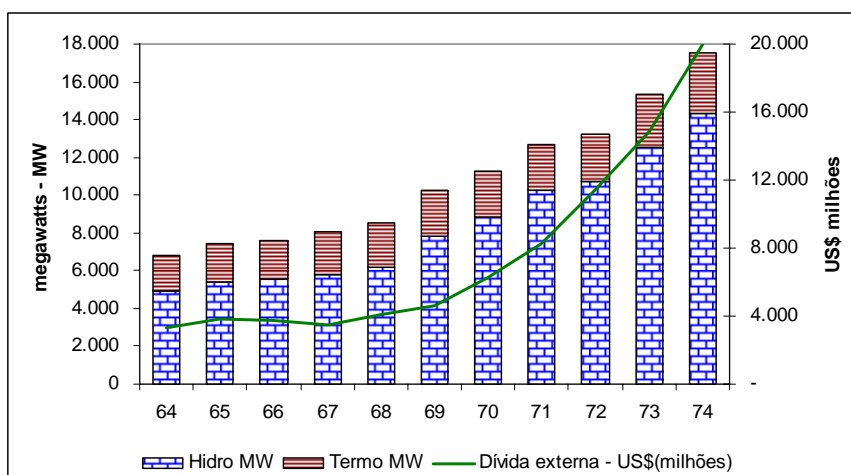


Gráfico 5: Evolução da capacidade instalada e da dívida externa 1964-74

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio do Ipeadata, 2007.

2.2 A queda do keynesianismo e a ascensão do molde neoliberal na reconstrução do modelo do setor elétrico

2.2.1 Os choques do petróleo na década de 70

Do conflito entre árabes e israelenses, ocorrido em 1973, o preço do barril do petróleo subiu mais de quatro vezes de outubro de 1973 a janeiro de 1974, acontecimento esse conhecido por primeiro choque do petróleo. A dependência dos países com relação a esse produto, sejam industrializados ou em desenvolvimento, fez com que a dinâmica econômica capitalista sofresse efeitos adversos entre 1973 e 1978, ditando seu comportamento a partir desse período.

D. Sachs e Larrain B. (2000, p.518) analisam que as causas principais dos aumentos do preço do petróleo foram provocadas pelo lado da oferta. Enquanto que, entre 1955-1973, a produção mundial de petróleo cresceu à taxa anual média de 10%, entre 1973-1979 esse crescimento foi zero. Com o objetivo de manter os preços internacionais do óleo cru em um patamar alto, os países que compõe a organização dos países exportadores de petróleo (Opep) reduziram a produção dessa *commodity*. Restringindo-se ainda mais o cenário de oferta, nações importadoras e produtoras (não auto-suficientes) de petróleo, com destaque aos Estados Unidos, também sofreram com a desaceleração de suas produções petrolíferas.

Esses eventos alteraram o paradigma de preço do petróleo, cujas consequências foram desastrosas sobre a macroeconomia mundial. A trajetória do preço nominal do petróleo (em dólares por barril) e sua variação porcentual anual são apresentadas no gráfico 6. Note os dois importantes choques de 1973-1974 e 1979-1980, sendo que, o segundo ocorreu sem que a

economia mundial já tivesse absorvido completamente os efeitos negativos do primeiro. De acordo com Cerqueira (2006, p.15), a razão principal desse segundo choque do petróleo foi a incerteza quanto à oferta do produto.

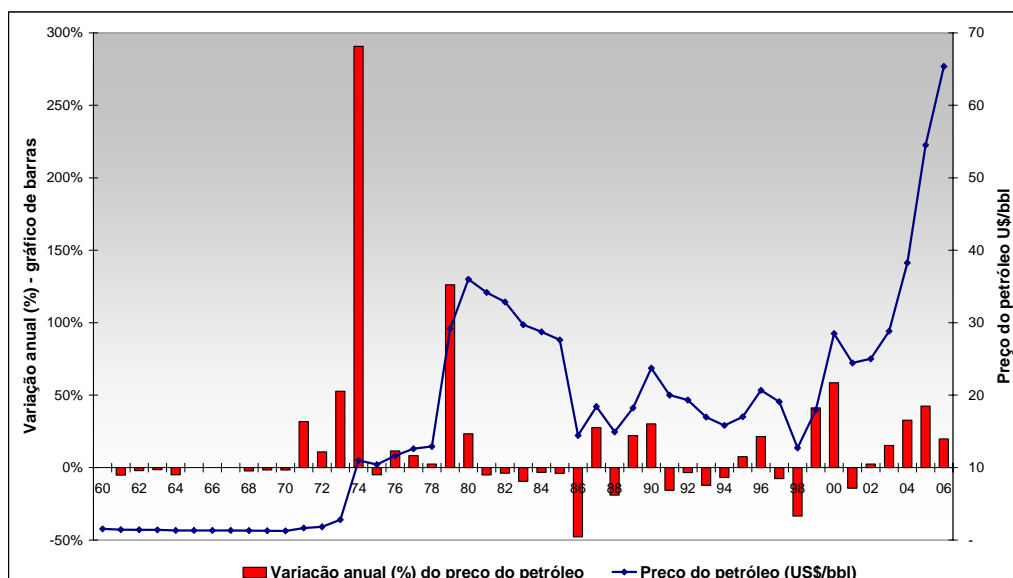


Gráfico 6: Evolução do preço do petróleo 1960-2006

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a IEA, 2007.

De acordo com D. Sachs e Larrain B. (2000, p.748), o resultado do primeiro choque do petróleo, de 1973-1974, foi uma rápida expansão do mercado do eurodólar, a rede bancária sediada na Europa que tomava e concedia empréstimos internacionais de longo prazo em dólar americano. Com o extraordinário aumento de receita pela venda do óleo cru, os países exportadores do Oriente Médio depositaram imensas quantias nos bancos internacionais europeus. Conseqüentemente, esses bancos passaram a contar com disponibilidade de caixa superior à necessidade de recursos de seus clientes europeus, passando, assim, a financiar as nações em desenvolvimento. Portanto, a crise do petróleo contribuiu para imenso aumento da disponibilidade de créditos internacionais para esses países. Desta forma, muitos governos, que não conseguiam atrair empréstimos bancários antes de 1973, depararam-se com um cenário em que os bancos comerciais estavam ansiosos para conceder empréstimos.

A disponibilidade de recursos era tal que se concediam empréstimos com taxas de juros muito baixas, até mesmo negativas em termos reais (vide gráfico 10, mais adiante). A combinação de taxa de juro baixo e do aumento da receita de exportações (em virtude da alta dos preços internacionais das matérias-primas exportadoras) encorajou muitas nações, como Brasil, Argentina e México, a rápido endividamento, uma vez que não se vislumbravam dificuldades em honrar esses financiamentos. O gráfico 7 ilustra o veloz endividamento brasileiro a partir

do primeiro choque do petróleo:

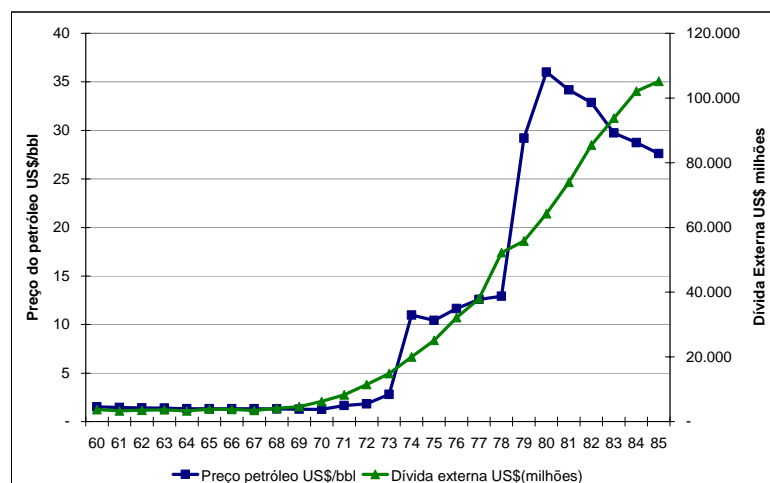


Gráfico 7: Evolução do preço do petróleo e da dívida externa brasileira 1960-1985

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio do Ipeadata, 2007; IEA, 2007.

Os setores de infra-estrutura são os que mais se aproveitaram dessa oferta de capital internacional para financiar suas expansões¹⁹, e, no caso do setor elétrico, não foi diferente: a participação de financiamento em moeda estrangeira pulou de 16,73% em 1974, para 49,65% em 1984, conforme demonstra a área superior do gráfico 8 a seguir:

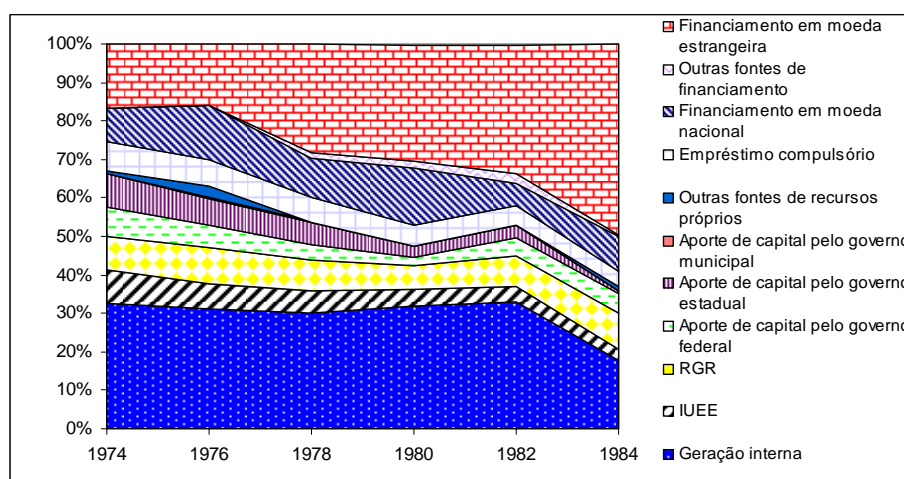


Gráfico 8: Fontes de recursos do setor de energia elétrica em % 1974-1984

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Eletrobrás, extraído de Landi, Mônica. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005, 2006*.

Além da citada expansão da disponibilidade de capital internacional devido aos petrodólares – dólares acumulados em função de grandes receitas adquiridas por um país exportador de

¹⁹ Destacam-se os grandes projetos promovidos pelo governo: minério de ferro e aço em Carajás, os pólos petroquímicos de Camaçari-BA e Triunfo-RS, alumínio e celulose com grupos japoneses, etc.

petróleo –, a majoritária representatividade do financiamento como fonte de recurso do setor elétrico na década de 80 deve-se, muito, ao uso do setor nas políticas de combate a inflação, conforme será demonstrado mais adiante, por meio do gráfico 11, o qual estrangulou a capacidade de autofinanciamento pela geração de caixa das próprias empresas.

As dúvidas sobre o futuro da economia brasileira em 1973-1974 vão além do choque do petróleo, segundo Moura da Silva (1979, p.45): há ainda “pressões para mudança na política econômica oriunda da questão distributiva num quadro político autoritário, na condução dos negócios, e, a frágil e ainda assim ampla organização do mercado de capitais na qual se tenta essa mudança”.

Em março de 1974, tomava posse o general Ernesto Geisel, o qual trouxe ambicioso plano de governo, o II Plano Nacional de Desenvolvimento Econômico (II PND), que em muitos pontos contrastava a política-econômica da administração anterior, e, segundo Moura da Silva (1979, p.44), propunha fundamentalmente:

- Programa social (saúde, previdência, política salarial) de forma a alterar o perfil distributivo da sociedade em favor dos grupos de baixa renda. Segundo Barros (1992, p.80), Geisel tinha por objetivo inverter o cenário de aumento do descontentamento da população, pressionada pelas cada vez maiores dificuldades cotidianas;
- Fortalecimento da indústria de base: energia, metais não-ferrosos, fertilizantes e produtos químicos, com a criação de tecnologia nacional. Destacam-se os grandiosos projetos das hidrelétricas de Itaipu e Tucuruí, assim como da usina nuclear de Angra I;
- Fortalecimento da indústria privada nacional, que sofria enorme concorrência das multinacionais e empresas estatais;
- Redefinição do setor de transporte em favor das ferrovias e outros meios de transporte que não fossem dependentes do petróleo;
- Ampla abertura política, gradual, mas firme. De acordo com Barros (1992, p.73), o projeto político de Geisel, com a flexibilização política, era institucionalizar o regime ditatorial, legitimá-lo perante a sociedade. Dois exemplos da verdadeira intenção de Geisel foram a edição do Decreto-Lei n.º 6.639/1976, que criou a “Lei Falcão”, amordaçando o MDB; e a criação da figura espúria do senador “biônico”, em 1978.

Para tentar pôr em prática o II PND, o governo promoveu: reorganização da administração da

política econômica, redefinindo a autoridade do Conselho Monetário Nacional; criação de dois novos órgãos de definição de política econômica, o Conselho de Desenvolvimento Econômico (CDE) e o Conselho de Desenvolvimento Social (CDS); transferência da administração dos fundos do PIS e Pasep para o BNDE.

Entretanto, as propostas do II PND trouxeram dúvidas aos investidores, e, segundo Moura da Silva (1979, p.46), tais dúvidas levaram os investidores a preferirem ativos financeiros com remuneração real e garantia do governo, até um melhor entendimento dessa nova orientação econômica. Isto é, verificou-se queda na eficiência marginal do investimento.

Somam-se a esse quadro as incertezas quanto aos desdobramentos do choque de preços do petróleo, uma vez que países como EUA, Japão e Alemanha começam a sinalizar quedas de crescimento e emprego, assim como elevação da inflação, instabilidade no mercado financeiro com a aceleração da inflação interna e liquidação extrajudicial de um grande conglomerado financeiro (grupo Halles) pelo Banco Central.

O ano de 1974 fecha com elevação da inflação de 15,5% de 1973 para 34,5%, déficit na balança comercial de aproximadamente 4,7 bilhões de dólares, sendo a conta petróleo responsável por 63% desse rombo, e queda na taxa de crescimento do setor de transformação industrial de 15,8% em 1973, para 7,1%.

A situação deteriora-se ainda mais a partir de 1975, quando se observa, segundo Moura da Silva (1979, p.53) uma armadilha de liquidez. O governo tomava recursos a taxa de juros reais positiva e não conseguia aplicar esses recursos a taxa real maior que zero, ou seja, o mais importante agente do mercado financeiro operava com *spread* negativo.

Em paralelo, com o objetivo de estancar o déficit das transações correntes de 1974, foram adotadas duas medidas para atrair o capital estrangeiro: a redução do imposto de renda incidente em remessas para o exterior de 25% para 5% e a redução de 10 para 5 anos o prazo mínimo para a entrada de recursos externos. Esse contexto e a avaliação do capital internacional de que a política cambial brasileira estava atrelada à sua política financeira proporcionaram o conforto necessário para um expressivo aumento da entrada líquida de recursos externos, de cunho estritamente especulativo, que saltou de 3,5 bilhões de dólares em 1973 para 6,25; 5,99; 6,87; e 6,15 bilhões de dólares em 1974-1977, respectivamente.

Moura da Silva (1979, p.57) resume o contexto econômico ao final do governo Geisel:

De um lado, a queda na eficiência marginal do investimento, causada pela crise internacional e pela crise política doméstica com origens bem mais remotas do que a crise do petróleo de 1973; de outro, temos o quadro especulativo interno alimentado pela crise política interna, de uma parte, mas, fundamentalmente, assentado numa frágil estrutura de mercado de capitais, de outra parte.

Esse cenário político-econômico repercutiu diretamente no setor elétrico, começando pelas medidas de “cunho social” implementadas no início da gestão militar de Geisel, como a **equalização tarifária** em todo território nacional, por meio do Decreto-Lei n.º 1.383/1974. A medida procurava diminuir o descontentamento da população residente nos estados mais pobres e que também eram os menos povoados, e que pagava mais pela energia elétrica do que os habitantes dos estados mais ricos e povoados, em função de menor diluição dos custos. A taxa de remuneração garantida das empresas exploradoras do serviço de energia elétrica dar-se-ia por meio da transferência de recursos excedentes das empresas superavitárias para as deficitárias; por intermédio da Reserva Global de Garantia – RGG (GOMES *et al*, 2002, p.10).

O mecanismo de compensação utilizado era a “conta de resultados a compensar – CRC”. Os déficits (ou superávits) de remuneração das concessionárias eram contabilizados anualmente, constituindo um crédito (ou débito) das concessionárias contra os consumidores, mediante repasse às tarifas no exercício seguinte, ou quando fosse feita revisão tarifária²⁰. A compensação seguia uma hierarquia, se a concessionária tivesse acima de 10% de remuneração anual (não mais 12%; ver art. 5.º do DL 1.383), **a critério do MME** – havia certo poder discricionário, portanto – em tese o excedente iria para a RGG (até 2% dos investimentos da empresa), já deduzidos previamente todos os encargos existentes, como custo do serviço, o que incluía a RGR.

Somente numa fictícia situação, algo desse excedente abateria a CRC da concessionária – que era individual – era se todas as concessionárias, em conjunto tivessem a média de remuneração acima de 10%. A regra era a empresa deficitária receber recursos da RGG até completar os 10% anuais de remuneração, o que deixava a CRC da empresa inalterada, pois esse era o quantum legal atingido. Como se pode ver, a RGG era um suposto jogo de soma zero, se tudo fosse feito corretamente, o que não ocorreu a partir de 1978, em virtude da baixa tarifa equalizada média do setor como instrumento de combate à inflação.

²⁰ Com a edição do Decreto-Lei n.º 2.432/1988, de crédito contra o consumidor para a ser contra a União.

Entretanto, já no governo de João Baptista de Oliveira Figueiredo, que tomou posse em março de 1979, com a edição do Decreto n.º 83.940, de 10 de setembro daquele ano, ficou definido que:

[...] o ato de fixação ou reajustamento de qualquer preço ou tarifa por órgãos ou entidades da Administração Federal, Direta ou Indireta, mesmo nos casos em que o poder para tal fixação seja decorrente de lei, dependerá, para sua publicação e efetiva aplicação, de prévia aprovação do ministro de Estado-Chefe da Secretaria de Planejamento.

Na prática, o setor elétrico perde sua independência de gestão econômico-financeira, subordinando-se diretamente às políticas macroeconômicas, cuja expressão maior dar-se-ia na década de 80, quando o setor seria utilizado como instrumento de contenção do processo inflacionário.

2.2.2 A estagflação

Com o segundo choque do petróleo, estava afinal decretado o fim da chamada Idade de Ouro do desenvolvimento econômico capitalista iniciado nos anos 40, após o término da segunda Guerra Mundial (MARQUETTI, s/d). A acentuada queda da taxa bruta de lucro nos Estados Unidos na década de 70 ilustra bem esse momento:

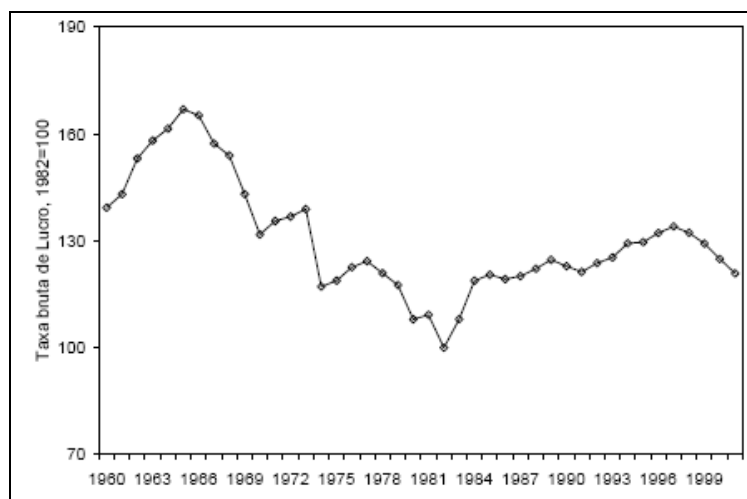


Gráfico 9: Taxa bruta de lucro nos Estados Unidos entre 1960 e 1982

Fonte: OCDE, 2002, extraído de Marquetti, A.A.. A Economia Brasileira no Capitalismo Neoliberal: Progresso Técnico, Distribuição de Renda e Mudança Institucional (s/d).

Após os dois choques do petróleo, em valores nominais, seu preço registrou, em 1980, valor aproximadamente **treze vezes** superior ao anterior ao primeiro choque, em 1973 (IEA *Energy Prices and Taxes*, 2007). A consequência foi traumática, a década de 80 conheceu o conhecido fenômeno da **estagflação**, e o fim de duas décadas de alto crescimento com baixa inflação: as de 1950 e 1960.

Com a estagflação e a redução da taxa de lucro, o keynesianismo perde força, e o “neoliberalismo sai dos pequenos círculos de intelectuais de direita para ganhar o comando da política mundial” (PRADO, s/d, p.12). O reflexo político foi imediato, nos Estados Unidos e Inglaterra, foram eleitos, respectivamente, Ronald Reagan, em 1980, e Margaret Thatcher, em 1979.

Reagan e Thatcher iniciaram um processo de mudanças institucionais ditas no Brasil como conservadoras²¹, as quais beneficiaram o capital financeiro e os setores sociais a ele associados, ditando um novo modelo institucional aos países capitalistas. Em paralelo, a década de 80 foi também marcada por revoluções tecnológicas, as quais elevaram a produtividade do trabalho. O resultado dessa combinação foi a retomada da taxa de lucro, conforme demonstra o gráfico 9, e o início da consolidação do capitalismo neoliberal (MARQUETTI, s/d).

O Estado capitalista chega, dessa forma, à sua terceira forma de liberalismo²², o neoliberalismo, no qual, na visão de Prado (s/d, p.1), o Estado assume a função de assegurar uma taxa de lucro adequada à continuidade do capitalismo e de protegê-lo de crises econômicas, ou ainda, segundo Louis Baudin, “o Estado deve ser um soberano que prepara sua própria abdicação”, uma vez que “privatiza as empresas públicas, que transforma a oferta de bens públicos (como as estradas, postos, usinas hidrelétricas, etc.) em serviços mercantis” (*apud* PRADO, s/d, p.12).²³

Pode-se especificar a definição de neoliberalismo, segundo Duménil e Lévy:

O neoliberalismo se remete aos novos modos de funcionamento do capitalismo, tanto no centro como na periferia: uma nova disciplina do trabalho e da gestão dos ganhos dos credores e dos acionistas; o recuo das intervenções estatais em matéria de desenvolvimento ou proteção social; o crescimento espetacular das instituições financeiras; a criação de novas

²¹ Já que para os estudiosos americanos e ingleses, o sinal é trocado: progressistas.

²² O liberalismo pode ser separado em três formas: clássico, intervencionista e neoliberal. O período de formação do liberalismo clássico vai de meados do século XVIII (pós-fisiocracia e a economia clássica, com Quesnay e Adam Smith, respectivamente) a meados do século XIX. O período do liberalismo social / intervencionista vai do final do século XIX até os trinta anos posteriores à segunda Guerra Mundial – John Stuart Mill e John M. Keynes – A partir de então se tem o período ainda em vigor do neoliberalismo – F.A. Hayek e L. Von Mises – (PRADO, s/d, p.3).

²³ James D. Wolfensohn, ex-presidente do Banco Mundial, faz uma citação que expressa bem o papel do Estado no modelo neoliberal: “[...] longe de fornecer evidência para a defesa de um estado mínimo, as experiências bem sucedidas de desenvolvimento mostraram que este requer um estado efetivo, que possa ter um papel facilitador, catalítico, encorajador e complementador das atividades dos indivíduos e dos negócios privados” (HILDYARD, 1997, p.5, *apud* PRADO, s/d, p.12).

relações entre os setores não financeiros e financeiros com vantagens para estes últimos; uma nova atitude favorável às fusões e aquisições; uma grande desregulamentação financeira; um reforço do poder e da autonomia dos bancos centrais cuja ação se concentra na estabilidade dos preços; a determinação de drenar para o centro os recursos da periferia. O neoliberalismo dá novas formas à mundialização, notadamente àquelas da dívida do terceiro mundo e estragos causados pela livre mobilidade dos capitais. A característica principal da fase atual é sua extensão gradual ao conjunto do planeta, sua própria mundialização (DUMÉNIL; LÉVY, 2003, p.29, apud PRADO, s/d, p.1).²⁴

Se os países industrializados sofreram com a crise dos anos 70, que os fez implementar reformas institucionais neoliberais, o Brasil, como grande importador de petróleo cuja indústria e meios de transporte eram dependentes de seus derivados, enfrentava uma situação ainda mais crítica. Entretanto, a turbulência do cenário político interno, com a população clamando pela abertura do regime, anistia e reforma partidária, não permitia que fossem adotadas medidas neoliberais, que enfraquecessem ainda mais os trabalhadores assalariados. E, como expressão maior da insatisfação dessa classe, em 1979, Luís Inácio da Silva, consolidando sua liderança sindical, comandou uma greve com mais de 170 mil metalúrgicos do ABC paulista.

Nesse contexto, na contramão dos países industrializados, Delfim Neto apresentava o III Plano Nacional de Desenvolvimento, com o qual o país buscava absorver os efeitos da crise mundial por meio do desenvolvimento de fontes alternativas de energia e de uma política de substituição de importações de petróleo e derivados. Sendo assim, o governo direcionou pesados recursos para investimentos nas áreas de energia e transporte, principalmente, com destaque para pesquisa e exploração de petróleo, hidrelétricas, usinas nucleares e programas do álcool e do carvão mineral nacional e de substituição de óleo combustível nas indústrias, assim como para os metrô de São Paulo e do Rio de Janeiro. Outros setores também receberam fortes recursos governamentais, como, as áreas de siderurgia, metais não-ferrosos, bens de capital, fertilizantes, petroquímica, papel e celulose (CERQUEIRA, 1996).

A abundância de petrodólares no mercado internacional, fenômeno desde a primeira crise do petróleo, facilitou a decisão governamental em recorrer a esses recursos, conforme pôde ser visto pelo gráfico 8, anteriormente apresentado, que retrata as fontes de financiamento do setor elétrico.

²⁴ Por mundialização, pode se entender a construção e a unificação do mercado mundial sob a égide do capital internacional e financeiro (PRADO, s/d, p. 1).

A consequência dessa decisão, somada aos choques do petróleo, foi o elevado aumento da dívida externa, conforme destaca Cerqueira:

Os ingressos de recursos no país destinados a investimentos atingiram, no período de 1974 a 1982, cerca de US\$ 50 bilhões e as elevações dos preços do petróleo, no mesmo período, representaram um dispêndio adicional de mais de US\$ 30 bilhões, formando as duas parcelas a significativa soma de US\$ 80 bilhões (CERQUEIRA, 1996, p.16).

Entretanto, o pior ainda estava por vir, o cenário começa a deteriorar-se criticamente pouco mais adiante, a partir de 1981, quando, seguindo a “cartilha” neoliberal ortodoxa, as nações industrializadas aumentaram os juros internacionais bruscamente, como medida para conter a escalada da inflação. Acentuando o caótico cenário aos países em desenvolvimento, houve uma queda no preço das matérias-primas, principal fonte de receita com exportação desses países (D. SACHS; LARRAIN B., 2000).

O gráfico 10 ilustra a evolução das taxas de juros reais e nominais, assim como os preços de exportação dos países devedores da América Latina. Da primeira crise do petróleo, com a sobreoferta de petrodólares, a taxa de juros real era negativa em 29,4% a.a. em 1974; já em 1981-1983, com a adoção de medidas antiinflacionárias, a taxa real alcançava positivos 19,9% a.a., 27,5% a.a., e 17,4% a.a., respectivamente.

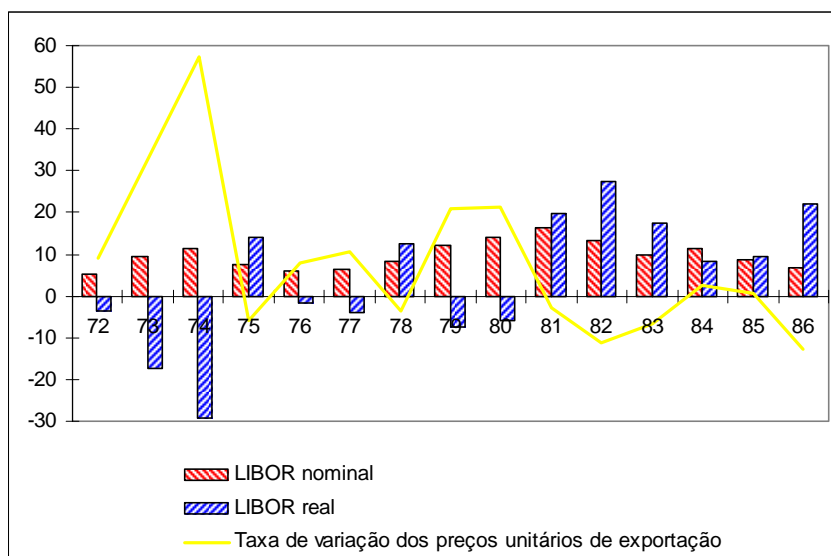


Gráfico 10: Taxas de juros na América Latina 1972-86

Fonte: Elaboração própria com base em dados extraídos de D. Sachs e Larrain B., 2000.

Esse aumento na taxa de juros elevou a dívida dos países em desenvolvimento importadores de petróleo de aproximadamente US\$ 100 bilhões antes da primeira crise do petróleo, para aproximadamente US\$ 500 bilhões em 1982.

Essa conjunção de fatores devastaria as economias em desenvolvimento, gerando uma crise que não se via desde a década de 30, a “crise do mercado financeiro internacional”, assim definida por Cerqueira:

A chamada ‘crise do mercado financeiro internacional’ teve por origem diversos fatos sucessivos: a instabilidade política no Oriente Médio, a insolvência da Polônia, as dificuldades de grandes empresas alemãs, canadenses e americanas, a guerra das Malvinas no Atlântico Sul, a moratória do México, em agosto de 1982 e, finalmente, o insucesso da reunião do Fundo Monetário Internacional – FMI, em setembro do mesmo ano, em Toronto, em que se esperava a criação de um fundo de emergência de US\$ 25 bilhões e que não se concretizou (CERQUEIRA, 1996, p.17).

Destes, os países que mais sofreram com a crise foram os latino-americanos e africanos, nos quais as dívidas foram feitas pelos governos e não pela iniciativa privada. Adicionalmente, os regimes de comércio fechado dos países da América Latina resultavam em taxas cambiais supervalorizadas, que, com a crise, geraram ampla fuga de capital, inviabilizando a continuidade dos pagamentos ao exterior (D. SACHS; LARRAIN B., 2000).

D. Sachs e Larrain B. (2000) defendem que crises de dívida externa retratam uma crise fiscal, pois governos que estavam habituados a tomar empréstimos internacionais para financiar seus déficits fiscais, prática na década de 70, sem contar mais com essa fonte de recursos, não têm a capacidade de cortar seus déficits na mesma velocidade. Desta forma, são obrigados a recorrer a empréstimos domésticos e emissão de moeda. Para atrair financiadores internos, aumentam as taxas de juros domésticas, encolhendo o investimento interno. Ao emitirem moeda, geram inflações muito altas. Somando-se os dois efeitos, o resultado dessa equação é o desemprego.

E o setor elétrico brasileiro, como não poderia ter sido diferente, frente à crise internacional, perdeu sua principal fonte de recursos do início da década de 80, o financiamento externo (vide gráfico 8). Suas outras fontes podiam ser classificadas em dois grupos, o autofinanciamento pela prática de “tarifas reais, e os aportes da União, mediante o recolhimento de impostos setoriais e dotação orçamentária” (PIRES; PICCININI, 1998, p.35).

Frente a um dos reflexos domésticos da crise internacional, a inflação, e com o objetivo de tentar controlá-la, o governo praticou uma redução longa e significativa das tarifas de fornecimento de energia elétrica, conforme demonstra o gráfico 11:

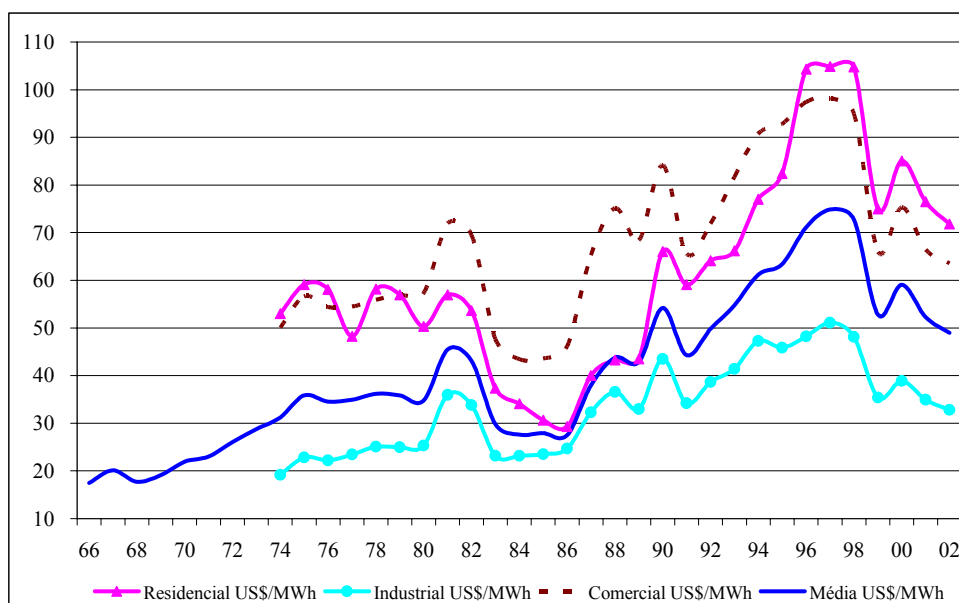


Gráfico 11: Evolução das tarifas reais médias de fornecimento de energia elétrica, em US\$ por MWh, entre 1966-2002

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio do Ipeadata, 2007.

Adicionalmente, com a finalidade de reduzir a dependência do país frente ao petróleo, o governo estabeleceu tarifas incentivadas para as indústrias eletro-intensivas (GOMES *et al*, 2002).

A partir desta prática, o setor elétrico, que já não dispunha de financiamento externo, perdeu mais uma fonte de recursos, o autofinanciamento, vez que a adoção de tarifas irreais inviabilizou a remuneração mínima legal de 10% a.a. sobre os ativos em serviço. Ao mesmo tempo, sem conseguir atingir esse patamar de remuneração, não havia mais transferências internas de recursos, via RGG.

Com a finalidade de manter o mecanismo da RGG, em 1981, foi editado o Decreto-Lei n.º 1.849, modificando a sistemática de cálculo desse mecanismo, com a criação da “figura da remuneração média do setor, que estabelecia, como base de cálculo da RGG, a diferença positiva entre a remuneração do concessionário e a remuneração média do setor” (LIMA, 1996, p.154 *apud* LANDI, 2006, p.90). Em termos simplistas, quem tivesse remuneração maior do que a média nacional recolhia o excedente, qualquer remuneração individual que tivesse, para a RGG; quem tivesse remuneração menor, recebia desse fundo um montante correspondente até essa média. Na prática, mais uma decisão governamental que prejudicou a rentabilidade das concessionárias.

Outra consequência dessa política tarifária restritiva, a qual procurava atender aos interesses

macroeconômicos em detrimento dos interesses setoriais, foi a rápida elevação das contas de resultados a compensar, as CRCs – créditos pendentes das concessionárias a cada exercício em relação à remuneração legal de 10% – e a significativa queda da taxa de remuneração do setor, conforme demonstra o gráfico 12:

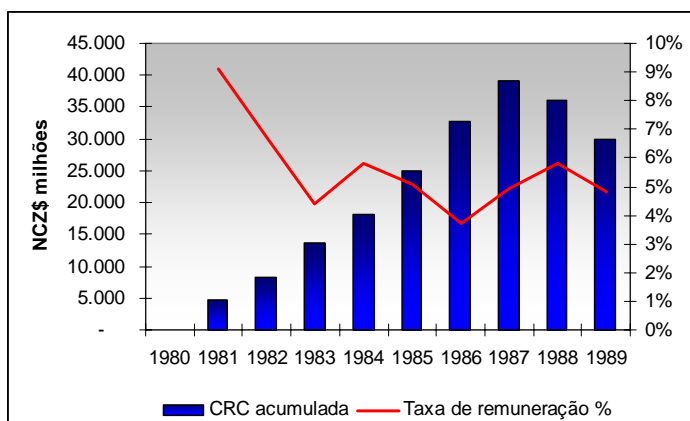


Gráfico 12: Evolução da CRC, em NCZ\$ milhões constantes de 1989

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Eletrobrás, extraído de Landi, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005, 2006.*

Sem liquidez internacional para captação de financiamentos externos, sem tarifa realista para seu autofinanciamento, para piorar ainda mais esse cenário, o setor elétrico fica também com seus recursos setoriais reduzidos, conforme demonstra o gráfico 13:

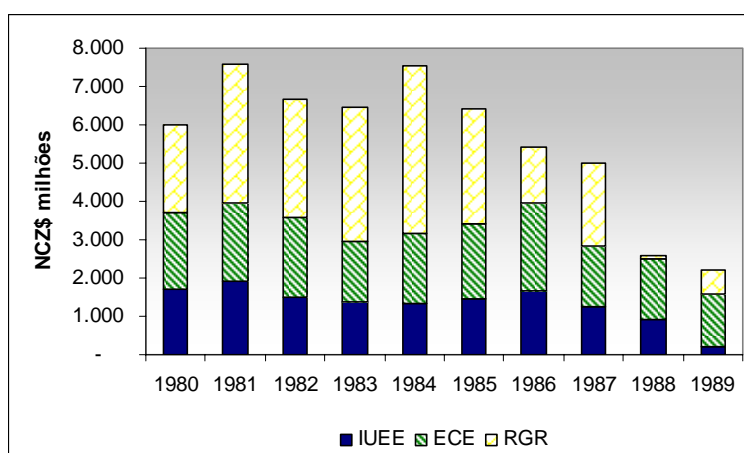


Gráfico 13: Evolução do IUEE, EC e RGR, em NCZ\$ milhões constantes de 1989

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Eletrobrás, extraído de Landi, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005, 2006.*

Agravando ainda mais esse quadro, há aumento dos custos setoriais para as construções de grandes empreendimentos, os quais fugiam da lógica econômica, tais como Itaipu, Tucuruí, Paulo Afonso IV, Sobradinho, Itumbiara e as centrais nucleares. Embora não se questione, atualmente, a importância das centrais geradoras em função da necessidade dessa energia

elétrica, na época, sabe-se que o governo poderia ter optado por empreendimentos de menor custo (PIRES; PICCININI, 1998).

Somando todos esses fatores decorrentes da crise do mercado financeiro internacional: indisponibilidade de capital externo, aumento do custo da dívida externa, redução das tarifas de fornecimento de energia elétrica, ocorrência de tarifas incentivadas, redução dos impostos setoriais e aumento dos custos das empresas do setor, o setor elétrico caminhava a passos largos para a quebra de seu equilíbrio econômico-financeiro.

Após a instalação do caos, o governo começou a procurar reverter a situação, já no governo de José Sarney, que herdou a presidência da República com o falecimento do presidente eleito, indiretamente, Tancredo Neves. Por meio do Decreto-Lei n.º 2.432, de 17 de maio de 1988, reconheceu-se que os créditos até 1987 das concessionárias constantes nos saldos monetariamente atualizadas de CRC passaram a ser ônus da União; posteriormente, a Lei n.º 8.013/1990 estendeu esse prazo, de forma que foram compensados U\$ 5,3 bilhões em créditos da CRC formados até 31 de dezembro de 1989, com ativos da União, restando, ainda, um saldo de U\$ 2,2 bilhões a serem compensados (PIRES; PICCININI, 1998).

Esse mesmo decreto-lei criou a Rencor – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, “pela qual as concessionárias com remuneração acima da garantida repassavam o excedente para as concessionárias com remuneração inferior à garantida” (GANIM, 2003, p.27).

Entretanto, com os frustrados planos de estabilização econômica para contenção da hiperinflação, as tarifas de fornecimento de energia elétrica voltaram a ser utilizadas como instrumento de controle da inflação. E a lógica da remuneração garantida por lei resultou em um cenário em que, mesmo com a imposição de tarifas menores, não houve esforço das empresas estatais em reduzir seus custos e melhorar sua produtividade. Conseqüentemente, novos créditos da CRC foram sendo acumulados (PIRES; PICCININI, 1998).

A nova carta magna de 1988 criou os últimos mecanismos para a falência do modelo setorial, regulamentado há mais de 30 anos: substituição do IUEE pelo ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços –, cuja alíquota é definida pelos estados da federação e sem nenhuma destinação às concessionárias como era no caso do IUEE; elevação de 6% para 40% a alíquota do imposto de renda das empresas de energia elétrica; e o fortalecimento do poder estadual.

Fortalecidos, os governadores dos estados das regiões Sul e Sudeste não autorizaram mais o repasse do excedente da remuneração de suas concessionárias estaduais acima da remuneração garantida, no âmbito da Rencor, defendendo tarifas compatíveis com a área de concessão de cada empresa. Em outras palavras, iniciou-se um processo de inadimplências intra-setoriais, levando o setor a sua maior crise até então (GOMES *et al*, 2002).

O setor chega em 1992 completamente falido, a grande maioria das empresas operavam com déficit, não geravam caixa suficiente para honrar seus compromissos financeiros, os quais acabavam sendo feitos pelo Tesouro Nacional, havia 10.000 MW em obras paralisadas, as distribuidoras não pagavam as geradoras federais pois a tarifa de fornecimento era insuficiente, a Eletrobrás não conseguiu honrar sua dívida externa, e a CRC acumulava um rombo de US\$ 24 bilhões, isto é, cerca de 2,5 anos de faturamento de todo o setor elétrico (RESENDE; ALQUERES, 1993, *apud* PIRES; PICCININI, 1998).

Em busca de uma solução à crise financeira do setor elétrico, em 04.03.1993, foi editada a Lei n.º 8.631, alterando regras importantes de funcionamento do setor: (i) desqualificação das tarifas; (ii) extinção da remuneração garantida; (iii) extinção da CRC, mantendo-se a responsabilidade da União de pagar os créditos atualizados existentes até março de 1993; (iv) quitação pela União Federal de dívidas das concessionárias de suprimento de energia, de aquisição de combustíveis, de RGR e de Rencor.

As medidas de saneamento financeiro intrasetorial resultaram no encontro de aproximadamente vinte e seis bilhões de dólares bruto. Desse montante, houve redução de 25% a favor da União, como um redutor próprio em lugar da cobrança de imposto de renda – para não haver reconhecimento do valor de cada CRC como sendo lucro das empresas, com distribuição compulsória estatutária para os acionistas minoritários, o que retiraria recursos do setor. Após essa redução, foram feitos os encontros de débitos e créditos entre cada concessionária e a União, o que incluía os valores devidos à Eletrobrás e suas subsidiárias, RGR, Rencor, etc., o que resultou em algo próximo a 7,7 bilhões de dólares de crédito final para as concessionárias, e a quitação de 12,1 bilhões de dólares por meio de créditos que a União e suas agências executivas tinham direito (FARIA JR, 1997, p. 197).

Os 7,7 bilhões de dólares foram securitizados em títulos públicos federais, conhecidos por ELET's, que posteriormente foram utilizados no processo de privatizações das empresas do setor elétrico, segundo a Lei n.º 8.724/1993 (FARIA JR, 1997, p. 12-13).

Somados aos 5,3 bilhões de dólares que já haviam sido compensados por meio do Decreto-Lei n.º 2.432/1988 e da Lei n.º 8.013/1990, o Tesouro absorveu um total de **US\$ 31,3 bilhões** de dívidas do setor elétrico! Essa era a conta final passada para a União; estava assim concluída a grande aventura que vários ministros da Fazenda intentaram contra a economia do setor elétrico, à custa de oportunístico e pragmático combate à inflação. O gráfico 14 apresenta os investimentos realizados no setor elétrico entre 1980 e 1991, corroborando para a avaliação do quadro de definhamento do setor.

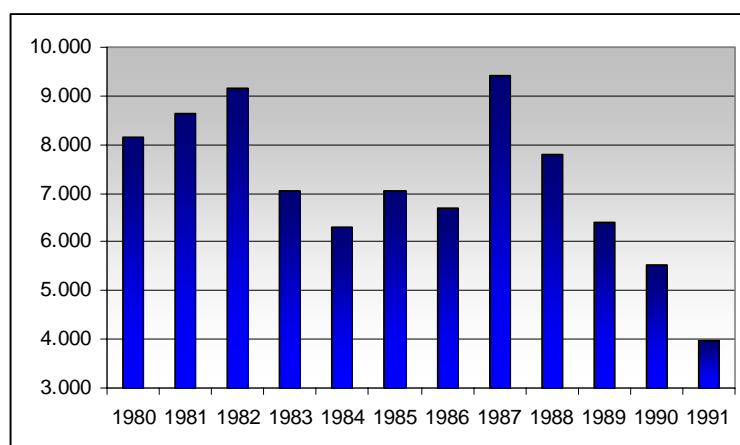


Gráfico 14: Evolução dos investimentos no setor elétrico entre 1980-91, em US\$ milhões

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Prado (1996, p.123), extraído de Landi, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005*, 2006.

Além de todos os fatores já apontados até aqui, Pires e Piccinini (1998, p.39) ainda apontam outros menores, mas que também contribuíram para a crise do setor elétrico: “fragilidade do DNAEE, as falhas no planejamento setorial e as pressões dos grupos de interesse vinculados às empresas construtoras”.

2.3 A primeira reforma do setor elétrico: RE-SEB

2.3.1 Introdução do neoliberalismo no Brasil

O país fechou a década de 80 não somente com uma crise do setor elétrico, mas com as finanças nacionais falidas, uma das maiores dívidas do mundo, e o maior índice de inflação registrado até então na história brasileira.

Os primeiros passos foram no sentido de renegociar a dívida externa; inicialmente destaca-se o plano Baker²⁵, em 1985, o qual não conseguiu encontrar uma solução para o problema da dívida externa, uma vez que se opunha a qualquer redução negociada da dívida. Já em 1989,

²⁵ O plano Baker tem o nome do Secretário do Tesouro dos Estados Unidos, James Baker II.

com o anúncio do plano Brady²⁶ e a aceitação da redução real da dívida, as negociações caminharam para um entendimento comum (D. SACHS; LARRAIN B, 2000, p.776).

O plano Brady reconhecia que para a maioria das nações o pagamento integral da dívida era intangível, mesmo com empréstimos de curto prazo; sendo assim, estabeleceu a necessidade de redução das dívidas pelos bancos comerciais credores, seja pela redução do principal, seja pela da taxa de juro. Em contrapartida, para reduzir a carga da dívida, seria necessário que os países devedores implementassem reformas, sob a observação cuidadosa do FMI e do Banco Mundial, para reestruturar suas economias e assim voltassem a crescer e gerar caixa suficiente para honrar os “novos” compromissos. As medidas do plano podem ser separadas em duas frentes amplas: (i) reforma do setor público com o objetivo de diminuir o tamanho e o envolvimento do governo na economia, o que em geral significa um extenso programa de privatizações; e (ii) liberalização dos mercados, o que envolve a “abertura da economia ao comércio internacional, com medidas para liberalizar tanto a conta corrente como a conta capital da balança de pagamentos” (D. SACHS; LARRAIN B., 2000, p.777).

As diretrizes do processo de reforma da América Latina foram estabelecidas durante o “*Latin American Adjustment: How Much Has Happened?*”, em 1989, cuja síntese das propostas de reforma instituídas pelas agências multilaterais ficou conhecida por “*Consenso de Washington*”, vez que o referido encontro ocorreu na capital dos Estados Unidos (SAUER, 2003, p.16). Essas diretrizes significavam a introdução do modelo neoliberal às economias latino-americanas, modelo esse já vigente nas economias desenvolvidas, com destaque aos Estados Unidos e Inglaterra, desde a posse de Reagan e Thatcher, respectivamente²⁷.

As reformas neoliberais sugeridas pelo Consenso de Washington²⁸ foram (BATISTA, 1994; *apud* SAUER, 2003):

- Privatização das empresas estatais, com destaque às de capital intensivo e com características de monopólio natural, como os dos setores de telecomunicações e

²⁶ Esse plano tem o nome do Secretário do Tesouro dos Estados Unidos, Nicholas Brady.

²⁷ Vide item “2.2.2 – estagflação” para um maior detalhamento.

²⁸ “Williamson, um dos elaboradores dos pontos relativos às reformas político-econômicas da América Latina, posteriormente denominadas de “Consenso de Washington”, resume-os de forma simples em: Disciplina Fiscal; Prioridade dos Gastos Públicos; Reforma Fiscal; Liberalização do Financiamento; Taxa de Câmbio; Liberalização do Comércio; Investimento Externo Direto; Privatização; Desregulamentação e Direito de Propriedade. Fischer incluiu às propostas a Agricultura, o Auxílio aos Pobres e a Reforma das Empresas Estatais” (WILLIAMSON, 1992; *apud* BRITO, 2003, p.5).

energia, promovendo, dessa forma, a saída do Estado da economia e levantando recursos para o pagamento das dívidas interna e externa;

- Enxugamento do Estado, com a redução do funcionalismo, objetivando cortar custos, para que assim não seja necessário o artifício do imposto inflacionário (aquele decorrente das receitas obtidas pelo governo por causa da emissão de moeda) ou tomada de recursos externos para custear a máquina administrativa;
- Reformas fiscais e tributárias, para desonerar o capital investidor privado;
- Flexibilização dos direitos trabalhistas;
- Liberalização econômica;
- Diminuição da participação do Estado em investimentos de políticas públicas.

A implementação do novo ideal liberal no Brasil encontrou apoios diversos, com destaque para Cardoso, Malan e Franco:

[...] nos anos 80, a identidade positiva Estado-Desenvolvimento se dilui e o Estado passa a ser visto quase como um obstáculo ao progresso. Não é só a ideologia neoliberal que ganha uma hegemonia temporária. Mais do que isto, é a falência material do Estado, tanto em países ricos quanto pobres, que leva a um esforço de reforma que não pode ser modelado ideologicamente. Aliás, um outro dado fundamental nasce da falência dos modelos ideológicos. O Estado tem de resolver problemas concretos, com meios concretos de que dispõe (CARDOSO apud BRITO, 2003, p. 5).

É uma nostalgia dos anos 50 a idéia de que é o Estado que vai promover o desenvolvimento, através do gasto público, mandando a conta para sociedade através do imposto inflacionário, do endividamento que recai sobre gerações futuras, ou de impostos que caíam sobre gerações presentes. É nesse sentido que eu acho que o nome do jogo aqui é o aumento da poupança privada e a redução da despoupança pública, como tenho chamado a atenção há algum tempo (MALAN, 1999; apud BRITO, 2003, p. 52).

[...] o setor público não terá muita capacidade de originar investimentos como teve nos anos anteriores a 1983. A responsabilidade pelo crescimento nos anos a seguir deverá recair predominantemente sobre o setor privado (FRANCO, 1999, p. 62; apud BRITO, 2003, p. 52).

E mesmo encontrando oposições, como a de Sayad:

Sem gasto público, o nível de atividade e de emprego passa a depender do estado de ânimo e das opiniões dos empresários sobre o governo. Assim, se o governo não atender suas reivindicações e ouvir suas opiniões, os investimentos se reduzem, o desemprego aumenta e há fugas de capitais (se houver mobilidade de capital). Sem gasto público, a opinião do capital

resgata sua importância e efetividade (SAYAD, 1999, p.130-131; apud BRITO, 2003, p. 52).

Por meio de uma “ofensiva ideológica da inevitabilidade das ‘reformas’, ‘modernização’ e ‘globalização’ como parte do ‘pensamento único’ construído na pretensa racionalidade do mercado” (MERCADANTE, 1998, p. 132, *apud* BRITO, 2003, p. 52), o governo, inicialmente pela gestão Fernando Collor de Melo e com mais força na de Fernando Henrique Cardoso, conseguiu implementar os ideais neoliberais no país, o que, no setor elétrico refletiu no novo modelo institucional, conhecido por modelo RE-SEB.

2.3.2 Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE

Antes de entrar no modelo RE-SEB é importante citar a primeira grande tentativa histórica do setor de se auto-reformar, que foi a Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE. De certa forma, a RE-SEB foi um *remaking* bem sucedido da REVISE, nove anos depois, até porque seu grande mentor e criador, o secretário nacional Peter Greiner foi coordenador do grupo de Organização da REVISE, reportando-se ao comitê-executivo (FARIA JR, 1997).

As principais conclusões e recomendações da REVISE, de acordo com Faria Jr (1997), foram:

- Necessidade de desqualização das tarifas de fornecimento e suprimento, modelo artificial de gestão financeira;
- Participação da iniciativa privada nas inversões setoriais;
- Redução do papel da Eletrobrás, que acumulava atribuições com interesses conflitantes: dona de empresas de geração, financiadora do setor, coordenadora do planejamento de cunho determinativo e da operação interligada;
- Alteração do modelo comercial com a finalidade de eliminara inadimplência entre as concessionárias;
- Fim do uso político do setor elétrico.

Segundo Paixão (2000, p.48), a REVISE deixou como herança “[...] um ótimo diagnóstico setorial, um bom intercâmbio de idéias, profissionais mais maduros [...]”.

2.3.3 Modelo RE-SEB

O marco da primeira reforma institucional de fato do setor elétrico – modelo RE-SEB – é considerado por muitos a Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, quando da criação da

Agência Nacional de Energia Elétrica, e por outros a Medida Provisória n.º 1.531, a qual deu origem à Lei n.º 9.648, em maio de 1998, quando foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Operador Nacional do Sistema Elétrico. Entretanto, um conjunto de atos normativos já havia sido editado, dando as primeiras feições dessa reforma institucional.

A estrutura institucional desenhada por Alfredo Valladão, algo alterada por vários diplomas legais, sobretudo a Lei de Itaipu, foi praticamente mantida com a promulgação da Constituição Federal de 1988, a qual, em seu art. 21, XII, letra ‘b’, outorgou à União Federal o poder administrativo de “explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão [...] os serviços de instalação de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos”. Em seu art. 175, dispôs ainda incumbir ao poder público, na forma da lei, a prestação dos serviços públicos “diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação”, obrigatoriedade licitatória que foi uma real mudança.

Dois anos mais tarde, em 12 de abril de 1990, foi editada a Lei n.º 8.031, que criou o Programa Nacional de Desestatização – PND – e o Fundo Nacional de Desestatização – FND, gerido pelo BNDES, com a finalidade de custodiar as ações das empresas a serem desestatizadas. Como gestor do FND, coube ao BNDES liderar o processo de privatização das empresas incluídas no programa.

Já na gestão Itamar Franco, em março de 1993, foi editada a Lei n.º 8.631, cognominada “Lei Eliseu”, em alusão ao então presidente da Eletrobrás, Eliseu Resende, cujo objetivo principal era resolver a questão da inadimplência intra-setorial. Conforme descrição anterior, a lei promoveu um encontro de contas feito pelo Tesouro Nacional e concessionárias no montante equivalente a US\$ 26 bilhões.

Adicionalmente, procurando recuperar o baixo valor das tarifas individualizadas de fornecimento de energia elétrica vigentes, após seu contínuo uso como instrumento de política antiinflacionária durante a década de 80, foram concedidos aumentos que praticamente dobraram o valor já em dezembro do mesmo ano. Entretanto, não foi dada continuidade a esse processo de recuperação das tarifas, uma vez que, já em 1994, seria editado o Plano Real, interrompendo esse ciclo (GOMES *et al*, 2002).

Ainda em 2003, foi editado o Decreto n.º 915, que, “objetivando o aumento de capacidade instalada no país, permitia a formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas,

devendo a energia produzida ser utilizada para consumo próprio e o eventual excesso negociado com a respectiva empresa concessionária” (PAIXÃO, 2000, p.53). Registre-se que o formato de decreto desse regulamento, revogado em 1996 pelo Decreto n.º 2003, foi adequado, pois os consórcios já eram autorizados pelo art. 201 do Código de Águas, conforme se fundamentava aquele regulamento. Não obstante a revogação, a Lei n.º 9.074, de 1995, por meio de seu art. 18, já mantinha autorização para a formação de consórcios em empreendimentos de geração elétrica para os diversos fins.

Em 13 de fevereiro de 1995, foi emitida a citada Lei n.º 8.987, a Lei Geral das Concessões, que dispunha sobre o regime de concessão e permissão da prestação de todos os serviços públicos nos três níveis federativos, conforme previsto no art. 175 da Carta Magna.

Ainda no ano de 1995, em 7 de julho, foi editada a Lei n.º 9.074, a qual estabelece o modelo de privatização do setor elétrico e as normas para a outorga e prorrogações das concessões e autorizações de serviço público, além de criar a figura do produtor independente de energia elétrica, estabelecer o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permitir que grandes consumidores adquiram energia diretamente de produtores independentes ou de outros concessionários que não fossem o da área local de concessão. A partir dela, foi possível o início do processo de privatização das empresas do setor elétrico, com o pontapé inicial dado pela privatização da Escelsa em 1995, poucos dias depois da edição da lei, seguida pela Light em 1996, as quais já haviam sido incluídas no PND, em 1992.

Ficam definidos, dessa forma, os fundamentos da reforma, em busca de um mercado competitivo de energia elétrica. As concessões de projetos de geração e transmissão de energia elétrica passariam a ser via processo concorrencial, com prazos de 35 e 30 anos respectivamente, podendo ser prorrogados por igual período.

Em final de 1996, a reforma do setor foi iniciada com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, pela Lei n.º 9.427, embora a agência tenha sido instalada mesmo só em dezembro de 1997. Foi a partir do ano seguinte que a reforma do setor elétrico realmente adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias, muitas das quais propostas pela consultoria *Coopers & Lybrand*²⁹ (PIRES, 1999, p.141).

²⁹ Empresa de consultoria inglesa contratada pelo governo federal em 1996, que atuou conjuntamente com técnicos e consultores da Eletrobrás, do DNAEE, da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e

Com a edição da Medida Provisória³⁰ n.º 1.531, a qual deu origem à Lei n.º 9.648, de maio de 1998, foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), destinado à livre negociação de eletricidade, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico, encarregado da coordenação e controle da operação do sistema interligado.

Além da criação de uma agência reguladora, a alteração mais profunda desta primeira reforma foi a desverticalização da cadeia produtiva, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (GOMES *et al*, 2002), com a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização. Já nos segmentos de transmissão e distribuição, caracterizados como monopólio natural, foram introduzidos mecanismos de regulação incentivada (PRADO, s/d).

Uma vez desverticalizada a cadeia produtiva, contratos de compra e venda de energia deveriam ser estabelecidos entre as empresas geradoras e as concessionárias de distribuição, sendo que foi estabelecido um preço máximo de repasse do custo da energia comprada para as tarifas de fornecimento dos consumidores cativos, conhecido por valor normativo.

Para permitir a competição entre os agentes de geração foi-lhes permitido o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, assim como aos consumidores livres, e feita a homologação das regras de funcionamento do MAE (GOMES *et al*, 2002).

2.3.4 As privatizações

A privatização foi a característica mais marcante da primeira reforma do setor elétrico, a pura institucionalização dos ideais neoliberais, transferindo o princípio keynesiano de crescimento impulsionado pelo Estado para um crescimento impulsionado pelo mercado.

Em meio à consolidação do plano de estabilização econômica, o plano Real, as privatizações assumem papel de vital importância na garantia da estabilidade da moeda, como elemento no processo de ajuste fiscal, conforme bem salientam Pinheiro e Landau: “É na América Latina, de fato, onde a privatização tem sido mais freqüentemente acoplada a esquemas de trocas de ações por dívida. Em parte isso se explica pela importância da dívida externa na crise que a região viveu na década passada” (PINHEIRO; LANDAU, 1995, p. 3, *apud* BRITO, 2003,

Energia e de concessionárias até 1998.

³⁰ A opção pela edição de uma medida provisória vinha em decorrência da pressão do agora BNDES e da urgência do governo; a aflição em resolver o seu problema de ‘caixa’ foi fundamental para a decisão (PAIXÃO, 2000, p.173).

p.58).

Ainda de acordo com Brito (2003, p.59), “[...] as receitas oriundas da alienação das empresas estatais serviram como um ‘colchão’ para que a estabilidade fosse mantida através do equacionamento dos déficits em conta corrente e da dívida pública, em trajetória ascendente desde 1994.”

Embora as privatizações tenham, de fato, sido iniciadas na gestão Fernando Collor de Mello, com a venda de estatais dos setores de siderurgia, petroquímica, e fertilizantes, o setor elétrico iniciou seu processo apenas na gestão de Fernando Henrique Cardoso.

O governo federal entendeu que as privatizações deveriam ser iniciadas pelas empresas de distribuição de energia elétrica, em um primeiro estágio às pertencentes ao grupo Eletrobrás. Essa decisão se explica pela imagem de inadimplência que essas empresas tinham no mercado, junto aos agentes de geração. Desta forma, sem que o setor de distribuição fosse privatizado, o governo encontraria enormes dificuldades para achar interessados na aquisição de ativos de geração (MENDONÇA; DAHL, 1999).

A figura 1 apresenta a evolução das privatizações do setor elétrico, em um total de 24 empresas entre 1995 e 2000, que, do ponto de vista fiscal, foi um sucesso, uma vez que os governos federal e estaduais conseguiram arrecadar aproximadamente **R\$ 26 bilhões**.

Em contrapartida ao sucesso fiscal, a opinião pública se voltou contra as privatizações, conforme demonstra pesquisa feita na América Latina (figura 2), quando, em 2004, apenas 25% dos entrevistados consideraram que as privatizações foram benéficas aos seus países.

Segundo relatório do Banco Mundial, essa insatisfação é reflexo da constatação de que os “fluxos de capital privado não foram suficientes para contrabalançar o colapso dos investimentos públicos”, ou seja, para a maioria dos países e setores, “fluxos privados não foram a resposta para a redução dos investimentos públicos”.

Adicionalmente, de acordo com o Banco Mundial, a percepção da população está mais correlacionada ao desempenho macroeconômico do que do próprio processo de privatização: “Além disso, vários pesquisadores argumentam que a crise macroeconômica gerou rejeição total ao modelo de economia de mercado e que as pessoas não distinguem a perda de emprego causada pela recessão da perda de emprego causada pelo processo de privatização” (BANCO MUNDIAL, 2005, p.7).

Nº	EMPRESA	UF	DATA VENDA	% AÇÕES ORDINÁRIAS	VALORES DE REFERÊNCIA EM R\$ Milhões		ÁGIO %	CONTROLADORES NA DATA DO LEILÃO
					EDITAL	LEILÃO		
1	ESCELSA	ES	11/07/1995	77	320,2	357,9	12	IVEN (52,2%), GTD (25%)
2	LIGHT	RJ	21/05/1996	50	2.217,0	2.217,0		AES (11,35%), HOUSTON (11,35%), BNDESPAR (9,14%), CSN (7,25%), EDF (11,35%)
3	AMPLA (CERJ)	RJ	20/11/1996	70	464,7	605,3	30	ENERGIS (21,5%), CHILECTRA (20,66%), ENDESA (7,03%), EDP (21,08%)
4	COELBA	BA	31/07/1997	71	975,8	1.730,9	77	GUARANIANA (65,64%), COELBINVEST (5,5%)
5	CDSA	GO	05/09/1997	79	543,4	779,7	44	ENDESA (60,0%), EDGEL (20,0%), FUNDOS (20,0%),
6	RGE (CEEE)	RS	21/10/1997	91	895,3	1.635,0	83	VBC (30,25%), Community Energy Alternatives (30,25%), PREVI e Fundos do BB (30,25%)
7	AES Sul (CEEE)	RS	21/10/1997	91	780,1	1.510,0	94	AES (90,91%)
8	CPFL	SP	05/11/1997	58	1.772,4	3.014,9	70	VBC (26,16%), PREVI (21,89%), Bonaire Participações (9,61%)
9	ENERSUL	MS	19/11/1997	84	340,3	625,6	84	MAGISTRA PARTICIP.(ESCELSA) (76,53%), EMPREGADOS E FUNDO DE PENSÃO (7,68%)
10	CEMAT	MT	27/11/1997	96	321,3	391,5	22	VALE DO PARANAPANEMA (55,76%), INEPAR (30,03%)
11	ENERGIPE	SE	03/12/1997	92	294,4	577,1	96	CATAGUAZES-LEOPOLDINA (85,7%)
12	COSERN	RN	12/12/1997	80	389,6	676,4	74	COELBA (50,30%), GUARANIANA(PREVI, IBERDROLA, BBI, Fundo Price BB e Brasil Cap.)(25,16%). UPTICK SA.(4,74%)
13	COELCE	CE	02/04/1998	85	776,0	987,0	27	DISTRILUZ LTDA (por Endesa SA, CERJ), Interoccean Developments Inc. e Estelmar Holding SA. (84,59%)
14	ELETROPAULO (METROPOLITANA)	SP	15/04/1998	75	2.026,7	2.026,7		LIGHTGÁS (Empresa pertencente à Light) (74,88%)
15	CELPA	PA	09/07/1998	55	450,3	450,3		QMRA - Participações SA. (composta pelos Grupos Rede e Inepar) (54,98%)
16	ELEKTRO	SP	16/07/1998	90	743,6	1.479,0	99	Terraço Partic.(Enron Brazil Power Holdings V. Ltd e Enron Brazil Power Investments V LTDA)(90,00%)
17	GERASUL	SC	15/09/1998	77	998,0	998,0		TRACTEBEL (50,0%), BNDESPAR (15,0%), UNIÃO (12,0%),
18	BANDEIRANTE	SP	17/09/1998	75	1.014,5	1.014,5		Enerpaulo Ltda (EDP - Eietric. de Portugal SA.) e Draft Particip. SA.(CPFL, contr.-p/VBC Energia)
19	CESP PARANAPANEMA	SP	28/07/1999	71	651,5	1.239,2	90	DUKE ENERGY (100,0%)
20	CESP TIETE	SP	27/10/1999	61	721,7	938,1	30	AES (100,0%)
21	CELB	PB	30/11/1999	87	87,4	87,4		PB PART LTDA (Controlada pela ENERGEIPE que é controlada pela Cataguzes-Leopoldina)
22	CELPE	PE	17/02/2000	80	1.781,0	1.781,0		GUARANIANA (IBERDROLA 60,93%, Previ 17,92 e BB Investimentos 10,75%)
23	CEMAR	MA	15/06/2000	86	552,8	552,8		Pensylvania Power Light (PP&L)
24	SAELPA	PB	30/11/2000	75	362,9	362,9		CATAGUAZES-LEOPOLDINA (100,0%)
ARRECADÇÃO TOTAL					19.480,8	26.038,2	34	

Figura 1: Privatizações realizadas de concessionárias de energia elétrica a partir de 1995.

Fonte: BNDES (2001), extraído de Catapan, E.A. A privatização do setor elétrico brasileiro: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, 2005.

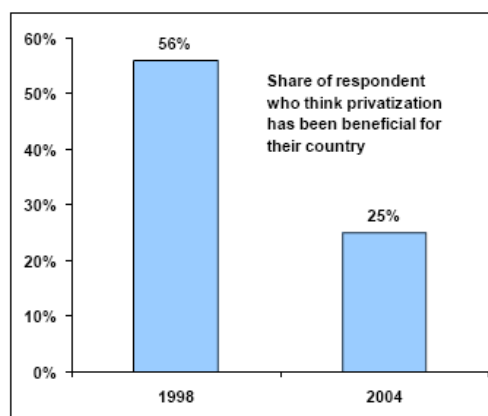


Figura 2: Pesquisa de satisfação com relação ao processo de privatizações

Fonte: Pesquisas Latinobarometro (1998-2002), extraído de Infra-estrutura na América Latina e Caribe: tendências recentes e principais desafios. Banco Mundial, 2005.

A citada redução de investimentos públicos tem em sua origem o impacto do ajuste fiscal, conforme demonstra a figura 3, já que reduzir investimentos é mais fácil para os governantes do que reduzir gastos correntes, como aposentadorias de servidores.

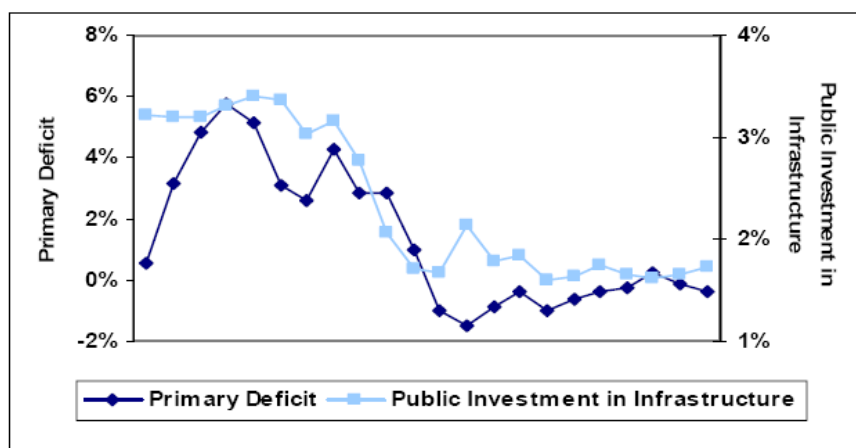


Figura 3: Déficit primário e investimento público em infra-estrutura (% do PIB)

Fonte: Servén, 2005, extraído de Infra-estrutura na América Latina e Caribe: tendências recentes e principais desafios. Banco Mundial, 2005.

Os processos de privatizações encontraram, também, muitas dificuldades em função da forma como foram introduzidas nos processos de reformas institucionais, sendo o setor elétrico um caso bem típico, conforme ilustra a figura 4.

O processo foi inverso ao que ocorreu com o setor de telecomunicações, cujas privatizações só ocorreram após o estabelecimento do marco regulatório (PIRES, 1999).

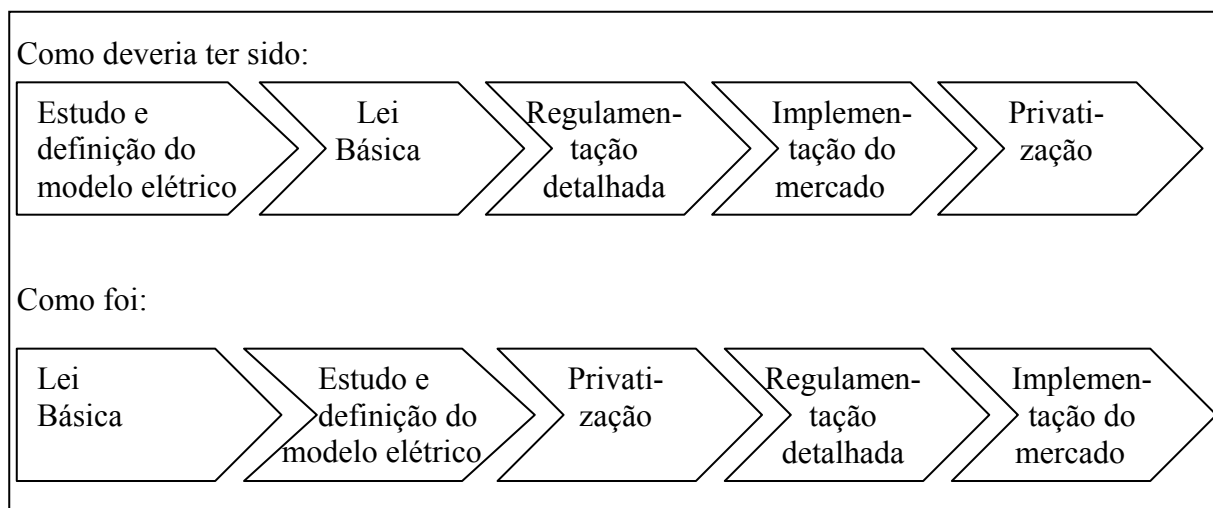


Figura 4: Processo de implementação do modelo RE-SEB

Fonte: PricewaterhouseCoopers: Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, 2004, modificado.

O processo de privatização também se deparou com interesses políticos, quando chegou a vez de privatizar empresas donas de grandes reservatórios de água como Furnas e Chesf, justamente em áreas de interesse do grande partido aliado PFL (atual Democratas) e de outras agremiações; aí o programa empacou.

2.3.5 Câmara de Gestão da Crise de Energia e Relatório Kelman

As dificuldades referentes à transição de um modelo estatal para um de participação mista (estatal/privado), com base na competição, juntamente com as características hídras do parque gerador brasileiro, geraram naturais incertezas que adiaram as decisões de investimento. Esse contexto, em simultaneidade com um período de baixíssima pluviometria nas bacias de grandes reservatórios de água, culminou em racionamento³¹ de energia elétrica entre 2001 e 2002, o qual praticamente encerrou a continuidade da primeira reforma do setor elétrico (GOMES *et al*, 1992; PIRES; PICCININI, 1998).

Em maio de 2001, o Presidente da República institui a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, com a finalidade de apurar as causas e responsabilidades pela crise no abastecimento elétrico, ficando sob responsabilidade do então presidente da ANA e futuro diretor-geral da ANEEL, Jerson Kelman, coordenar os trabalhos da comissão, sendo o responsável pelo estudo doravante chamado de “relatório Kelman”. Um resumo de

³¹ O racionamento de energia elétrica ocorreu: (a) entre 1º/06/2001 e 28/02/2002, nas regiões SE, CO e NE; e (b) entre 1º/07/2001 e 31/12/2001, para os Estados PA, TO e MA. Meta de redução de 20% para residências, comércio e a indústria de baixa tensão, e variou de 15% a 25% no caso de consumidores industriais e comerciais de alta tensão.

suas conclusões é apresentado na tabela a seguir, mas dois diagnósticos merecem destaque, que “a hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise”, e que “o aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento”.

Tabela 1 - Sumário do “relatório Kelman”

Problemas	Temas que merecem aprofundamento
Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização de investimentos	<p>Revisão de critérios e periodicidade de cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas, levando em consideração a dinâmica do uso múltiplo dos recursos hídricos;</p> <p>Criação de um ambiente regulatório estável, claro e conciso, em particular no que se refere ao valor normativo, à revisão tarifária e ao repasse de custos não gerenciáveis;</p> <p>Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras;</p> <p>Liberação compulsória de grandes consumidores;</p> <p>Exame do impacto dos consumidores livres no planejamento econômico-financeiro das distribuidoras;</p> <p>Estabelecimento de compensações financeiras para consumidores não atendidos dentro das obrigações contratuais;</p> <p>Revisão de rateios e de subsídios cruzados.</p>
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	<p>Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema;</p> <p>Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação de usinas a gás.</p>
Ineficácia na ação governamental	<p>Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental;</p> <p>Fortalecimento da capacidade de ação do MME / Secretaria de Energia / CCPE;</p> <p>Aperfeiçoamento e valorização do contrato de gestão entre Aneel e MME;</p> <p>Criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização dos recursos hídricos articulado entre MME e MMA;</p> <p>Revisão e consolidação da legislação do setor.</p>

continua...

continuação

Tabela 1 - Sumário do “relatório Kelman”

Problemas	Temas que merecem aprofundamento
Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade	Criação de procedimentos para diferentes níveis de “sinais de alerta” do ONS para o MME em função do nível de esvaziamento e das condições hidrológicas previstas;
	Definição de responsabilidades entre Aneel, MME e ONS com relação à programação de obras e projeção de demanda, usados em estudos de confiabilidade;
	Criação de procedimento de restrição progressiva da oferta de energia hidrelétrica e/ou aumento de tarifa, à medida que os reservatórios do sistema esvaziem;
	Adoção de uma função de custo de déficit por patamares de profundidade.
Ineficácia na correção de falhas de mercado	Formação de “catálogo” de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissões ambientais para serem oferecidos aos investidores;
	Definição de ações de governo, nos casos em que for identificada uma situação de alerta, para licitação ou contratação emergencial;
	Exame do papel do governo como comprador de última instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico;
	Aperfeiçoamento do planejamento indicativo de geração, cotejando-se com a experiência internacional.
Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise	Exame da possibilidade de usar encargos por capacidade para aumentar o nível de confiabilidade do sistema;
	Exame e remoção das dificuldades que ainda retardam a implementação de usinas a gás.
Insuficiência dos programas de conservação de energia	Revitalização do Procel e outros programas e medidas de conservação de energia competitivos com a geração.

Fonte: Relatório sobre a crise energética elaborado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica da GCE. Brasília, 2001. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>

Além da citada comissão, também em maio, com a edição da Medida Provisória n.º 2.147, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, com a finalidade de “propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou

imprevistas do suprimento de energia elétrica” (GANIM, 2003, p.124).

A GCE foi presidida pelo Ministro da Casa Civil da Presidência da República e era composta pelo Ministro das Minas e Energia, dirigentes das agências regulatórias ANA, ANEEL e ANP, assim como do BNDES, e ONS, entre outros, evidenciando a fragilidade da ANEEL e do próprio MME.

Um mês depois foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – CGEE, com a finalidade de encaminhar propostas de melhoria do modelo, sem, entretanto, alterar seus pilares: expansão baseada no capital privado, competição nos segmentos de geração e comercialização, e regulação nos setores caracterizados como de monopólio natural, a distribuição e transmissão.

A primeira medida adotada foi um programa de racionamento fixando metas de redução de consumo de até 20% para consumidores residenciais e comerciais e até 25% para industriais. Entretanto, caso a estiagem persistisse, o racionamento poderia não ser suficiente no médio prazo, assim, criou-se a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, que tinha como objetivo aumentar a oferta de energia elétrica, mais tardar, a partir de 31 de julho de 2002, por quatro anos, mediante o estabelecimento de contratos de disponibilidade pagos pelo consumidor mediante o Encargo de Capacidade Emergencial – ECE, conhecido por “seguro apagão” (CORREIA *et al*, 2006), e o Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAE, para pagar o combustível das termelétricas quando fossem despachadas.

Além disso, foi reestruturado o Mercado Atacadista de Energia – MAE, o qual passou a ser regulado pela ANEEL, e lhe foi introduzida uma Assembléia Geral, aumentando a intervenção direta do governo no mercado. As discussões sobre o papel jurídico-institucional do setor não se restringiram ao MAE, como também identificou a necessidade de alterar os papéis do MME e da ANEEL (LANDI, 2006).

Entretanto, com o racionamento, algumas fraquezas jurídico-institucionais foram expostas, confrontando geradores e distribuidores sobre quem pagaria a conta do racionamento, e a aplicação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. A compensação das perdas do racionamento foi equacionada mediante o Acordo Geral do Setor Elétrico, pelo qual, não surpreendentemente, o re-equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras foi pago pelos consumidores, mediante a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, a qual proporcionou aumentos de 2,9% a tarifa dos consumidores residenciais e 7,9% para os

consumidores industriais e comerciais, mas, já adiantados pelo BNDES, mediante programa específico (CORREIA *et al*, 2006; LANDI, 2006).

2.4 A segunda reforma do setor elétrico

Embora em diferentes dimensões e detalhes, a reforma institucional do setor elétrico, em vários países (a maioria dos latino-americanos, alguns estados dos EUA, a Inglaterra, a Espanha, etc.) passou por dois estágios, em que o segundo, nesta dissertação denominada de “segunda reforma”, é implementado, mantendo-se os aspectos positivos da primeira reforma/estágio, mas corrigindo os aspectos que não funcionaram conforme o previsto, tais como: falhas no critério de pagamento por capacidade, fracos sinais de preço para a expansão do sistema os quais geraram crises e racionamento, ineficiência no mercado de comercialização, entre outros (BARROSO *et al*, 2005).

E no Brasil esse cenário não foi diferente; conforme descrito no item anterior, a primeira reforma do setor ocorreu em maio de 1998, com a edição da Lei n.º 9.648 (modelo RE-SEB), a qual contemplava tanto a desestatização das empresas elétricas existentes quanto a transferência dos novos investimentos setoriais para a iniciativa privada, ficando o Estado apenas com o papel de regulação e de poder concedente.

Quando o presidente Luis Inácio Lula da Silva assumiu o governo em 2003, tanto o programa de privatização quanto o modelo RE-SEB encontravam-se ainda em processo de implantação, porém, já tendo sofrido um grande revés, o racionamento de energia elétrica entre 1.º de junho de 2001 a 1.º de março de 2002. Diante desse quadro, o governo federal deu início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, interrompendo as privatizações, suspendendo o modelo RE-SEB e determinando a realização de estudos para a definição de um novo modelo.

Em 16 de março de 2004, o setor elétrico inicia sua segunda grande reforma com a publicação da Lei n.º 10.848 (modelo reestruturado), alterando muitos dos princípios do modelo RE-SEB. A regulamentação do modelo veio em 30 de julho de 2004, quando da edição do Decreto n.º 5.163, que “regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências”.

2.4.1 Regras gerais de comercialização de energia elétrica

O mercado de distribuição de energia elétrica é composto por dois grandes grupos:

- Autoprodução transportada: Volume de energia consumido por consumidores a partir de unidades de geração de sua propriedade, que estão interconectadas ao SIN – Sistema Interligado Nacional, utilizam-se da rede de transmissão, subtransmissão e, eventualmente, de distribuição, e são despachadas centralizadamente pelo ONS – Operador Nacional do Sistema;
- Mercado de fornecimento: Volume de energia consumido pela totalidade dos consumidores, exceção aos autoprodutores “puros”.

O mercado de distribuição do SIN registrou em 2006 um consumo de 349.097 gigawatts-hora (GWh), sendo 97,3% registrado pelo mercado de fornecimento e o restante coberto pela autoprodução clássica.

A comercialização de energia elétrica é feita em dois ambientes, o ACR – ambiente de contratação regulada (mercado cativo), e o ACL – ambiente de contratação livre (mercado livre), conforme representação pela figura 5.

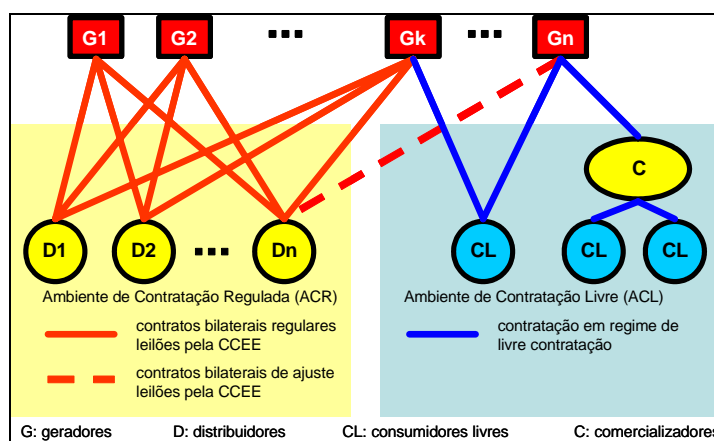


Figura 5: Ambiente de contratação de energia elétrica

Fonte: MME, 2005.

O ACR foi criado dentro de regras que garantam proteção mais intensa aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária assegurada por meio de compra de energia pelas distribuidoras, em leilões, de forma que não fiquem expostos esses consumidores a qualquer preço de energia por incapacidade de dominar as regras e administrar adequadamente suas relações contratuais com as distribuidoras. Também aqueles consumidores que, mesmo de maior porte, não se sintam seguros em administrar e negociar seus contratos e preços de energia, apesar de terem permissão para enfrentar o mercado e comprar sua energia a preço livremente negociado, enquanto não fizerem a opção formal por

serem consumidores livres, ainda terão, dentro do ACR, um ambiente de tarifas reguladas fixadas pela ANEEL e condições contratuais definidas por contratos de adesão aplicáveis aos consumidores denominados cativos.

Com o objetivo de garantir a transparência do processo de compra e a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras é adquirida por intermédio de leilões promovidos pela ANEEL, exceção feita à energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do Proinfa, da Itaipu Binacional, e de geração distribuída - geração conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora. A ANEEL delegou a promoção dos leilões para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que veio a substituir o MAE.

Foram definidas duas modalidades principais: leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente – leilões de energia velha, e os leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração – leilões de energia nova. Em ambos os leilões, o critério de decisão pela contratação de energia é o de menor tarifa ofertada. Isto é, o poder concedente vai ao certame com o objetivo de adquirir determinada quantidade de energia elétrica, previamente informada pelas distribuidoras à EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nos casos de leilão de energia nova, as distribuidoras informam suas necessidades para atendimento dos seus mercados em dois momentos: cinco anos após a realização do certame (leilão “A-5”) ou três anos após sua realização (leilão “A-3” ou leilão de fontes alternativas). A figura abaixo representa os momentos de contratação.

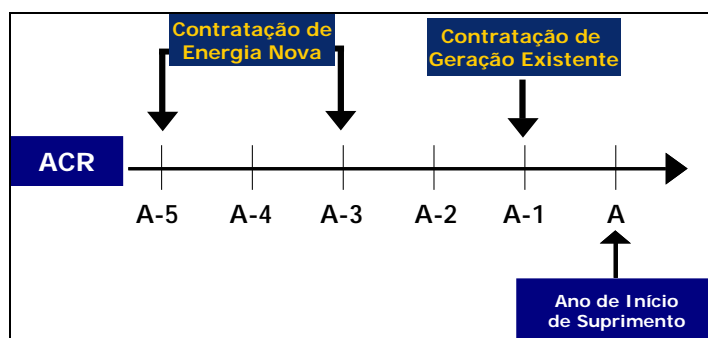


Figura 6: Momentos de contratação de energia elétrica

Fonte: MME, 2005.

Em função da oferta de energia pelos agentes de geração e demanda pelas concessionárias, o governo vai reduzindo o preço máximo do leilão até que o equilíbrio seja alcançado. Uma vez estabelecido o equilíbrio entre a oferta e a demanda, são firmados contratos de duração de 15

anos (fonte termoeletrica) ou 30 anos (fonte hidroeletrica) entre cada agente de geracao e cada concessionaria de distribuicao. Cabe aqui ressaltar que, nos leiloes de fontes alternativas, concorrem fundamentalmente pequenas centrais hidrelétricas (potência inferior a 30MW) e usinas de geracao que utilizem a biomassa como combustivel.

O segundo ambiente de comercializacao é o ambiente de contratacao livre, o ACL, que corresponde ao segmento de mercado onde as operacoes de compra e venda de energia elétrica são livremente negociadas por meio de contratos bilaterais, dentro de regras e procedimentos de comercializacao estabelecidos para esse ambiente. Esse é o mercado dos grandes consumidores que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e com isso obter vantagens que um mercado de livre competição oferece.

Dele podem participar consumidores cuja demanda requerida seja igual ou superior a 3,0 megawatts, desde que atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Adicionalmente, consumidores com carga maior ou igual a ½ megawatt, atendidos em qualquer tensão, também podem comprar energia nesse mercado, desde que adquiram o insumo de fontes incentivadas: PCH³² ou biomassa.

O mercado livre comercializou em 2006 volume total de energia elétrica de 84.225 gigawatts-hora (GWh), aproximadamente 25% do mercado de fornecimento. As taxas de crescimento desse mercado, desde a edição do atual modelo do setor elétrico, são exuberantes: 80% em 2005 e 21% em 2006 (EPE, 2007).

É importante destacar que a garantia do suprimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade é uma das maiores preocupações da segunda reforma. Neste sentido, algumas condições foram estabelecidas aos agentes, sendo as principais indicadas a seguir:

- Os agentes vendedores devem comprovar lastro físico para 100% da energia e potência vendidas. A comprovação do lastro pode ser feita mediante empreendimento próprio ou contratação de terceiros, inclusive importação;

³² Pequenas Centrais Hidrelétricas são caracterizadas como projetos com até 30 MW de potência instalada, sendo que, a principal vantagem competitiva deste tipo de empreendimento é a redução de 50% da TUST / TUSD aplicáveis as seguintes fontes de geração: PCH, Solar, Eólica e Biomassa de até 30 MW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada, conforme Resolução Normativa ANEEL n.º 77/04.

- Os agentes de distribuição deverão ter o atendimento de 100% de seus mercados – energia e potência – comprovado por meio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e, conforme o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL;
- Os consumidores potencialmente livres deverão comprovar o atendimento de 100% de suas cargas – energia e potência – pela geração própria ou por contratos;
- Todos os agentes – de distribuição, vendedores, autoprodutores e consumidores livres, devem informar ao MME, até 1.º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes. Ademais, os agentes de distribuição, em até 60 dias antes da data prevista para cada leilão, deverão apresentar declaração definindo os montantes de energia a serem contratados, especificando também os montantes necessários ao atendimento dos consumidores potencialmente livres.

2.4.2 Comercialização no ACR

Nos leilões do ACR, é adquirida energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração, enquadrando-se nesta última categoria aqueles que, até a data da publicação do respectivo edital de leilão, não possuam ato autorizativo (*concessão, autorização ou permissão*), ou constituam acréscimo de capacidade de empreendimentos existentes.

Os leilões serão promovidos – *direta ou indiretamente* – pela ANEEL, sendo distintos para nova geração e para geração existente, sempre no intuito de assegurar o suprimento de energia em um ano determinado – ano “A”. Para a compra de energia oriunda de novos empreendimentos de geração, os leilões serão realizados nos anos *A menos 5* e *A menos 3*, enquanto para a geração existente serão no ano *A menos 1*.

Excepcionalmente, até 31 de dezembro de 2007, poderão participar dos leilões para novos empreendimentos de energia proveniente de geração existente, desde que:

- a data do respectivo ato autorizativo não ultrapasse a 16 de março de 2004 (data de publicação da Lei n.º 10.848/04);
- não tenha iniciada a operação comercial antes de 1.º de janeiro de 2000 (data arbitrária); e

- a energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004 (data da publicação da Lei n.º 10.848).

Os empreendimentos que receberam essa condição especial de comercializar sua energia nos leilões de energia nova receberam, posteriormente, o cognome de “botox”, conforme descrito na introdução desta dissertação. O arcabouço regulatório referente a esses projetos será mais bem abordado em item específico.

A participação de novos empreendimentos de geração nos leilões realizados em *A menos 5* e *A menos 3* é limitada à energia que não esteja contratada para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou agente vendedor.

Havendo participação de empreendimento que possua concessão outorgada sob o critério de máximo pagamento pelo uso do bem público – UBP, será observado o seguinte tratamento:

- o empreendimento concorrerá nas mesmas condições dos demais participantes, beneficiando-se, inclusive, do pagamento do valor fixo pelo UBP – *UBP de referência* – relativo ao empreendimento licitado;
- a diferença entre o valor do UBP a ser pago em decorrência do leilão original e o UBP de referência deverá ser incorporada à receita do gerador proponente, sendo que o montante dessa diferença, somado ao lance vencedor da licitação, não poderá ultrapassar o custo marginal resultante do processo de licitação (maior tarifa ofertada entre os empreendimentos participantes do mesmo lote de licitações).

O MME define um preço máximo para aquisição de energia em cada leilão de geração existente, sendo que a partir de 2009 esse preço máximo não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia de novos empreendimentos realizados no ano *A menos 5*, para início de suprimento no mesmo ano da entrega da energia existente (ano A).

Durante o período de transição, nos anos de 2004 e 2005, excepcionalmente, a ANEEL promoveu leilões de compra de energia existente, observando:

- prazo mínimo de vigência de 8 anos para contratos com início de suprimento a partir de 2005, 2006 e 2007;
- prazo mínimo de 5 anos para início a partir de 2008 e 2009; e
- não haverá limite para repasse dos respectivos custos às tarifas.

Os vencedores dos leilões de energia, tanto proveniente de novos empreendimentos quanto de empreendimentos existentes, exceto no caso de contratação para ajuste, deverão firmar contrato bilateral denominado contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes distribuidores.

2.4.3 Comercialização no ACL

As relações comerciais no ACL serão livremente pactuadas, mas deverão ser formalizadas em contratos bilaterais estabelecendo, necessariamente, prazos e volumes. Essas relações poderão envolver agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, cabendo destacar:

- Os consumidores potencialmente livres, que tenham contratos com prazo indeterminado, só poderão adquirir energia no ACL com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição, e desde que a declaração seja formalizada até 15 dias antes da data em que o agente de distribuição deve declarar sua necessidade de compra de energia para entrega no ano seguinte. A opção pode abranger a compra de toda ou de parte da carga da unidade consumidora desde que o lastro para o pleno atendimento da carga seja comprovado;
- O retorno do consumidor do ACL para o ACR deve ser comunicado ao agente de distribuição local com antecedência mínima de 5 anos, salvo se prazo menor for aceito pelo agente de distribuição;
- Os consumidores livres deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados, e se sujeitam ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo previsão legal ou regulamentar em contrário.

2.4.4 Outorga de concessões para geração

O outorga de concessão para geração envolve, sempre, o uso de um bem público (no caso os potenciais de energia hidráulica, definidos pela Constituição como propriedade da União) ou a prestação de um serviço público, devendo, ainda de acordo com a Constituição Federal, ser precedida de licitação pública em regra. As concessões de geração serão:

- de uso de bem público, no caso de produção hidrelétrica para consumo próprio – autoprodução ou venda no ACL – e produção independente; e
- de serviço público, quando a energia a ser produzida se destinar ao ACR.

Excluem-se do regime de concessões os potenciais hidrelétricos inferiores a 30 MW, que se subordinam ao instituto da autorização, não se sujeitando ao processo de licitação nem ao ônus pelo uso do bem público – UBP.

A partir do novo regulamento, o valor do ônus pelo uso do bem público - UBP será fixo para cada empreendimento licitado, e o critério de julgamento da licitação, que antes era o de maior pagamento pelo UBP, passa a ser o de menor tarifa para a energia ofertada ao ACR. Essa regra vale inclusive aos autoprodutores, vez que parte da energia de cada empreendimento deve ser obrigatoriamente destinada ao mercado regulado, sendo essa parcela objeto de julgamento por menor tarifa.

No caso de concessão de uso de bem público combinada com a de serviço público, o concessionário do uso do bem público – autoprodutor ou produtor independente – tem um ônus adicional determinado pela diferença entre o valor da tarifa ofertada para a energia destinada ao ACR e o valor marginal (maior tarifa ofertada dentre os empreendimentos levados ao mesmo processo licitatório). A receita decorrente desse ônus adicional será revertida em benefício da modicidade da tarifa da energia destinada ao ACR.

2.4.5 Contabilização e liquidação de diferenças

Todos os contratos, tanto os do ACR quanto os do ACL, devem ser registrados na CCEE e na ANEEL. A contabilização e liquidação das diferenças (entre os montantes contratados e os realizados) no mercado de curto prazo serão realizadas pelo preço de liquidação de diferenças – PLD, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal. O cálculo terá como base o custo marginal de operação, delimitado por valores máximo e mínimo, e será publicado pela CCEE, sendo que:

- o valor máximo levará em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para despacho; e
- o mínimo será baseado nos custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e nos valores da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos – *royalties*.

Dentre outros parâmetros, o cálculo do PLD poderá ser afetado pelas restrições de transmissão entre submercados, sendo que a liquidação das diferenças no mercado de curto prazo será feita, no máximo, em base mensal.

2.4.6 CMSE e EPE: a volta do planejamento

Um dos os maiores erros da primeira reforma do setor elétrico foi o fim do planejamento da expansão, com a extinção do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema – GCPS, conduzido pela Eletrobrás, justamente em setor cuja decisão de investimento em geração pode levar quase uma década para se concretizar³³.

A evolução do planejamento no setor elétrico brasileiro remonta a antes da década de 1960, quando foi criada a Canambra³⁴, em momento em que havia predominância de capital privado. Nos governos militares, entre 1971 a 1980, o planejamento foi centralizado, sendo os planos setoriais elaborados pela Eletrobrás. A partir de 1981, o planejamento setorial passou a ser estruturado e coordenado pela Eletrobrás por meio do GCPS, extinto em 1999.

Em 2004, há o retorno do planejamento central, com a instituição da Empresa de Pesquisa Energética – EPE no âmbito da segunda reforma do setor elétrico, a qual assume importantes responsabilidades – incluindo o estudo de inventários de potenciais hidrelétricos e dos aproveitamentos ótimos – dentro do setor elétrico, previstas nos próprios relatórios dos consultores internacionais da primeira reforma, mas não devidamente implementadas pelo governo FHC, até mesmo no segundo mandato (FARIA JR., 2004).

Por outro lado, Faria Jr. (2004) alerta quanto a um intervencionismo estatal exagerado:

Não obstante o planejamento estratégico de a expansão ser vital para o setor, também não devemos nos esquecer de que a ênfase exacerbada a planejamento governamental é uma das características fundamentais de qualquer modelo interventivo do estado, em substituição aos mecanismos de alocação efetivados em uma economia de mercado (FARIA JR., 2004).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, criado por meio do art. 14 da Lei n.º 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto n.º 5.163/2004, nada mais é do que uma câmara técnica do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE³⁵, apenas composta por exclusivos representantes dos órgãos e entidades dos segmentos de energia. Ou seja, ainda que detenha aspecto razoavelmente multilateral, esse comitê é fundamentalmente um órgão de gestão doméstica setorial, preparado para agir numa vertente executiva ligada aos assuntos de

³³ Estudos de inventário: 2 anos; estudos de viabilidade: 1 ano; processo licitatório: meio ano; projeto básico: 1 ano; construção: 4 anos (EPE, 2007).

³⁴ Consórcio de consultores do Brasil, Estados Unidos e Canadá, que reexaminaram as alternativas de energia elétrica para o país na década de 60, desde sua contratação em 1962.

³⁵ O CNPE é um órgão de assessoramento do presidente da República, presidido pelo ministro de Minas e Energia, e se destina à formulação de políticas e diretrizes relativas aos diversos segmentos de energia.

energia elétrica (FARIA JR., 2004).

2.5 Origem das usinas hidrelétricas “botox”

2.5.1 Concessão de uso de bem público

Até a edição da Constituição Federal de 1988, o serviço público de geração de energia hidrelétrica era incumbido às empresas privadas nacionais e estatais, federais e estaduais³⁶, em regime de monopólio por força de concessões outorgadas por decreto presidencial, sem a imposição de qualquer ônus pela utilização dos potenciais hidroenergéticos.

A Constituição de 1988, em seu art. 20, VIII, define os potenciais de energia hidráulica como bens da União, e, em seu art. 21, XII, letra ‘b’, outorgou à União Federal a competência para explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços de instalação de energia elétrica e o **aproveitamento energético dos cursos de água**, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Por seu turno, conforme já aludido, o art. 175 deste Diploma Maior incumbiu ao poder público, na forma da lei, a prestação dos serviços públicos “diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação”. Seu parágrafo único estabeleceu que “a lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado.”

Quando se escreve “na forma da lei” ou “a lei disporá”, quer-se dizer que não é um dispositivo auto-aplicável; assim, atendendo ao disposto no art. 175, incluindo seu parágrafo único, veio a ser editada a Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, posteriormente complementada pela Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, que trata, em seu capítulo II, dos serviços de energia elétrica, das concessões, permissões e autorizações, em que se insere o:

Art 4 °. As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei n.º 8.987, de 1995, e das demais.

§1 °. As contratações, outorgas e prorrogações de que trata este artigo poderão ser feitas a título oneroso em favor da União [...].

³⁶ Em 1988, muito pouca coisa havia sob exploração municipal, inclusive a autarquia Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, MG.

As concessões de geração terão prazo de 35 anos, prorrogáveis pelo máximo de igual período:

Art. 4 °.[...]

§2 °. As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, terão prazo necessário a amortização dos investimentos, limitado a trinta e cinco anos, contados da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no Máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato (Redação dada pela Lei n.º 10.848, de 2004).

É interessante registrar que a Lei n.º 9.074, de 1995, por intermédio do art. 5.º, também disciplinou que a concessão decidida por meio de licitação era o instrumento legal adequado para: (i) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW destinado a execução de serviço público; (ii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinado a produção independente de energia elétrica; (iii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinado ao uso exclusivo de autoprodutor, no caso mediante concessão de uso de bem público como expressamente escrito na norma. O §1.º desse dispositivo ainda determina que nas futuras licitações, o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas, com o que poderia ter liberdade de escolher qual seria a destinação da energia de cada aproveitamento hidrelétrico.

2.5.2 Critério de licitação de novos empreendimentos

A Lei n.º 8.987, de 1995, com nova redação dada pela Lei n.º 9.648, de 1998, estabeleceu nos três primeiros incisos de seu art. 15, que a concessão de serviços públicos seria precedida de prévia licitação, a ser implementada pelos seguintes critérios de julgamento:

- O menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;
- A maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão;
- A combinação desses dois critérios.

Outros quatro critérios foram posteriormente incluídos em 1998, pela Lei n.º 9.648, contemplando propostas de caráter, principalmente, técnico: melhor proposta técnica, com preço fixado no edital; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado com o de melhor técnica; melhor proposta em razão da combinação dos critérios de maior oferta pela outorga da concessão com o de melhor técnica; ou melhor oferta de pagamento pela outorga após qualificação de propostas técnicas.

Com fundamento nisso, o poder concedente – à época representado mais de perto pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), cujas competências foram atribuídas à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) quando de sua criação por meio da citada Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1966 – elegeu o critério da maior oferta de pagamento pelo uso do bem público para julgamento nas licitações para geração de energia, ou seja, o critério baseado na maior remuneração pela utilização do potencial hidroenergético nele empregado.

Neste novo regime a exploração de potenciais hídricos para a geração de energia hidrelétrica deixou de ser considerada como serviço público para se caracterizar como concessão de uso de bem público (UBP), outorgada para as finalidades de produção independente de energia elétrica ou autoprodução. Neste sentido, as antigas concessionárias de serviço público de geração que desejassem disputar uma nova concessão deveriam fazê-lo na modalidade de produção independente, por meio da constituição de uma sociedade de propósito específico (SPE) para receber a nova concessão, caso vencedora na licitação. Do mesmo modo, nos processos de privatização de empresas geradoras, as concessões por elas antes detidas na modalidade de ‘serviço público’ foram transformadas em concessões de uso de bem público, formalizadas em contrato com novos prazos de vigência na modalidade de produção independente, ambos os casos em conformidade com a Lei n.º 9.074/1995.

2.5.3 Mercado livre

Com o advento da Lei n.º 9.648/1998, parcialmente retificada pela Lei n.º 10.433, de 24 de abril de 2002, foi dada autorização para a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, cujas atribuições, devidamente ajustadas ao novo modelo, foram posteriormente outorgadas à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, autorizada pela Lei n.º 10.848/2004³⁷, ratificada por meio de convenção de mercado celebrado entre os agentes (Resolução ANEEL n.º 109/2004), para realizar as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. Assim, pretendeu-se criar, pela liberação do mercado, um novo modelo para geração e comercialização de energia no país, na perspectiva de que o estímulo à livre concorrência entre os agentes de geração e as concessionárias de distribuição levaria a gradual redução dos preços do produto no mercado.

³⁷ O Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, regulamenta os arts. 4.º e 5.º da Lei n.º 10.848/04, que concede a autorização do Poder Executivo para a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e dispõe sobre a organização e funcionamento dessa entidade.

Nesse sentido, o art. 10 daquela primeira lei estabeleceu que passava “ser livre a negociação de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados”, ordenando que a partir do ano de 2003 os montantes da energia contratada entre geradores e distribuidoras, na forma da regulamentação então vigente, fossem decrescendo à base de 25% ao ano, e passando, na mesma medida, a ser livremente negociados (entre geradores e distribuidoras), de modo que a partir de 2006 fosse livre a contratação de 100% da energia comprada pelas concessionárias de distribuição. Entretanto, continuava subordinada à regulamentação estatal a venda de energia pelas concessionárias de distribuição aos seus consumidores cativos, bem como as respectivas tarifas.

Por meio dessas medidas efetivadas pelas duas leis básicas – de 1998 e 2004 –, criaram-se as condições de mercado para que um novo agente, o comercializador de energia elétrica, surgisse na indústria, para que, individualmente autorizado pela ANEEL, pudesse atuar com grande potencialidade de efetivação de negócios, intermediando os interesses econômicos das pontas de consumo e produção de energia elétrica e resolvendo as necessidades de conexão e utilização dos sistemas de transmissão e distribuição da energia requerida em cada contrato.

Os negócios poderiam ocorrer em duas formas: diretamente no MAE, principalmente os relativos à energia de curto prazo, a preço de mercado; e os realizados por meio de contratos bilaterais de compra e venda resultantes de livre negociação entre as partes, viabilizados em regra pelas comercializadoras.

A grande característica desse modelo era a criação da competição no segmento gerador, em que consumidores de maior porte, atualmente com carga mínima de 3,0 MW com tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam optar por serem atendidos pela própria distribuidora de sua área de concessão, ou por outro gerador, inclusive o produtor independente de energia elétrica e mesmo um autoprodutor que poderia vender suas sobras de energia. De resto, o MAE registrava esses negócios bilaterais além de viabilizar aqueles realizados entre os agentes, incluindo os geradores entre si, negócios estes que redistribuíam a energia disponível no curto prazo e construíam sinais de preços para referência do próprio mercado, para o fechamento dos contratos bilaterais.

Com a liberação dos grandes consumidores para optar pelo fornecedor por meio de contratos bilaterais e de eles – assim como distribuidores, geradores de serviço público, produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica – poderem comprar energia elétrica

também no MAE ou na CCEE mais tarde, criou-se gradualmente, entre 1995 e 2004, um segmento de mercado chamado livre. Por outro lado, quase todos consumidores do país, inclusive a grande maioria dos industriais, continuaram atrelados a fornecimentos com tarifas reguladas pela ANEEL, formando o que se convencionou chamar de mercado cativo. E esse mercado cativo poderia tornar-se menor à medida que o piso de carga mínima para fim de opção dos consumidores livres fosse diminuído, conforme essa própria legislação permite.

Ocorre que, do mesmo modo que a liberalização da comercialização da energia entre agentes de geração e às concessionárias de distribuição teria como consequência natural o estímulo da concorrência entre os primeiros, inevitavelmente resultaria também na inibição de novos investimentos na atividade de geração de energia elétrica, pois no regime da livre comercialização, baseado no binômio da oferta/demanda, não seria do interesse dos fornecedores o excesso de oferta deste produto no mercado.

Essa percepção gerou justificada preocupação dos grandes consumidores, isto é, das empresas mineradoras, produtoras de cimento, papel, alumínio, etc., cuja atividade industrial depende do abastecimento regular e intenso de energia elétrica, na medida em que a escassez deste produto resultaria em aumento incontrollável do seu preço no mercado, o que viria dificultar, ou mesmo inviabilizar, a subsistência empresarial desses consumidores, pela falta de suprimento de insumo imprescindível à sua atividade industrial.

2.5.4 Leilões de concessão

Tal circunstância levou esse grupo de grandes consumidores a optar pela construção de seus próprios empreendimentos na condição de autoprodutores, para o que, seguindo as regras estabelecidas na legislação então vigente, vieram a participar, juntamente com investidores que desejavam atuar na comercialização de energia (produtores independentes), de licitações abertas pelo poder concedente, com base no critério da maior oferta de pagamento à União Federal pelo uso do bem público (os potenciais hidroenergéticos).

Isso resultou na outorga de novas concessões a autoprodutores e produtores independentes mediante leilões de concessão promovidos pela ANEEL. A tabela 2 apresenta uma amostra de usinas outorgadas nesses leilões, lembrando que a proposta vencedora foi aquela que então ofereceu o maior pagamento pelo UBP. O ágio referido na tabela é justamente a diferença entre o valor mínimo estipulado pelo poder concedente e o valor da proposta vencedora.

Tabela 2 - Exemplos de ágios pagos nos leilões de concessão pelo critério de maior UBP.

Leilão	Usina	MW	Ágio	Acionistas
jun/00	Quebra Queixo	120,0	1.106%	Cia Energética Chapecó
abr/00	Barra Grande	690,0	627%	Baesa, Alcoa, DME ³⁸ , CCC ³⁹
nov/00	Picada	50,0	772%	Votorantim
jun/01	Foz do Chapecó	855,0	554%	CVRD ⁴⁰ , Foz Energia
jun/01	Serra do Facão	210,0	3.090%	Alcoa, CBA ⁴¹ , DME, VC ⁴²
nov/01	Salto Pilão	181,0	2.437%	Alcoa, CCC, DME, VC
nov/01	São Salvador	241,0	1.868%	Grupo Rede
nov/01	Pedra do Cavalo	160,0	2.638%	Votorantim
nov/01	Couto Magalhães	150,0	3.089%	Grupo Rede
nov/01	Santa Isabel	1.087,0	1.694%	Biliton, CVRD, CCC, Alcoa, VC

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a ANEEL, 2006.

O pagamento de valores astronômicos pelo uso dos potenciais hidroenergéticos (UBP), que alcançaram até 3.000% de ágio sobre o valor mínimo fixado pelo poder concedente – que representava até 30% do valor da energia gerada –, vez que no regime legal então vigente era o único modo de os autoprodutores assegurarem a energia necessária ao desenvolvimento da sua atividade social e os produtores independentes, a geração de energia necessária para ser comercializada no mercado que pretendiam atuar.

2.5.5 Alteração do modelo regulatório

No entanto, não demorou muito para que se tornasse perceptível o fracasso do regime de outorga de concessão para a geração de energia elétrica na modalidade de maior pagamento pelo uso do bem público, combinado com a abertura do mercado programada pela Lei n.º 9.648/1998, levando o Congresso Nacional, dentro da perspectiva do novo governo, o do presidente Lula, a editar a Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, criando nova regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia no país.

Esse novo diploma criou as figuras do “ambiente de contratação regulada (ACR)” e do “ambiente de contratação livre (ACL)”, definindo o primeiro como sendo a compra e venda de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica, e o último como sendo a comercialização direta de energia

³⁸ DME - Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas.

³⁹ CCC - Construção e Comércio Camargo Corrêa.

⁴⁰ CVRD - Companhia Vale do Rio Doce.

⁴¹ CBA - Companhia Brasileira de Alumínio.

⁴² VC - Votorantim Cimentos.

pelos mesmos agentes de geração aos consumidores livres definidos nos arts. 14 e 15 da Lei n.º 9.074/1995.

As relações comerciais no ACL serão livremente pactuadas, mas deverão ser formalizadas em contratos bilaterais estabelecendo, necessariamente, prazos e volumes. Essas relações poderão envolver agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres.

A partir dessa nova norma, a aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição de energia para venda aos consumidores cativos em seus respectivos mercados passou a ser feita por meio de licitações com observância, entre outros aspectos, da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição desse produto para os consumidores finais, sendo essas contratações reguladas por meio de contratos bilaterais denominados de contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR).

Além disso, as licitações para a concessão de geração de energia deixaram de ser realizadas pelo critério da maior oferta pela utilização dos potenciais hidroenergéticos para seguir o critério da menor tarifa da energia a ser produzida para comercialização no ambiente de contratação regulada. O objetivo desse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a nova energia, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

Neste contexto, haverá um preço único de repasse da energia nova para todas as empresas distribuidoras de energia elétrica, dado pela média ponderada dos preços dos leilões realizados no ambiente de contratação regulada.

Essas licitações deveriam contemplar tanto a energia elétrica provinda de empreendimentos existentes (“energia velha”) como a de novos empreendimentos de geração (“energia nova”) e de fontes alternativas, entendendo-se como “energia nova” aquela oriunda de empreendimentos não detentores da outorga de concessão, permissão ou autorização para geração até o início do respectivo processo de licitação para compra de energia no ACR.

Os vencedores dos leilões de energia, tanto proveniente de novos empreendimentos quanto de empreendimentos existentes, exceto no caso de contratação para ajuste, deverão firmar contrato bilateral denominado contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente

regulado, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes distribuidores, observando:

- prazo mínimo de 15 e máximo de 30 anos, contado do início do suprimento, no caso de novos empreendimentos;
- prazo mínimo de 5 e máximo de 15 anos, contado do ano seguinte ao da realização do leilão, no caso de empreendimentos existentes – na prática os leilões de energia existente contrataram energia por um prazo de 8 anos.

O art. 17 da Lei n.º 10.848/2004 equiparou à “energia nova” aquela provinda de empreendimentos de geração existentes (ou de projetos de ampliação) que atendessem cumulativamente aos seguintes requisitos: (a) que tivessem obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da lei; (b) que tivessem iniciado operação comercial depois de 1.º de janeiro de 2000; e (c) que não tivessem contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei. [energia “botox”].

No que refere a energia equiparada à “energia nova” pelo citado art. 17, provinda de empreendimentos que receberam concessões para geração pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público na vigência da Lei n.º 9.648/1998, o art. 18 seguinte da mesma lei estatuiu que as respectivas usinas concorreriam em igualdade de condições com os demais empreendimentos (“energia nova”) na comercialização do produto no ambiente regulado, inclusive quanto ao valor estabelecido como referência para pagamento do UBP estabelecido pelo poder concedente.

Para isso, dispôs esse art. 18 que a diferença entre o valor efetivamente contratado ou pago na licitação feita pelo regime da maior oferta pelo UBP e o valor de referência do UBP estabelecido para a licitação que viria a se realizar sob o novo modelo (de menor tarifa na venda no ACR), seria incorporada à receita do agente de geração de energia, limitado este benefício ao custo marginal da energia resultante de cada licitação, definido como sendo o correspondente ao maior valor da energia elétrica expresso em reais por MWh nas propostas vencedoras.

2.5.6 Destinação dos recursos do UBP

Os recursos provenientes do UBP são destinados exclusivamente ao desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, enquanto requerido, na forma da regulamentação da ANEEL, nos termos do §8.º do art. 13 da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de

2002, incluído pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003. Ou seja, esses recursos devem ser destinados a montar os fundos da conta de desenvolvimento energético (CDE), que tem a incumbência de financiar e apoiar os projetos voltados para a universalização dos serviços públicos de energia elétrica, entre outras finalidades dessa conta.

Com base na autorização legal, foi regulamentado o assunto por meio do Decreto n.º 4.541, de 23 de dezembro de 2002, nos termos da redação da Lei n.º 10.438/2002, e, posteriormente, pela edição do Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003. Cabe aqui ressaltar que a CDE já era prevista pelo modelo RE-SEB como destinatária dos recursos auferidos da UBP a partir da data de 29 de abril de 2002, conforme detalha aquele decreto, em seu art. 28, §1º. Isso fica claro pela leitura de seu art. 32, que estabelece que os recursos da CDE decorrentes de pagamentos da UBP serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, ficando a ANEEL incumbida de regular a aplicação dessa parcela de recursos. Pelo art. 29 desse decreto, a agência determinaria que os concessionários passassem a fazer os pagamentos da UBP da conta da CDE em nome da Eletrobrás.

A Lei n.º 10.762/2003 e o Decreto n.º 4.873/2003 fizeram os detalhamentos. A ementa desse decreto refere-se à instituição do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, denominado “Luz para Todos”, demonstrando a maior ênfase do modelo regulatório vigente do novo governo do presidente Lula à universalização dos serviços públicos de energia elétrica.

2.6 Conclusões do capítulo 2

A história da regulamentação do setor elétrico brasileiro, particularmente ao longo do século XX e início do seguinte, demonstra conflito de posições ideológicas sobre o papel do Estado na economia, cujas posições dominantes alteram-se a cada grande crise da economia mundial, e bem mais de perto com a brasileira, neste caso, sobretudo como instrumento de política pública, como bem destacou Alves (2006). Resumidamente, o período estudado pode ser agrupado em cinco épocas:

- Período entre guerras: primeira grande crise econômica internacional do século XX e sua conseqüente e drástica alteração de aplicações de teorias político-econômicas, a quebra de 1929, e o início da dominância do pensamento keynesiano sobre as economias capitalistas, cujo reflexo no Brasil se deu com a crise do café, quando se

iniciou um processo de industrialização a partir do conceito de substituição de importações, com grande intervencionismo estatal. Nesse contexto, com a emergência de política de industrialização mediante a substituição de importações, conseqüentemente surge a necessidade de estruturação de um setor elétrico capaz de atender esse processo de industrialização. Destaque principal para a edição do Código de Águas, como também, a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, a extinção da cláusula-ouro e a adoção do regime de tarifas pelo custo do serviço.

- Da II Guerra Mundial ao Golpe Militar de 64: estabelecimento de modelo tarifário com remuneração legal garantida, participação direta do Estado na formulação e execução da política energética, investindo nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, estatais e realidade tarifária.
- Os governos militares: apogeu da planificação estatal, por meio da Eletrobrás, a qual assume os papéis de planejadora e garantidora do atendimento da sempre crescente demanda por energia elétrica, “mesmo com base em graves ineficiências devido a um regime regulatório que não estimulava a busca de eficiência produtiva por parte das empresas” (PIRES; PICCININI 1998), tais como: equalização tarifária, uso político na determinação da tarifa seja como medida antiinflacionária, seja de incentivo à atividade industrial, subsídios cruzados, “realização de investimentos imprudentes, obtenção de financiamentos anticíclicos e para fechamento do balanço de pagamentos” (ALVES, 2006). Por fim, destacam-se a criação de Itaipu, a divisão de trabalho setorial com empresas federais regionais de geração elétrica e concessionárias distribuidoras estaduais, o amplo processo de encampação de pequenas e médias concessionárias privadas e municipais e a nacionalização das empresas estrangeiras AMFORP e Light.
- Abertura política, econômica e o neoliberalismo: no contexto internacional a economia sofre com os dois choques do petróleo e o procedente fenômeno da estagflação (inflação sem crescimento econômico), o qual colocou em cheque as teorias econômicas keynesianas e representaram a ascensão dos monetaristas, ou mais, das práticas neoliberais e a ruptura do modelo keynesiano. No cenário doméstico, emergem a redemocratização, a abertura econômica e a crise fiscal do Estado. A conseqüente falta de investimentos em um ambiente de tarifas inadequadas torna evidente o esgotamento do modelo regulatório anterior, levando a alteração do papel do Estado na economia, evidenciada pelas privatizações, ainda que parciais. O

segundo governo federal democraticamente eleito, desde o Golpe Militar, adota práticas econômicas neoliberais na formulação da primeira reforma do setor elétrico: mercado de livre contratação no suprimento e no fornecimento a grandes consumidores, criação de mercado atacadista de energia elétrica com visão excessivamente comercial, mais tarde retificada, agência reguladora independente, operador independente do sistema elétrico, planejamento indicativo na geração e determinativo na transmissão migração para o capital privado nacional e abertura ao capital estrangeiro. Entretanto, o racionamento de 2001-2002 abala a credibilidade dessa reforma, expondo suas fragilidades.

- Aumento da intervenção estatal: a partir de uma crise específica, o racionamento de energia elétrica brasileiro, cujas consequências, somadas a alteração da política nacional, levaram à constituição de novo marco regulatório, a segunda reforma do setor elétrico brasileiro e à retomada da influência estatal, com o resgate do planejamento determinativo, tendo o MME como o principal e estratégico regulador do setor, limitando a atuação da ANEEL e mantendo a Eletrobrás como ente coadjuvante na condução dos negócios setoriais. Mudança do modelo mercantil, criação de entidade de centralização de compra e venda de energia elétrica, instituição de empresa de pesquisa energética e de inventários hidroenergéticos, modicidade tarifária, modelo de tarifa pelo custo do serviço com justa remuneração do capital e universalização do atendimento.

No contexto das duas reformas do setor elétrico brasileiro, ocorridas na década de 1990 e no início do terceiro milênio, surgem os empreendimentos “botox”, licitados dentro de uma concepção de livre mercado, estritamente ligada aos moldes neoliberais, mas que tiveram que encontrar sua viabilidade em um modelo de maior intervencionismo estatal, de saudosismo ao pensamento keynesiano.

Capítulo 3: Referencial teórico

3.1 Teoria de avaliação de projetos

O levantamento teórico deste capítulo tem como objetivo encontrar o método de avaliação mais adequado à análise de viabilidade de projetos de geração hidrelétrica.

Antes disso, devem-se conhecer as características gerais deste tipo de empreendimento. O período de concessão de uso do bem público para exploração do potencial hidrelétrico é, geralmente, como dito, de 35 anos, conforme dados constantes no portal eletrônico da ANEEL. Considerando-se ainda que a construção de um empreendimento com capacidade instalada final superior a 100 MW leva, em média, de quatro a cinco anos, este trabalho classificará projetos hidrelétricos como de **investimentos de longo prazo**.

Segundo Gitman (1997, p.288): “Uma vez que os investimentos de longo prazo representam desembolsos consideráveis de fundos que obrigam a empresa a seguir um determinado curso de ação, são necessários certos procedimentos para analisá-los e selecioná-los adequadamente”. Como procedimento de seleção e decisão, Gitman define o **orçamento de capital**, como sendo “o processo que consiste em avaliar e selecionar investimentos de longo prazo, que sejam coerentes com o objetivo da empresa de maximizar a riqueza de seus proprietários”. O processo de avaliação de orçamento de capital, segundo o referido autor, consiste em cinco etapas: (1) geração de propostas; (2) avaliação e análise; (3) tomada de decisão; (4) implementação; e (5) acompanhamento.

Este trabalho não contemplará as cinco etapas de avaliação propostas por Gitman (1997), concentrando seus esforços na segunda etapa: **avaliação e análise**.

Ainda de acordo com Gitman (1997, p.246):

Avaliação é o processo que une risco e retorno para determinar o valor de um ativo. É um processo relativamente simples que pode ser aplicado às séries de benefícios esperados dos títulos de dívida, ações, locação de imóveis, poços de petróleo e outros, para determinar seu valor em um dado instante no tempo.

Entretanto, segundo Copeland *et al* (2002, p.58): “Na vida real, os administradores vêm sendo bombardeados com conselhos sobre medidas de desempenho: TRS, DCF, lucro econômico, EVA, CFROI, ROIC, EPS, margem de lucro e muitas outras”.

Além das metodologias acima descritas, pode-se ainda encontrar em Copeland *et al* (2002), Damodaran (1997), Gitman (1997) e Stalla (2000): *payback*, *payback* descontado, valor presente líquido, valor presente líquido ajustado, taxa interna de retorno e taxa interna de retorno modificada.

Esses métodos serão agrupados de forma a simplificar a análise de decisão sobre qual metodologia é a mais adequada para o tipo de empreendimento em análise. As subdivisões são as seguintes:

- Indicadores de retorno: ROA e ROE;
- Indicadores de retorno e crescimento: métricas de lucro;
- Indicadores de retorno, crescimento e custo de capital: EVA / MVA;
- Indicadores de retorno, crescimento, custo de capital e fluxo de caixa: avaliação do fluxo de caixa.

3.1.1 Indicadores de retorno

Segundo Gitman (1997, p.125), uma análise completa dos índices inclui grande número de indicadores de liquidez, de atividade, endividamento e lucratividade. Ainda segundo esse autor, nenhum índice por si só é adequado para avaliar todos os aspectos relativos à situação financeira da empresa. O **sistema DuPont** surge como uma abordagem completa de índices, o qual funde a demonstração do resultado e o balanço patrimonial em duas medidas-sínteses da lucratividade: a taxa de retorno sobre o ativo total (ROA) e a taxa de retorno sobre o patrimônio líquido (ROE).

Segundo Stalla (2000, p. EQ50), o método é baseado na seguinte identidade:

$$ROE = \frac{\text{Lucro}_\text{Líquido}}{\text{Receita}_\text{Bruta}} \times \frac{\text{Receita}_\text{Bruta}}{\text{Patrimônio}_\text{Líquido}} \quad (1)$$

Equação 1: Return on Equity

Gitman (1997, p.125) apresenta como primeiro passo do sistema DuPont a seguinte equação:

$$\begin{aligned} ROA &= \text{margem}_\text{líquida} \times \text{giro}_\text{do}_\text{ativo}_\text{total} \\ ROA &= \frac{\text{Lucro}_\text{Líquido}}{\text{Receita}_\text{Bruta}} \times \frac{\text{Receita}_\text{Bruta}}{\text{Ativo}_\text{Total}} \quad (2) \end{aligned}$$

Equação 2: Return on Assets

Além de serem muito úteis para analisar as demonstrações financeiras e avaliar a situação financeira da empresa, esses indicadores de retorno, presente no método DuPont, permitem que os administradores os utilizem para análises comparativas da empresa, definição de metas de *performance*, desempenho e rentabilidade.

Outra grande vantagem do uso desses indicadores é seu alto grau de conhecimento no ambiente empresarial, devido a sua facilidade de interpretação dos resultados, aplicação e cálculo.

Entretanto, a perspectiva histórica desses indicadores não os torna elegíveis para a avaliação de um novo projeto, uma vez que são as expectativas quanto a um comportamento futuro que precificam um ativo.

3.1.2 Métricas de lucro

Inicialmente, Copeland *et al* (2002, p.58) argumentam que preferem medidas econômicas de avaliação de empresas às contábeis, vez que é o fluxo de caixa o responsável pelo desempenho do preço por ação e não os lucros contábeis. Um motivo exemplificado por Copeland *et al* para que não se utilize o método de lucros contábeis é a diferença de padrões contábeis entre países.

O modelo de lucro econômico apontado por Copeland *et al* (2002, p.147-8) é o do dimensionamento do valor da empresa igual ao volume de capital investido acrescido de ágio igual ao valor presente do montante criado a cada ano. A medição do valor criado por uma empresa em um único exercício é dada pela seguinte equação de lucro econômico:

$$Lucro_Econômico = Capital_investido \times (ROIC - WACC) \quad (3)$$

Equação 3: Lucro Econômico

em que, o WACC (“*weighted average cost of capital*”) representa o custo médio ponderado de capital da empresa; sendo que, o ROIC (“*return on invested capital*”, retorno sobre o capital investido) é dado pela seguinte identidade:

$$ROIC = \frac{NOPLAT}{Investimento_de_Capital} \quad (4)$$

Equação 4: ROIC

na qual, NOPLAT (“*net operation profits less adjusted taxes*” ou lucro operacional líquido menos tributos ajustados) pode ser determinado, conforme Stalla (2000, p.EQ78), pela

seguinte equação:

$$NOPLAT = EBIT \times (1 - Taxes) \quad (5)$$

Equação 5: NOPLAT

sendo que EBIT (*“earns before interest and taxes”*), segundo Damodaran (1997, p.127), é obtido pela subtração das despesas operacionais e depreciação e amortização da receita

Embora essa metodologia seja superior à avaliação de fluxo de caixa para compreender o desempenho de uma empresa em qualquer ano, para a avaliação do valor de uma empresa ainda é inferior, pois carrega um viés de contabilidade de estoques (LIFO – *last in first out*; FIFO – *first in first out*, correspondentes às respectivas siglas já consagradas em português UEPS – último a entrar, primeiro a sair e PEPS – primeiro a entrar, primeiro a sair). Isto é, caso uma empresa adote a metodologia LIFO, o valor de seu estoque será mais baixo do que se adotasse o método FIFO, principalmente em contextos inflacionários. Em contrapartida, a contabilização do custo será maior, reduzindo-se o lucro contábil.

3.1.3 EVA e MVA

Segundo Stalla (2000, p.EQ78), tanto o EVA (*“economic value added”*) como o MVA (*“market value added”*) são análises baseadas no lucro econômico de uma empresa. Ambas medem quanto de valor econômico é agregado à empresa. O EVA pode ser determinado, segundo Stalla (2000, p.EQ78), pela seguinte igualdade:

$$EVA = NOPLAT - WACC \times Capital_Social \quad (6)$$

Equação 6: EVA

De acordo com Stalla (2000, p.EQ78), EVA positivo significa que a empresa apresenta taxa de retorno sobre seu capital maior do que seu custo médio ponderado de capital. Ademais, quanto mais alto o EVA, mais valor estará sendo agregado à empresa.

Vale a pena mencionar, também, que o EVA tem como ponto negativo o comprometimento de ativos importantes para o crescimento da empresa para, no curto prazo, trazer um EVA maior. Há custo de agência⁴³ neste caso, pois aqueles diretores que tiverem sua remuneração

⁴³ Os custos de agência estão associados ao conflito que existe entre os interesses de duas partes que estabelecem um acordo ou contrato. De um lado há a figura do principal, enquanto do outro a figura do agente. O principal é aquele que contrata o agente para executar alguma tarefa ou atingir alguma meta para aquele. O conflito se inicia quando há diferença de interesses entre aquilo que o principal deseja que o agente faça e aquilo que o agente executa efetivamente, inclusive na circunstância na qual este terá maior ganho do que com o acordo.

baseada em índices de EVA poderão tomar decisões que melhorem o balanço da empresa no curto prazo, como a venda de ativos, o que pode gerar impactos negativos à empresa no longo prazo.

Para o cálculo do MVA, Copeland *et al* (2002, p.63) o definem como sendo a diferença entre o valor de mercado do endividamento junto com o capital social de uma empresa e a quantidade de capital por ela investida. Stalla (2000, p.EQ78) representa esta definição pela seguinte equação:

$$MVA = (Total_Capital_at_Market_Value) - (Total_Capital_at_Book_Value) \quad (7)$$

Equação 7: Conceito de MVA

Copeland *et al* (2002, p.63) ainda complementam com a definição de razão do MVA como sendo a capitalização no mercado da soma do endividamento e do capital social de uma empresa, dividida pelo volume de capital investido:

$$MVA = \frac{ROIC}{Custo_de_Capital} \quad (8)$$

Equação 8: MVA

sendo que o “custo de capital” é o retorno esperado pelo acionista, dado pelo CAPM (“*capital assets pricing model*”)⁴⁴, e o ROIC (“*return on invested capital*”) é o mesmo da equação 4.

Stalla (2000, p.EQ78) defende que o MVA mede quanto de prêmio o mercado deseja pagar acima do valor de livro (*book value*) do capital total de uma empresa. Quanto maior o MVA, mais atrativa é a empresa para o mercado. Ainda de acordo com Stalla, o MVA de uma empresa pode representar a estimativa dos valores futuros de EVA, trazidos a valor presente utilizando-se o WACC da empresa como taxa de desconto.

A crítica de Copeland *et al* (2002, p.63) quanto ao uso do MVA é o fato de serem utilizados dados contábeis. Cerbasi (2003, p.14) ainda complementa a crítica, lembrando que a aplicação do MVA é feita apenas no curto prazo e, ainda pode desencorajar o investimento, vindimando o negócio para aumentar o ROIC.

Concluindo, as metodologias de avaliação EVA e MVA são indicadas para avaliar o desempenho de uma empresa/projeto, porém não são elegíveis como metodologias para

⁴⁴ Vide item 3.1.6 – Estimação do custo de capital próprio, equação 14, para maiores detalhes.

avaliação de decisão de investimento.

3.1.4 Avaliação do fluxo de caixa

Copeland *et al* (2002, p.59) defendem que a criação de valor para o acionista no mercado de capitais pode ser ligada a alguma medida de valor intrínseco. Este, por sua vez, é movido pela capacidade da empresa de geração de fluxo de caixa no longo prazo. Copeland *et al* (2002, p.77) apresentam quatro argumentos da superioridade da avaliação de empresas com base no fluxo de caixa:

- i. O retorno para o acionista está mais ligado às expectativas do que ao desempenho absoluto;
- ii. Os níveis de avaliação estão ligados ao capital investido e ao crescimento;
- iii. O interesse do mercado não está somente sobre os lucros e concentra-se nos resultados econômicos subjacentes;
- iv. O mercado atribui grande importância aos resultados de longo prazo e não só ao desempenho de curto prazo.

Copeland *et al* (2002, p.91) ainda postulam que:

Os administradores que utilizarem a abordagem de fluxo de caixa à avaliação de empresas, concentrando-se na elevação de longo prazo de caixa livre, serão recompensados com maiores preços por ação. Os indícios presentes no mercado são claros. Dar, ingenuamente, atenção aos lucros contábeis freqüentemente leva a decisões destruidoras de valor.

Considerando-se: os quatro argumentos de superioridade de avaliação com base no fluxo de caixa, expostos por Copeland *et al* (2002, p.77); os pontos negativos dos indicadores de retorno (ROE e ROA), apresentados no item 3.1.1 – indicadores de retorno; os problemas das métricas de lucro, conforme item 3.1.2 – métricas de lucro; e as desvantagens do EVA e MVA, de acordo com o item 3.1.3 – EVA e MVA, a decisão da melhor ferramenta para análise de viabilidade do projeto de geração hidrelétrica recairá sobre uma das metodologias de avaliação de fluxo de caixa, apresentadas a seguir.

3.1.4.1 Payback

O método de *payback*, segundo Stalla (2000, p.EQ145), indica o número de anos necessários para a recuperação do investimento original em um projeto. Quanto menor o período de *payback*, mais bem avaliado é o projeto.

Quando o *payback* é utilizado como ferramenta de tomada de decisão, Gitman (1997, p.327) define o seguinte critério: “Se o período de *payback* for menor que o período de *payback* máximo aceitável, aceita-se o projeto; se o período de *payback* for maior que o período de *payback* máximo aceitável, rejeita-se o projeto”.

De acordo com Stalla (2000, p.EQ149), este método apresenta como vantagens: (i) simplicidade do cálculo; (ii) significado intuitivo; e (iii) mede a liquidez do projeto. Entretanto, apresenta como desvantagens o fato de ignorar os fluxos de caixa que são gerados após o período de *payback*.

Gitman (1997, p.327) complementa a crítica a este método ao afirmar que se trata de uma técnica não sofisticada de orçamento de capital, já que não considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo.

3.1.4.2 *Payback* descontado

Segundo Stalla (2000, p.EQ146), o método de *payback* descontado calcula o número de anos que se leva para recuperar o custo do investimento a partir do valor presente do fluxo de caixa gerado pelo projeto, utilizando-se o custo de capital do projeto como taxa de desconto.

Dessa forma, o método de *payback* descontado apresenta basicamente as mesmas vantagens e desvantagens do método *payback* simples. Sua vantagem está, segundo Stalla (2000, p.EQ150), em descontar o fluxo de caixa do projeto e, assim, considerar o risco que está implícito ao projeto.

3.1.4.3 Valor presente líquido (VPL)

Segundo Gitman (1997, p.329), trata-se de uma técnica sofisticada de orçamentos de capital, obtida subtraindo-se o investimento inicial (I.I.) de um projeto do valor presente das entradas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo de capital da empresa, conforme mostrado na equação abaixo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} - I.I. \quad (9)$$

Equação 9: VPL

Em que, FC = fluxo de caixa de uma empresa, ou seja, sua capacidade de criação de valor; I.I. = investimento inicial; e k = custo do capital social.

De acordo com Cerbasi (2003, p.18), a força desse método está em poder ser aplicado a praticamente qualquer situação, bastando que seja possível predizer fluxos de caixa futuros para o investidor.

Segundo Damodaran (1997, p.12), existem duas abordagens para a avaliação pelo VPL: (1) participação acionária no negócio; (2) empresa como um todo, que inclui, além da participação acionária, a participação dos demais detentores de direitos da empresa. Cada método apresenta um fluxo de caixa e taxa de desconto diferentes entre eles.

A primeira abordagem: valor da participação acionária ou do patrimônio líquido é obtido descontando-se os fluxos de caixa do acionista esperados. O fluxo de caixa livre do acionista é obtido após dedução de todas as despesas, bônus fiscais e pagamentos de juros e principal, ao custo do patrimônio líquido, de acordo com a seguinte identidade proposta por Damodaran (1997, p.13):

$$Valor_do_Patrimônio_Líquido = \sum_{t=1}^{t \rightarrow \infty} \frac{CF_do_Acionista}{(1+k_e)^t} \quad (10)$$

Equação 10: Valor do patrimônio líquido

onde, CF do acionista = fluxo de caixa do acionista esperado no período t ; e k_e = custo do patrimônio líquido.

A segunda abordagem de avaliação: valor da empresa é obtido, segundo Damodaran (1997, p.13), descontando-se os fluxos de caixa esperados para a empresa. Esse fluxo é calculado após a realização de todas as despesas operacionais e impostos, mas antes do pagamento de dívidas, pelo custo médio ponderado do capital, que se trata do custo dos diversos componentes de financiamento utilizados pela empresa, com pesos em conformidade com suas proporções de valor de mercado:

$$Valor_da_Empresa = \sum_{t=1}^{t \rightarrow \infty} \frac{CF_da_Empresa}{(1+WACC)^t} \quad (11)$$

Equação 11: Valor da empresa

onde CF da empresa = fluxo de caixa da empresa esperado no período t ; e WACC = custo médio ponderado de capital.

Ainda segundo Damodaran (1997, p.13), as duas abordagens produzirão estimativas consistentes de valor, desde que o mesmo conjunto de pressuposições seja utilizado em

ambas.

3.1.4.4 Valor presente líquido ajustado (VPLA)

O modelo de valor presente ajustado, segundo Copeland *et al* (2002, p.151): “divide o valor operacional em dois componentes: valor operacional como se a empresa fosse totalmente financiada por seu próprio capital social e o valor dos benefícios fiscais decorrentes do financiamento por endividamento”.

Esse modelo, ainda segundo o autor citado, utiliza os conceitos das propostas de Modigliani-Miller sobre a estrutura de capital, em que: em ambiente livre de impostos, o valor da empresa (endividamento mais capital social) independe da estrutura de capital (valor do endividamento em relação ao capital social). Como resultado, “a estrutura de capital só pode afetar o valor por meio de impostos e outras imperfeições e distorções do mercado”.

Partindo desses conceitos, o modelo de VPLA avalia, inicialmente, a empresa ao custo do capital como se ela não tivesse qualquer endividamento em sua estrutura de capital e, depois, agrega o impacto dos impostos sobre a alavancagem.

Comparando-se com o cálculo do valor da empresa, apresentado no item 3.1.4.3, o benefício fiscal, calculado separadamente pelo VPLA, está presente no cálculo do custo médio ponderado do capital por meio do ajuste do custo do endividamento por seu benefício fiscal.

Ainda segundo Copeland *et al* (2002, p.152): “o benefício fiscal decorrente dos pagamentos de juros pela empresa é estimado pelo desconto das economias tributárias projetadas”. Esses autores enfatizam que, aplicado de forma correta, os resultados obtidos por este modelo são idênticos aos resultados obtidos pela abordagem tradicional de VPL.

3.1.4.5 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é definida por Gitman (1997, p.330) como “a taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero (já que o valor presente das entradas de caixa é igual ao investimento inicial)”.

Matematicamente, a TIR é representada pela seguinte equação:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - Investimento_Inicial \quad (12)$$

Equação 12: TIR

Como critério de decisão, Stalla (2000, p.EQ148) defende que, se a TIR de um projeto for maior que o custo de capital para financiá-lo, o projeto irá agregar valor ao acionista e, assim, deve ser aceito. Entretanto, se a TIR do projeto for inferior ao custo de capital do financiamento, o projeto deve ser abandonado.

3.1.4.6 Análise Comparativa: TIR x VPL

Segundo Gitman (1997, p.339): “De um ponto de vista puramente teórico, o VPL é a melhor técnica para a análise de orçamento de capital”. Esta superioridade advém do fato de que, o VPL supõe:

[...] que todas as entradas de caixa intermediárias geradas pelo investimento sejam reinvestidas ao custo de capital da empresa. O uso da TIR supõe um reinvestimento a uma taxa freqüentemente elevada, dada pela TIR. Já que o custo de capital tende a ser estimativa razoável da taxa à qual a empresa poderia reinvestir hoje suas entradas de caixa intermediárias, o uso do VPL com sua taxa de reinvestimento mais conservadora e realista é teoricamente preferível (GITMAN, 1997, p.339).

Entretanto, Gitman (1997, p.340) também argumenta que os administradores financeiros preferem usar a TIR, por uma questão de maior aceitação a taxas de retorno do que a valores monetários:

Uma vez que taxas de juros, medidas de lucratividade e outras são, em geral, expressas como taxas anuais de retorno, o uso da TIR faz sentido para responsáveis pelas decisões nas empresas. Eles tendem a achar o VPL mais difícil de usar porque este não mede, na realidade, os benefícios em relação ao montante investido (GITMAN, 1997, p.340).

De acordo com Stalla (2000, p.EQ150), o método de VPL é o melhor método para classificar projetos de investimento. Os projetos que apresentam maiores VPLs devem proporcionar melhores classificações, independentemente de eles serem mutuamente excludentes ou independentes entre si. Já a utilização do método da TIR pode gerar diferentes classificações com relação ao VPL quando aplicado em projetos mutuamente excludentes.

Destaca-se também, o problema da TIR de ignorar as diferenças de escala, como o resultado é sempre um número adimensional, comparar projetos pela TIR não condiciona ao investidor saber a magnitude de ganho com cada projeto, diferentemente do VPL, que já indica quanto o acionista ganha em determinado projeto de investimento.

3.1.4.7 Taxa interna de retorno modificada (TIRM)

Para eliminar a pressuposição da TIR de que as entradas de caixa são reinvestidas a taxa igual à própria TIR, Gitman (1997, p.337) sugere o cálculo da taxa interna de retorno modificada –

TIRM:

A TIRM é obtida através da conversão de cada entrada de caixa operacional em seu valor futuro medido no final da vida do projeto e, então, somando-se os valores futuros de todas as entradas para se ter o valor residual do projeto. Cada valor futuro é encontrado através da utilização do custo de capital, eliminando-se, dessa forma, a taxa de reinvestimento que se critica na TIR tradicional. A TIRM representa a taxa de desconto que torna o valor residual igual ao investimento inicial.

Stalla (2000, p.EQ148) apresenta a seguinte equação para o cálculo da TIRM:

$$I_0 + \frac{II_1}{(1+r_{proj})^1} + \dots + \frac{II_n}{(1+r_{proj})^n} = \frac{FC_1(1+r_{proj})^{n-1} + FC_2(1+r_{proj})^{n-2} + \dots + CF_n(1+r_{proj})^0}{(1+TIRM)^n}$$

(13)

Equação 13: TIRM

Em que, FC = fluxo de caixa de uma empresa, ou seja, sua capacidade de criação de valor; I.I. = investimento inicial; e r_{proj} = taxa de reinvestimento.

Como vantagens da TIRM sobre a TIR, Stalla (2000, p.EQ153) destaca:

- Evita que o sistema apresente múltiplas soluções;
- Caso os projetos sejam independentes, a TIRM ordenará os projetos de forma semelhante à TIR e ao VPL;
- Caso os projetos sejam mutuamente excludentes, mas forem do mesmo tamanho, a TIRM ordenará os projetos de forma semelhante igual ao VPL;
- Caso os projetos sejam mutuamente excludentes, mas de tamanhos diferentes, a classificação via TIRM será diferente da VPL.

Stalla conclui que o método TIRM é superior à TIR, entretanto, inferior ao VPL para classificação de projetos.

3.1.5 Comparação de métodos

Resumindo-se os métodos de avaliação, desenvolvidos ao longo deste capítulo, em forma de organograma, tem-se a configuração conforme figura 7 a seguir.

Está destacada, em amarelo, a metodologia considerada mais apropriada para a avaliação de um empreendimento de longo prazo, cujas ferramentas levam em consideração o fluxo de caixa projetado do projeto.

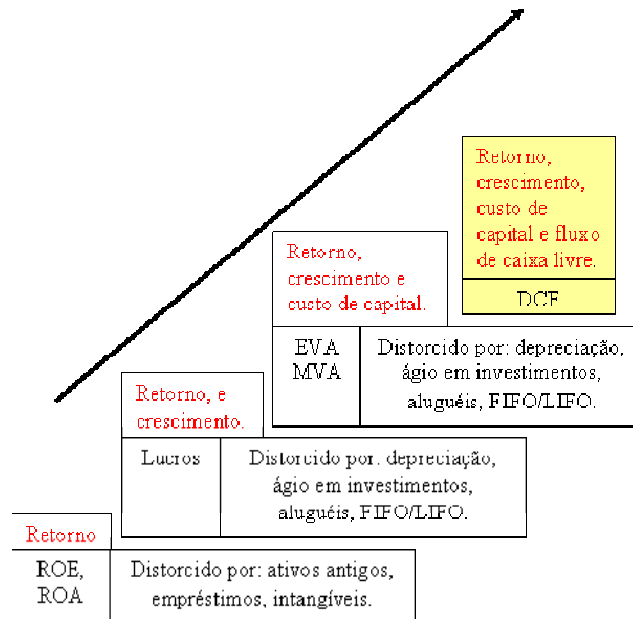


Figura 7: Métodos de Avaliação de Empresas

Fonte: Elaboração própria.

Corroborando para a escolha de qual método de avaliação de projetos a ser utilizado neste trabalho, recorreu-se a Sanvicente (2004), que apresenta quatro propriedades exigidas de um critério correto:

- (P1) Levar em conta todas as conseqüências (fluxos de caixa) de uma decisão de investimento;
- (P2) Levar em conta o custo de oportunidade do capital aplicado;
- (P3) Permitir que alternativas independentes sejam avaliadas como independentes – propriedade aditiva;
- (P4) Conduzir à escolha da alternativa que aumenta mais o valor da empresa.

Ainda segundo Sanvicente (2004), os métodos de *payback* e *payback* descontado não satisfazem a primeira propriedade, não sendo, desta forma, elegíveis.

Quanto ao método da TIR, essa atende à primeira propriedade de considerar o fluxo de caixa na avaliação de um investimento, porém, não atende à segunda propriedade, pois os fluxos de caixa não são descontados do custo de oportunidade, pela hipótese de taxa de reinvestimento.

O método TIRM atende a estas duas propriedades. Porém, ao se analisar a terceira propriedade, essa metodologia mostra-se não-aditiva.

Já quanto ao método de VPL, Brealey e Myers (2000, p.96) reconhecem que “um dólar hoje vale mais do que um dólar amanhã”, demonstrando sua sensibilidade ao valor do dinheiro no tempo e, assim, atende à primeira propriedade. Além da dependência quanto aos fluxos de caixa projetados, os autores citados enfatizam que o VPL depende, também, do custo de oportunidade do capital. A propriedade aditiva também é atendida: “os valores presentes são todos medidos a dólares de hoje, podendo ser somados. Desta forma, se você tem dois projetos A e B, o VPL do investimento combinado é: $VPL(A+B) = VPL(A) + VPL(B)$.”

A quarta e última propriedade, “conduzir à escolha da alternativa que aumenta mais o valor da empresa”, é atendida somente pelo critério de VPL, vez que, se considera, entre outras, a escala do projeto, apontando, dessa forma, o projeto que agrega maior valor ao acionista.

3.1.6 Estimação do custo de capital

O objetivo deste item é descrever o critério adotado pela ANEEL na determinação do custo de capital próprio da concessionária, para fins de cálculo do adequado retorno sobre o capital investido, no âmbito do processo de revisão tarifária periódica. Os fluxos de caixa projetados dos projetos “botox” serão descontados por esse custo de capital próprio, utilizado pela Agência, com a finalidade de determinação do valor justo de comercialização da energia elétrica.

O processo de revisão tarifária é um dos três mecanismos de alteração das tarifas previsto nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica: (i) reajuste tarifário anual; (ii) revisão tarifária extraordinária; e (iii) revisão tarifária periódica.

No reajuste tarifário anual, o preço para as tarifas é reajustado anualmente por um índice de preços, o IGP-M. Quando das revisões tarifárias periódicas, revisa-se os custos efetivos das concessionárias a fim de definir novo requisito de receita e estabelecer tarifas que venham a produzir receitas iguais àquela requerida.

Os reajuste são de frequência anual, as revisões periódicas ocorrem por iniciativa do regulador nas datas contratuais e as revisões extraordinárias podem ocorrer a qualquer tempo, por iniciativa da concessionária, quando da percepção de ruptura do equilíbrio econômico financeiro.

O segundo ciclo de revisão tarifária periódica foi iniciado em 2007; o processo consiste em revisar os valores das tarifas das empresas que detêm concessão pública para prestar serviço

de distribuição de energia elétrica. No período de 2007 a 2010 serão realizadas 61 revisões, assim distribuídas: sete em 2007, vinte seis em 2008, dezessete em 2009 e uma em 2010. A Resolução ANEEL n.º 234/2006 estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização desse segundo ciclo de revisão tarifária.

Um dos objetivos da revisão tarifária periódica é garantir que prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência obtenham adequado retorno sobre o capital investido, dadas as características do negócio regulado.

O regulador apóia-se no seguinte tripé para calcular o adequado retorno sobre o capital investido: (a) valor dos ativos efetivamente necessários para prestar o serviço (base de remuneração regulatória); (b) estrutura de capital ótima; e (c) taxa de retorno, sendo justamente esta taxa de retorno o interesse deste item.

3.1.6.1 Ferramenta

O CAPM foi a ferramenta adotada pela ANEEL para determinar o custo do capital próprio. Segundo Minardi (2003, p.2), o custo de capital próprio pode ser estimado a partir do *capital asset pricing model* – CAPM. Copeland *et al* (2002, p.219) afirma que o CAPM postula que o custo de oportunidade do capital ordinário seja igual ao “retorno sobre títulos livres de risco” mais o “risco sistêmico da empresa” (beta) multiplicado pelo “preço de mercado do risco” (ágio pelo risco):

$$k_s = r_f + [E(r_m) - r_f] \times \beta \quad (14)$$

Equação 14: Modelo CAPM

- ✓ r_f : Taxa de retorno livre de risco;
- ✓ $E(r_m)$: Taxa de retorno prevista para a carteira do mercado em geral;
- ✓ $E(r_m) - r_f$: Ágio pelo risco no mercado;
- ✓ Beta : Risco sistêmico do capital ordinário.

O CAPM é construído sobre a premissa de que a variância de retorno é a medida do risco apropriada, mas apenas aquela porção de variação que não é diversificável é recompensada, ou seja, parte do risco em qualquer ativo individual pode ser eliminada pela diversificação. O beta representa a sensibilidade das ações do segmento em estudo às variações percentuais do valor da carteira de mercado.

Como a ANEEL adota o mercado norte-americano como referência para a estimativa do custo

de capital próprio das empresas distribuidoras brasileiras, à formula tradicional do CAPM foram adicionados outros prêmios de risco

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R \quad (15)$$

Equação 15: Modelo CAPM modificado

- ✓ r_{CAPM} : custo do capital próprio
- ✓ r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco
- ✓ β : risco sistêmico do capital
- ✓ $r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência
- ✓ r_B : prêmio de risco Brasil
- ✓ r_X : prêmio do risco cambial
- ✓ r_R : prêmio de risco de regime regulatório

3.1.6.2 Taxa de retorno do ativo livre de risco

A taxa livre de risco (r_f) é a remuneração referente ao custo do tempo, isto é, a remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de liquidez futura. Para a sua determinação, a ANEEL utilizou o rendimento do bônus do governo dos EUA com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos (UST10). O período considerado foi de 1995 a 2006, e a taxa de juros média anual apurada foi de **5,32%**. A crítica fica quanto ao período analisado, considerado curto, sendo que a agência poderia ter utilizado período semelhante ao feito para a revisão dos agentes de transmissão em 2006, o qual seria conceitualmente mais robusto:

Tabela 3 - Taxa livre de risco

Taxa de retorno do ativo livre de risco	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10
r_f	8,15%	6,01%	5,24%	5,32%
Referência	Bônus do governo dos EUA	Bônus do governo dos EUA	Bônus do governo dos EUA	Bônus do governo dos EUA
Vencimento	30 anos	10 anos	10 anos	10 anos
Duration	(sem informação)	8 anos	8 anos	8 anos
Período	12/1980-04/2001 (21anos)	03/1995-06/2002 (7 anos)	1928-2005 (78 anos)	1995-2006 (11 anos)

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio da ANEEL, 2006.

3.1.6.3 Prêmio de risco de mercado

O prêmio de risco de mercado mede a diferença entre o retorno esperado no mercado

acionário (investimento com risco) e o retorno de títulos livres de risco. Esse valor foi calculado pela subtração da taxa livre de risco pela taxa de risco do retorno médio da série histórica dos retornos diários do S&P500⁴⁵. A partir de um levantamento das séries históricas de 1928 a 2006, o valor apurado foi de **6,09%**. A adoção de uma série longa, superior a 70 anos, é positiva, entretanto, não guarda correlação com o período utilizado na estimativa da *taxa de retorno do ativo livre de risco*, utilizada na metodologia de cálculo deste prêmio. Caso a ANEEL tivesse adotado, no cálculo da taxa livre de risco, o mesmo período do prêmio de risco do mercado, os resultados seriam mais robustos:

Tabela 4 - Prêmio de risco de mercado

Prêmio de risco do mercado	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10
$r_m - r_f$	3,90%	7,76%	6,47%	6,09%
r_m (referência)	Média S&P500	Média S&P500	Média S&P500	Média S&P500
Período	12/1980-12/2000 (20 anos)	1926-2000 (75 anos)	1928-2005 (78 anos)	1928-2006 (79 anos)
Coerência entre período do r_m e r_f	Período semelhante ao considerado no cálculo da r_f	Não há coerência com o período considerado no cálculo da r_f	Mesmo período considerado no cálculo da r_f	Não há coerência com o período considerado no cálculo da r_f

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao site da ANEEL, 2006.

3.1.6.4 Beta

O beta do setor regulado reflete dois tipos de risco sistemático: o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio é o grau de incerteza em relação à projeção do retorno sobre o ativo total do negócio, que não pode ser eliminado pela diversificação. É o risco sistemático (não diversificável) quanto todo o capital da empresa é capital próprio. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto.

A metodologia de cálculo do beta envolveu: (i) cálculo do beta alavancado para a amostra de empresas predominantemente de distribuição de energia elétrica dos EUA, o qual exprime os riscos de negócio e financeiro da empresa; (ii) desalavancagem dos betas obtidos para cada empresa; (iii) cálculo da média aritmética desses betas: beta desalavancado = 15,9%; (iv) realavancagem dos betas desalavancados das concessionárias de distribuição da amostra relevante, usando estrutura de capital estabelecida pela ANEEL: 55,4% de capital de terceiros e a alíquota de 34% de impostos. Posto isso, o valor encontrado pela agência é de **0,497**:

⁴⁵ Índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque.

Tabela 5 - Beta

Beta do setor regulado	Escelsa 2001 ⁴⁶	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10 ⁴⁷
β	0,6526	0,2639	0,681	0,497
Referência	10 empresas brasileiras de distribuição	15 empresas americanas de distribuição	26 empresas americanas do setor elétrico	15 empresas americanas de distribuição
Estrutura de capital (% dívida)	40%	50%	65%	55,40%
Período	2 anos	03/1995-06/2002 (7 anos)	5 anos	07/2001-06/2006 (5 anos)

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio da ANEEL, 2006.

3.1.6.5 Prêmio de risco país

O prêmio de risco país tem a intenção de medir a desconfiança dos investidores quanto ao cumprimento ou não das obrigações de reembolso do devedor (que apresenta certa possibilidade de *default*), em relação a um título de um país considerado risco “zero”. Esse é definido como a diferença entre o risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito Brasil.

O prêmio foi calculado pela diferença entre o prêmio de risco soberano do Brasil e o prêmio de risco de crédito do Brasil. Para o cálculo do prêmio de risco soberano, a ANEEL utilizou a série histórica diária do índice *emerging markets bonds index* relativo ao Brasil (EMBI Brasil), calculado pelo JP Morgan, de abril de 1994 a junho de 2006, resultado obtido com valor médio de 7,87%. O cálculo do prêmio de risco de crédito do Brasil foi feito baseado em uma série de títulos de longo prazo, desde 1994, de empresas com classificação de risco similar ao Brasil. Calculando-se a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, foi encontrado o percentual de 2,96%. Logo, o prêmio de risco país obtido pela ANEEL foi **4,91%**.

⁴⁶ Já inclui risco regulatório e cambial.

⁴⁷ Utiliza a alíquota de imposto de 40%.

Tabela 6 - Prêmio de risco Brasil

Prêmio de risco Brasil	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10
rB	4,97%	4,08%	3,62%	4,91%
Referência (1)	C-Bonds 30 anos	EMBI+Brazil	EMBI+Brazil	EMBI+Brazil
Período (1)	01/1996-04/2001 (5 anos)	04/1994-08/2002 (8 anos)	01/1996-12/2005 (9 anos)	04/1994-06/2006 (12 anos)
Taxa (1)	13,12%	8,29%	7,62%	7,87%
Referência (2)	rf	Empresas EUA de risco B1	Empresas EUA de risco B1	Empresas EUA de risco Ba2
Período (2)		Desde 1994 (9-10 anos)	Desde 1996 (9-10 anos)	04/1994-06/2006 (12 anos)
Taxa (2)	8,15%	4,21%	4,0% - 4,5%, adotado 4,0%	2,96%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio da ANEEL, 2006.

Cabe aqui ressaltar que, mesmo com uma redução do risco Brasil, entre 2002 e 2006, medido pelo EMBI, o prêmio de risco Brasil (r_B) elevou-se devido a adoção de empresas americanas Ba2 (segundo ciclo) ao em vez de B1 (primeiro ciclo), uma vez que o cálculo é feito pela diferença.

3.1.6.6 Prêmio do risco regulatório

Com relação ao prêmio do risco regulatório, que procura ajustar o custo de capital de setores regulados ao risco do regime regulatório envolvido, seu valor foi determinado por meio da equação abaixo, em que os betas representam os betas das empresas americanas (regulação por taxa de retorno) e da Inglaterra (regulação por preços máximos):

$$(\beta_{Inglaterra} - \beta_{EUA}) \times (r_M - r_f) = (0,588 - 0,159) \times 7,76\% = 3,33\% \quad (16)$$

Equação 16: Risco regulatório

A agência manteve o critério do primeiro ciclo, sendo que o resultado é 1,87 ponto percentual inferior:

Tabela 7 - Prêmio do risco regulatório

Prêmio do risco regulatório	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Distribuição 2007-10	Transmissão 2006
r_R		3,33%	1,46%	0,00%
Observação	Incluso no cálculo do beta	Diferença entre betas das empresas americanas (regulação por taxa de retorno) e da Inglaterra (regulação por preços máximos – maior risco). Como os dois países têm economias estáveis, a diferença entre betas refletiria os riscos do regime regulatório.		ANEEL assume como zero, ao comparar com mercado de distribuição.

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao site da ANEEL, 2006.

3.1.6.7 Prêmio de risco cambial

Já o prêmio de risco cambial avalia o risco incorrido no Brasil por um investidor no momento das suas movimentações financeiras que envolvam troca de moeda. Assim, este prêmio é definido como a diferença entre o *spread* de câmbio no mercado futuro e expectativa de desvalorização cambial. Fazendo-se cálculo a partir dos dados mensais do mercado futuro de câmbio da Bolsa de Mercadorias & Futuros, de julho de 1999 a junho de 2006, o prêmio encontrado é de **1,78%**:

Tabela 8 - Prêmio de risco cambial

Prêmio de risco cambial	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10
r_X		2,00%	2,00%	1,78%
Referência		Mercado futuro de câmbio BM&F		
Período		07/1999-06/2002	07/1999-06/2002	07/1999-06/2006
Observação	Incluso no cálculo do beta	Metodologia de Wolff, Christian (1997)		

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao site da ANEEL, 2006.

3.1.6.8 Resultado

Do exposto, o custo de capital próprio adotado para a revisão das tarifas de distribuição é:

$$\begin{aligned}
 r_{CAPM}^{NOMINAL} &= r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R \\
 r_{CAPM}^{NOMINAL} &= 5,32\% + 0,497 \times (6,09\%) + 4,91\% + 1,78\% + 1,46\% \\
 r_{CAPM}^{NOMINAL} &= 16,50\%
 \end{aligned} \tag{17}$$

$$r_{CAPM}^{REAL} = \frac{(1 + r_{CAPM}^{NOMINAL})}{(1 + i_{EUA})} - 1 = \frac{1 + 16,50\%}{1 + 2,54\%} - 1 = 13,61\%$$

Equação 17: Custo do capital próprio ANEEL – Distribuição

A tabela 8 consolida os resultados cálculos neste item:

Tabela 9 - CAPM ANEEL

CAPM	Escelsa 2001	Distribuição 2003-04	Transmissão 2006	Distribuição 2007-10
r_f	8,15%	6,01%	5,24%	5,32%
$r_m - r_f$	3,90%	7,76%	6,47%	6,09%
β	0,6526	0,2639	0,681	0,497
r_B	4,97%	4,08%	3,62%	4,91%
r_R		3,33%	0,00%	1,46%
r_X		2,00%	2,00%	1,78%
r_{CAPM} nominal	15,67%	17,47%	15,27%	16,50%
Inflação EUA	2,50%	2,40%	2,55%	2,54%
r_{CAPM} real	12,84%	14,71%	12,40%	13,61%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio da ANEEL, 2006.

Posto assim, este trabalho adotará o valor mais recente determinado pela ANEEL, isto é, o custo de capital próprio de **13,61%** ao ano,

3.1.7 Conclusões sobre teoria de avaliação de projetos

O cálculo do valor “justo” de comercialização de energia elétrica de projetos “botox” adotará a abordagem de valor do patrimônio líquido, conforme equação 10. A partir do custo do capital próprio identificado no item anterior, 13.61% – em conformidade com o critério ANEEL –, será calculado qual é preço da energia elétrica cujo valor do patrimônio líquido iguala-se a zero.

3.2 Teoria de leilões

3.2.1 Introdução

Existem relatos de prática de leilões desde a Babilônia, há cerca de 2.500 anos, sendo uma das mais antigas formas de mercado; entretanto, apenas recentemente iniciou-se a análise formal desse mecanismo de transação, à luz da teoria dos jogos. De acordo com Varian (2000, p.329), os primeiros estudos para o planejamento de leilões, por economistas, aconteceram na década de 70, quando ocorreram os choques do petróleo e houve o interesse do governo dos Estados Unidos em leiloar o direito de perfurar áreas em que havia a perspectiva de existência de reservas de petróleo.

Os leilões têm sido considerados como instrumentos de política pública bem sucedidos; Varian (2000) destaca os leilões de faixas do espectro de ondas de rádio para uso da telefonia celular dos EUA, as privatizações de usinas elétricas estatais na Austrália e do sistema telefônico na Nova Zelândia. No Brasil, o mecanismo de leilões foi largamente utilizado nos

processos de privatização a partir de década de 90; no setor elétrico, também vêm sendo muito utilizados para outorgas de concessões de usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão, assim como de compra de energia elétrica.

Inicialmente, Varian (2000, p.330) classifica os leilões quanto à natureza do bem em **leilão de valor privado** e **leilão de valor comum**. No leilão de valor privado, os participantes atribuem valores diferentes para o bem em pauta, dependendo de suas necessidades e preferências, como por exemplo, um objeto de arte, cujo valor para um colecionador pode ser diferente do que para um simples comprador.

Já no leilão de valor comum, o bem em questão tem o mesmo valor para todos os participantes. Um exemplo típico de leilão de valor comum é o de concessão de áreas de exploração de petróleo, em que o valor da *commodity* é dado pelo mercado e de conhecimento comum, sendo que o valor dos lances mede as expectativas de volume de petróleo que seria encontrado.

Independente da natureza do bem leilado, a classificação de um leilão depende de suas **regras**, o que se trata de conjunto de especificações que determina: quem pode apresentar lances, que lances podem ser aceitos, a maneira como os lances são feitos, quais informações serão de domínio público, como o leilão termina, como determinar o vencedor e qual preço que esse deve pagar pelo bem que foi leilado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

O contexto em que é realizado, ou melhor, o **ambiente do leilão**, é definido como o conjunto que envolve os potenciais participantes que poderão apresentar lances, assim como as análises feitas por eles a respeito dos bens que serão leilados, o que também abrange suas percepções de risco e das informações que cada um deles possui a respeito das valorações e atitudes frente ao risco dos demais (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

Os leilões podem ser de dois tipos, **aberto** ou **fechado**. No aberto não são estabelecidas regras ou pré-requisitos para participar; já no fechado, o interessado deve ser habilitado pelo organizador, o qual pode definir pré-requisitos, tais como licenças, depósito de garantia, características técnicas mínimas, etc.

Já com relação aos lances no leilão, esses podem ser de duas naturezas, **selado** ou **oral**. No primeiro caso, os lances são feitos de forma secreta, os participantes escrevem seus lances e os entregam em envelopes fechados, os quais só serão de conhecimento comum após abertura

dos envelopes, quando encerrada a fase de entrega das propostas, para então se declarar o vencedor do certame. Com relação ao lance oral, os participantes oferecem, pública e sucessivamente, seus lances até o encerramento do leilão; conseqüentemente, são de conhecimento de todos os participantes os lances de seus adversários.

Há três formas de se darem os lances no leilão: **ascendente**, **descendente** e **simultânea**. No primeiro caso, os participantes oferecem, sucessivamente, lances sempre mais altos que o lance imediatamente anterior, normalmente por algum incremento mínimo. Já no caso do descendente, não mais o participante, mas o leiloeiro é quem anuncia uma sucessão de preços para o bem leiloadado, normalmente por um decremento mínimo, até que se atinja um valor que algum participante declare sua aceitação do preço corrente, encerrando o leilão. Por último, tem-se o leilão de lance simultâneo, que está diretamente associado ao tipo de lance selado (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.14).

Independente da forma de se dar o lance, ascendente ou descendente, não necessariamente a regra de determinação do valor do lance vencedor é a que determinará o preço final do bem leiloadado. Isso ocorre apenas no chamado **leilão de primeiro preço**. Entretanto, existe também o chamado **leilão de segundo preço**, cujo bem fica com quem ofereceu o melhor lance; no entanto, esse participante vencedor pagará o preço ofertado pelo segundo melhor lance. Esse segundo tipo de determinação do valor a ser pago pelo bem leiloadado também é conhecido como **leilão do filatelista**⁴⁸ ou **leilão de Vickrey**⁴⁹.

Por fim, há dois tipos mais comuns de leilões, o **inglês** e o **holandês**. No primeiro, trata-se de leilão de primeiro preço, com lances orais e ascendentes, em que o leiloeiro estabelece um preço de reserva⁵⁰, que é o menor preço pelo qual o vendedor aceita desfazer-se de seu bem. O leilão é encerrado, pelo leiloeiro, quando não houver mais nenhum lance. No caso do holandês, assim denominado em função de seu uso na Holanda para vender queijos e flores, assim como no inglês também, o leilão é de primeiro preço, porém, a forma de anúncio de preços é descendente, e se encerra quando o primeiro participante aceita o último lance proposto.

⁴⁸ Foi dada essa denominação por ser originalmente utilizado por colecionadores de selos.

⁴⁹ Homenagem a William Vickrey, ganhador do Nobel de 1996, por seu trabalho na análise de leilões.

⁵⁰ Quando do estabelecimento de um preço de reserva em um leilão, se o melhor preço oferecido estiver abaixo do preço declarado, o vendedor reserva-se o direito de comprar o item ele mesmo. Na prática, indica o valor pelo qual alguém está disposto a comprar ou vender alguma coisa.

Quando se inicia o planejamento do leilão, deve-se determinar o mecanismo de modelagem econômica, se com o objetivo de **eficiência de Pareto**⁵¹ ou de **maximização do lucro** para o vendedor.

No caso em que o vendedor de um bem apresenta conhecimento dos lances de cada um dos interessados, o problema da modelagem é simples:

No caso de maximização do lucro o vendedor deveria entregar o bem à pessoa que lhe atribui o maior valor e cobrar esse preço. Se o objetivo desejado for a eficiência de Pareto, o bem deveria, ainda, caber a quem lhe atribui o maior valor, mas o preço poderia situar-se entre esse valor e zero, uma vez que a distribuição do excedente não tem qualquer relevância do ponto de vista da eficiência de Pareto (VARIAN, 2000, p.332).

Para maximizar o lucro no leilão, a estratégia proposta por Varian (2000) é estabelecer um preço de reserva. Caso o interesse seja alcançar resultado eficiente de Pareto, Varian (2000) recomenda adotar o leilão de segundo preço (ou leilão de Vickrey).

A abordagem desse estudo da teoria de leilões será sob o enfoque da teoria dos jogos; desta forma, inicialmente serão introduzidos os critérios de classificação e principais conceitos dessa teoria.

Duas podem ser as naturezas dos jogadores participantes, **não cooperativos** e **cooperativos**. Quando não há a possibilidade de acordos, ou quando não há como garantir que acordos firmados sejam honrados, os jogadores são classificados como não cooperativos. Entretanto, quando os jogadores podem tomar decisões coordenadas, mediante representação por acordos de classes ou associações de interesses, são classificados como cooperativos (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Na teoria dos jogos, as ações dos jogadores podem ocorrer em duas dimensões temporais, sendo elas **estáticas** ou **dinâmicas**. O jogo é tido como simultâneo ou estático, quando cada jogador tem que decidir que ação tomar sem conhecer as decisões dos demais jogadores. Por outro lado, o jogo é tido como dinâmico, quando as ações de cada jogador são sequenciais, a partir de uma ordem preestabelecida (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Dependendo da quantidade de informações disponíveis e/ou de conhecimento de cada jogador, os jogos podem ser classificados como de **informação completa** ou **incompleta**.

⁵¹ Uma determinada situação 1 envolvendo um grupo de indivíduos é dita ser melhor ou superior em relação a uma outra situação 2, se, na situação 1, nenhum desses indivíduos estiver com menor bem-estar do que na situação 2, e pelo menos um deles está com maior nível de bem-estar.

Quando todos os jogadores envolvidos têm ciência de toda e qualquer informação relevante para sua tomada de decisão, tais como a correta difusão de todas as regras do jogo, quem são os jogadores participantes, o que cada jogador pode tomar de ação, os possíveis resultados do jogo e as preferências dos jogadores em função dos possíveis resultados, esse jogo é classificado como de informação completa. Entretanto, basta que um único jogador não tenha acesso às informações relevantes para a sua tomada de decisão que o jogo é classificado como de informação incompleta (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Por fim, define-se como *payoff* do jogador a quantificação da valoração que esse jogador faz de cada um dos possíveis resultados do jogo.

3.2.2 Equilíbrio de Nash

3.2.2.1 Jogo Estático

Para introduzir o conceito de equilíbrio de Nash, inicialmente será demonstrado o funcionamento de um jogo estático com informação completa. O exemplo a ser utilizado é o apresentado por Bierman e Fernandez (1998, cap.1).

O jogo em questão é uma exploração de petróleo, com a presença de dois jogadores: *Clampett Oil Company* (COC) e a *Texas Explorations Corporation* (TEC). Essas empresas possuem concessão para explorar o mesmo campo de petróleo, em áreas vizinhas, por dois anos, cuja reserva total conhecida é de 4 milhões de barris. No caso, as empresas têm que decidir por duas tecnologias disponíveis para perfurar seu poço, pela utilização de tubulação larga ou estreita. Caso a opção de exploração por tubulação estreita seja a decidida, há investimento total de \$ 16 milhões para extração de 2 milhões de barris por ano. Já no caso da tubulação larga, o investimento é de \$ 29 milhões, porém com capacidade de extração de 6 milhões de barris por ano.

Independentemente da tecnologia adotada, o custo operacional médio de extração é de \$ 5 por barril, e o preço de venda da *commodity*, no exemplo em questão, é de \$ 20 por barril.

Caso as duas empresas decidam pelo uso da mesma tecnologia de extração, seja tubulação estreita ou larga, cada uma conseguirá extrair 2 milhões de barris cada. Entretanto, se uma optar pelo uso da tubulação estreita e a outra pela larga, a primeira conseguirá extrair 1 milhão de barris e a segunda, 3 milhões de barris. Considerando-se o lucro de cada jogador como o seu *payoff*, têm-se as seguintes representações:

Tabela 10 - *Payoffs* dos jogadores

Valor por empresa (\$milhões)	Tipo de tecnologia escolhida pelas duas empresas			
	2 estreitas	2 largas	Estreita e larga	
Custo de Perfuração	16	29	16	29
Custo de Extração	10	10	05	15
Custo Total	26	39	21	44
Receita Total	40	40	20	60
Lucro (payoff)	14	1	-1	16

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Dados os jogadores, suas possíveis estratégias de atuação e seus respectivos *payoffs*, pode-se representar de forma resumida esse jogo pela chamada **matriz de *payoffs***:

Tabela 11 - Matriz de *payoffs*

		COC	
		Estreita	Larga
TEC	Estreita	(14;14)	(-1; 16)
	Larga	(16 ;-1)	(1 ; 1)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Se a empresa COC escolher a estratégia de tubulação estreita, a melhor opção para a TEC é a estratégia larga (16 contra 14); a mesma decisão seria tomada caso a COC adotasse a estratégia larga (1 contra -1). Idêntica decisão seria tomada pela COC, independentemente da decisão que o outro irá fazer. Esse exemplo é um caso tipo de equilíbrio de estratégias dominantes, em que o equilíbrio se dá pela escolha da tubulação **larga** pelas duas empresas.

Embora o equilíbrio desse jogo seja bem caracterizado, pode-se verificar que o resultado obtido, (**1**;**1**), não é o melhor para os dois jogadores, pelo critério de ordenação de Pareto. A melhor escolha para os dois jogadores teria sido a opção de tubulação estreita, a qual só seria possível caso os dois jogadores estabelecessem um acordo de cooperação, com a certeza de que o acordo seria cumprido. Esse exemplo é tão interessante para a literatura de teoria dos jogos que é conhecido por dilema do prisioneiro⁵².

Supondo agora que cada uma das empresas tem a possibilidade de decidir não explorar ou não perfurar seu poço de petróleo e, caso apenas uma das empresas resolva explorar o petróleo, o lucro (*payoff*) em função da tecnologia adotada será:

⁵² “A discussão original do jogo tratava de uma situação em que dois prisioneiros, comparsas num crime, eram interrogados em locais separados. Cada prisioneiro tinha uma escolha de confessar o crime e envolver o outro, ou negar sua participação no crime. Se apenas um prisioneiro confessasse o crime, ele seria libertado e as autoridades condenariam o outro prisioneiro a seis meses de prisão. Se ambos os prisioneiros negassem seu envolvimento, ambos passariam um mês na prisão devido a aspectos burocráticos, e se confessassem, seriam ambos presos por três meses.” (VARIAN, 2000, p.533)

Tabela 12 - *Payoffs* dos jogadores modificada

Valor por empresa (\$ milhões)	Tipo de tecnologia escolhida por uma empresa	
	Estreita	Larga
Custo de Perfuração	16	29
Custo de Extração	20	20
Custo Total	36	49
Receita Total	80	80
Lucro (payoff)	44	31

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Nesse caso, e modificando-se um pouco a matriz de *payoffs* do jogo de perfuração de petróleo, o mesmo assumiria os seguintes valores:

Tabela 13 - Matriz de *payoffs* modificada

		COC		
		Não Perfura	Estreita	Larga
TEC	Não Perfura	(0;0)	(0; 44)	(0;31)
	Estreita	(44 ;0)	(14;14)	(2 ; 16)
	Larga	(31;0)	(16 ; 2)	(1;1)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Neste novo cenário não há estratégia dominante para nenhum dos dois jogadores. Uma alternativa para a solução desse problema seria a exclusão de estratégia estritamente dominada, como é o caso da **não perfura**, e a obtenção de um equilíbrio iterado. Entretanto, não há dominância entre a estratégia estreita e larga, o que se faz necessário trabalhar com um conceito mais abrangente, conhecido por **equilíbrio de Nash**.

As respostas de um jogador racional podem ser:

- Estratégia de melhor resposta de um jogador racional: dadas as estratégias que um jogador acredita que os demais jogadores irão escolher, a melhor resposta desse jogador é dada pela estratégia que maximiza o seu *payoff*;
- Equilíbrio de Nash: é a situação do jogo em que cada um dos jogadores adota a sua respectiva estratégia de melhor resposta.

No exemplo acima, têm-se dois equilíbrios de Nash: (16,2) e (2,16).

Bierman e Fernandez (1998, cap.1) resumem os três tipos de equilíbrios de um jogo:

- Se um perfil de estratégias dos jogadores de um jogo qualquer constitui-se num equilíbrio de estratégias estritamente dominantes ou num equilíbrio de estratégias dominantes iteradas, então esse equilíbrio, que é o único do jogo, também constitui-se num equilíbrio de Nash;

- Se um perfil de estratégias dos jogadores de um jogo qualquer se constitui num equilíbrio de estratégias fracamente dominantes, então esse equilíbrio também constitui-se num equilíbrio de Nash, mas não necessariamente o único deste último tipo;
- A eliminação de estratégias fracamente dominadas em um jogo pode implicar a eliminação de equilíbrio de Nash desse mesmo jogo.

3.2.2.2 Jogo com estratégia contínua

Nos exemplos utilizados no item anterior, de jogo estático, os *payoffs* dos jogadores podiam ser representados por meio de uma matriz. Entretanto, em alguns tipos de jogos é possível que o conjunto de estratégias disponíveis para cada jogador contenha número muito grande de elementos, como por exemplo, no caso de uma empresa, ao se fixar o preço de seu produto no mercado: a princípio se aceita qualquer número real positivo.

Desta forma, a matriz de *payoffs* é substituída pela função de *payoffs*, ou seja, os “valores dos *payoffs* dos jogadores podem ser representados por funções matemáticas cujos argumentos são variáveis que representam os possíveis valores que as estratégias dos jogadores podem assumir” (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998, cap.1).

Uma representação de funções de melhores respostas de dois jogadores é dada pelas duas retas na figura abaixo, e o cruzamento entre elas corresponde ao equilíbrio de Nash.

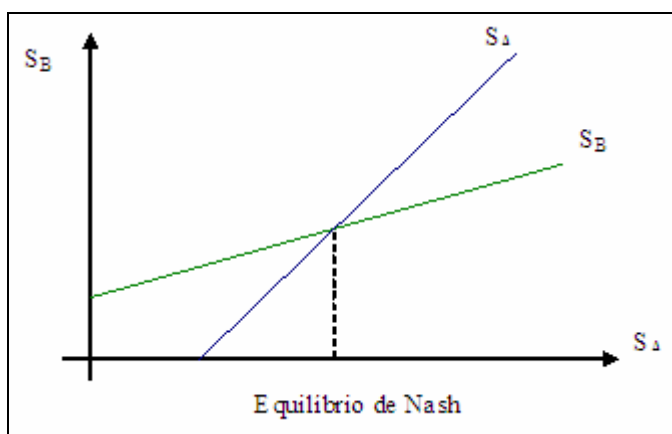


Figura 8: Equilíbrio de Nash

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

3.2.3 Leilões com informação perfeita

Nesse caso mais simples de leilão, são de conhecimento comum as valorações que os participantes têm do bem a ser leiloado. Supondo o leilão de um boi de primeiro preço, lances selados e de valores que só podem ser múltiplos de \$10, em que José e Antônio são os únicos participantes (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Os valores máximos que os dois estão dispostos a pagar pelo boi são \$54 e \$34, de José e Antônio, respectivamente. Sendo $l_{\text{JOSÉ}}$ o valor do lance de José, seu *payoff* é determinado pela seguinte diferença: $54 - l_{\text{JOSÉ}}$; valendo o mesmo raciocínio para Antônio (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Assumindo-se também que, em caso de lances iguais, o vencedor será decidido pelo lançamento de uma moeda, e que lances que gerem *payoffs* negativos são eliminados, tem-se a seguinte representação da matriz de *payoffs* desse jogo estático:

Tabela 14 - Matriz de *payoffs* de Antônio e José – primeiro lance⁵³

		José				
		\$10	\$20	\$30	\$40	\$50
Antônio	\$10	(12;22)	(0; 34)	(0;24)	(0 ;14)	(0 ;4)
	\$20	(14 ;0)	(7;17)	(0; 24)	(0 ;14)	(0 ;4)
	\$30	(4;0)	(4;0)	(2 ;12)	(0 ;14)	(0 ;4)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

O jogo acima apresenta um único equilíbrio de Nash: (lance do José = \$40; lance do Antônio = \$30), sagrando-se José o comprador do boi. Por se tratar de jogo com informação perfeita, José tem o conhecimento de que o lance máximo que Antônio está disposto a fazer é de \$30, desta forma, José dá o lance imediatamente superior, isto é, lance máximo de Antônio mais a fração mínima permitida, que no caso resulta em \$40 de lance. No limite, “o vencedor do leilão é o participante que tem a maior valoração, (ou seja, que está disposto a pagar o maior preço máximo) pelo bem leilado, pagando o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior” (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Supondo-se agora que esse mesmo leilão tenha sua regra alterada para de segundo preço, a matriz de *payoffs* passa a ser:

Tabela 15 - Matriz de *payoffs* de Antônio e José: segundo lance

		José				
		\$10	\$20	\$30	\$40	\$50
Antônio	\$10	(12;22)	(0; 44)	(0; 44)	(0 ;44)	(0 ;44)
	\$20	(24 ;0)	(7;17)	(0; 34)	(0 ;34)	(0 ;34)
	\$30	(24 ;0)	(14 ;0)	(2 ;12)	(0 ;24)	(0 ;24)

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Sendo leilão de segundo preço, há seis equilíbrios de Nash. Pela matriz anterior, verifica-se

⁵³ No caso de *payoffs* em que os lances são iguais e a decisão é feita por meio do lançamento de uma moeda, é necessária a aplicação da fórmula da função utilidade de Von Neumann e Morgenstern, cuja esperança de cada *payoff* é de 50% do valor nominal.

que o lance de \$30 de Antônio domina fracamente as outras duas estratégias possíveis, sendo mais provável esse lance, obrigando José a dar um lance maior. Reduzindo-se a fração mínima, assim como no caso anterior, no limite, “o vencedor do leilão é o participante que tem a maior valoração pelo bem leiloadado, pagando o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior” (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Supondo-se agora outra sistemática de leilão, de lances orais, do tipo inglês, em que o leiloeiro anuncia as propostas de preços, em ordem crescente e em múltiplos de \$10: enquanto os dois aceitam os preços propostos, o leilão continua até que o leiloeiro expõe um preço em que um dos dois rejeita. Esse jogo, do tipo dinâmico, pode ser representado pelo quadro abaixo:

Tabela 16 - Leilão inglês

Preço corrente	Estratégia ótima		
	José	Antônio	
\$10	Aceita	Aceita	Término do leilão
\$20	Aceita	Aceita	
\$30	Aceita	Aceita	
\$40	Aceita	Rejeita	
\$50	Aceita	Rejeita	
\$60	Rejeita	Rejeita	

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

José é o vencedor do leilão pagando \$40 pelo boi, ou seja, o mesmo resultado dos dois casos anteriores. Reduzindo a fração mínima ao limite, “o vencedor do leilão é o participante que tem a maior valoração pelo bem leiloadado, pagando o preço equivalente à valoração do participante perdedor que fizer o lance imediatamente inferior” (BIERMAN; FERNANDEZ, 1998).

Mantendo a sistemática de lances orais, mas pelo tipo holandês, isto é, com o leiloeiro anunciando as propostas em ordem decrescente, finalizando o certame quando um dos participantes aceita o valor ofertado, o resultado será o mesmo:

Tabela 17 - Leilão holandês

Preço corrente	Estratégia ótima	
	José	Antônio
\$100	Rejeita	Rejeita
\$90	Rejeita	Rejeita
\$80	Rejeita	Rejeita

continua...

continuação

Tabela 17 - Leilão holandês

Preço corrente	Estratégia ótima		
	José	José	
\$70	Rejeita	Rejeita	Término do leilão
\$60	Rejeita	Rejeita	
\$50	Rejeita	Rejeita	
\$40	Aceita	Rejeita	
\$30	Aceita	Aceita	
\$20	Aceita	Aceita	
\$10	Aceita	Aceita	

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

A partir da análise das quatro possíveis modalidades, Bierman e Fernandez (1998, cap.14) concluem que, em ambiente de informação perfeita, **independentemente da sistemática adotada para o leilão, o vendedor obtém a mesma receita.**

3.2.4 Leilões com informação incompleta

A primeira hipótese adotada, por Bierman e Fernandez (1998, cap.14), para a análise desta modalidade de leilões é que a valoração dos participantes são **valores privados independentes** (VPI), isto é, que cada um conhece apenas a sua valoração, ou seja, o seu preço máximo que está disposto a pagar pelo bem leilado. Os autores acima citados supõem ainda que, a partir de informações de domínio público, os participantes procuram estimar a valoração de seus concorrentes.

O exemplo proposto por Bierman e Fernandez para analisar os leilões de informação incompleta é o do leilão que Verônica deseja fazer para vender sua coleção de revistas em quadrinhos, no qual apenas Mariana e Julia se interessaram. As definições a serem utilizadas nessa análise são:

- V_M = valoração de Mariana;
- V_J = valoração de Júlia;
- b = lance do participante;
- $V_i - b_i$ = *payoff* do participante *ex post*;
- A valoração do concorrente é incerta, correspondendo a uma variável aleatória contínua e uniformemente distribuída no intervalo $[0,1]$;
- Em caso de empate, decisão por meio do lançamento de uma moeda.

3.2.4.1 Lances selados

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) demonstram que cada participante dá como lance a metade da valoração que o mesmo faz do bem, e que só existe um único equilíbrio de Nash: $\{\frac{1}{2} V_M ; \frac{1}{2} V_J\}$.

Para demonstrarem seus resultados, os autores consideram que, para o lance ótimo de Júlia $\{\frac{1}{2} V_J\}$, a utilidade esperada condicional de Mariana é:

$$EU_M(b_M, b_J^*) = 0 \times P\left[\frac{1}{2}V_J > b_M\right] + (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J < b_M\right] + 50\% \times (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J = b_M\right]$$

Equação 18: Utilidade esperada condicional de Mariana

Dada a hipótese de que a valoração do concorrente é uma variável aleatória contínua, a probabilidade do lance de uma empatar com a valoração da segunda é zero. Desta forma, a equação 18 reduz-se a:

$$EU_M(b_M, b_J^*) = 0 + (V_M - b_M) \times P\left[\frac{1}{2}V_J < b_M\right] + 0 = (V_M - b_M) \times P[V_J < 2b_M] \quad (19)$$

Equação 19: Utilidade esperada condicional modificada de Mariana

Sendo V_J uma variável aleatória com distribuição uniforme entre $[0,1]$, assim $P[V_J < x] = x$:

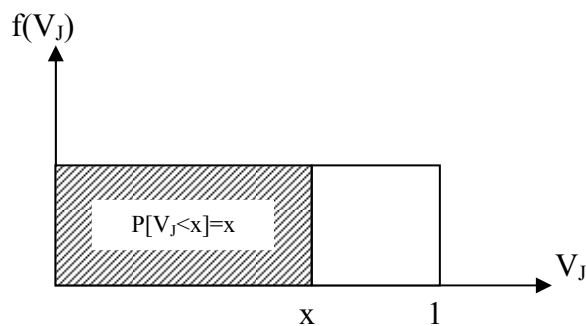


Figura 9: Distribuição de probabilidade de Júlia

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Desta forma, a equação 19 pode ser simplificada para:

$$EU_M(b_M, b_J^*) = (V_M - b_M) \cdot \min\{2b_M, 1\} \quad (20)$$

Equação 20: Utilidade esperada condicional simplificada de Mariana

A partir da equação 20, qualquer lance da Mariana superior a $\frac{1}{2}$ é pior que o lance de $\frac{1}{2}$, o que torna essas outras estratégias estritamente dominadas; assim, a equação 20 passa a ser:

$$EU_M(b_M, b_J^*) = (V_M - b_M) \cdot 2b_M = 2b_M V_M - 2b_M^2 \quad (21)$$

Equação 21: Utilidade

A maximização da equação 21, aplicando-se a derivada parcial da utilidade de Mariana pelo seu lance, resulta em um lance de $b_M = \frac{1}{2}V_M$. O resultado para Júlia é análogo: $b_J = \frac{1}{2}V_J$.

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) resumem o resultado dessa análise pelo seguinte teorema: “Um leilão com primeiro preço e lances selados, no qual todos os participantes são neutros a risco e tem valores privados independentes (VPI), resulta em lances que são estritamente menores que as respectivas verdadeiras valorações desses participantes”.

Conseqüentemente, o lance vencedor do leilão será o maior lance entre $\frac{1}{2}V_M$ e $\frac{1}{2}V_J$, e a receita esperada por Verônica será de:

$$\begin{aligned} ER_{\text{Verônica}} &= E\left[\frac{1}{2} \cdot \max\{V_M, V_J\}\right] = \frac{1}{2} \int_0^1 \int_0^1 \max\{V_M, V_J\} \cdot F(V_M, V_J) dV_M dV_J \\ ER_{\text{Verônica}} &= \frac{1}{2} \int_0^1 \int_0^1 \max\{V_M, V_J\} \cdot 1 \cdot 1 \cdot dV_M dV_J = \frac{1}{2} \left[\int_0^1 \left(\frac{1}{2} - \frac{V_J^2}{2} \right) dV_J + \int_0^1 \left(\frac{1}{2} - \frac{V_M^2}{2} \right) dV_M \right] \quad (22) \\ ER_{\text{Verônica}} &= \frac{1}{2} \left\{ \left[\frac{V_J}{2} - \frac{V_J^3}{6} \right]_0^1 + \left[\frac{V_M}{2} - \frac{V_M^3}{6} \right]_0^1 \right\} = \frac{1}{2} \left\{ \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{6} \right] + \left[\frac{1}{2} - \frac{1}{6} \right] \right\} = \frac{1}{2} \cdot \frac{2}{3} = \frac{1}{3} \end{aligned}$$

Equação 22: Receita esperada por Verônica em leilão de primeiro lance

A alternativa estudada foi o mesmo leilão selado, mas pela regra do segundo preço. Por essa hipótese, do ponto de vista da Júlia, os cenários seriam os seguintes:

- A Júlia acha que qualquer lance da Mariana será inferior a sua valoração do bem leilado ($b_M < V_J$); assim, a melhor resposta seria dar um lance $b_J > b_M$ que garanta sua vitória e lhe assegure um *payoff* de $V_J - b_M$;
- A Júlia acha que a Mariana irá dar um lance igual a sua valoração ($b_M = V_J$); assim, ganhar o leilão passa a ser indiferente, pois seu *payoff* seria zero.
- A Júlia acha que o lance da Mariana será superior a sua valoração ($b_M > V_J$); Mariana ganharia o leilão independentemente de seu lance.

Em resumo, tem-se o seguinte cenário:

Tabela 18 - Respostas da Júlia no leilão selado de segundo preço

Possíveis lances da Mariana	Melhores respostas da Júlia	<i>Payoff</i> da Júlia
$b_M < V_J$	$b_J > b_M$	$V_J - b_M$
$b_M = V_J$	Qualquer b_J	0
$b_M > V_J$	$b_J < b_M$	0

Fonte: Bierman e Fernandez, 1998.

Analisando-se o quadro acima, caso Júlia dê lance inferior a sua valoração, ela corre o risco de que Mariana dê lance superior ao seu, mas ainda inferior a sua valoração ($b_J < b_M < V_J$), implicando perda de *payoff* positivo ($V_J - b_M$). Por outro lado, caso a Júlia dê lance superior a sua valoração, ela corre o risco de ganhar o leilão ($b_J > b_M > V_J$) e ficar com um *payoff* negativo. Como resultado dessa análise, Bierman e Fernandez (1998, cap.14) apresentam o seguinte teorema:

Em leilão com segundo preço e lances selados, no qual os participantes são neutros com relação ao risco, dar lance honesto, ou seja, que é exatamente igual ao que cada participante valoriza o bem leiloado, constitui-se numa estratégia dominante (fracamente) para todos esses participantes.

Bierman e Fernandez (1998) demonstram que a receita esperada por Verônica será a mesma do que a encontrada no leilão de primeiro lance, uma vez que o preço que irá receber corresponderá ao valor do lance perdedor:

$$\begin{aligned}
 ER_{\text{Verônica}} &= \int_0^1 \int_0^1 \min\{V_M, V_J\} \cdot dV_M V_J = \int_0^1 \left(\int_0^{V_J} V_M dV_M \right) dV_J + \int_0^1 \left(\int_0^{V_M} V_J dV_J \right) dV_M \\
 ER_{\text{Verônica}} &= \int_0^1 \left(\frac{V_J^2}{2} \right) dV_J + \int_0^1 \left(\frac{V_M^2}{2} \right) dV_M \\
 ER_{\text{Verônica}} &= \left\{ \left[\frac{V_J^3}{6} \right]_0^1 + \left[\frac{V_M^3}{6} \right]_0^1 \right\} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{6} = \frac{1}{3}
 \end{aligned} \tag{23}$$

Equação 23: Receita esperada por Verônica em leilão de segundo lance

Os autores citados resumem essa igualdade pelo teorema de equivalência de receita: “Em um ambiente de valores privados independentes (VPI) com todos os participantes neutros com relação ao risco, o preço esperado a ser pago pelo bem leiloado é o mesmo para leilões com lances selados de primeiro e segundo preços”.

3.2.4.2 Lances orais

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) demonstram que “tanto os leilões selados com primeiro e segundo preços como os leilões orais do tipo inglês e holandês geram a mesma receita esperada para quem está leiloando o bem”. Isso é porque, sob a hipótese de VPI, “os leilões

orais dos tipos holandês e inglês são estrategicamente equivalentes aos leilões com lances selados de primeiro preço e de segundo preço”. Em outras palavras, “os conjuntos das estratégias possíveis e dos respectivos *payoffs ex post* de cada participante são iguais nesses dois leilões”.

Bierman e Fernandez (1998, cap.14) retomam o exemplo do leilão de revistas de Verônica, à Mariana e Júlia, entretanto, agora com lances orais. Inicialmente será estudado o leilão do tipo holandês.

Perante essas regras, as jogadoras têm que tomar uma única decisão, em função das propostas de preço da Verônica: qual valor aceitar conhecendo-se apenas sua valoração do bem em pauta. Por exemplo, Mariana terá que definir um valor $b_M(V_M)$, sabendo que, *ex post*, seu *payoff* será de $V_M - b_M$, em caso de sua proposta sagrar-se vencedora, ou zero, caso Maria se sagra vencedora. O raciocínio é análogo para a outra jogadora. Os autores destacam que esse conjunto de estratégias e *payoffs* é semelhante ao existente quando em caso de leilão selado de primeiro preço, sendo $\{0.5 V_M; 0.5 V_J\}$ o equilíbrio de Nash.

Bierman e Fernandez (1998) vão além e afirmam que esse resultado também vale sem a hipótese de VPI: “o leilão do tipo holandês é estrategicamente equivalente ao leilão com lances selados de primeiro preço, qualquer que seja o ambiente desses”.

Por fim, analisando-se a equivalência para o caso de leilão inglês, em que cabe ao jogador decidir em qual preço anunciado, em ordem decrescente, será o momento de aceitar o valor, conhecendo apenas sua valoração do bem. Nesse cenário, o jogador vencedor pagará o lance que fez seu concorrente desistir. Posto isso, Bierman e Fernandez (1998) afirmam que as estratégias e *payoffs ex post* dos jogadores são exatamente iguais ao do leilão com lances selados de segundo preço: “Em ambiente que vale a hipótese de VPI, o leilão oral do tipo inglês é estrategicamente equivalente ao leilão com lances selados de segundo preço”.

3.2.5 Maldição do ganhador

Em leilão que não vale a hipótese de valor privado independente, ou seja, leilão em que o bem em pauta tem o mesmo valor para todos os jogadores, por já ser definido no mercado, aplica-se o conceito de leilão com valor comum. Bierman e Fernandez (1998) citam como exemplos: ativos financeiros, imóveis e bens em geral para os quais existem mercados para transação.

Entretanto, Varian (2000, p.335) alerta que “cada participante pode ter uma estimativa

diferente desse valor”, isso em função de crenças e informações distintas a respeito do bem, por participante.

De acordo com Bierman e Fernandez (1998) e Varian (2000), o jogador racional só ganha o leilão se oferecer um valor pelo bem superior ao que ele vale e a qualquer outro lance de um concorrente. Esse fato é denominado a maldição do ganhador, assim sintetizado por Bierman e Fernandez (1998): “Em ambientes com valor comum, o vencedor do leilão será aquele que fizer, inicialmente, a maior superestimação do bem leilado. E participantes racionais sabem disso e levam em conta esse fato para escolher os valores dos seus lances”.

3.2.6 Conclusões sobre teoria de leilões

Bierman e Fernandez (1998) finalizam a análise de leilões no âmbito da teoria dos jogos, concluindo que: (a) em leilões selado e oral do tipo holandês valem o teorema de equivalência de receita, ou seja, a receita esperada pelo vendedor é a mesma tanto em lance de primeiro preço como em lance de segundo preço; (b) já em leilão oral do tipo inglês, como os jogadores vão revelando suas avaliações do bem a cada rodada, tendem a fazer ofertas mais agressivas, possibilitando ao vendedor obter um preço final esperado maior do que nos casos dos leilões selado e oral do tipo holandês, justificando a popularidade desse tipo de leilão.

Capítulo 4: Análise da viabilidade das usinas hidrelétricas “botox”

O objetivo deste capítulo é analisar a viabilidade das usinas “botox, aquelas usinas providas de empreendimentos de geração existentes que tivessem: obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da Lei n.º 10.848/2004; iniciado operação comercial depois de 1.º de janeiro de 2000; e não contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei. Serão analisados os projetos que ainda não entraram em operação comercial pela ótica de dois diversos agentes, os produtores independentes de energia elétrica, mediante a comercialização nos leilões de energia, e os autoprodutores, mediante o autoconsumo no âmbito do mercado livre. Inicialmente é estimado o valor justo de comercialização, ou de custo evitado no caso de autoprodução, pelo método do fluxo de caixa descontado. Em seguida são analisados os leilões de energia velha, e o desempenho das usinas hidrelétricas “botox” nos leilões de novos empreendimentos. A quarta parte destina-se à análise da atratividade desses projetos aos autoprodutores, e, por fim, são expostas as dificuldades ambientais que os “botox” têm enfrentado para sua viabilização.

4.1 Estimativa do preço justo das “botox”

4.1.1 Premissas

Nos subitens seguintes são descritas as premissas utilizadas na elaboração dos fluxos de caixa projetados dos empreendimentos, com vistas a calcular o valor justo de comercialização desses.

4.1.1.1 Premissas tributárias

Adoção do critério de lucro realizado, ou seja, sobre a receita bruta de comercialização de energia elétrica incidem o Cofins (contribuição social para o financiamento da seguridade social) e o PIS/Pasep (programa de integração social / programa de formação do patrimônio do servidor público), cujas alíquotas são de 7,60% e 1,65%, respectivamente. Sobre o lucro real ainda incidem a CSSL (contribuição social sobre o lucro líquido) cuja alíquota é de 9,0%, e o IR (imposto de renda), cuja incidência é de 15,0%, com adicional de 10,0% sobre a parcela do lucro real que exceder R\$ 240 mil no ano contábil.

4.1.1.2 Encargos setoriais

- TFSEE⁵⁴ – tarifa de fiscalização de serviços de energia elétrica: instituída pela Lei n.º 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/1997, a TFSEE é destinada à ANEEL, e incide sob todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores. Representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido.
- Taxa de administração do ONS: equivalente a 25% da TFSEE.
- P&D – investimento em pesquisa e desenvolvimento: obrigatoriedade criada na Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, na qual as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, transmissoras de energia elétrica e geradoras, incluindo as autorizadas para produção independente de energia elétrica, devem realizar investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética, conforme constante dos contratos e das autorizações. O encargo é subdividido em duas partes, o recolhimento da parcela de P&D propriamente dita é equivalente a 0,75% da receita operacional líquida, enquanto que a parcela de eficiência energética equivale a 0,25% dessa receita.
- COFURH – compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: as Leis n.ºs 7.990/1989 e 8.001/1990 estabelecem o pagamento e distribuição de *royalties* pela utilização dos recursos hídricos, calculado como 6,75% sobre a TAR – tarifa atualizada de referência. As pequenas centrais hidrelétricas são isentas desta compensação.
- TUST – tarifa do uso do sistema de transmissão: para a estimativa dessa tarifa para cada usina, recorreu-se à Resolução Homologatória ANEEL n.º 497, de 26 de junho de 2007, que estabelece os valores devidos a cada usina em operação. Com base nesses valores, foi possível determinar tarifas médias por região geográfica (vide gráfico 15), e assim, aplicá-las às usinas em análise, conforme sua localização.

⁵⁴ O conceito de benefício econômico era fugir de um mesmo conceito em que houvesse já a incidência de algum tributo, tipo lucro/IR, o que caracterizaria bitributação, portanto, inconstitucional e contestável pelos grupos econômicos (FARIA JR, 2004).

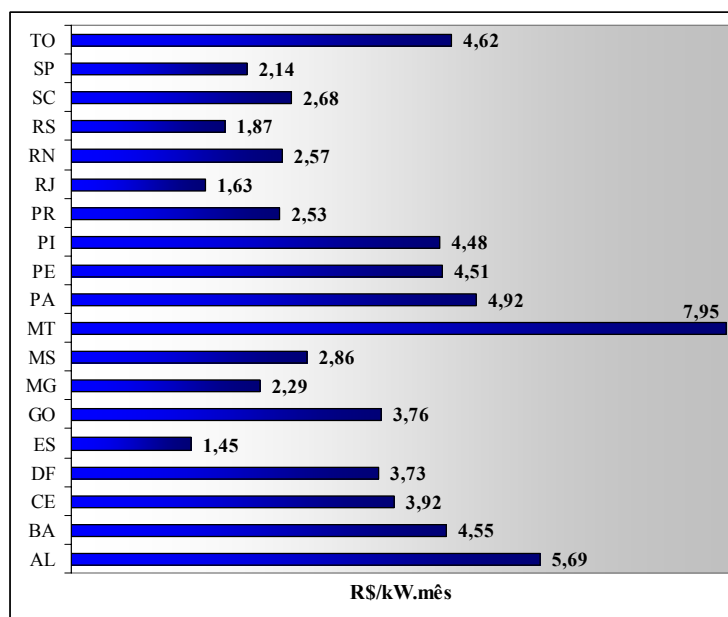


Gráfico 15: TUST aplicada às usinas - média por região

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto ao sítio da ANEEL, 2007.

4.1.1.3 Custos operacionais

- Seguro operacional: adotou-se o custo padrão de 0,5% sobre receita bruta operacional;
- Operação e manutenção: adotou-se o custo padrão de R\$ 8,0 / MWh.

4.1.1.4 Período de avaliação do fluxo de caixa

Embora a vida útil de usina hidrelétrica chegue a 100 anos, a avaliação do fluxo de caixa do projeto é feita pelo período de até 35 anos, equivalente ao prazo máximo de concessão pelo qual é outorgado o aproveitamento. Cabe ressaltar ainda que, vencido esse prazo, o poder concedente pode renová-lo por até mais 20 anos, totalizando-se até 55 anos de concessão.

4.1.1.5 Investimento

Foram coletados dados de diversas fontes, sendo as principais: Agência Nacional de Energia Elétrica, Empresa de Pesquisa Energética, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e o portal canalenergia.com. Complementando, foram considerados valores divulgados em reportagens publicadas nos jornais “Valor Econômico” e “Gazeta Mercantil”, assim como nos portais eletrônicos dos acionistas de cada empreendimento.

4.1.1.6 Financiamento da construção

Como parte do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – aprovou, em 25 de janeiro de 2007,

redução da taxa de juros para os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, entre outros, com o objetivo de estimular os investimentos na economia brasileira.

A taxa de juros total dos empréstimos do BNDES é composta por TJLP⁵⁵, mais remuneração básica, que varia de acordo com o estabelecido pelas políticas operacionais do BNDES, e mais a taxa de risco de crédito, que varia em função da classificação de risco do beneficiário. Atualmente, para operações contratadas diretamente junto ao Banco, a remuneração básica foi estabelecida em 1,0% a.a., enquanto que a taxa de risco de crédito em até 1,8% a.a..

Para o setor de energia elétrica, o prazo de carência é de até seis meses após a entrada do projeto em operação comercial. Para as operações realizadas com sociedades de propósito específico (SPE's), os juros serão capitalizados durante o período de carência, e para as demais beneficiárias, os juros serão exigíveis ao longo do período.

Com relação ao prazo para amortização do principal e juros, esse programa do BNDES prevê prazo de 14 a 20 anos, dependendo do porte da central hidrelétrica, conforme tabela abaixo:

Tabela 19 - Prazos de amortização do BNDES para projetos de energia elétrica

Hidrelétrica (UHE) com capacidade instalada igual ou superior a 1.000 MW	20 anos
Hidrelétrica (UHE) com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 1.000 MW	16 anos
Pequena central hidrelétrica (PCH)	14 anos

Fonte: BNDES, 2007.

Em resumo, as condições de financiamento do BNDES para usinas hidrelétricas são:

Tabela 20 - Condições de financiamento do BNDES

Custo	TJLP + 2,8% a.a.
Amortização	20 ou 16 anos
Carência	6 meses após data de entrada em operação da última turbina
ICSD ⁵⁶	1,2 vezes o serviço da dívida
Conta Reserva ⁵⁷	3 meses de serviço da dívida (amortização de principal mais pagamentos de juros)

Fonte: BNDES, 2007.

⁵⁵ A taxa de juros de longo prazo – TJLP – foi instituída pela MP n.º 684/1994, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. Posteriores alterações ocorreram através das MP n.º 1.790/1998 e da MP n.º 1.921/1999, convertida na Lei n.º 10.183/2001. O valor da TJLP é fixado periodicamente pelo Banco Central do Brasil, de acordo com as normas do Conselho Monetário Nacional – CMN. A TJLP tem vigência de três meses, sendo expressa em termos anuais. É fixada principalmente com base em metas anuais definidas pelo CMN e divulgada até o último dia do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência.

⁵⁶ ICSD – índice de cobertura do serviço da dívida: razão entre “geração de caixa da atividade” pelo “serviço da dívida”.

⁵⁷ Conta Reserva: Conta corrente de titularidade da usina, mantida em banco gestor, cuja abertura e manutenção serão exigidas no caso de inadimplência no pagamento dos serviços da dívida.

4.1.1.7 Premissas macroeconômicas

Para as projeções do fluxo de caixa dos projetos, as seguintes premissas macroeconômicas foram adotadas: TJLP de 6,25% a.a., ou seja, mantendo-se a taxa válida para o quarto trimestre de 2007; e inflação (IGP-M ou IPCA) de 4,00% a.a., segundo relatório Focus, divulgado pelo Banco Central do Brasil.

4.1.1.8 Demais premissas e dados básicos das hidrelétricas “botox”

A tabela abaixo resume as demais premissas individuais a cada projeto de geração de energia elétrica, que servirão de referência para a análise nesta dissertação.

Tabela 21 - Dados das usinas "botox" que não entraram em operação comercial

UHE	Potência MW	E.Asseg. MWm	UBP R\$/MWh	Entrada comercial por turbina (meses)
14 de Julho	100,00	50,00	4,27	46/48
Barra do Braúna	39,00	22,00	7,73	26/27/28
Barra dos Coqueiros	90,00	57,30	1,21	24/26/28
Baú I	110,00	48,90	12,37	30/32/34
Cachoeirinha	45,00	23,20	5,26	45/48
Caçu	65,00	42,90	1,21	24/26/28
Castro Alves	130,00	64,00	4,56	45/47/49
Corumbá III	93,60	50,90	2,26	31/33
Couto Magalhães	150,00	90,30	36,55	37/39/41/43
Estreito – TO	1.087,00	584,90	1,80	45/49/52/55/ 58/61/64/67
Foz do Chapecó	855,00	432,00	7,78	45/47/49/52
Itaocara	195,00	110,00	3,65	39/41/43
Itumirim	50,00	36,87	4,90	31/33
Monjolinho	67,00	43,10	10,75	31/33
Murta	120,00	58,00	1,41	33/35/37
Olho D'Água	33,00	26,10	1,27	34/37
Pai Querê	292,00	186,60	1,17	61/63
Salto	108,00	63,80	1,23	31/34
Salto do Rio Verdinho	93,00	58,20	14,84	31/34
Salto Pilão	181,00	104,40	29,88	53/55
Santa Isabel	1.087,00	532,70	21,37	57/59/61/ 63/65/67
São Domingos	48,00	36,90		20/23/26
São João	60,00	30,70	5,26	45/48
São Salvador	243,20	148,50	22,58	55/57
Serra do Facão	210,00	182,40	40,12	37/39

Fonte: ANEEL, 2006.

4.1.1.9 Custo de capital próprio:

Recorreu-se à metodologia e resultados aplicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica na estimativa do custo de capital próprio dos setores regulados. Conforme descrição no item 3.1.6.8, adotou-se o valor de **13,61% a.a.**

4.1.2 Resultados

A partir das premissas descritas nos itens precedentes, e aplicando-se o método do fluxo de caixa descontado, foi possível determinar os valores justos das usinas hidrelétricas “botox” que ainda não entraram em operação comercial. Os resultados são apresentados na tabela 22:

Tabela 22 - Valor justo das usinas "botox" (data base jan/2007)

UHE	MWm	R\$ / MWh	Sem UBP R\$ / MWh
14 de Julho	50,00	133,69	129,42
Barra do Braúna	22,00	139,21	131,48
Barra dos Coqueiros	57,30	100,68	99,47
Baú I	48,90	176,42	164,05
Cachoeirinha	23,20	134,83	129,57
Caçu	42,90	106,10	104,89
Castro Alves	64,00	90,35	85,79
Corumbá III	50,90	150,53	148,27
Couto Magalhães	90,30	158,21	121,66
Estreito - TO	584,90	127,22	125,42
Foz do Chapecó	432,00	146,65	138,87
Itaocara	110,00	113,10	109,45
Itumirim	36,87	91,67	86,77
Monjolinho	43,10	114,54	103,79
Murta	58,00	133,18	131,77
Olho d'Água	26,10	153,28	152,01
Pai Querê	186,60	146,54	145,37
Salto	63,80	133,46	132,23
Salto do Rio Verdinho	58,20	128,44	113,60
Salto Pilão	104,40	148,08	118,20
Santa Isabel	532,70	131,11	109,74
São Domingos	36,90	134,83	134,83
São João	30,70	138,10	132,84
São Salvador	147,80	154,97	132,39
Serra do Facão	182,40	155,19	115,07

Fonte: Elaboração própria.

Representando graficamente os resultados acima, na forma de histograma, tem-se o seguinte comportamento do valor justo das usinas “botox”:

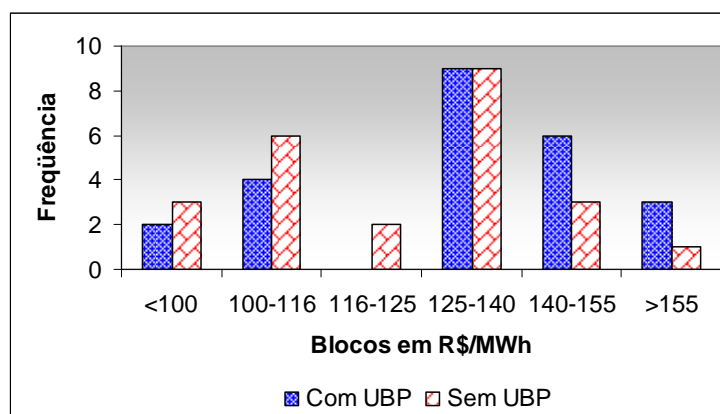


Gráfico 16: Histograma do preço justo das usinas "botox"

Fonte: Elaboração própria

A partir do gráfico apresentado, é de fácil visualização que a maioria dos projetos “botox” atinge viabilidade econômica ao preço de comercialização da energia elétrica superior a R\$ 125,00 / MWh, justamente o preço teto estipulado nos leilões de novos empreendimentos, conforme será visto adiante. Ademais, dos vinte e quatro projetos analisados, ainda há nove projetos cuja viabilidade econômica depende de preços de comercialização da energia elétrica superiores a R\$ 140,0 / MWh⁵⁸.

4.2 Os reflexos dos primeiros leilões de energia existente

4.2.1 Sistemática

Os leilões foram todos do tipo fechado e apresentavam duas fases; na primeira, o leilão era típico holandês, isto é, lances “orais” (no caso eletrônicos), descendentes e de primeiro preço, constituída de diversas rodadas, sendo que a cada rodada os vendedores davam seus lances informando a quantidade de energia ofertada para o preço válido naquela rodada.

Aos agentes geradores que fossem classificados para a segunda e última fase, a sistemática era de lances selados e simultâneos, mas ainda de primeiro preço, sendo declarados vencedores do leilão os lances com os menores preços até o atendimento da quantidade demandada.

Trata-se esse modelo adotado do proposto por Klempeter (1998, *apud* CORREIA *et al*, 2005),

⁵⁸ O art. 18 da Lei n.º 10.848/2004 dispõe que a diferença entre o valor efetivamente contratado ou pago na licitação feita pelo regime da maior oferta pelo UBP e o valor de referência do UBP estabelecido para a licitação a se realizar no âmbito da segunda reforma (de menor tarifa na venda no ACR), é incorporada à receita do agente de geração de energia, limitado este benefício ao custo marginal da energia resultante de cada licitação, definido como sendo o correspondente ao maior valor da energia elétrica expresso em reais por MWh nas propostas vencedoras. Como o preço-teto dos leilões tem sido R\$ 140,0 / MWh, decorre o interesse neste referencial de preço para a análise. Adiante, este tema será mais detalhado.

para a maximização da atratividade e minimização do poder de mercado.

Característica importante desse leilão de duas fases é que a quantidade demandada considerada para fechamento da primeira fase era superior à demanda real; dessa forma, havia a competição nas duas fases, e levava a condição de menor preço possível, conforme demonstra o gráfico a seguir:

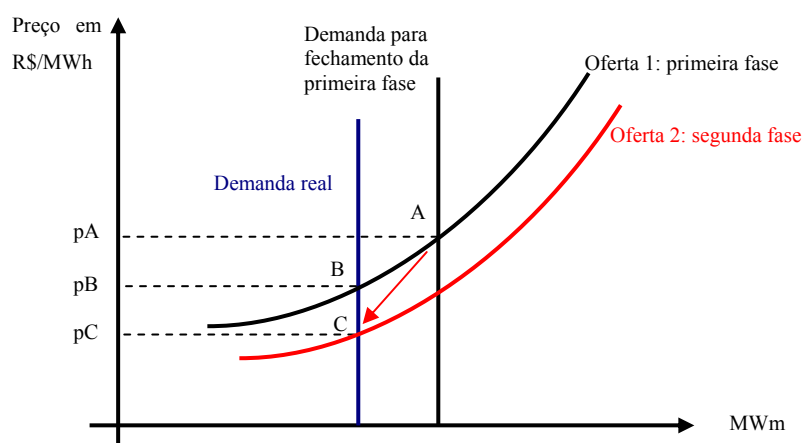


Gráfico 17: Sistemática dos leilões de energia existente

Fonte: Elaboração própria

Caso o leilão fosse realizado em etapa única pela sistemática da primeira fase, era de se esperar que o equilíbrio entre a oferta e demanda ocorresse no ponto B, ao preço “pB”. Entretanto, pelo modelo adotado, a primeira fase encerra-se no ponto A, e como a segunda fase é do tipo selado e simultâneo, em vez de a oferta “deslizar” ao longo da curva de “oferta 1”, do ponto A ao ponto B, o lance selado e simultâneo faz com que a curva de oferta se desloque para baixo, e o leilão alcance o equilíbrio entre oferta e demanda no ponto C, ao preço “pC”, inferior a “pB”.

4.2.2 Os leilões

Entre dezembro de 2004 e outubro de 2005, foram realizados três leilões de energia existente, nos quais foram contratados **19.602 MW médios**. Dos três leilões, o principal foi o primeiro, realizado em 7 de dezembro de 2004. Aguardado com muita expectativa, foi considerado por diversos analistas como o primeiro grande teste da reforma recém institucionalizada. Os números do leilão impressionam: foi negociado 1,19 bilhão de MWh no somatório dos três produtos (entrega por oito anos a partir de 2005, 2006 e 2007), ao preço médio de R\$ 62,66 / MWh, o que representa volume financeiro total de R\$ 74,7 bilhões referenciados à data do

leilão.

O segundo leilão foi realizado em 1.º de abril de 2005, que mesmo tendo oferecido dois produtos inicialmente, suprimento entre 2008-2015 e 2009-2016, por problemas operacionais, o segundo produto foi retirado depois, havendo comercialização apenas do primeiro. Porém, seis meses mais tarde, no terceiro leilão de energia existente, esse produto foi recolocado e comercializado. O resumo dos resultados desses leilões é apresentado pela tabela 23:

Tabela 23 - Resultados dos leilões de energia existente

Leilão	Período de fornecimento (Produto)	Volume contratado (MWm)	Preço teto (R\$/MWh)	Preço médio (R\$/MWh)	Deságio (%)
Dez/2004	2005-2012	9.054	80,00	57,51	28,11
	2006-2013	6.782	86,00	67,33	21,71
	2007-2014	1.172	93,00	75,46	18,86
Abr/2005	2008-2015	1.325	99,00	83,13	16,03
Out/2005	2006-2008	102	73,00	62,95	13,77
	2009-2016	1.167	96,00	94,91	1,14

Fonte: CCEE, 2005.

A evolução dos preços médios finais de cada produto, em função do ano de início do suprimento, pode ser mais bem visualizada pelo gráfico 18, no qual fica clara a tendência de crescimento do preço em função do ano de início de suprimento.

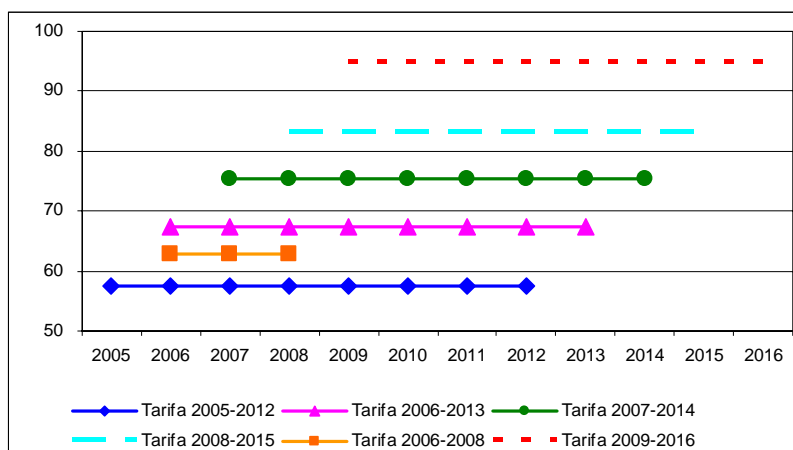


Gráfico 18: Preços médios, em R\$/MWh, praticados nos leilões de energia existente de 2004 a 2005

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2005.

Já o gráfico 19 representa no mesmo elemento os volumes (de forma aditiva, indicados pelas barras verticais) e preços (média ponderada) resultantes dos três leilões. Nota-se que, mesmo com a elevação dos preços no terceiro leilão, cujo produto com início de suprimento em 2009 atingiu média de R\$ 94,91 / MWh, como os volumes negociados pelo primeiro leilão foram bem mais significativos e a preço bem inferior, a média ponderada da contratação da energia

existente fica em torno de R\$ 66,0 / MWh.

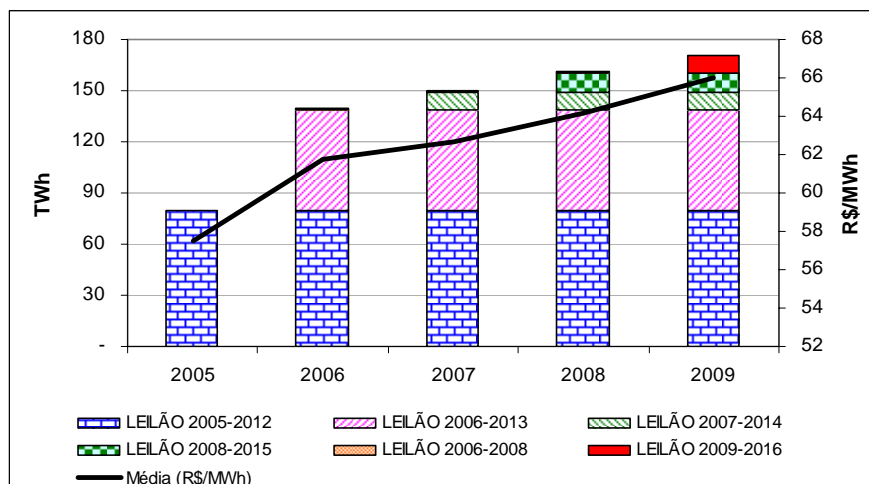


Gráfico 19: Volume negociado, em GWh/ano, e preços médios ponderados, em R\$/MWh, praticados nos leilões de energia existente de 2004 a 2005

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2005.

E como não podia ser diferente, em função das características do parque gerador nacional, os principais vendedores nesses leilões de energia existente foram os agentes geradores de economia pública, com destaque às empresas do grupo Eletrobrás, em especial Furnas, responsável por mais de 30% dos lotes comercializados (vide gráficos 20 e 21).

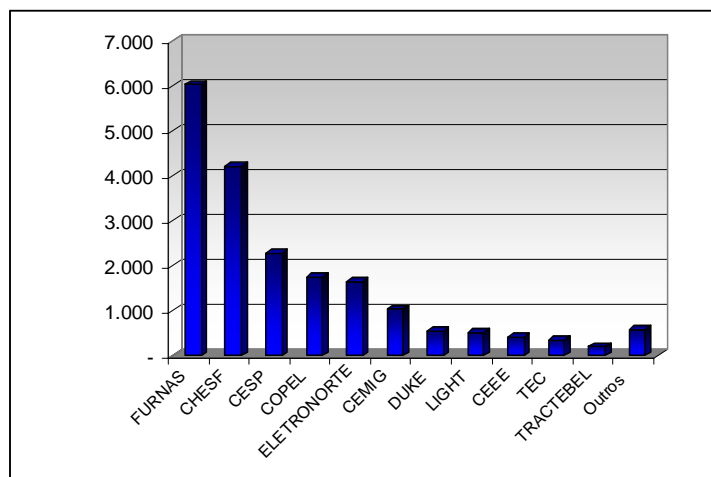


Gráfico 20: Gráfico tipo Pareto dos vendedores nos leilões de energia existente

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2005.

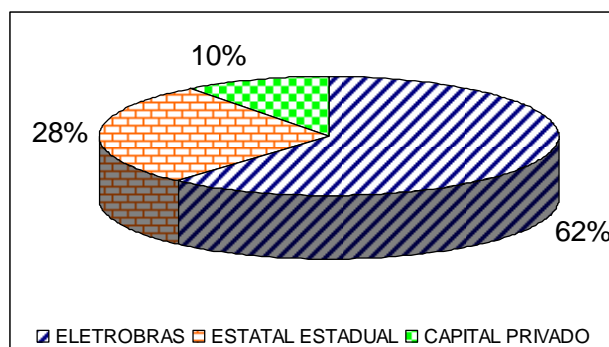


Gráfico 21: Vendedores nos leilões de energia existente, em grandes grupos

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2005.

4.2.3 Conclusões sobre os leilões de energia existente

Por mais que seja natural a expressiva participação do capital público nos leilões de energia existente, levanta-se a hipótese do uso político dessas empresas na condução dos preços, como bem destacou Monteiro:

Foi possível concluir pelos resultados e pela aplicação da Teoria de Grupos de Pressão que não é possível descartar as hipóteses de uso das empresas estatais como ferramentas de condução de políticas públicas e de uso político e eleitoral, relegando a segundo plano a maximização de funções-objetivo orientadas à rentabilidade e à sustentabilidade econômica (MONTEIRO, 2007, p.100).

Não há dúvidas que, no curto prazo, o grande beneficiário dessa política de preços é o consumidor, mas as consequências de longo termo pelo uso político das tarifas do setor elétrico é que causam grande preocupação. Conforme já destacado nesta dissertação, durante a década de 80, as tarifas de energia elétrica foram utilizadas como instrumento de controle da inflação, sendo que as consequências para o setor foram desastrosas, comprometendo o autofinanciamento da expansão da geração e, em segundo momento, levando o setor a sua falência.

Reforçando esta análise, o ex-presidente da Eletrobrás, Luiz Pinguelli Rosa, cuja gestão ocorreu durante o período de realização desses leilões, destaca justamente sua preocupação com o futuro do setor, em função das tarifas praticadas naqueles certames: “as geradoras federais venderam energia a preços muito baixos por longo prazo, perdendo capacidade de investimento, em particular em hidrelétricas” (informação verbal)⁵⁹.

Além desse efeito sobre o caixa das vendedoras, os baixos preços praticados nesses leilões

⁵⁹ Reflexão de Luiz Pinguelli Rosa, coordenador da pós-graduação de planejamento energético da COPPE / UFRJ, em seminário promovido pela FIESP – Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, em 30.01.2007.

levaram os autoprodutores a postergarem suas decisões de novos investimentos em geração de energia elétrica, conforme será visto mais adiante.

4.3 Análise da participação das “botox” nos leilões de energia

4.3.1 Sistemática dos leilões

Os leilões foram todos do tipo fechado, de duas ou três fases, mas pela mesma sistemática: holandês, ofertas descendentes e de primeiro preço, sendo declarados vencedores os lances de menores preços até o atendimento da quantidade demandada.

Não se discute a preferência pela sistemática adotada, inglês ou holandês, de primeiro ou segundo preço, até porque, em leilões do tipo holandês há equivalência de receita, independente da sistemática de preço (primeiro ou segundo) e de lance (selado ou oral).

Posto isso, ganham força os constantes questionamentos feitos pelos agentes do setor quanto ao estabelecimento de preços-teto próximos aos preços de fechamento. Se por um lado, essa prática tem por objetivo minimizar o poder de mercado, por outro, tem levado ao desestímulo ao investimento e a conseqüente fraca concorrência nos certames.

Com relação à forma de contratação, projetos de fonte hidrelétrica são licitados pela modalidade *quantidade de energia elétrica*, e os projetos de fonte termelétrica pela *disponibilidade de energia elétrica*. Dada essa diferenciação, para que seus custos fossem comparáveis, introduziu-se o conceito do ICB – índice custo benefício⁶⁰ para a fonte térmica,

⁶⁰ Nos leilões de energia nova, como são contratados empreendimentos em dois regimes diferentes, por quantidade de energia e por disponibilidade, é preciso comparar-se a energia das diferentes origens para verificar qual contratação é mais interessante para o sistema. O conceito utilizado é a relação entre os custos totais de um empreendimento e o benefício energético que agregará ao sistema caso entre em operação – o ICB. Os empreendimentos de geração hidrelétrica ofertam a quantidade de energia a ser gerada, enquanto os empreendimentos de geração termelétrica vendem sua disponibilidade de geração de energia. A Portaria MME n.º 430, de 2005, que detalha a sistemática dos leilões de energia nova, alterada pela Portaria MME n.º 515 do mesmo ano, definiu a forma de comparação utilizada. A partir daquela data, a contratação dos empreendimentos termelétricos passou a ser avaliada com base no seu índice custo/benefício, ou seja, na relação entre os custos totais de implementação e operação da usina e o benefício energético que agregará ao sistema caso entre em operação. O índice, expresso em R\$/MWh, equivale ao custo médio esperado daquela usina considerando referências de despacho atuais e não projetadas. O custo total do empreendimento combina os custos fixos da usina com a expectativa de custos variáveis de operação e de custos econômicos de curto prazo. No cálculo da parcela referente ao custo fixo, são contemplados os valores para cobrir a amortização dos custos de implementação e todos os gastos fixos com a operação e a manutenção da planta, custos de conexão à rede, tarifas como Tust e Tusd. Também é considerado no custo fixo o custo da geração dentro do limite de inflexibilidade da planta, ou seja, a geração mínima obrigatória da usina termelétrica. Custo variável, por sua vez, é o valor necessário para despacho acima do limite de inflexibilidade operativa. É o valor que cobre o combustível utilizado e o custo incremental de operação e manutenção, podendo ser ou não limitado por um preço-teto. O resultado dessa conta possibilita a comparação entre os diversos empreendimentos, que são contratados em ordem decrescente, isto é, do empreendimento com melhor relação custo/benefício para o pior. O

cuja unidade de medida é $R\$/MWh$.

4.3.2 Pagamento pelo uso do bem público nos leilões de novos empreendimentos

Na definição do valor de pagamento pelo uso de bem público para cada novo empreendimento licitado, o poder concedente definiu como seu objetivo encontrar o ponto de equilíbrio entre a maximização dos pagamentos à União e a minimização do impacto sobre o preço da energia elétrica aos consumidores regulados.

Posto isso, foi definido que esse valor seja variável em função da atratividade do empreendimento, dada pela razão entre a tarifa de referência baseada no custo de produção (CP), e o custo marginal de expansão (CME), ambos em $R\$/MWh$. Essa razão resulta no valor percentual (VP), aplicado sobre a receita anual do empreendimento.

Quanto mais próximo estiver o CP do CME, menor a atratividade do empreendimento; assim, o cálculo do VP foi definido em função da razão CP/CME. Quando essa razão for superior a 1,0, o VP será igual a 0,5%; já quando for menor ou igual a $\frac{1}{3}$, o VP será igual a 1,0%; e quando for estiver entre $\frac{1}{3}$ e 1,0 deverá ser adotada a seguinte equação:

$$VP = \frac{5 - 3 \times \frac{CP}{CME}}{4} \quad (24)$$

Equação 24: Valor percentual.

O valor pelo pagamento anual pelo UBP relativo a empreendimento de geração hidrelétrica qualquer pode ser então calculado, ao término do leilão, multiplicando-se o valor de seu VP (%) pela sua garantia física (GF, em MW médio), e pelo respectivo preço ofertado (PO, em $R\$/MWh$) final, ou seja:

$$UBP = \left(\frac{8.760}{100} \right) \times VP \times GF \times PO \quad (25)$$

Equação 25: Cálculo do UBP de referência

Já para os empreendimentos que obtiveram suas concessões com base no máximo pagamento de UBP (usinas “botox”), em relação aos procedimentos licitatórios para contratação de energia no ACR, o art. 2.º, § 5.º, inciso I, da Lei n.º 10.848/2004, possibilita sua oferta de energia elétrica junto aos novos empreendimentos de geração. Em complementação, o art. 18

edital do leilão pode, inclusive, definir um valor máximo de ICB para contratação, o que de fato tem ocorrido.

da mesma lei, regulamentado pelo artigo 23 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, ratifica este critério, conferindo tratamento específico a esses empreendimentos, que pode ser descrito da seguinte forma:

- Concorrem eles nas mesmas condições dos demais participantes da licitação para contratação de energia no ACR, inclusive quanto ao valor de referência do UBP relativo ao empreendimento licitado, a ser definido pelo poder concedente;
- a diferença entre o UBP efetivamente pago à União, definido na respectiva licitação original, da qual resultou a concessão ou autorização dos empreendimentos “botox”, e o UBP de referência, conforme equação 25, deverá ser incorporada à receita do gerador, ou seja:

$$UBP_{\text{pago}} - UBP_{\text{referencia}} + \text{lance_vencedor} = \text{receita_do_gerador} \quad (26)$$

Equação 26: Receita adicional do gerador

- o valor a ser incorporado à receita do gerador, somado ao lance vencedor da licitação, não poderá ultrapassar o custo marginal da energia resultante desse processo, conforme regulamentação, ou seja:

$$UBP_{\text{pago}} - UBP_{\text{referencia}} + \text{lance_vencedor} \leq \text{custo_marginal_de_energia} \quad (27)$$

Equação 27: Limite da receita adicional ao gerador

4.3.3 Primeiro leilão de energia nova: dezembro de 2005

O leilão de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração e dos empreendimentos enquadrados nos termos do art. 17 da Lei n.º 10.848/2004 (usinas “botox”), para entrega da energia no ambiente de contratação regulada, mais conhecido por primeiro leilão de energia nova, teve participação predominantemente de usinas termelétricas. Foram contratados 3.286 megawatts médios de energia, sendo 2.278 de fonte termelétrica, ou seja, aproximadamente 70% da energia contratada, conforme demonstra a tabela 24:

Tabela 24 - Participação por fonte no 1º leilão de energia nova

Fonte	Energia (MWm) para entrega a partir de			TOTAL	Participação
	2008	2009	2010		
Hidrelétrica	71,0	46,0	891,0	1.008,0	30,7%
Termelétrica	561,0	855,0	862,0	2.278,0	69,3%

Fonte: EPE, 2005; CCEE, 2005.

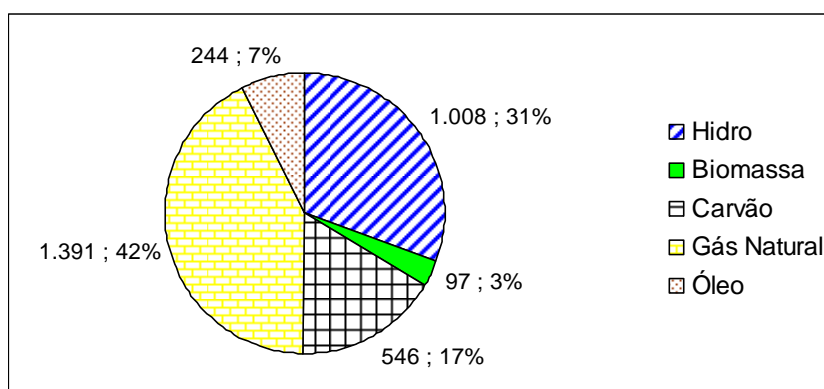
Desses 2.278 MWm de contratação termelétrica, 1.391 MWm (61%) advêm de geração que utilizam como combustível principal o gás natural, conforme indicação da tabela 25.

Tabela 25 - Participação entre as fontes termelétricas no 1º leilão de energia nova

Fonte Térmica	Energia (MWm) para entrega a partir de			TOTAL	Participação
	2008	2009	2010		
Biomassa	31,0	66,0	-	97,0	4,3%
Carvão	-	254,0	292,0	546,0	24,0%
Gás Natural	352,0	469,0	570,0	1.391,0	61,0%
Óleo	178,0	66,0	-	244,0	10,7%

Fonte: EPE, 2005; CCEE, 2005.

No balanço final do leilão, as participações de cada fonte foram: 42% do total utilizam como combustível o gás natural, 17% o carvão, 7% o óleo (combustível ou Diesel) e 3% a biomassa (bagaço de cana-de-açúcar), além de 31% serem de hidroeletricidade, conforme indica a figura 10.

**Figura 10: Participação no 1.º leilão de energia nova em MWm e percentualmente**

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a EPE, 2005; CCEE, 2005.

As hidrelétricas “botox”, em especial as de elevado UBP, demonstraram plena falta de competitividade frente às demais fontes. Analisando-as somente perante os novos empreendimentos hidrelétricos, já se percebe o quanto que o pagamento pelo uso do bem público pode inviabilizá-las.

A partir da metodologia de cálculo do UBP para novos empreendimentos, apresentada no item 4.3.2 deste trabalho, e de que o item 12.16 do Edital de Leilão n.º 002/2005-ANEEL estipulou o custo marginal de referência em R\$ 116,00 / MWh – definido no próprio edital, item 2.26, como sendo “o valor em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), calculado pela EPE e aprovado pelo MME, da maior estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e ACL” – e dos resultados do leilão, têm-se os seguintes valores de pagamento pelo uso do bem público, já em R\$/MWh, para os projetos licitados:

Tabela 26 - UBP de novos empreendimentos no leilão de dezembro de 2005

Usina	MWm	CP	CME	CP/CME	VP	R\$/MWh
Foz do Rio Claro	41,0	108,20	116,0	0,93276	0,550%	0,60
São José	30,0	115,80	116,0	0,99828	0,501%	0,58
Baguari	77,0	115,10	116,0	0,99224	0,506%	0,58
Passo São João	37,0	112,55	116,0	0,97026	0,522%	0,59
Paulistas	47,0	114,37	116,0	0,98595	0,511%	0,58
Simplício	185,0	115,38	116,0	0,99466	0,504%	0,58
Retiro Baixo	36,0	114,86	116,0	0,99017	0,507%	0,58

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a EPE, 2005; CCEE, 2005.

Nota-se que esses valores se situam entre **R\$ 0,58 e 0,60 / MWh**; por outro lado, as usinas “botox” habilitadas para esse leilão apresentam valores de UBP com outra ordem de grandeza, conforme demonstra a tabela 27.

Tabela 27 - UBP em R\$/MWh das usinas "botox" habilitadas para o leilão de dezembro de 2005

Usina	MWm habilitado	MWm comercializados	UBP R\$/MWh
14 de julho (Ceran)	10,6	10,0	4,56
Barra Grande	252,36	0	4,45
Cachoeirinha (São João)	23,2	0	5,26
Caçu	42,9	0	1,21
Campos Novos	289,49	0	0,46
Cana Brava	273,50	0	5,63
Castro Alves (Ceran)	13,57	13,0	4,56
Estreito	584,67	0	1,80
Foz do Chapecó	258,89	0	7,78
Itá	278,34	116,0	-
Itacoara	110,0	0	3,65
Jauru	9,46	0	
Luís Eduardo Magalhães		12,0	
Machadinho		84,0	-
Manso		90,0	
Mascarenhas		23,0	
Monte Claro (Ceran)	12,51	12,0	4,56
Murta	58,00	0	1,41
Pai Querê	186,60	0	1,17
Pedra do Cavalo	56,40	0	31,40
Picada	27,00	0	12,28
Porto Primavera	230,00	148,0	23,08
Quebra Queixo			8,76
Queimado	10,15	9,0	0,66
Salto Pilão	104,40	0	28,75
São João (Cachoeirinha)	30,70	0	5,26
São Salvador	147,80	0	22,58
Serra do Facão	182,40	0	38,59

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a ANEEL, 2005.

Além da menor competitividade em função dessa diferença de valor do encargo, os

empreendimentos “botox” só conheceriam o diferencial do UBP que seria incorporado a sua receita ao final do leilão, quando estivesse definido o preço marginal resultante do certame. Na prática, significou adicional de risco a projetos já pouco competitivos. O exemplo a seguir ilustra melhor essa problemática.

Sendo “N1” e “N2” novos empreendimentos de geração hídrica, “B1” usina “botox” (custo não incluindo diferença do UBP), e “T2” e “T3” empreendimentos termelétricos, o empreendedor estava sujeito ao risco de o projeto “botox” “B1”, somado ao seu custo de UBP, ultrapassar o custo marginal resultante, isto é, o preço máximo de comercialização atingido no leilão, e assim não receber toda a diferença, e tampouco saber quanto dessa diferença seria incorporada a sua receita.

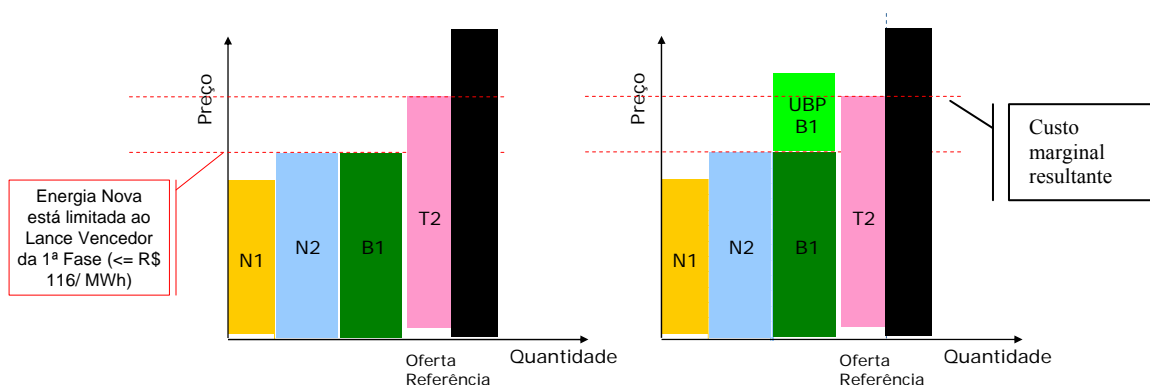


Figura 11: Simulação do leilão de dezembro de 2005

Fonte: Elaboração própria.

Além da perda de competitividade em função do UBP, o estabelecimento do preço teto de R\$ 116,0 / MWh inviabilizou muitos projetos “botox” até mesmo aqueles cujo valor do UBP não é tão significativo. Conforme cálculos apresentados no item 4.1, estimativa do preço justo das “botox”, das usinas avaliadas, apenas 25% alcançariam viabilidade econômica ao preço-teto praticado.

4.3.4 Segundo leilão de energia nova: junho de 2006

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o leilão de compra de energia elétrica “A-3”, isto é, para atendimento do mercado a partir do ano de 2009. Aproximadamente 11 mil MW médios foram habilitados, sendo apenas 1.682 MWm contratados, na proporção indicada pela tabela 28:

Tabela 28 - Quadro de potência do leilão “A-3” de 2006

Fonte	A N.º	B Potência MW	C Disponibilidade MW médios	D Vendidos MWm	D/C %	Participação
Usinas hidrelétricas	12	5.849	1.833	940	51,3%	55,9%
Pequenas centrais hidrelétricas	27	491	320	88	27,5%	5,2%
Bagaço de cana	20	739	263	58	22,1%	3,4%
Biogás	1	20	20	10	51,3%	0,6%
Cavaco de madeira	1	4	3	2	60,6%	0,1%
Carvão mineral	1	650	556	-	0,0%	0,0%
Gás natural - bi-combustível	8	4.068	3.724	10	0,3%	0,6%
Gás de processo	1	431	397	-	0,0%	0,0%
Óleo combustível	31	2.512	2.438	402	16,5%	23,9%
Óleo Diesel	24	1.525	1.371	172	12,5%	10,2%
Total	126	16.288,2	10.924,5	1.682,0	-	100%

Fonte: CCEE, 2006.

Pelo quadro acima, nota-se que 893 MW médios de energia proveniente de empreendimentos “botox” habilitados não foram negociados. Forte razão está no fato de que o valor da diferença que poderia ser incorporada à receita das geradoras ficou limitado a R\$ 9,42 por MWh⁶¹, enquanto os valores do encargo do UBP resultantes da licitação original variavam entre R\$ 0,54 e R\$ 38,59 por MWh. Abaixo da diferença máxima permitida, enquadravam-se 1.342 MW médios:

Tabela 29 - Usinas hidrelétricas "botox" de baixo UBP

Empreendimento	MWm habilitados	UBP original (R\$/MWh)	MWm negociados
Aimorés	172,00	-	84,00
Barra Grande	252,36	4,45	10,00
Cana Brava	273,50	5,63	273,00
Eng. Sérgio Motta	82,00	-	82,00
Funil Grande	89,00	-	-
Irapé	206,30	0,54	206,00
Itá	220,00	-	220,00
Queimado	47,00	0,66	47,00
Total	1.342,16		922,00

Fonte: Elaboração própria.

Não obstante, aproximadamente 51% dessa energia habilitada foram contratados, mas é importante destacar ainda que, dos 940 MWm vendidos, 419 MWm (45%) referem-se a

⁶¹ Custo marginal resultante *menos* preço teto da fonte hidro: R\$ 134,42 – R\$ 125,00 = R\$ 9,42 / MWh.

projetos cujos vendedores são estatais (CEMIG e CESP), que costumam trabalhar com taxas de retorno inferiores às de empresas de capital privado.

Por outro lado, os empreendimentos listados na tabela 30, responsáveis pela habilitação de 490,4 MW médios, apresentavam valor do UBP acima da diferença máxima que poderia ser incorporada à receita.

Tabela 30 - Usinas hidrelétricas "botox" de elevado UBP

Empreendimento	MWm habilitados	UBP original (R\$/MWh)	MWm negociados
Porto Estrela	55,80	23,08	18,00
Salto Pilão	104,40	28,75	-
São Salvador	147,80	22,58	-
Serra do Facão	182,40	38,59	-
Total	490,40	-	18,00

Fonte: Elaboração própria.

Praticamente não houve comercialização dessa energia, apenas a CEMIG vendeu 18 MW médios da UHE Porto Estrela.

Como se vê, apesar da flexibilização da sistemática adotada com o intuito de aumentar a competitividade da energia “botox”, essa iniciativa revelou-se necessária, porém não suficiente, vez que alguns empreendimentos ainda continuariam com ônus desproporcional em relação a outros empreendimentos hidrelétricos, dado que, mesmo com a receita adicional que seria auferida, continuariam com diferença de custo que pôde chegar a R\$ 29,17/MWh⁶².

Soma-se a isso o preço-teto estipulado para esse leilão, pois embora tenha havia avanço ao elevá-lo de R\$ 116,00 / MWh (preço-teto do primeiro leilão de energia nova) para R\$ 125,00 / MWh, ainda não se mostrou suficiente para a plena viabilização das usinas “botox”. Conforme cálculos apresentados no item 4.1, da amostra de usinas avaliadas, desconsiderando-se o valor do UBP, já que esse encargo poderia ser compensado, somente 46% delas alcançariam sua viabilidade econômica a esse preço-teto.

Com relação aos principais vendedores do leilão, a Petrobras manteve expressiva participação, embora tenha reduzido sua influência, enquanto que no leilão de dezembro de 2005, a empresa havia comercializado 42% de todo o volume negociado (1.391 MWm); em junho de 2006, representou 19% do total (318 MWm), tendo participação inferior somente à

⁶² Tomando o caso extremo da UHE Serra do Facão, cujo pagamento pelo UBP é de R\$ 38,59 / MWh, o qual, subtraído da diferença de R\$ 9,42 / MWh, ainda fica com um déficit de R\$ 29,17 / MWh.

da CEMIG:

Tabela 31 - Vendedores do leilão A-3 de junho de 2006

Empreendedor	MWm	%
CEMIG	355,00	21,1%
Petrobras Distribuidora	318,00	18,9%
Companhia Energética Meridional - CEM	273,00	16,2%
Tractebel Energia	220,00	13,1%
Termomanaus	116,00	6,9%
Cia Energética de Petrolina	84,00	5,0%
CESP - Companhia Energética de São Paulo	82,00	4,9%
TEP Termoelétrica Potiguar	56,00	3,3%
Outros	178,00	10,6%

Fonte: CCEE, 2006.

4.3.5 Terceiro leilão de energia nova: outubro de 2006

Em 10 de outubro de 2006, foi realizado o terceiro leilão de energia nova, para entrega da energia elétrica no ambiente de contratação regulada a partir do ano de 2011, assim denominado leilão “A-5”/2006.

Foram habilitados 107 projetos, totalizando 19.177 MW de capacidade, ou 9.013 MW médios de energia assegurada. Entretanto, o processo de habilitação das usinas ocorreu antes da publicação do edital, e, portanto, sem conhecimento dos preços-teto para cada fonte.

Já o depósito de garantias para pré-qualificação ocorreu quando do conhecimento desses preços (R\$ 140 / MWh para a fonte termelétrica e R\$ 125 / MWh para a fonte hidrelétrica), e o resultado visto foi a diminuição da oferta de energia de 9.013 MWm para 3.596 MWm, redução de 60%. Foi clara demonstração de que o preço-teto mais uma vez não agradou, nem mesmo à Petrobras, que retirou 646 MWm.

Do volume qualificado, apenas 1.104 MW médios de energia foram contratados, na proporção indicada pela tabela 32. O preço médio do certame foi de R\$ 128,90 / MWh, sendo que os 535 MWm de fonte termelétrica foram comercializados na média de R\$ 137,44 / MWh (ICB máximo de R\$ 138,00 / MWh), e os 569 MWm de fonte hidrelétrica na média de R\$ 120,86 / MWh (preço máximo de R\$ 135,98 / MWh – incluído o diferencial do UBP acrescido à receita do gerador “botox”).

Tabela 32 - Potência habilitada e contratada

Fonte	A N.º	B Potência MW	C Disponibilidade MW médios	D Vendidos MWm	D/C %	Partici -pação
Hidrelétrica nova	4	752,0	441,5	339,0	76,8%	30,7%
Hidrelétrica “botox”	7	2.827,1	1.541,2	230,0	14,9%	20,8%
PCH	5	99,6	54,5	-	0,0%	0,0%
Bagaço de cana	11	363,6	142,1	61,0	42,9%	5,5%
Gás natural	2	1.428,7	763,3	200,0	26,2%	18,1%
Gás de processo	1	490,0	419,8	200,0	47,6%	18,1%
Óleo combustível	6	586,3	357,8	5,0	1,4%	0,5%
Óleo Diesel	1	174,3	69,8	69,0	98,9%	6,3%
Total	37	6.721,60	3.790,00	1.104,00	29,1%	100%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2006.

Com relação aos novos empreendimentos de fonte hidrelétrica, licitados na primeira etapa do leilão, apenas os projetos UHE Dardanelos e UHE Mauá foram outorgados, enquanto UHE Barra do Pomba e UHE Cambuci não encontraram viabilidade, conforme demonstra tabela 33:

Tabela 33 - Novos empreendimentos de fonte hidro

Projeto	Potência MW	Energia MWm	Investimento R\$mil	Energia Vendida MWm	Preço- teto R\$/MWh	Preço de venda R\$/MWh
Barra Pomba	80,0	53,1	256.571	-	125,41	-
Cambuci	50,0	35,8	217.725	-	152,54	-
Dardanelos	261,0	154,9	534.059	147,0	120,00	112,68
Mauá	361,0	197,7	821.255	192,0	116,35	112,96

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2006.

A não contratação das usinas Barra do Pomba e Cambuci é positiva do ponto de vista econômico, já que os custos indicativos de viabilidades desses projetos, calculados pela própria EPE, indicavam valores de R\$ 125,41 / MWh e R\$ 152,54 / MWh, respectivamente, frente ao preço-teto de R\$ 125,0 / MWh. Por outro lado, para o sistema elétrico é ruim, porque esse preço-teto inviabilizou a contratação dessas usinas, mas permitiu que usinas térmicas comercializassem energia a até R\$ 138 / MWh, valor que viabilizaria a UHE Barra do Pomba, mais barata e menos poluidora.

Com relação às usinas hidrelétricas “botox”, o resultado foi de certa forma surpreendente, pois justamente duas usinas de grande diferencial de pagamento pelo UBP, São Salvador e Salto Pilão, comercializaram energia, enquanto outros projetos de diferencial de UBP pequeno não venderam, conforme demonstra tabela 34:

Tabela 34 - Resultado dos projetos “botox”

Empreendimento	MWm habilitados	UBP orig. (R\$/MWh)	MWm negociados	Preço de venda (R\$/MWh)
Estreito	584,9	1,2	-	-
Foz do Chapecó	432,0	8,1	-	-
Funil	43,6	0,0	-	-
Monjolinho	43,1	10,2	42,0	122,63
Salto Pilão – CC	106,7	29,2	20,0	133,34
– DME			20,0	135,98
São Salvador	148,5	22,9	148,0	135,01
Serra do Facão	182,4	39,2	-	-
Total	1.541,2		230,0	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2006.

A não comercialização de 1.311 MW médios de energia “botox” tem causa similar à do segundo leilão de energia nova: preço-teto que não viabilizava a maioria dos projetos “botox”. Entretanto, o cenário foi ainda mais crítico, pois o preço-teto, sem UBP, das usinas “botox”, foi definido como o maior valor de venda de energia elétrica pelos novos empreendimentos (realizado em fase preliminar). Perante amostra ínfima de dois projetos, que não necessariamente representam o custo marginal de expansão de usina hidrelétrica, as “botox” não puderam ofertar sua energia a valor superior aos R\$ 112,96 / MWh comercializados pela UHE Mauá.

Recorrendo aos cálculos apresentados no item 4.1, da amostra de usinas avaliadas, desconsiderando-se o valor do UBP, apenas 29% delas alcançariam sua viabilidade econômica a esse preço-teto.

Bem que o preço-teto resultante para as usinas “botox” poderia ter sido melhor, caso o preço-teto do leilão viabilizasse a UHE Barra do Pomba, estimado pela EPE em R\$ 125,41 / MWh. Nessa condição, as usinas “botox” poderiam ofertar lances sem a diferença do UBP, a esse preço-limite, ampliando assim o universo de projetos viáveis.

Já com relação aos empreendimentos térmicos, as condições oferecidas continuaram melhores, e o preço de comercialização, dado pelo índice de custo/benefício para cada projeto foi:

Tabela 35 - Resultados dos empreendimentos térmicos

Empreendimento	Combustível	MWm habilitados	MWm negociados	ICB R\$/MWh	Receita fixa em R\$/MWh
Baia Formosa	Bagaço de cana	11,00	11,00	137,70	145,94
Boa Vista	Bagaço de cana	36,20	11,00	134,99	139,07
Ferrari	Bagaço de cana	8,20	8,00	138,00	140,65
Quatá	Bagaço de cana	10,50	10,00	137,00	141,16
Usina Bonfim	Bagaço de cana	23,40	21,00	137,60	140,91
Macaé Merchant	Gás natural	403,30	200,00	138,00	n/a
Do Atlântico	Gás de processo	419,80	200,00	136,88	136,88
Bahia I	Óleo combustível	19,00	5,00	138,00	n/a
Palmeiras de Goiás	Óleo Diesel	69,80	69,00	137,70	n/a
Total		1.001,2	535,0		

Fonte: EPE, 2006.

A tabela 35 demonstra ainda o ganho adicional que as usinas de bagaço de cana-de-açúcar têm devido à metodologia de cálculo do índice custo/benefício. Da média no ICB de R\$ 137,1 / MWh, as usinas obtêm receita anual média de R\$ 141,49 / MWh: ganho médio de R\$ 4,39 / MWh somente pela metodologia do ICB. Situação pior para o consumidor final é a contratação de termelétricas movidas a óleo, pois embora seu índice custo/benefício seja inferior a R\$ 140,0 / MWh, esse valor só é alcançado porque as usinas declaram inflexibilidade “zero”, frente a custos variáveis superiores a R\$ 400,0 / MWh.

Com relação à participação de usinas a gás natural, em função da crise na Bolívia e conseqüente aumento dos preços, e da insegurança quanto ao suprimento do combustível, a participação dessa fonte caiu significativamente. Enquanto no leilão de dezembro de 2005 a Petrobras comercializou 1.391 MWm, em junho de 2006 comercializou 318 MWm. Já em outubro de 2006 foram tão-somente 200 MWm. Essa queda demonstra também que essa empresa já está com praticamente toda sua energia termelétrica à gás natural contratada. Mesmo assim, voltou a ser a principal geradora do leilão, conforme demonstra a tabela 36:

Tabela 36 - Resultados dos empreendimentos térmicos

Empreendedor	MWm Habilitados	Participação %
Petrobras	205	18,6%
Thyssenkrupp CSA	200	18,1%
Cons. Ener. Sul (UHE Mauá)	192	17,4%
CESS (UHE São Salvador)	148	13,4%
Aripuana (UHE Dardanelos)	147	13,3%
Engebra	69	6,3%
Monel	42	3,8%
Outros	101	9,1%
Total	1.101	100%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2006.

Comparando-se os resultados das fontes térmicas frente às hidráulicas, pela determinação dos preços-teto para elas, nota-se a preferência do organizador do leilão pelas mais caras e poluentes, em detrimento das usinas hidrelétricas “botox”.

4.3.6 Quarto leilão de energia nova: julho de 2007

Realizado em 26 de julho de 2007, após dois adiamentos, o leilão de energia nova “A-3”/2007, isto é, para início de suprimento a partir de 2010, contratou energia elétrica somente de fontes térmicas, em específico, de óleo. Não somente as usinas hidrelétricas “botox” não comercializaram sua energia, como nenhuma outra fonte hidrelétrica encontrou viabilidade nesse certame. O quadro abaixo resume a participação das fontes nesse leilão:

Tabela 37 - Resumo do resultado do leilão "A-3"/2007

Fonte	Cadastrados		Habilitados			Pré-qualificados			Vencedores		
	N.º	MW	N.º	MW	MWm	N.º	MW	MWm	N.º	MW	MWm
PCH	29	481	18	294	178						
UHE	11	2.926	7	2.734	1.545	3	442	336			
Eólica	11	885	7	765	289						
Biomassa	54	1.995	22	693	301	5	195	83			
Gás natural	6	3.542	3	2.032	1.633	3	2.032	1.633			
Gás natural/ óleo Diesel	5	2.161	3	1.977	1.568	1	500	369			
Gás de processo	1	25									
Gasolina natural	1	180									
Carvão mineral	1	350	1	350	333						
Óleo combustível	59	6.757	27	2.938	2.141	18	2.421	1.737	9	1.367	992
Óleo Diesel	5	754	1	20	16	1	140	105	1	140	105
Óleo especial	2	272	2	275	209	2	275	209	2	275	207
Total	185	20.327	91	12.078	8.212	33	6.005	4.472	12	1.782	1.304

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados junto a CCEE, 2006.

Conforme demonstra a tabela anterior, onze projetos hidrelétricos “botox” se cadastraram, desses, sete entregaram a documentação necessária para sua respectiva habilitação após a declaração do preço-teto, e somente três entregaram as garantias para serem pré-qualificados, sendo que, nenhum deles deu lance para venda de energia.

Em função dos valores divulgados de índice custo/benefício, receita fixa, inflexibilidade e garantia física das termelétricas contratadas no quarto leilão de energia nova, foi possível

estimar os custos variáveis desses projetos, custos que serão cobrados do consumidor cativo quando essas geradoras forem despachadas:

Tabela 38 - Estimativa de custo variável das usinas termelétricas no leilão "A-3"/2007

Empreendimento	Energia assegurada (MWm)	ICB (R\$/MWh)			Estimativa do custo variável (R\$/MWh)
		Receita fixa (R\$/MWh)	Receita variável (R\$/MWh)	ICB total (R\$/MWh)	
Campina Grande	123,60	62,25	70,58	132,83	450,62
Global I	105,30	65,33	70,57	135,90	450,81
Global II	109,30	65,29	70,61	135,90	450,13
Itapebi	103,70	62,79	70,81	133,60	441,15
Maracanaú I	122,90	62,70	70,43	133,13	416,45
Monte Pascoal	104,80	62,26	70,54	132,80	428,12
Nova Olinda	120,80	64,89	71,11	136,00	437,88
Termocabo	38,00	63,96	70,84	134,80	432,36
Termonordeste	123,80	65,20	70,77	135,97	445,23
Termoparaíba	123,90	65,14	70,78	135,92	445,03
Tocantinópolis	120,80	64,79	71,11	135,90	437,88
Viana	121,50	59,91	73,30	133,21	453,31

Fonte: Elaboração própria.

Mesmo apresentando esses elevados custos variáveis, em torno de R\$ 450,0 / MWh, e sendo fonte mais poluidora que a fonte hidrelétrica, a história se repetiu, o organizador do leilão manteve sua preferência por fontes de geração mais caras e poluentes, ao estipular, novamente, o preço-teto de R\$ 125,0 / MWh para as usinas hidrelétricas, afastando os empreendedores detentores de concessão de projetos “botox”.

4.3.7 Quinto leilão de energia nova: outubro de 2007

4.3.7.1 Antecedentes

Se por um lado o preço-teto de R\$ 125,0 / MWh já havia demonstrado, nos leilões anteriores, não ser suficiente para que os empreendedores comercializassem a energia de seus projetos “botox”, por outro, tratava-se do último leilão em que essas usinas podiam vender sua energia (para o mercado regulado) na condição de energia nova, já que a partir de 2008 ficam com o carimbo de energia velha.

Posto isso, o investidor defrontou-se com o seguinte *trade-off*:

- 1) Comercializar a energia elétrica com antecedência de até cinco anos nesse leilão de energia nova. As duas maiores vantagens dessa opção são: (i) pulverização do risco do contrato de compra e venda de energia elétrica, vez que a energia da usina é rateada entre todas as distribuidoras participantes do certamente; e (ii)

possibilidade de ressarcimento de parte do pagamento do UBP até o preço-teto do leilão;

- 2) Iniciar a construção de usina, por sua conta e risco, para comercializar a energia com antecedência de um ano em algum dos próximos leilões de energia velha. Vantagem é a qualidade dos contratos de compra e venda, conforme mencionado acima;
- 3) Comercializar a energia no mercado livre, no momento em que pratique preços e prazos de contratação que viabilizem seus projetos.

Se essa situação de incerteza expôs desfavoravelmente o investidor, por outro lado, também é desfavorável ao governo, já que as usinas hidrelétricas “botox” são cada vez mais importantes para o atendimento do mercado, cujo risco de déficit para 2011 atingiu 14%, segundo estudo (Programa Energia Transparente) do Instituto Acende Brasil, publicado em julho de 2007 e revisado em outubro do mesmo ano.

Comparando-se as opções (1) e (2) anteriores, isto é, entre comercializar a energia como “botox” no leilão “A-5”/2007, ou como velha no “A-1”/2011, o investidor não pode esperar nenhuma vantagem quanto ao preço de comercialização, posto que o art. 19 do Decreto n.º 5.163/2004, define o preço-teto do leilão “A-1”/2011 como o valor médio do leilão “A-5”/2007:

Art. 19.[...]

§ 3º. A partir de 2009, o preço máximo referido no § 2.º não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano “A - 5”, cujo início do suprimento coincida com o ano do leilão de que trata o inciso II do § 1º.

Economicamente, o investidor irá analisar o *trade-off* entre a opção (1) e (3), ou seja, entre comercializar no mercado regulado ou aguardar melhores condições no mercado livre.

4.3.7.2 O leilão

Com frustração da expectativa dos agentes do mercado, foi fixado o preço-teto para a fonte hidrelétrica em R\$ 126,0 / MWh, o que, em termos reais, significa valor inferior ao praticado no leilão “A-5”/2006. Após dois adiamentos, em 16 de outubro de 2007 foi realizado o leilão “A-5”/2007, ou seja, a contratação de energia nova para atendimento do mercado a partir de 2012.

Sete usinas hidrelétricas “botox” estavam habilitadas para o leilão, aptas a vender até 1.276 MW médios. Destas, cinco comercializaram sua energia ao preço médio de R\$ 129,14 / MWh, já se considerando o ressarcimento pelo UBP, conforme demonstra a tabela 39:

Tabela 39 - Empreendimentos hidrelétricos vendedores no leilão “A-5”/2007

Usina hidrelétrica	MWm habilitado	MWm contratado	Preço de venda (R\$/MWh)	Valor do UBP (R\$/MWh)	Preço líquido (R\$/MWh)
Funil	43	43	125,90	0,0	125,90
São Domingos	36	36	125,57	0,57	126,00
Foz do Chapecó	259	259	131,49	8,40	123,09
Serra do Facão	182	121	131,49	41,44	90,05
Estreito	635	256	126,57	0,57	126,00
Salto	63	0			
Salto do Rio Verdinho	58	0			
Total	1.276	715			

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

A participação das hidrelétricas “botox” foi bastante positiva, vez que 56% da energia habilitada foi contratada, e que três grandes projetos (Foz do Chapecó, Serra do Facão e Estreito) comercializaram sua energia, com destaque para a UHE Serra do Facão, usina de maior UBP pelo modelo da primeira reforma do setor, que comercializou sua energia pelo valor líquido de R\$ 90,05 / MWh.

Comparando-se com a avaliação dos valores justos de comercialização, estimados no item 4.1 desta dissertação, a UHE Estreito teria encontrado seu ponto de equilíbrio econômico-financeiro; entretanto, os projetos UHE Foz do Chapecó e UHE Serra do Facão ficaram longe desse ponto. Essa situação leva a conclusão de que o governo venceu a queda-de-braço que estava disputando com os empreendedores, pois enquanto o governo estava preocupado com o atendimento do mercado cativo, o empreendedor queria condições comerciais melhores para construir suas usinas.

Além disso, esses dois empreendimentos contaram com a entrada de Furnas como sócia dos projetos. Na UHE Foz do Chapecó, a Companhia Vale do Rio Doce – CVRD – vendeu seus 40% de participação que detinha no projeto para a Chapecoense Geração, empresa pertencente à Furnas Centrais Elétricas S.A. com 49,43% de participação e à Pentágono S.A. DTVM com 50,54%. Enquadrada como produtor independente de energia elétrica, a CVRD teve seu pedido de alteração do regime jurídico para autoprodutor negado pela ANEEL, levando-a ao desinteresse pelo projeto, vez que, desde 2005 o autoprodutor tem o benefício da isenção dos encargos CDE, CCC e Proinfa, que representam R\$ 20,40 / MWh (discutido mais

adiante).

Na UHE Serra do Facão, o cenário não foi muito diferente: diante da inviabilidade econômica do projeto, as empresas Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos e Cimento Itambé venderam a totalidade de suas participações no projeto para a empresa Serra do Facão Participações S.A. Seguindo o mesmo caminho, a Alcoa também transferiu 10% do controle do projeto para a mesma Serra do Facão Participações, empresa formada por Furnas, com 49,9% de participação, e Oliveira *Trust Servicer* S.A. com 50,1%.

Confirmando a tendência dos outros leilões de energia nova, a participação em termelétrica foi predominante, representando 69,1% dos 2.312 MW médios de energia contratada, isto é, 1.597 MW médios distribuídos entre duas termelétricas a carvão, duas a óleo combustível e uma a gás natural, na proporção apresentada pela tabela a seguir.

Tabela 40 - Empreendimentos termelétricos vendedores no leilão “A-5”/2007

Usina termelétrica	combustível	MWm contratado	ICB (R\$/MWh)
MPX	carvão	615	125,95
Termomaranhão	carvão	315	128,95
Santa Cruz Nova	gás natural	351	129,34
Maracanau II	óleo combustível	51	130,95
Suape II	óleo combustível	265	131,49
Total		1.597	

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

A surpresa “positiva”, pelo menos do ponto de vista econômico, foi a participação de 930 MW médios de usinas termelétricas movidas a carvão importado, ou seja, sem o subsídio da Conta de Desenvolvimento Energético, superando, inclusive, a participação das usinas hidrelétricas e “sujando” a matriz energética nacional, em país com abundância de recursos hídricos.

Concluindo, esse leilão encerra o ciclo das usinas hidrelétricas “botox” que, a partir de 2008, assumem a condição de energia velha para efeito de contratação no ambiente regulado.

4.3.8 Conclusões sobre os leilões de energia nova

A forte presença térmica nos leilões de novos projetos mostra ser tendência, chegando-se ao ápice de 100% de participação no quarto certame, conforme demonstra gráfico a seguir.

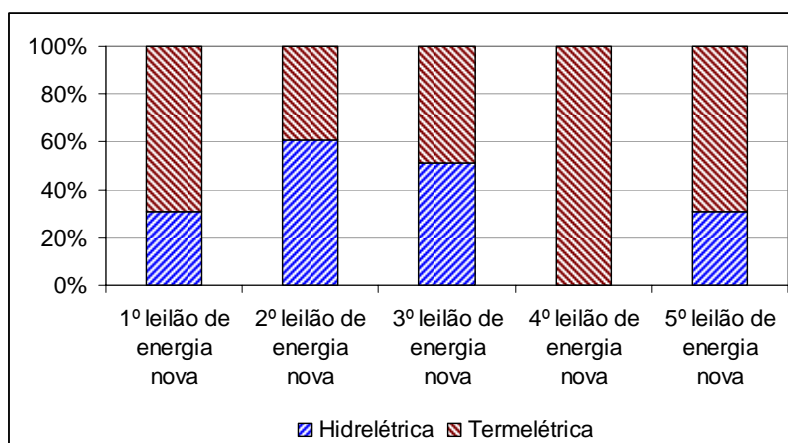


Gráfico 22 - Evolução da participação das fontes em cada leilão

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

Em termos energéticos, os cinco leilões contrataram 9.688 MW médios de energia, distribuidoras de acordo com o indicado pela tabela abaixo.

Tabela 41 - Participação das fontes nos leilões

Fonte	MWm	
Hidrelétrica nova	918	9,5%
Hidrelétrica “botox”	2.402	24,8%
Termelétrica	6.368	65,7%
Total	9.688	100,0%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

Por outro lado, a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica. Segundo dados constantes no sítio da ANEEL, apresentados na tabela 42, 74,4% da capacidade instalada brasileira (considerando-se a parcela de importação de Itaipu) é proveniente dessa fonte.

Tabela 42 - Capacidade instalada até setembro de 2007

Fonte	Quantidade	Potência (MW)	%
Usina hidrelétrica	158	74.442,30	67,55%
Usina térmica	981	23.478,40	21,30%
Pequena central hidrelétrica	285	1.759,40	1,60%
CGH	212	111,8	0,10%
Usina termonuclear	2	2.007,00	1,82%
Usina eólica	15	239,3	0,22%
Energia solar	1	0,02	0,00%
Itaipu importação	1	5.650,00	5,13%
Outras Importações	-	2.570,0	2,50%

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da ANEEL, 2007.

Adicionalmente, a geração de energia elétrica por fonte hidráulica é ainda mais significativa do que sua própria potência instalada: no ano de 2006, 91,8% da energia gerada dentro do SIN foi dessa origem, conforme demonstra tabela 43.

Tabela 43 - Geração de energia elétrica em 2006

Fonte	Geração de energia (GWh)
Geração hidrelétrica	382.232,88
Geração termelétrica	20.128,00
Geração termonuclear	13.753,25
Geração eólica	228,42
Total	416.342,54

Fonte: ONS, 2007.

Posto isso, verifica-se que os resultados das licitações são contrários ao da matriz energética nacional, enquanto que nos leilões a predominância é térmica, na matriz é hídrica. Por outro lado, os leilões poderiam apresentar a sinalização de que a capacidade hídrica brasileira está se esgotando e/ou a fonte térmica está mais competitiva.

Entretanto, de acordo com a 2.^a edição do Atlas de energia elétrica do Brasil, elaborado pela ANEEL (2005), apenas 23% do potencial hidrelétrico brasileiro estimado já foi aproveitado, negando-se a primeira hipótese, e recorrendo-se a Ajax Moreira *et al* (2004, p.98), sistema baseado em termelétricas seria econômico se o custo de investimento em hidrelétrica fosse mais de três vezes superior ao custo de construção de termelétrica, o que o próprio autor demonstra não ser a realidade, apontando o custo de investimento em planta hidrelétrica de US\$ 1.500 / kW e em planta termelétrica de US\$ 650 / kW; adicionalmente, o autor ainda afirma que a operação inflexível da termelétrica reduz sua competitividade. Dessa forma, nega-se, também, a segunda hipótese do parágrafo anterior.

Esse contexto antagônico de participação preponderante de fonte térmica nos leilões de energia nova, em contraste com a matriz energética e a disponibilidade hidrelétrica nacional, demonstra a falta de competitividade das usinas hidrelétricas, em especial das “botox” de elevado UBP, em função das regras de comercialização, em especial do preço-teto praticado nos certames.

Além da questão econômica, a forte presença térmica é resultado da política de licenciamento ambiental, que impõe severas restrições a projetos de fonte hidrelétrica, enquanto que projetos térmicos conseguem licenças ambientais com menos burocracia. Exemplo característico dessa menor burocracia é que projetos térmicos precisam elaborar somente o RAP – relatório ambiental preliminar, mais rápido e simples que a dobradinha EIA – estudo de impacto ambiental e Rima – relatório de impacto do meio-ambiente, que são exigidos de projetos de fonte hidrelétrica.

Corroborando essa constatação, Jerson Kelman, diretor-geral da ANEEL, fez a seguinte declaração a respeito do resultado do quarto leilão de energia nova (julho 2007), resumindo o sentimento dos agentes setoriais:

É uma triste vitória para uma legião de ambientalistas bem intencionados que têm sistematicamente impedido a construção de hidrelétricas. Se nos últimos anos não tivessem criado obstáculos artificiais ao processo de licenciamento e recorrido corriqueiramente à Justiça em busca de decisões liminares, a maior parte da demanda já teria sido atendida no leilão realizado dois anos atrás e as hidrelétricas estariam em plena construção (Jornal Valor Econômico, ‘Leilão vende apenas energia de térmicas a óleo combustível’, 27.07.2007).

Essa maciça presença termelétrica nos leilões de energia nova fez ainda emergir um novo agente no setor de energia elétrica, a Petrobras, superando inclusive estatais mais tradicionais do setor, tais como as empresas do grupo Eletrobrás, a Cemig e a CESP. As participações em cada leilão são demonstradas pela tabela abaixo.

Tabela 44 - Participação da Petrobras nos leilões de energia nova

Leilão	Contratação MWm	Participação
1.º leilão	1.391	42%
2.º leilão	318	19%
3.º leilão	205	19%
4.º leilão	101	8%
5.º leilão	265	11%
Total	2.280	23,5%

Fonte: Elaboração própria.

Ao final dos cinco leilões, a Petrobras passou a ser a segunda maior geradora de energia elétrica do país, em termos de energia assegurada, com cerca de sete mil megawatts-médios.

No balanço final dos agentes de geração após os cinco leilões de energia nova, além dessa presença da Petrobras verifica-se a retração da participação do capital privado, que chegou a ser predominante nos leilões de concessão de projetos de geração entre 1997 e 2002, com destaque ao afastamento dos autoprodutores, que não compareceram a esses certames.

Combinando-se esses fatores, volta-se a levantar a hipótese do uso político das empresas estatais, em particular da Petrobras, na condução dos preços dos leilões, conforme já destacado no item referente aos leilões de energia velha.

4.4 A viabilidade das “botox” para os autoprodutores

4.4.1 Contexto

O Decreto n.º 2.003, de 10 de setembro de 1996, em seu art. 2.º define as características que

determinam o enquadramento dos investimentos como autoprodução ou produção independente, conforme transcrito a seguir:

Art. 2º. Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I – Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II – Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Conforme se depreende das caracterizações acima, mesmo abrigada sob o título de produção independente, parte da energia elétrica gerada por produtor independente pode constituir-se em autoprodução, visto que a norma legal não exige a comercialização da totalidade da energia produzida, podendo parte dela ser consumida em uso próprio.

Embora possa parecer detalhe de pequena importância, a segregação precisa das parcelas destinadas à comercialização e ao consumo próprio é fundamental tanto para a correta aplicação dos encargos setoriais – haja vista que alguns deles não incidem sobre a energia autoproduzida –, como para o entendimento da problemática das usinas “botox” outorgadas para quem irá consumir em uso próprio essa energia.

Principal executivo da Votorantim Energia, *holding* de energia do Grupo Votorantim – dos mais atuantes autoprodutores do País, ao lado da Companhia Vale do Rio Doce – entre 1996 e 2002, Said de Brito (informação verbal)⁶³ defende que os investimentos em autoprodução não decorrem da vocação natural dos investidores, e sim de inversões fora de seus *core business*, que são feitas, em último caso, em função de um dos seguintes fatores:

- Elevado risco de déficit no abastecimento de energia elétrica, o que acarreta severas ameaças aos negócios da empresa; ou
- Tendência de elevação incontável nos preços da energia elétrica oferecida pelas concessionárias do serviço público que pode levar a perda de competitividade dos produtos das empresas, principalmente das eletro-intensivas.

Em caso de ausência desses fatores, a tendência natural é de que as empresas concentrem seus investimentos em seu ramo de negócio, abastecendo-se de energia elétrica junto às

⁶³ Entrevista realizada com José Said de Brito, diretor-presidente da Excelência Energética Consultoria Empresarial Ltda, em agosto de 2007.

concessionárias.

Nesse sentido, com o advento da primeira reforma do setor elétrico brasileiro, havia a crescente expectativa de aceleração dos preços da energia elétrica no Brasil, já no médio prazo. Isso se deve porque as tarifas de energia vinham de longo período de retração, em decorrência ainda de seu uso político como medida antiinflacionária (vide gráfico 11), assim como pela nova ordem de mercado, caracterizada nos conceitos neoliberais, como bem definem Rosa e D'Araújo:

No modelo mercantil, um gerador, para vencer um concorrente em uma licitação pelo mercado, basta oferecer um preço ligeiramente inferior aos demais concorrentes. No limite, os preços tenderiam ao custo marginal de expansão, sem nenhum benefício para o consumidor final. Como se imaginou que as térmicas a gás em ciclo combinado seriam competitivas, automaticamente se aceitou que o preço da energia das usinas hidráulicas, descontratadas a partir de 2003, iria se avizinhar do preço térmico. Estava subentendido um novo 'paradigma' de preços dados pelo PPT [...] (ROSA; D'ARAUJO, 2003, p.218).

Corroborando com essa interpretação, os relatórios de avaliação econômico-financeira, elaborados pelos consultores contratados pelo BNDES para estabelecimento do preço mínimo para o leilão de privatização da Gerasul, e utilizados nos processos posteriores, adotaram o custo marginal de expansão para a estimativa do preço futuro da energia elétrica, conforme destaca trecho transcrito pelos consultores denominados "A":

Para a escolha dos preços futuros, foram analisadas as tendências do mercado de energia elétrica a médio e longo prazos e a evolução da oferta de energia e de suas fontes e, a partir daí, estabelecidos cenários alternativos de preço para a avaliação econômico-financeira da Gerasul.

Os seguintes parâmetros foram utilizados como marcos de referência para se estimarem os preços de venda de energia elétrica no mercado livre: os valores indicados pela Eletrobrás/GCPS para os custos marginais de expansão da geração no sistema interligado, os custos de geração das futuras termoeletricas a gás a serem instaladas no Sul/Sudeste/Centro-Oeste do país, os custos de geração das novas hidroelétricas nessa região e os preços da energia elétrica importada da Argentina (BNDES, Relatório Final de Avaliação Econômico-Financeira: Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – Gerasul, 1998. Contrato de prestação de serviços n.º PND/CN-01/97-A).

Não obstante, os consultores denominados "B", adotaram prática semelhante:

[...] o Consórcio determinou que a maneira mais apropriada de se estimarem preços de longo prazo no mercado é determinar o preço do novo entrante que possua o menor custo de geração, com base na premissa de que: (i) os geradores existentes serão capazes de cobrar no máximo aquele preço; e (ii) o novo entrante não considera financeiramente vantajoso entrar no mercado com um preço menor do que o mencionado anteriormente (BNDES, Relatório de Avaliação Econômico-Financeira da Gerasul - Centrais

Geradoras do Sul do Brasil S.A., 1998. Contrato de prestação de serviços n.º PND/CN-01/97-B).

Diante desse quadro, alguns grupos empresariais, principalmente indústrias eletro-intensivas, decidiram disputar os leilões para outorga de concessões, com a finalidade de adquirirem fontes próprias de geração, de forma a se protegerem de eventuais choques de preços, assim como de ocasionais déficits, como o que acabou materializado no racionamento de 2001-2002.

Durante o período de vigência da primeira reforma do setor elétrico, entre 1996 e 2002, foram outorgados, a título de concessão onerosa, cinquenta e cinco empreendimentos; desses, sete foram registrados na ANEEL com a finalidade de autoprodução de energia elétrica, que juntos representam 1.592 MW de capacidade e 974 MW médios de energia assegurada (vide tabela 45). Destes, apenas a UHE Serra Facão, justamente o projeto com o maior pagamento pelo uso do bem público, não entrou em operação comercial e, apenas em agosto de 2007, havia retomado suas obras. Todos os outros empreendimentos já entraram em operação comercial, a saber: UHE Porto Estrela (112 MW, em 2001), UHE Piraju (80 MW, em 2002), UHE Picada (50 MW, em 2006), UHE Barra Grande (690 MW, em 2006 e 2007), UHE Capim Branco I (240 MW, em 2006) e Capim Branco II (210 MW, em 2007).

Tabela 45 - Resumo das concessões na modalidade de autoprodução

Usina	Potência (MW)	Energia assegurada (MWm)
Porto Estrela	112	56
Serra do Facão	210	182
Picada	50	27
Piraju	80	42
Barra Grande	690	381
Capim Branco I e II	450	286

Fonte: ANEEL, 2007

Em primeira análise, por mais que alguns projetos outorgados a autoprodutores tenham demorado a iniciar suas respectivas operações comerciais, chegam eles a 2007 com suas situações resolvidas. Entretanto, conforme introdução deste capítulo, há ainda outros dez empreendimentos, que, mesmo outorgados com a finalidade de produção independente de energia elétrica, pertencem a grandes consumidores interessados em destinar parte significativa de sua produção para o consumo próprio, ou até mesmo sua totalidade. Esses empreendimentos, listados na tabela 46, representam 3.894 MW de potência.

Tabela 46 - Usinas com participação de grandes consumidores

Usina	Potência (MW)	Energia assegurada (MWm)	Autoprodutores (%)
Barra dos Coqueiros	90,0	57,3	100,0%
Caçu	65,0	42,9	100,0%
Estreito	1.087,0	584,9	70,0%
Foz do Chapecó	855,0	432,0	40,0%
Olho D'Água	33,0	26,1	100,0%
Ourinhos	44,0	24,0	100,0%
Pai Querê	292,0	186,6	95,5%
Pedra do Cavalo	160,0	56,0	100,0%
Salto Pilão	181,0	104,4	80,0%
Santa Isabel	1.087,0	532,7	100,0%

Fonte: ANEEL, 2007; MME, 2007; Abiape – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica, 2007.

Destes empreendimentos, somente a UHE Ourinhos (em 2005) e a UHE Pedra do Cavalo (em 2004-05) entraram em operação comercial até outubro de 2007, isto é, aproximadamente 5% da potência outorgada. Complementando esse quadro, apenas no segundo semestre de 2007 que as demais hidrelétricas iniciaram sua construção, exceções feitas a UHE Olho D'Água, UHE Pai Querê e UHE Santa Isabel ainda sem licença ambiental para tal.

Diante desse cenário, serão discutidas as três principais causas que dificulta(ra)m a implantação das obras e a exploração das concessões de autoprodução “botox”, quais sejam: (i) tratamento diferenciado do pagamento pelo uso do bem público nos leilões de energia nova e das “botox”; (ii) necessidade de constituição de sociedade de propósito específico para participação nos mesmos leilões; (iii) e alteração do mecanismo de formação de preço de energia elétrica.

4.4.2 Tratamento diferenciado do UBP

Nos leilões realizados durante o período da primeira reforma do setor elétrico, autoprodutores, produtores independentes ou concessionários do serviço público estavam todos subordinados ao mesmo critério de julgamento, isto é, adquiria a outorga de concessão aquele interessado que ofertasse o maior valor pelo UBP.

Conforme já discutido anteriormente na segunda reforma do setor elétrico, em relação aos procedimentos licitatórios para contratação de energia no ACR, aos empreendimentos que obtiveram suas concessões com base no máximo pagamento de UBP (usinas “botox”), com o objetivo de compensar a desvantagem dessas usinas numa licitação por menor tarifa, foi concedido o direito de concorrer nas mesmas condições das ofertas dos demais participantes

do certame, inclusive quanto ao valor de referência do UBP.

A diferença entre o UBP efetivamente pago, decorrente da licitação original, que resultou na concessão ou autorização, e o valor de referência do UBP deverá ser incorporada à receita do gerador, limitada ao custo marginal resultante do processo do leilão.

Entretanto, esse benefício contempla apenas as concessões destinadas ao serviço público, não tendo sido estendido à energia utilizada para fins de autoconsumo, mantendo-se as condições originais e, conseqüentemente, a menor atratividade de projetos dessa natureza.

Diante desse cenário, na visão de Said de Brito (2005), torna-se mais interessante para o autoprodutor desistir das concessões obtidas pelo regime de maior pagamento pelo UBP, optando pela compra junto às concessionárias.

Corroborando para essa linha de análise, Pieroni enfatiza:

Este diferencial pode resultar em um incentivo aos autoprodutores a se comportarem como produtores independentes, vendendo energia nos leilões do ACR, segundo um valor balizado pelo custo das novas usinas, para comprá-la da distribuidora, se beneficiando do efeito da energia barata de contratos antigos e de usinas amortizadas sobre a tarifa dos cativos (PIERONI, 2005, p.68).

A soma dos dois efeitos transcritos acima, compra de energia elétrica na condição de consumidor cativo e comercialização da energia de seus projetos no ambiente regulado como produtor independente descaracteriza totalmente a figura do autoprodutor, levando-o a outro negócio, fora de seu *core business*, o que a princípio não é de seu interesse, refletido no não comparecimento desses nos leilões de energia nova.

4.4.3 SPEs – Sociedades de Propósito Específico

A presença das usinas “botox” pertencentes a autoprodutores foi inibida nos três primeiros leilões de energia nova pela exigência dos financiadores de que a concessão fosse detida diretamente pelo tomador do financiamento, o que, no caso de parceria com empresa estatal, geralmente impedida de contrair endividamento, impossibilitava a aplicação do instituto da concessão compartilhada, requerendo a constituição de sociedade de propósito específico – SPE para receber a concessão.

Esse procedimento também descaracteriza a figura do autoprodutor, já que a energia passa a ser consumida por empresa diferente daquela que detém formalmente a concessão e, com isto, perdem-se os benefícios legais e regulamentares oferecidos aos autoprodutores, que chegam a

R\$ 20,40 / MWh⁶⁴, diminuindo, por consequência, a atratividade dos investimentos.

Esta situação foi revertida pelo art. 26 do Projeto de Lei de Conversão n.º 13, de maio de 2007 (projeto de lei do PAC – Programa de Aceleração do Crescimento), ao estender os benefícios concedidos a parcela da energia destinada a modalidade de autoprodução em relação ao pagamento de encargos setoriais às participações desses agentes em concessões de uso do bem público outorgadas à SPEs.

4.4.4 Alteração do mecanismo de formação de preço

Conforme destacado anteriormente na primeira reforma do setor elétrico brasileiro, com a liberdade de negociação entre os agentes do setor, os autoprodutores estavam sujeitos às leis de mercado, ou seja, de oferta e demanda, para a definição do preço da energia elétrica que contratariam junto a distribuidoras, geradoras e comercializadoras, dentro da lógica marginalista.

Já com o advento da segunda reforma do setor elétrico, no qual a modicidade tarifária é um de seus pilares, a contratação da energia de novos empreendimentos é realizada em ambiente regulado, com tarifas estabelecidas em contratos de longo prazo (até 30 anos para empreendimentos de fonte hidrelétrica), em que a distribuidora repassa seu *mix* de contratação para os consumidores finais, ou seja, o consumidor cativo adquire a energia pelo valor médio ponderado dos diversos contratos de fornecimento da concessionária de distribuição.

Dessa forma, para o consumidor potencialmente livre, a sinalização de crescimento do custo da expansão de tarifa de energia elétrica reduziu-se fortemente, conforme destaca Pieroni, segundo se pode ver na figura 12 seguinte.

⁶⁴ A parcela autoconsumida de energia elétrica faz jus a isenção dos seguintes encargos: (i) CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) do sistema isolado, a qual, segundo Resolução Homologatória ANEEL n.º 497, de 26.06.2007, o valor para o consumidor livre para 2007 é de R\$ 8,72 / MWh; (ii) CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), cujo valor para o consumidor livre para 2007 é de R\$ 9,57 / MWh, pela mesma resolução; e (iii) TUST Proinfa, cujo valor para o consumidor livre para 2007 é de R\$ 2,11 / MWh, segundo Resolução Homologatória ANEEL n.º 405, de 05.12.2006.

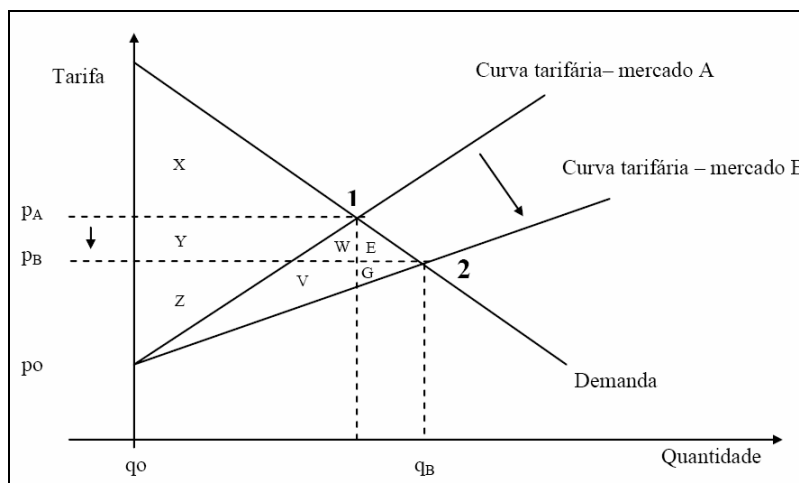


Figura 12: Curva tarifária nas duas reformas do setor elétrico

Fonte: Pieroni, F.P. (2005, p.91) Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução. São Paulo, 2005. Dissertação (mestrado) PIPGE-USP.

Na figura o *mercado A* representa a formação de preços pelas regras de comercialização estabelecidas pela primeira reforma do setor elétrico e o *mercado B*, pela segunda reforma. As curvas acima ilustram bem a transferência de renda para o consumidor final com a segunda reforma, já que o excedente do consumidor passa da área X, para as áreas $X+Y+W+E$.

Em função do resultado dos leilões de energia velha, que comercializaram aproximadamente 54% da demanda do mercado regulado pelo preço médio de R\$ 62,66 / MWh, a inclinação da curva do *mercado B* foi bem suavizada, postergando o ponto de equilíbrio para investimento em autoprodução.

4.4.5 Conclusões sobre a viabilidade das usinas “botox” para os autoprodutores

Embora a segunda reforma do setor elétrico tenha introduzido novas regras de comercialização no sentido de promover a modicidade tarifária, as particularidades apresentadas nos itens anteriores estão levando os investidores em autoprodução de energia a se comportarem como produtores independentes ou a postergarem decisão de investimento de seus projetos hidrelétricos “botox”.

Ao se comportarem como produtores independentes, esses investidores prejudicam a própria modicidade tarifária, já que sua presença promove redução nas tarifas, como bem destacam Said de Brito e Barroso *et al.*

Como o valor do investimento em usina hidrelétrica constitui-se a parcela de maior peso na composição da tarifa, quanto mais eficiente for a negociação junto aos consórcios

construtores, menor será o custo final da energia. Nesse sentido, Barroso *et al* (s/d) enfatizam que o autoprodutor conseguiu reduzir os custos e o tempo de construção em 40%.

Said de Brito (2005) entra ainda mais a fundo nessa discussão, enfatizando que, enquanto o “concessionário repassa seus custos aos compradores de sua energia por meio de tarifas reguladas, não há motivação para trabalhar na redução dos mesmos a patamares muito inferiores ao limite tarifário estabelecido para cada licitação”. Já com relação aos autoprodutores, ele salienta:

[...] em caso de participação conjunta e igualdade de condições com os concessionários, teriam forte estímulo para negociar custos, beneficiando-se da economia auferida, mas também contribuindo para a modicidade tarifária, pois a redução obtida nas suas negociações seria proporcionalmente apropriada pelo ACR.

Em relação à afirmação de Said de Brito, a apropriação pelo ACR é válida na eventualidade da participação de autoprodutor juntamente com concessionário, condição essa verdadeira em projetos “botox” como UHEs Estreito, Foz do Chapecó, Pai Querê e Salto Pilão.

A segunda problemática é a postergação de investimentos nos projetos “botox” até que esses voltem a serem atrativos com seus pesados encargos de UBP. Entretanto, esse tempo pode ser longo, pois conforme demonstra a figura 12, a inclinação da reta de expansão do custo de formação das tarifas de energia elétrica reduziu-se significativamente, em comparação com a primeira reforma. Para o setor elétrico como todo, esse sinal não é positivo, dado que esses projetos representam contribuição importante em favor da segurança do suprimento de energia elétrica.

Por fim, o licenciamento ambiental dos projetos “botox”, imprudentemente outorgados sem qualquer licença, tem sido o grande entrave aos investidores em empreendimentos de geração de energia elétrica, e não somente aos autoprodutores. Esse tema será mais bem abordado no próximo item.

4.5 Breve discussão sobre o licenciamento ambiental das “botox”

4.5.1 Contexto

Desde a revolução industrial, o desenvolvimento econômico vem acompanhado do crescimento do consumo de combustíveis fósseis: carvão mineral, petróleo e seus derivados e gás natural. Esses combustíveis vêm sendo queimados ao longo de séculos e seletivamente por fábricas, centrais de geração termelétrica, veículos automotores e nas próprias residências.

O gás carbônico resultante da queima desses combustíveis tornou-se o maior causador do efeito estufa da Terra, que está levando-a ao seu aquecimento (SOUBBOTINA; SHERAM, 2000).

Devido à complexidade do meio ambiente terrestre, o tempo e a extensão exata de como essas atividades humanas irão alterar o clima do planeta ainda são incertos, mas que isso ocorrerá não há muitas dúvidas.

Nesse contexto, em fevereiro de 2007, em Paris, foi divulgado o relatório do “Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática”, que reuniu 2.500 cientistas de mais de cento e trinta países, que apresenta análises mais amplas sobre o aquecimento da Terra.

Segundo o relatório, “a maior parte do aumento nas temperaturas médias registrado no mundo todo desde a metade do século XX é, muito provavelmente, consequência do aumento verificado nas concentrações antropogênicas de gases do efeito estufa”.

O relatório afirma que as “melhores estimativas” asseveram que a temperatura da Terra deve subir entre 1,8 e 4,0 graus Celsius até 2100; conseqüentemente, é “bastante provável” que eventos climáticos violentos como ondas de calor e chuvas fortes se tornem mais freqüentes. O relatório ainda aponta projeções a respeito da: elevação do nível dos oceanos, entre 18 e 59 centímetros até o final do século, mudança nas correntes oceânicas e intensificação dos ciclones tropicais e furacões.

Diante desse cenário, a opção por investimentos em fontes renováveis demonstra ser a mais racional e ambientalmente correta, cuja emissão de gases causadores do efeito estufa pode ser até 5.5, 3.8, e 2.9 vezes inferior a emissões de termelétricas a carvão, óleo e gás natural respectivamente, segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA – *International Atomic Energy Agency*), demonstrado na figura 13.

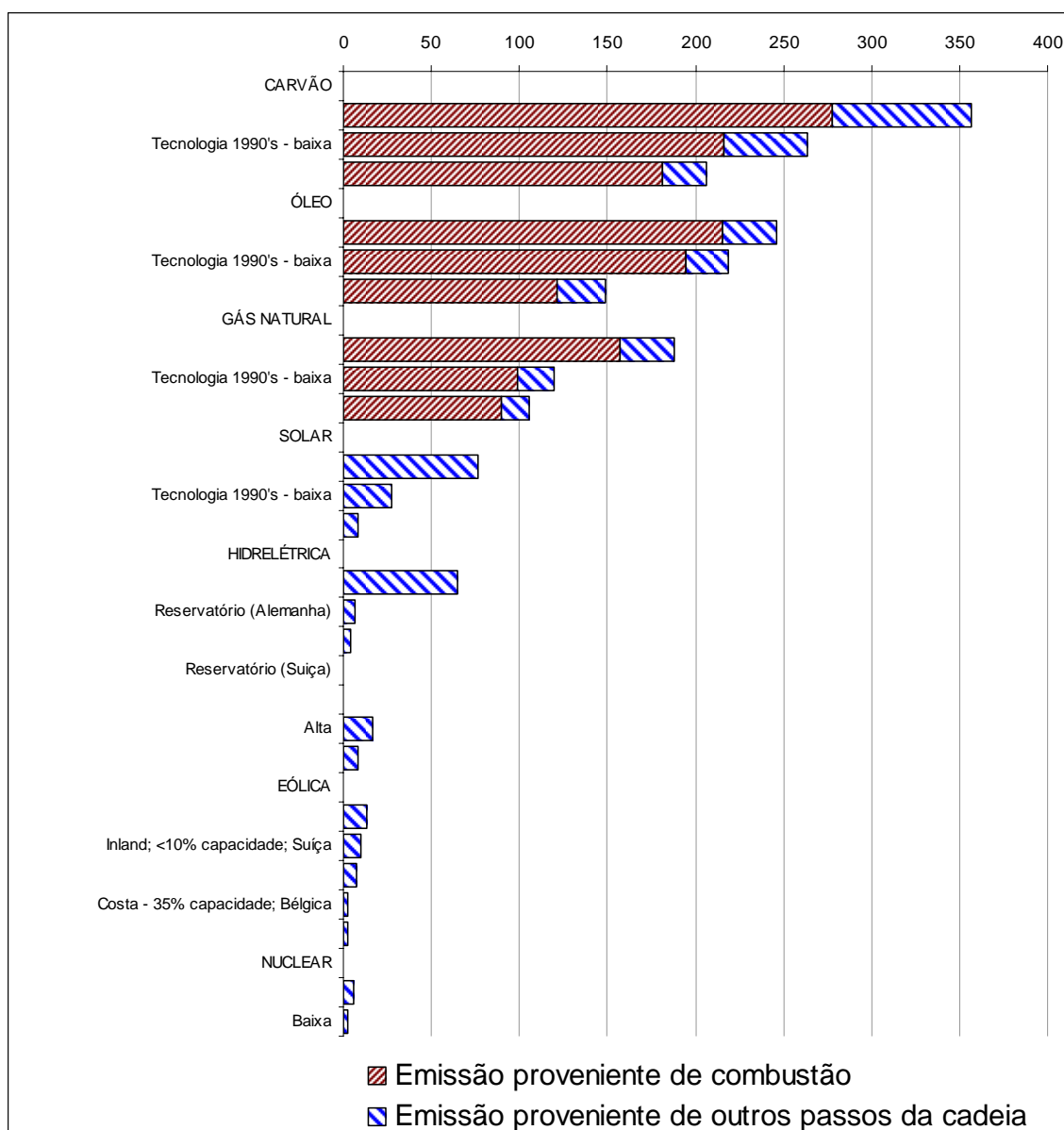


Figura 13: Emissão (diretas e indiretas) de gases de efeito estufa

Fonte: IAEA – International Atomic Energy Agency.

Entretanto, conforme destacado no item 4.3, os leilões de energia nova têm contratado predominantemente energia elétrica de fontes não renováveis, em especial termelétricas a óleo, extremamente poluidoras e emissoras de gases de efeito estufa. Enquanto isso, projetos hidrelétricos enfrentam enormes dificuldades para obter seu licenciamento ambiental.

4.5.2 Breve histórico do licenciamento ambiental para usinas hidrelétricas

Assim como na setorial, a legislação ambiental para essas usinas teve início com o Código de Águas. O passo seguinte foi dado apenas em 1965, com a publicação da Lei n.º 4.771, que instituiu o Código Florestal e estabeleceu as faixas de proteção a margem dos rios.

A partir de 1970, a construção de usinas hidrelétricas teve de ser precedida de estudos de impacto ambiental, aspecto que vinha tornando-se cada vez mais importante não só no Brasil como em todo o mundo. A inclusão desses estudos tornou-se obrigatória para a obtenção de créditos das agências internacionais de financiamento, como o BIRD – Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento.

Em 1973, foi criada a Secretaria Especial de Meio Ambiente – Sema, que viria a ser substituída pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama em 1989. E, apenas em 1981, com a promulgação da Lei n.º 6.938 foi estabelecida a Política Nacional do Meio Ambiente e instituído o Conselho Nacional de Meio Ambiente – Conama.

Em 1981, nove anos após a 1.^a Conferência Mundial sobre o Meio Ambiente, realizada em Estocolmo pela ONU, o Brasil, mediante a edição dessa Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981, estabeleceu a avaliação de impacto ambiental como instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente, cujos objetivos são “preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando a assegurar no país, condições propícias ao desenvolvimento sócio-econômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana”.

Embora na época da promulgação da lei o sistema de licenciamento já estivesse previsto na legislação de vários Estados, isso foi disciplinado por ela a nível nacional, tornando-o obrigatório em todo o país. A referida lei estabeleceu o sistema da tríplice licença (BRAGA *et al*, 1999):

- **Licença Prévia (LP):** fase preliminar do planejamento da atividade, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais e federais de uso do solo.
- **Licença de Instalação (LI):** que autoriza o início da implantação de acordo com as especificações constantes do projeto executivo aprovado.
- **Licença de Operação (LO):** que autoriza, após as verificações necessárias, o início da operação comercial da atividade licenciada e o funcionamento de seus equipamentos, de acordo com o estabelecido nas licenças prévias e de instalação.

As licenças são normalmente expedidas pelos órgãos de controle ambiental dos Estados,

cabendo ao governo federal, por intermédio de seu órgão ambiental (atualmente o Ibama), licenciamento de âmbito nacional ou regional (BRAGA *et al*, 1999).

A mesma lei ainda consagrou o princípio da publicidade do licenciamento, estabelecendo que, resguardado o sigilo industrial, os pedidos de licença deverão ser objeto de publicação resumida, em dois jornais, paga pelo requerente (BRAGA *et al*, 1999).

Em 1986, pela Resolução Conama n.º 1, o licenciamento das atividades modificadoras do meio ambiente passou a depender do estudo de impacto ambiental – EIA – e relatório de impacto ambiental – Rima, a serem submetidos ao exame das entidades ambientais de âmbito federal e estadual. Tal resolução traz um elenco de atividades que estariam sujeitas à elaboração de estudo de impacto ambiental, devendo ser observado que essa relação é apenas exemplificativa, razão pela qual outras atividades não constantes daquele rol poderão sujeitar-se às mesmas exigências (GOUVÊA, 1988, *apud* BRAGA *et al*, 1999). Entre essas atividades destacam-se empreendimentos de transmissão de energia elétrica acima de 23kV e usinas de geração de energia elétrica de potência superior a 10 MW.

Com relação ao EIA, engloba o conceito um conjunto de análises que estuda todos os possíveis impactos ambientais decorrentes da instalação (ou ampliação) de atividade sobre seu entorno, sendo avaliados, entre outros itens: localização do projeto, comprometimento do lençol freático, emissões aéreas do processo, geração de efluentes, deposição de resíduos perigosos.

Já o Rima é documento final que reúne os dados do EIA, apresentado à agência de meio ambiente do Estado onde se localiza o empreendimento ou, dependendo das características do empreendimento, ao Ibama. Esse relatório é acessível ao público, devendo suas cópias permanecer à disposição dos interessados e, conforme o caso, deverá ser feita audiência pública para exame e discussão do relatório de impacto ambiental. As audiências públicas foram disciplinadas pela Resolução Conama n.º 9, de 03 de dezembro de 1987, somente publicada em 5 de julho de 1990.

A Resolução Conama n.º 6, de 16 de setembro de 1987, veio estabelecer normas às concessionárias de exploração, geração e distribuição de energia elétrica no tocante à subjunção do empreendimento ao licenciamento e elaboração de estudos de impacto ambiental. Porém, embora se referindo em seu art. 1.º às empresas de energia elétrica, tal resolução vem sendo aplicada às grandes obras (GOUVÊA, 1988, *apud* BRAGA *et al*, 1999).

À época dessa resolução do Conama, a Eletrobrás era a responsável pela formulação da política ambiental do setor de energia elétrica, e, seguindo as normas, publicou o “Manual de Estudos de Efeitos Ambientais do Setor Elétrico”, apresentando roteiro básico das ações de conservação e recuperação do meio ambiente no planejamento dos empreendimentos, assim como o “Plano Diretor para Conservação e Recuperação do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico” (I PDMA).

Reconhecida a importância da avaliação de impacto ambiental como instrumento para proteção dos recursos ambientais, em 1988, com a promulgação da nova Constituição Federal, definiu-se como sendo dever do poder público a competência para “exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente estudo prévio de impacto ambiental a que se dará publicidade” (art. 225, inciso IV, §1.º).

Com relação aos estudos ambientais para o uso do meio aquático, destacam-se ainda seus arts. 20 a 23. No art. 20, os bens da União relativos à água estão elencados: no inciso III, os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais; no inciso IV, o mar territorial; e no inciso VII, os potenciais de energia hidráulica.

Pelo § 1.º desse artigo, ficou assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração. Esse assunto foi disciplinado então pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e pela Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990 (BRAGA *et al*, 1999).

Quanto ao art. 21, o inciso XII estabelece que compete à União explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalação de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

Já inciso XIX desse artigo defere competência à União para instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir critérios de outorga de direitos de seu uso. Por

seu lado, o art. 22 estabelece que compete à União legislar sobre águas e energia, embora permita ainda que por meio de lei complementar, essa entidade possa autorizar os Estados a legislar sobre questões das matérias nela relacionadas. Por fim, o art. 23 estabelece a competência comum da União, dos Estados e Municípios para proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas.

Mas o grande formato legislador dessa área ambiental se encontra no art. 24, inciso VI, da Constituição, que permite à União, aos Estados e ao Distrito Federal legislar concorrentemente sobre florestas, caça, pesca, fauna, conservação da natureza, defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e controle da poluição. Ainda por meio dos parágrafos desse artigo, forjou-se uma engenharia institucional para que as normas federais sejam de caráter geral, enquanto as estaduais, suplementares, desde que com aquelas não conflitem, no caso de havê-las. Não as havendo, valem com eficácia plena.

Por sua vez, em 8 de janeiro de 1997, foi sancionada a Lei n.º 9.433, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos – PNRH e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Entre os princípios da PNRH, são de maior interesse para este trabalho, os que definem a água como recurso natural limitado, dotado de valor econômico e bem de domínio público. Essa Lei prevê a utilização dos seguintes instrumentos para sua implementação:

- Planos de recursos hídricos;
- Enquadramento dos corpos d'água em classes de uso;
- **Outorga dos direitos de uso da água;**
- Sistema de informações sobre recursos hídricos.

A coordenação da PNRH é feita pelo Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos – SNGRH, que é composto pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos e pelos conselhos de recursos hídricos dos Estados e do Distrito Federal, comitês de bacia hidrográfica e órgãos dos poderes públicos federal, estaduais e municipais cujas competências se relacionam com a gestão de recursos hídricos.

Em fevereiro de 1998, foi sancionada a Lei n.º 9.605, conhecido por “Lei de Crimes Ambientais”, que dispôs sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, destacando-se aquelas decorrentes da exploração dos

recursos naturais. Essa lei permite o acionamento dos agentes públicos na área ambiental, com destaque aos Ministérios Públicos, federais ou estaduais, nessas questões ambientais, inclusive por meio da ação civil pública ou mesmo ação popular.

4.5.3 O status ambiental das usinas “botox”

As usinas hidrelétricas “botox” outorgadas no âmbito da primeira reforma do setor elétrico, entre 1996 e 2002, em sua maioria foram licitadas sem qualquer licenciamento ambiental, ficando a cargo dos concessionários a total responsabilidade e risco pela obtenção das licenças ambientais.

Como resultado, além dos fatores já discutidos nesta dissertação, a dificuldade em se obter o licenciamento ambiental desses projetos tem sido dos maiores entraves à sua viabilização.

A partir de levantamento feito junto a cinquenta e duas usinas hidrelétricas “botox”, identificou-se a seguinte situação em trinta e nove delas (no restante não se obtiveram informações suficientes para complementar a análise):

- Treze projetos ainda não conseguiram licença de instalação. Desde a data de seus respectivos leilões até setembro de 2007, já se passaram entre 62 meses e até 134 meses;
- Dez projetos levaram mais de 40 meses para obterem suas licenças de instalação, contados desde a data de realização de seus respectivos leilões;
- Dez projetos levaram entre 12 e 40 meses para obterem suas licenças de instalação, contados desde a data de realização de seus respectivos leilões;
- Apenas seis projetos conseguiram suas licenças de instalação antes de completarem um ano da realização de seus respectivos leilões.

Dos treze casos que não obtiveram suas licenças de instalação, dez sequer conseguiram obter a licença prévia, demonstrando de fragilidade no diagnóstico feito pelo poder concedente ao ter outorgado projetos que não vislumbram viabilidade ambiental. O levantamento completo é apresentado pela tabela 47.

Esse cenário de dificuldades que os investidores têm encontrado para conseguir viabilizar ambientalmente os projetos hidrelétricos é expresso por Luiz Fernando Leone Vianna, presidente do conselho de administração da Apine – Associação Brasileira dos Produtores

Independentes de Energia Elétrica:

O licenciamento ambiental é crucial para a viabilização a custos módicos de novos investimentos, especialmente hidrelétricos. No Brasil ocorre que: a legislação é complexa, com regras que deixam margem a critérios subjetivos; o Ministério Público muitas vezes atua como ‘órgão licenciador’, trazendo insegurança jurídica aos empreendedores; há carência aguda das comunidades envolvidas com o empreendimento, sendo o empreendedor visto por governos e comunidades como a solução de todos os problemas; há ação de ONGs, nacionais e internacionais, de base puramente ideológica e não técnica; e os prazos para licenciamento não são respeitados pelos órgãos ambientais. O setor precisa de previsibilidade de prazos e custos nos licenciamentos ambientais (CanalEnergia, matéria: ‘Luiz Fernando Vianna, da Apine: com disposição de investir mais’, 22.08.2007).

Paulo Godoy, presidente da Abdib – Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústria de Base, engrossa o coro:

Temos de conferir mais previsibilidade com relação aos custos e aos prazos inerentes ao processo de licenciamento ambiental de obras de energia e de infra-estrutura em geral. Por isso, apoiamos o processo de licenciamento, mas buscamos propor formas de torná-lo mais eficaz e previsível. Há mais de três anos, discutimos com as autoridades públicas mecanismos e ações para melhorar esse trâmite, como a criação de uma metodologia que estipule critérios objetivos para calcular os valores de compensação ambiental (CanalEnergia, matéria: ‘Paulo Godoy, da Abdib: debate claro para novos investimentos’, 04.09.2007).

A essas opiniões se somam Saturnino Sérgio da Silva, diretor do Departamento de Infra-Estrutura (Deinfra) e vice-presidente da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, que afirma: “Necessita-se de um caminho definido para a análise ambiental, com custos e prazos transparentes, sem tantas instâncias e entidades tumultuando e atrasando empreendimentos, transformando investimentos finais numa verdadeira loteria”. (CanalEnergia, matéria: ‘Saturnino Sérgio da Silva, da Fiesp: Energia para uma indústria competitiva’, 05.04.2007); e Claudio Sales, presidente do Instituto Acende Brasil, que também alerta para o problema do licenciamento ambiental:

A questão do meio ambiente é polêmica e cada vez mais importante no mundo moderno. No Brasil, é unânime o reconhecimento de imperfeições graves na legislação sobre o assunto. Sob a expressão ‘meio ambiente’ abrigam-se vários interesses, alguns legitimamente relacionados às questões ecológicas, mas outros, não. Lamentavelmente, grupos de pressão, com objetivos próprios, se beneficiam de uma legislação ambiental imperfeita e de procedimentos operacionais imperfeitos nessa área. Um dos nossos objetivos é também esclarecer a sociedade sobre esse assunto, para que ela tenha consciência de que sempre haverá um custo ambiental ao se gerar energia, mas que esse custo pode ser tratado com absoluta responsabilidade e economicidade. A energia necessária para o crescimento da sociedade deve ser provida com o menor custo ambiental possível (CanalEnergia, matéria: ‘Claudio Sales, do Instituto Acende Brasil: compromisso de longo prazo com o país’, 23.05.2006).

Ainda dentro desse matiz crítico, Alacir Schmidt, coordenadora do Comitê de Meio Ambiente da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica, não tem opinião contrária:

A questão ambiental é um dos maiores obstáculos para a viabilização dos empreendimentos do setor, pois sem licença ambiental os projetos ficam paralisados. A ABCE tem se empenhado em promover eventos para discutir a questão e conscientizar os envolvidos sobre as dificuldades enfrentadas para licenciar empreendimentos (CanalEnergia, matéria: 'Alacir Schmidt, da ABCE: Entrave ambiental prejudica expansão do setor', 25.07.2006).

Como foi possível perceber, as mais diversas vozes do setor apontam para o mesmo problema: a dificuldade no processo de licenciamento ambiental, cujos prazos e custos são imprevisíveis até que a usina entre em operação comercial.

O ápice da discussão em torno dos entraves ambientais pode ser considerado na declaração de Jerson Kelman, diretor-geral da ANEEL, ao defender o fim do licenciamento ambiental para projetos de interesse nacional:

O diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica, Jerson Kelman, defendeu o fim do licenciamento ambiental para projetos do setor energético reconhecidos como de interesse nacional, ao participar de audiência pública realizada nesta quinta-feira, 12 de abril, pelas comissões de Minas e Energia, e de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados. Kelman disse que a Aneel vai enviar ao Congresso Nacional uma minuta de projeto com essa sugestão que, segundo ele, torna mais ágil a aprovação dos projetos (CanalEnergia, matéria: 'Aneel propõe fim de licenciamento ambiental para projetos de interesse nacional', 12.04.2007).

O referido anteprojeto foi questionado pelo Ministério Público Federal do Pará, que abriu procedimento administrativo contra Jerson Kelman, por seu anteprojeto defender que o presidente da República possa expedir decreto eliminando a necessidade de licenciamento ambiental para os aproveitamentos selecionados pelo Conselho Nacional de Defesa (CDE⁶⁵). O presidente da República definiria, ainda, valor e aplicação da compensação ambiental dos projetos selecionados (CanalEnergia, matéria: 'Proposta de mudanças em processos de licenciamento ambiental opõe MPF e ANEEL', 10.05.2007).

Sem solução aparente, pelo menos no curto prazo, os projetos “botox” arrastam-se entre brigas e entraves ambientais, enquanto o país assiste a entrada cada vez maior de projetos termelétricos a óleo em sua matriz energética.

⁶⁵ O CDE, segundo o art. 91 da Constituição, é um órgão consultivo da Presidência em assuntos ligados à soberania nacional e à defesa do Estado democrático. Entre as atribuições do conselho está a proposição de critérios e condições de uso de “áreas indispensáveis à segurança do território nacional”, e o posicionamento sobre o uso dessas áreas, “especialmente na faixa de fronteira e nas relacionadas com a preservação e a exploração dos recursos naturais de qualquer tipo”. (CanalEnergia, Matéria: Proposta de mudanças em processos de licenciamento ambiental opõe MPF e Aneel, 10.05.2007)

Tabela 47 - Panorama do licenciamento ambiental das usinas “botox”

Usina	Potencia MW	Leilão	Data de realização do leilão	Data de obtenção da LP	Data prevista no Edital para entrada em operação	Entrada em operação comercial	Data de obtenção da LI	Meses entre a data do leilão e a LI
Cubatão	45,0		28.06.1996		obra não iniciada	obra não iniciada	10.1998 (suspensa)	(>134)
Queimado	105,0	002/1997	05.11.1997	n/d	12.2003	04.2204	09.1999	22
Porto Estrela	112,0	002/1996				09.2001		
Lajeado	850,0	003/1997	25.11.1997	n/d	n/d	12.2001	n/d	
Cana Brava	450,0	004/1997	26.03.1998			05.2002	09.1998	5
Ponte de Pedra	176,0	001/1998	30.06.1998	n/d	12.2004	07.2005	06.2000	23
Santa Clara	60,0	002/1998				12.2001		
Campos Novos	880,0	001/1998	04.08.1998	03.1997	03.2005	02.2007	03.2001	31
Piraju	70,0	002/1998	29.11.1998	n/d	n/d	11.2002	n/d	
Itapebi	450,0	003/1998	09.12.1998			06.2003	09.1999	8
Irapé	360,0	005/1998	01.12.1998		02.2006	10.2006	08.2002	44
Ourinhos	44,0	001/1999	31.08.1999	19.10.1998	08.2005	12.2005	n/d	(>94)
Itumirim	50,0	002/1999	03.11.1999	03.11.1999	12.2004	obra não iniciada	não obteve	n/a
Candonga	95,0	003/1999	28.01.2000			12.2004	05.2001	15
Quebra Queixo	120,0	004/1999	02.03.2000	n/d	12.2003	12.2003	03.2001	12
Barra Grande	690,0	005/1999	10.03.2000			11.2005		
Corumbá IV	127,0	001/2000	26.05.2000	28.12.1999	n/d	04.2006	n/d	
14 de Julho	100,0	003/2000	30.11.2000	10.2001		em construção	02.2004	38
Castro Alves	130,0	003/2000	30.11.2000	10.2001		em construção	07.2002	19
Monte Claro	130,0	003/2000	30.11.2000	03.10.2001	03.2006	12.2004	04.2002	16
Picada	50,0	003/2000	30.11.2000	n/d	02.2005	07.2006	29.11.2002	24
Capim Branco I	240,0	003/2000	30.11.2000			02.2006		

continua...

continuação...

Tabela 47 - Panorama do licenciamento ambiental das usinas “botox”

Usina	Potencia MW	Leilão	Data de realização do leilão	Data de obtenção da LP	Data prevista no Edital para entrada em operação	Entrada em operação comercial	Data de obtenção da LI	Meses entre a data do leilão e a LI
Capim Branco II	210,0	003/2000	30.11.2000		03.2007	04.2007		
Murta	120,0	003/2000	30.11.2000	não obteve	02.2005	obra não iniciada	não obteve	(>81)
Barra do Braúna	39,0	003/2000	30.11.2000	11.2000	01.2005	em construção	31.03.2006	64
Itaocara	195,0	003/2000	30.11.2000	não obteve	11.2005	obra não iniciada	não obteve	(>81)
Espora	32,0	003/2000	30.11.2000			09.2006		
Fundão	119,0	002/2001	28.06.2001		07.2006	08.2006	06.2002	11
Santa Clara	119,0	002/2001	28.06.2001	n/d	n/d	08.2005	06.2002	11
Corumbá III	93,6	002/2001	28.06.2001		11.2006	em construção	05.2006	58
São Jerônimo	331,0	002/2001	28.06.2001					
Baú I	110,0	002/2001	28.06.2001	não obteve	10.2006	obra não iniciada	não obteve	(>74)
Foz do Chapecó	855,0	002/2001	28.06.2001	13.12.2002	10.2008	em construção	21.09.2004	39
Serra do Facão	210,0	002/2001	28.06.2001		10.2007	em construção	09.2002 (suspendida)	
Peixe Angical	452,0	002/2001	28.06.2001	não obteve	01.2006	09.2006	n/d	(>74)
Salto Pilão	181,0	004/2001	30.11.2001	06.2002	06.2007	em construção	12.2003	24
São João	60,0	004/2001	30.11.2001	não obteve	02.2007	obra não iniciada	não obteve	(>69)

continua...

continuação...

Tabela 47 - Panorama do licenciamento ambiental das usinas “botox”

Usina	Potencia MW	Leilão	Data de realização do leilão	Data de obtenção da LP	Data prevista no Edital para entrada em operação	Entrada em operação comercial	Data de obtenção da LI	Meses entre a data do leilão e a LI
Cachoeirinha	45,0	004/2001	30.11.2001	não obteve	02.2007	obra não iniciada	não obteve	(>69)
São Salvador	241,0	004/2001	30.11.2001	08.2004	03.2008	construção	07.2005	43
Monjolinho	67,0	004/2001	30.11.2001	12.2006	01.2006	construção	23.03.2007	63
Pedra do Cavalo	160,0	004/2001	30.11.2001	n/d	04.2005	01.2005	08.2002	8
Pai Querê	292,0	004/2001	30.11.2001	não obteve	02.2008	obra não iniciada	não obteve	(>69)
Couto Magalhães	150,0	004/2001	30.11.2001	não obteve	04.2007	obra não iniciada	não obteve	(>69)
Santa Isabel	1.087,0	004/2001	30.11.2001	não obteve	03.2009	obra não iniciada	não obteve	(>69)
Caçu	65,0	001/2002	12.07.2002	30.06.2006	11.2006	construção	03.2007	55
Barra dos Coqueiros	90,0	001/2002	12.07.2002	30.06.2006	12.2006	construção	03.2007	55
Salto	108,0	001/2002	12.07.2002	10.2005	05.2007	construção	29.05.2006	46
Salto do Rio Verdinho	93,0	001/2002	12.07.2002	10.2005	05.2007	construção	29.05.2006	46
São Domingos	48,0	001/2002	12.07.2002	25.05.2007	11.2005	obra não iniciada	não obteve	(>62)
Olho D'Água	33,0	001/2002	12.07.2002	não obteve	11.2006	obra não iniciada	não obteve	(>62)
Estreito	1.087,0	001/2002	12.07.2002	29.04.2005	03.2009	construção	14.12.2006	53

Fonte: ANEEL, 2007

Corroborando com os depoimentos apresentados, a seguir são listados os eventos relacionados ao processo de licenciamento ambiental das usinas hidrelétricas “botox” que ainda não iniciaram sua operação comercial, segundo levantamento da ANEEL. Há os mais variados tipos de ocorrências, com destaque para a suspensão de licenças ambientais e as ações do Ministério Público:

➤ UHE 14 de Julho:

O início das obras civis em julho de 2004 estava condicionado à conclusão do processo de reassentamento, segundo legislação estadual. Em dezembro de 2004, foram interrompidos os trabalhos de desmatamento da área da barragem e da casa de força, para definição de novo arranjo, tendo em vista a realização de sondagens que identificaram concentração de cascalho superior às sondagens iniciais do projeto. As obras ficaram paralisadas de abril a outubro de 2005 (ANEEL, 2007).

➤ UHE Barra do Braúna:

Segundo o empreendedor, em dezembro de 2002 foi protocolada a solicitação de emissão da LI na FEAM. Em 2005 a FEAM solicitou a reavaliação da cota 152m para o NA máximo previsto na LP. Em reunião no dia 17/08/2005 ficou acertado que a CAT-LEO encaminhará documentação à FEAM de modo a permitir, após análise, a retificação da LP e a obtenção da LI (ANEEL, 2007).

➤ UHE Barra dos Coqueiros:

No final de 2003 o Ministério Público moveu Ação Civil Pública exigindo a elaboração de Estudo Integrado de Bacias Hidrográficas para Avaliação de Aproveitamentos Hidrelétricos - EIBH. Em 2005 o AGMA permitiu a continuidade do processo de licenciamento ambiental. Com isto, o empreendedor efetuou as atualizações necessárias no Estudo de Impacto Ambiental e deu prosseguimento ao processo de obtenção da LP (ANEEL, 2007).

➤ UHE Baú I

O empreendedor protocolou o requerimento da Licença Prévia e o estudo revisado do EIA/RIMA em 16/06/2003. Em novembro de 2006 a FEAM solicitou estudos complementares. A Audiência Pública foi marcada para junho de 2007 (ANEEL, 2007).

➤ UHE Cachoeirinha

O IAP, Instituto Ambiental do Paraná, suspendeu por meio da portaria 076/2003, de 19/05/2003, todos os processos ambientais, em função da elaboração do Zoneamento Ecológico e Econômico do Estado do Paraná. Desde então a análise da Avaliação Ambiental Estratégica - AAE e dos Estudos de Impacto Ambiental - EIA encontram-se paralisadas (ANEEL, 2007).

➤ UHE Caçu:

No final de 2003 o Ministério Público moveu Ação Civil Pública exigindo a elaboração de Estudo Integrado de Bacias Hidrográficas para Avaliação de Aproveitamentos Hidrelétricos - EIBH. Em 2005 o AGMA permitiu a continuidade do processo de licenciamento ambiental. Com isto, o empreendedor efetuou as atualizações necessárias no Estudo de Impacto Ambiental e deu prosseguimento ao processo de obtenção da LP (ANEEL, 2007).

➤ UHE Couto Magalhães:

O Ibama não aprovou o Estudo de Impacto Ambiental - EIA elaborado pelo empreendedor, sem definir a inviabilidade ambiental do projeto. Foi emitido novo Termo de Referência que, segundo o empreendedor, provoca excessivo aumento nas obrigações requeridas para o licenciamento ambiental do empreendimento. Por meio da Carta CM-SP-0300-CT-020/03, de 29 de setembro de 2003, o Consórcio Ener-Rede Couto Magalhães solicitou a rescisão amigável do Contrato de Concessão, uma vez que o atendimento ao novo termo de referência significaria aumentos excessivos, não previstos no edital de custos. Estão em curso as discussões quanto à possibilidade de revogação da concessão (ANEEL, 2007).

➤ UHE Cubatão:

O licenciamento ambiental foi questionado pela Justiça. O inventário florestal foi indeferido tecnicamente pelo Ibama. Existe questionamento judicial uma vez que não é permitido o corte da Mata Atlântica, em qualquer de seus estágios. O empreendedor solicitou a retomada do processo de Licenciamento Ambiental na FATMA (ANEEL, 2007).

➤ UHE Estreito:

“A LP foi obtida com 44 condicionantes, que juntamente com ações civis públicas movidas pelo MPF e pela Cedema causaram atraso na obtenção da LP” (ANEEL, 2007).

➤ UHE Foz do Chapecó:

Apesar de a LP ter sido emitida em 2003, houve questionamentos do Ministério Público quando da sua emissão, o que ocasionou atraso da obtenção da LI. No final de 2004 surgiu a necessidade de entendimentos com a FUNAI quanto à aquisição de área da reserva indígena Condá. O atraso para início das obras foi causado pelas dificuldades no cumprimento das condicionantes da LI (ANEEL, 2007).

➤ UHE Itaocara:

No final de 2004 houve recomendação da 4.^a Câmara do Ministério Público ao Ibama no sentido de não emitir a Licença Prévia até que as deficiências apontadas na análise do EIA/Rima fossem sanadas. O Ibama elaborou parecer solicitando informações adicionais sobre o meio sócio-econômico do projeto, além da realização de nova Audiência Pública. Atualmente o processo de licenciamento está em discussão entre o empreendedor e o

Ibama, pois há divergência de entendimento entre manter o processo anterior ativo ou reiniciá-lo (ANEEL, 2007).

➤ UHE Itumirim:

Em função dos impactos ambientais provocados pela implantação da usina, o Ministério Público Federal determinou à Agência Goiana de Meio Ambiente que o processo de licenciamento ambiental da usina seja conduzido pelo Ibama. Na época foi apresentado um novo projeto, com rebaixamento da cota do reservatório, objetivando minimizar os impactos ambientais. A Câmara Técnica da Procuradoria Geral da República recomendou a suspensão da LP até que os impactos ambientais sejam conclusivamente estudados. Segundo o empreendedor, deverá ser realizada em agosto de 2007 reunião com o Ibama e o MPF para formulação do Termo de Ajuste de Conduta – TAC (ANEEL, 2007).

➤ UHE Monjolinho:

Em 2004 a FUNAI solicitou a suspensão do processo de licenciamento para realizar avaliação de possível influência do reservatório da usina em área de expansão ainda não delimitada da Terra Indígena Votouro. Além disso, os estudos apresentados para solicitação de emissão da LI foram indeferidos duas vezes devido ao não cumprimento das condicionantes da LP (ANEEL, 2007).

➤ UHE Murta:

Os estudos ambientais apresentados pelo empreendedor foram reprovados pela Fundação Estadual de Meio Ambiente - FEAM, tendo sido sugerido, em março de 2004 o indeferimento da Licença Prévia. Em ofício em 2005, a FEAM sugeriu inviabilidade no eixo apresentado. O processo de licenciamento deverá ser reiniciado com estudos contemplando o novo eixo do barramento (ANEEL, 2007).

➤ UHE Olho D'água:

Por determinação do Ministério Público do Estado de Goiás, foi solicitada a realização da Avaliação Ambiental Estratégica - AAE da bacia do Rio Corrente, para subsidiar o processo de licenciamento ambiental. Os estudos subsidiaram o Despacho 444/2005 da AGMA - Agência Goiana de Meio Ambiente, que informa que o trecho correspondente ao AHE Olho D'Água deverá ser re-estudado (ANEEL, 2007).

➤ UHE Pai Querê:

O Ibama solicitou complementação aos estudos ambientais apresentados pelo empreendedor, visto que a área de influência da usina coincide com a área de reserva de biosfera. Os estudos ambientais foram analisados em conjunto com a FATMA e a FEPAM, sendo que este último emitiu parecer contrário à viabilidade ambiental da usina. Portaria FATMA nº 036/05 de 15/06/2005 suspendeu o licenciamento de empreendimentos hidrelétricos na Bacia do Uruguai até a conclusão do estudo integrado da Bacia - EIBH. O empreendedor informou estar aguardando a emissão da LP para a complementação do projeto básico ambiental (ANEEL, 2007).

➤ UHE Salto:

Houve suspensão do processo de licenciamento em função de Ação Civil Pública aforada pelo Ministério Público do Estado de Goiás. O MPE determinou estudo ambiental integrado das sub-bacias onde se situa este empreendimento. Foi firmado um Termo de Ajuste de Conduta com a Agência Goiana de Meio Ambiente e o MPE para dar continuidade ao processo de licenciamento ambiental, o que resultou na obtenção das licenças com atraso (ANEEL, 2007).

➤ UHE Salto do Rio Verdinho:

Houve suspensão do processo de licenciamento em função de Ação Civil Pública aforada pelo Ministério Público do Estado de Goiás. O MPE determinou estudo ambiental integrado das sub-bacias onde se situa este empreendimento. Foi firmado um Termo de Ajuste de Conduta com a Agência Goiana de Meio Ambiente e o MPE para dar continuidade ao processo de licenciamento ambiental, o que resultou na obtenção das licenças com atraso (ANEEL, 2007).

➤ UHE Salto Pilão:

O empreendimento enfrentou atrasos na obtenção das licenças ambientais e na aprovação do projeto básico (ANEEL, 2007).

➤ UHE Santa Isabel:

Em julho de 2002, o Ibama emitiu parecer técnico concluindo pela inviabilidade ambiental da usina. Em função do posicionamento do órgão ambiental, foram promovidos entendimentos no âmbito do MME e MMA visando equacionar os obstáculos de natureza técnica e institucional, o que resultou na reconsideração do IBAMA, possibilitando, caso fosse entregue novo EIA/Rima, o reinício do processo de licenciamento ambiental (ANEEL, 2007).

➤ UHE São Domingos:

O órgão ambiental exigiu a elaboração dos estudos de avaliação estratégica da bacia do Rio Verde, uma abordagem integrada de todos os aproveitamentos previstos para referida bacia, o que motivou o atraso na obtenção da LP (ANEEL, 2007).

➤ UHE São Salvador:

O Ibama rejeitou os estudos ambientais elaborados pelos empreendedores, e houve a necessidade do desenvolvimento de um novo EIA/Rima, atendendo a um novo Termo de Referência. Em 2005 foi obtida a LI com condicionantes, atrasando o início das obras (ANEEL, 2007).

➤ UHE Serra do Facão:

Foi movida Ação Civil Pública com o objeto de anular as Licenças Ambientais emitidas pelo Ibama e exigindo a complementação do Estudo de

Impacto Ambiental - EIA e do Relatório de Impacto Ambiental – Rima do empreendimento, inclusive com a elaboração de estudo integrado da bacia hidrográfica do Rio São Marcos. Em 08/07/05, foi proferido despacho deferindo parcialmente o pedido de liminar para declarar a suspensão da eficácia da LP e da LI (ANEEL, 2007).

4.5.4 Conclusões sobre a discussão ambiental

Se por um lado a sociedade demonstra amadurecimento, ao reconhecer a necessidade de crescimento econômico minimizando impactos ambientais, por outro lado, desbalanceamento de critérios e predominância de interesses pessoais estão descaracterizando esse avanço ao privilegiar a geração de energia elétrica por meio de fontes térmicas em detrimento de fontes hídricas.

A causa pode estar na falta de conhecimento da situação elétrica nacional por parte dos técnicos ambientais e integrantes do Ministério Público, sendo necessária a conscientização de que a inviabilidade ambiental das usinas hidrelétricas está sendo compensada pela viabilidade de termelétricas.

4.6 Conclusões do capítulo 4

Iniciou-se este capítulo com o cálculo do valor justo de comercialização, ou de custo evitado no caso de autoprodução, dos projetos hidrelétricos “botox”, pelo método do fluxo de caixa descontado. Esses resultados serviram de parâmetro para a análise de atratividade e competitividade dos projetos frente às condições de mercado.

Em seguida foram analisados os leilões de energia velha (ou existente), realizados entre 2004 e 2005, pois mesmo que as usinas “botox” ainda não tenham participado desses certames, já que possuem o direito de comercializar sua energia nos leilões de energia nova, a partir de 2008 perdem esse benefício e migram, automaticamente, para os leilões de energia velha.

Mais do que isso, os resultados dos leilões de energia velha influem na decisão de investimento pelos autoprodutores, pois além do interesse na segurança de suprimento, os autoprodutores investem quando o custo evitado da usina for inferior ao preço de aquisição de energia elétrica no mercado, seja no regulado ou livre. Comparando-se os resultados do cálculo do custo evitado dos autoprodutores, em caso de construção das usinas hidrelétricas “botox”, e os resultados dos leilões de energia velha, conclui-se que o custo evitado das usinas não estava competitivo mediante as novas condições de mercado.

A saída de autoprodutores de usinas “botox”, como foi o caso da venda pela CVRD de sua participação na UHE Foz do Chapecó à Furnas, retrata bem esse quadro de menor atratividade das usinas “botox” a esse segmento de investidores.

A terceira parte do capítulo avalia justamente o desempenho das usinas hidrelétricas “botox” nos cinco leilões de novos empreendimentos, ocorridos entre 2005 2007, ou seja, enquanto podiam comercializar sua energia nessa modalidade de leilão. Em função dos resultados do cálculo do valor justo de comercialização da energia elétrica desses projetos, conclui-se que o preço-teto estabelecido nos leilões de energia nova foi fator que postergou e, em alguns casos até mesmo inviabilizou, a construção de alguns desses empreendimentos.

Entretanto, dado que há equivalência de receita em leilões do tipo holandês, levanta-se a hipótese de que a preocupação em minimizar o poder de mercado, pelo estabelecimento de preços-teto próximos ao preço de fechamento dos leilões, tenha implicado desestímulo ao investimento.

Recorrendo-se a Grobman e Carey (2001, p.550), a introdução do modelo de preço-teto em mercado de energia elétrica reestruturado pode impactar significativamente investimentos de longo prazo e o preço de curto termo da energia. No caso de modelo de maximização dos benefícios sociais, justamente um dos pilares do modelo regulatório brasileiro, os autores defendem que o sistema de preço-teto não reduz os preços médios e ainda pode significar aumento dos mesmos devido ao seu efeito deteriorante nos investimentos.

A crítica ao estabelecimento de valores baixos de preço-teto também é feita por Cramton e Stoft (2007, p.7), que defendem que, em leilões do tipo holandês, “é importante que o preço-teto estabelecido seja suficientemente alto para criar significativo excesso de oferta”. O estabelecimento de preço-teto alto causará pouco dano ao consumidor, vez que a própria competição entre projetos determinará o preço justo e final do certame, derrubando o preço-teto anteriormente estabelecido, mas estimulando a concorrência pela maior quantidade de jogadores. Já o estabelecimento de preço-teto baixo pode causar maiores danos ao consumidor, tanto pela inadequada oferta, quanto pela baixa competição, levando aos problemas apontados também por Grobman e Carey (2001).

Larsen *et al* (2004), ao fazer sugestões sobre a metodologia que poderia ser aplicada em leilões de novos empreendimentos na Colômbia, país cuja matriz também é predominantemente hidráulica, defendem que o preço-teto dos leilões seja estipulado como o

dobro do preço médio final do leilão anterior, como forma de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço.

Recorrendo-se a caso real brasileiro, tem-se a licitação da usina hidrelétrica Serra da Mesa, de 1.275 MW, realizado em 1997, que pertencia à Dynamis Energética (antiga Nacional Energética – empresa do extinto Banco Nacional S.A., para negócios em energia elétrica). A primeira tentativa de venda, pelo BNDES, ocorreu em setembro de 1996, com a fixação de preço mínimo de R\$ 168 milhões pela Dynamis, acionista de 51,48% da hidrelétrica. O preço mínimo foi considerado muito alto pelos potenciais compradores, inibindo suas participações no leilão, e, como resultado, nenhuma proposta de compra foi apresentada, conforme relata Said de Brito (informação verbal)⁶⁶, então membro do conselho de administração da VBC Energia⁶⁷.

Passado isso, novo leilão foi marcado para março de 1997, e, como forma de atrair investidores e promover a concorrência no leilão, o BNDES reduziu o preço mínimo para R\$ 100 milhões. Esse preço, de acordo com Said de Brito, despertou o interesse pela usina, justificando a mobilização de profissionais para avaliar a atratividade do negócio. A empresa foi disputada pela Escelsa, Banco Bozano Simonsen, a belga Tractebel e a VBC Energia, que venceu o leilão após oferecer R\$ 181 milhões, R\$ 3,4 milhões a mais que a Tractebel.

O caso da UHE Serra da Mesa representa a aplicação prática do que defendem Grobman e Carey (2001); Cramton e Stoft (2007); Larsen *et al* (2004) e os agentes do setor elétrico brasileiro.

Por fim, por mais que este capítulo não tenha tido o objetivo de questionar o processo de licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos, foi demonstrada a demora e as enormes dificuldades que os empreendedores detentores de concessões têm enfrentado para conseguir o licenciamento ambiental de seus projetos, em especial dos “botox”, que foram licitados, em sua maioria, sem a licença ambiental prévia.

Dentre essas dificuldades destacam-se: ações do Ministério Público frente à falta de clareza quanto a quem responde pelo licenciamento ambiental – órgãos federais, estaduais ou municipais; introdução da Avaliação Ambiental Integrada (AAI) como mais uma etapa do

⁶⁶ Entrevista realizada com José Said de Brito em agosto de 2007.

⁶⁷ Empresa criada pelos grupos econômicos Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa para investimentos no setor de energia elétrica.

processo de licenciamento ambiental, aumentando os custos e os prazos de obtenção das licenças, como muito bem refletiu Célio Berman (informação verbal)⁶⁸; indefinição quanto ao valor da compensação ambiental; assunção de responsabilidades de governo nas regiões onde são construídas as usinas; e falta de regulamentação do artigo 23 da Constituição Federal, gerando atrasos no processo de obtenção de licenciamento ambiental, como bem destaca Márcia Camargo (informação verbal)⁶⁹.

Se por um lado, algumas dessas dificuldades enfrentadas refletem o amadurecimento da sociedade pelo respeito às questões sócio-ambientais, por outro lado, demonstram-se excessivas, e estão empurrando o país para uma matriz energética mais poluidora, ao barrar fontes renováveis como as hidrelétricas “botox” e permitir o aumento da participação de usinas termelétricas a óleo.

⁶⁸ Manifestação do professor do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP durante o II Fórum Instituto Acende Brasil – Energia & Desafios Socioambientais, realizado em 30 de outubro de 2007.

⁶⁹ Reflexão da coordenadora executiva do Núcleo Estratégico de Gestão Socioambiental do Ministério de Minas e Energia durante o II Fórum Instituto Acende Brasil – Energia & Desafios Socioambientais, realizado em 30 de outubro de 2007.

Capítulo 5: Considerações finais

O relato do histórico da formação e consolidação do setor elétrico brasileiro nos últimos cem anos ilustra e reflete o embate de posições ideológicas sobre o papel do Estado na economia, cujas posições dominantes se alteraram a cada grande crise da economia mundial.

Com fundamental presença estatal, a primeira estruturação do setor elétrico brasileiro vem como reflexo de uma crise externa: a quebra de 1929. Sem dúvida essa crise trouxe como consequência a alteração drástica de aplicações de teorias político-econômicas, assinalando o início da dominância do pensamento keynesiano sobre as economias capitalistas, na qual o papel do governo deveria se sobrepor ao *laissez-faire*. No Brasil o reflexo da crise de 29 se deu pela crise do café, quando se iniciou o processo de industrialização a partir do conceito de substituição de importações. Assim, surgiu a necessidade de estruturação de um setor elétrico capaz de atender esse processo de industrialização nascente com base inicialmente na ação de dois grandes grupos estrangeiros privados e mais tarde com fulcro crescente na atuação do Estado.

Durante os quarenta anos posteriores à edição do Código de Águas, em 1934, a participação direta do Estado na formulação e execução da política energética – com investimento preponderante nos segmentos de geração e transmissão em contexto de realidade tarifária – proporcionou o maior crescimento do setor no século, transformando os sistemas locais em regionais e, praticamente, no sistema elétrico nacional, interligado e integrado, o que se procurou institucionalizar com a emissão da Lei de Itaipu, em 1973.

Entretanto, na década de 70, a partir de 1973, o mundo assiste a dois choques do petróleo, cujas consequências para os países em desenvolvimento foram desastrosas e que vieram sob a forma de estagflação (inflação sem crescimento econômico) associada a elevados déficits públicos. Nesse período ocorre grande uso político-econômico dos setores de infra-estrutura, a partir da determinação das tarifas como mecanismos antiinflacionários. É nesse período também que o setor se nacionaliza por completo, ao findar da década.

Ao final das duas décadas que se sucederam ao segundo choque do petróleo, além de não obter êxito em conter a inflação, tal prática ainda acaba com a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica brasileiro, que somado a outras políticas setoriais, torna evidente o esgotamento do modelo regulatório existente e a necessidade

premente de reformas.

No contexto internacional, após o segundo choque do petróleo em 1979, a crise do sistema capitalista levou à ruptura das teorias econômicas keynesianas e à ascensão das monetaristas, no bojo das práticas neoliberais. Com base nesse pensamento neoliberal, iniciou-se a privatização de empresas como forma de diminuir a intervenção estatal e sustentar a política econômica de estabilização da moeda, proporcionando a primeira reforma do setor, mediante a introdução do modelo RE-SEB: mercado de livre contratação no suprimento e no fornecimento a grandes consumidores (Lei n.º 9.074 de fato), criação de mercado atacadista de energia elétrica, agência reguladora independente (Lei n.º 9.427 de fato), operador independente do sistema elétrico, planejamento indicativo na geração e determinativo na transmissão, migração para o capital privado nacional e estrangeiro (Lei n.º 9.074 de fato) em novos investimentos, realização de leilões públicos para outorga de concessões, como determinado em gênero pela Constituição de 1988, e de venda de energia elétrica, entre outras medidas.

Cabe aqui ressaltar que, antes mesmo do modelo RE-SEB, que é de maio de 1998, muitas ações reformistas já haviam sido implementadas, inclusive boa parte das privatizações, as federais pelo menos, de julho de 1995 – Escelsa – até maio de 1998, quando veio à luz a Lei n.º 9.648. Coube ao RE-SEB complementar algumas medidas da primeira reforma e lhes dar uma visão mais sistêmica. Dentre essas ações, iniciadas pela Lei n.º 8.631/1993, somadas a Lei n.º 9.074/1995 e a Lei n.º 9.427/1996, destacam-se:

- o modelo de leilão para privatização das concessionárias, Lei n.º 9.074/1995. A Escelsa, primeira privatização nesse contexto, deu-se seis dias depois de sanção desta lei. O formato dos leilões de privatização basicamente adveio da autorização desta lei de que o ganhador dos lances de privatização seria também o ganhador do leilão das concessões. Um leilão apenas convalidaria o art. 175 da Constituição e a privatização propriamente dita;
- o formato de outorgas de concessão, inclusive com os prazos de validade e de prorrogação das concessões (Lei n.º 9.074/1995);
- a criação do consumidor livre (Lei n.º 9.074/1995);
- a instituição do produtor independente de energia elétrica (Lei n.º 9.074/1995);
- a criação de agência reguladora independente (Lei n.º 9.427/1996).

Em contexto de dificuldades – marcadas pela crescente carência de investimentos públicos em função da instabilidade econômica vivida entre o segundo choque do petróleo e o Plano Real, em 1994, aliada ao fim da capacidade de autofinanciamento do setor – a expectativa de formação de preços de venda de energia elétrica no mercado livre foi dada pelo custo marginal de expansão, derivados dos custos de geração termelétrica a gás natural no âmbito do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, de 1999.

Diante desse quadro, alguns grupos empresariais, principalmente indústrias eletro-intensivas, decidiram disputar os leilões para outorga de concessões, com a finalidade de adquirirem fontes próprias de geração, de forma a se protegerem de eventuais choques de preços, assim como de ocasionais déficits, como os que ocorreram em 2001/2002. Seguindo as regras estabelecidas na legislação então vigente, tais grupos participaram – juntamente com investidores que desejavam atuar na comercialização de energia (produtores independentes) – de licitações abertas pelo poder concedente, na forma de leilões do tipo inglês, com lances orais e de primeiro preço, sendo declarado vencedor aquele que ofertasse o maior pagamento à União pelo uso do bem público (os potenciais hidroenergéticos).

Cinquenta e cinco empreendimentos foram outorgados, entre 1996 e 2002, a autoprodutores e produtores independentes por meio desses leilões de concessão promovidos pela ANEEL, muitos dos quais sem sequer a licença ambiental prévia. E por mais que o PPT fosse um referencial de preço, havia muitas incertezas quanto ao preço futuro da energia elétrica no modelo mercantil. Verificou-se que as percepções quanto ao valor da energia elétrica entre autoprodutores de diferentes ramos da economia, produtores independentes e concessionárias de distribuição costumam divergir entre si. Tais discrepâncias levaram a disputas cuja diferença entre o valor mínimo estipulado pelo poder concedente e o valor da proposta vencedora chegou a 3.000% de ágio! – que representa até R\$ 41 / MWh somente de pagamento pelo UBP, caso da UHE Serra do Facão.

Diante dos resultados desses leilões, e por se tratar de certames orais do tipo inglês, em que os jogadores vão revelando suas avaliações do bem a cada rodada, e assim tendem a fazer ofertas mais agressivas, não se descarta a hipótese de ocorrência da maldição do ganhador⁷⁰. Em outras palavras, em leilão em que o bem em pauta apresenta o mesmo valor para todos os jogadores, um jogador racional só ganha o leilão se oferecer pelo bem valor superior ao que

⁷⁰ Vide item 3.2.5 sobre o conceito de maldição do ganhador.

ele vale e a qualquer outro lance de um concorrente.

Em meio a esse ambiente de euforia por novos projetos, a primeira reforma do setor elétrico passa por grande crise: o racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002, abalando a credibilidade dessa reforma e expondo suas fragilidades.

Inevitavelmente, diante desse quadro, o novo governo federal deu início ao processo da segunda reforma do setor elétrico, mantendo-se os aspectos positivos da primeira reforma, mas corrigindo aqueles que não funcionavam conforme o previsto, tal como o regime de outorga de concessão para a geração de energia elétrica na modalidade de maior pagamento pelo uso do bem público. A segunda reforma marca a retomada da influência estatal sobre as políticas do setor elétrico, a interrupção das privatizações, sobretudo das três maiores geradoras federais que ainda restavam, por problemas inerentes a controle das águas de grandes reservatórios, já emergentes desde o governo federal anterior, e cria nova regulamentação para a outorga de concessões de geração e para a comercialização de energia no país.

A aquisição de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição passa a ser feita por meio de licitações com observância, entre outros pontos, da modicidade tarifária e das condições e limites de repasse do custo de aquisição desse produto para os consumidores finais, sendo essas contratações reguladas por meio de contratos bilaterais denominados de contrato de comercialização de energia no ambiente regulado.

Além disso, as licitações para a concessão de geração de energia deixaram de ser realizadas pelo critério da maior oferta pela utilização dos potenciais hidroenergéticos para seguir o critério da menor tarifa da energia a ser produzida para comercialização no ambiente de contratação regulada. Como resultado, há um preço único de repasse da energia nova para todas as empresas distribuidoras de energia elétrica, dado pela média ponderada dos preços dos leilões realizados no ambiente de contratação regulada – ACR.

Essas licitações contemplam tanto a energia elétrica provinda de empreendimentos existentes (“energia velha”) como a de novos empreendimentos de geração (“energia nova”) e de fontes alternativas, entendendo-se como “energia nova” aquela oriunda de empreendimentos não detentores da outorga de concessão, permissão ou autorização para geração até o início do respectivo processo de licitação para compra de energia no ACR.

No entanto, a segunda reforma setorial herdou muitos projetos de geração de energia hidrelétrica, licitados no modelo anterior pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público e sem qualquer licenciamento ambiental outorgado, de extrema dificuldade de viabilização tanto econômico-financeira como ambiental.

Diante disso, com o objetivo de encontrar soluções que viabilizassem esses projetos, o art. 17 da Lei n.º 10.848/2004 (lei da segunda reforma) equiparou à “energia nova” aquela proveniente de empreendimentos de geração existentes (ou de projetos de ampliação) que atendessem cumulativamente aos seguintes requisitos: (a) que tivessem obtido outorga de concessão ou autorização até a data da edição da lei; (b) que tivessem iniciado operação comercial depois de 1.º de janeiro de 2000; e (c) que não tivessem contratado sua energia até a data da publicação da mesma lei.

O art. 18 seguinte da mesma lei estatuiu que as respectivas usinas concorressem em igualdade de condições com os demais empreendimentos (“energia nova”) na comercialização do produto no ambiente regulado, inclusive quanto ao valor estabelecido como referência para pagamento do UBP estabelecido pelo poder concedente.

Para isso, dispôs esse art. 18 que a diferença entre o valor efetivamente contratado ou pago na licitação feita pelo regime da maior oferta pelo UBP e o valor de referência do UBP estabelecido pelas novas licitações (de menor tarifa na venda no ACR), seria incorporada à receita do agente de geração de energia, limitado este benefício ao custo marginal da energia resultante de cada licitação.

Equiparados à energia nova até o final do ano de 2007, esses projetos são batizados de “botox” pelos agentes do setor elétrico. Licitados dentro de uma concepção de livre mercado, estritamente ligada aos moldes neoliberais, os projetos “botox” tiveram que encontrar sua viabilidade em um modelo de maior intervenção estatal, de saudosismo ao pensamento keynesiano.

Além desse benefício, outras concessões foram dadas pelo poder concedente de forma a diminuir esse ônus e ajudar na viabilização desses projetos, com destaque: substituição do indexador do UBP, de IGP-M para IPCA⁷¹ (como ilustração, entre janeiro de 2001 e setembro

⁷¹ Portaria MME n.º 147, de 27 de junho de 2006, estabeleceu que os agentes de geração, alcançados pelo art. 17 da Lei n.º 10.848/2004, que venderem energia nos leilões de energia provenientes de novos empreendimentos, poderão solicitar à ANEEL a substituição dos índices de reajuste do UBP, no caso, do IGP-M pelo IPCA.

de 2007, o IGP-M variou 83,7%, enquanto o IPCA 59,1%); e extensão do prazo inicial de pagamento do UBP de modo que coincidissem com a entrada em operação comercial da usina ou com o início de entrega da energia negociada no ACR⁷².

Dada a permissão de participar nos leilões de energia nova, dos 5.278 MW médios oriundos de projetos “botox” existentes, 2.402 MW médios foram contratados ao longo dos cinco leilões realizados entre 2005 e 2007, ou seja, enquanto podiam comercializar sua energia nessa modalidade de leilão, na distribuição do quadro a seguir:

Tabela 48: Evolução da venda de energia “botox” nos leilões de energia

	1.º leilão	2.º leilão	3.º leilão	4.º leilão	5.º leilão
Energia (MWm)	517,0	940,0	230,0	0,0	715,0
Participação	15,8%	54,8%	20,8%	0%	30,9%
Preço-teto (R\$/MWh)	116,0	125,0	125,0	125,0	126,0
Custo marginal (R\$/MWh)	139,00	134,42	135,98	136,00	131,49

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

Analisando-se seu desempenho frente aos resultados do cálculo do valor justo de comercialização da energia elétrica desses projetos, conclui-se que o preço-teto estabelecido nos leilões de energia nova foi fator que postergou e, em alguns casos até mesmo inviabilizou, a construção de alguns desses empreendimentos.

Entretanto, como em leilão selado e oral do tipo holandês vale o teorema de equivalência de receita, ou seja, a receita esperada pelo vendedor é a mesma, tanto em lance de primeiro preço como em lance de segundo preço, levantando-se a hipótese de que a preocupação em minimizar o poder de mercado pelo estabelecimento de preços-teto próximos ao preço de fechamento dos leilões tenha implicado em desestímulo ao investimento.

A crítica ao estabelecimento de valores baixos de preço-teto é feita por Cramton e Stoft (2007, p.7), Grobman e Carey (2001, p.550), e Larsen *et al* (2004) que defendem a importância de se estabelecerem preços-teto suficientemente altos para criar significativo excesso de oferta, sem que isso cause dano ao consumidor, vez que a própria competição entre projetos determinará o preço justo e final do certame, derrubando o preço-teto

⁷² Art. 20 da Lei n.º 11.488, de 15 de junho de 2007.

estabelecido. Por outro lado, o estabelecimento de preço-teto baixo pode causar maiores danos ao consumidor pela inadequada oferta e conseqüente baixa competição.

O citado caso brasileiro da venda, pelo BNDES, de parte da usina hidrelétrica Serra da Mesa, cuja primeira tentativa fracassou pela fixação de preço mínimo de R\$ 168 milhões, por ter sido considerado muito alto pelos potenciais compradores, inibindo suas participações no leilão – mas que, seis meses mais tarde, após redução desse preço para R\$ 100 milhões, despertou o interesse de quatro grupos empresariais, tendo sido declarado vencedor aquele que ofereceu R\$ 181 milhões –, corrobora com o conceito de que elevado preço-teto em leilão holandês e reduzido preço-mínimo em leilão do tipo inglês cria estímulo ao jogador e conseqüentemente promove a competição.

Com o estabelecimento de reduzidos preços-teto, verifica-se a retração da participação do capital privado, que chegou a ser predominante nos leilões de concessão de projetos de geração entre 1997 e 2002, com destaque para o afastamento dos autoprodutores, que não compareceram a esses certames.

Combinando-se esses fatores, levanta-se a hipótese do uso político das empresas estatais, em particular da Petrobras, na condução dos preços dos leilões, assim como ele pode ter existido nos leilões de energia velha.

Os leilões de energia nova, realizados entre 2005 e 2007, também chamam a atenção em função da forte presença de geradores termelétricos, chegando-se ao ápice de 100% de participação no quarto certame. A menor participação recente de usinas hidrelétricas pode ser entendida por três razões: (i) os detentores de projetos “botox”, em grande parte de capital privado, não encontraram viabilidade econômico-financeira para seus projetos, dado aos preços-teto praticados; (ii) o fim do planejamento da expansão, com a extinção do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema – GCPS, pela primeira reforma do setor, gerando um hiato de novos projetos hidrelétricos até sua retomada com a constituição da EPE, já na segunda reforma; (iii) política de licenciamento ambiental, que impõe severas restrições a projetos de fonte hidrelétrica, enquanto que projetos térmicos conseguem licenças ambientais com menor burocracia.

Esta dissertação examinou a demora e as significativas dificuldades enfrentadas pelos detentores de concessões no percurso para a obtenção do licenciamento ambiental de seus projetos, em especial dos “botox”. Tais projetos, como foi visto, foram licitados, em sua

maioria, sem a licença ambiental prévia. Observou-se, também, que depois de mais de cinco anos da última concessão “botox”, ainda havia mais de dois mil megawatts de projetos inaptos ambientalmente para iniciarem suas obras.

Se por um lado, algumas dessas dificuldades enfrentadas refletem o amadurecimento da sociedade pelo respeito às questões sócio-ambientais, por outro lado, demonstram-se excessivas, descaracterizando esse avanço ao barrar fontes renováveis como as hidrelétricas “botox” e privilegiando a geração de energia elétrica por meio de fontes térmicas. Trata-se de uma contradição não só da matriz energética nacional, predominantemente hídrica, como também do potencial hidrelétrico brasileiro, aproveitado em cerca de somente 23%.

Além da análise sob o ponto de vista do produtor independente de energia elétrica, esta dissertação estudou, também, porque os investidores em autoprodução de energia postergaram decisões de investimento em seus projetos hidrelétricos “botox”. A decisão de investimento pelos autoprodutores é ancorada em dois princípios: segurança de suprimento e custo. Com relação ao último, os autoprodutores investem quando o custo evitado da usina for inferior ao preço de aquisição de energia elétrica no mercado, seja no ambiente regulado ou livre. Posto isso, torna-se importante avaliar os resultados dos leilões de energia existente, responsáveis pelo atendimento de aproximadamente metade do mercado cativo.

Comparando-se os resultados do cálculo do custo evitado dos autoprodutores, em caso de construção das usinas hidrelétricas “botox”, e os resultados dos leilões de energia velha, conclui-se que o custo evitado das usinas não estava competitivo em face das novas condições de mercado.

Posto isso, não é surpresa a saída de autoprodutores de usinas “botox”, como foram os casos da venda pela CVRD de sua participação na UHE Foz do Chapecó à Furnas e da venda pela Companhia Brasileira de Alumínio e Votorantim Cimentos de suas participações na UHE Serra do Facão à mesma Furnas, retratando bem o quadro de menor atratividade das usinas “botox” a esse segmento de investidores.

Apenas no ano de 2007, em função de estudos de mercado apontando para elevação do risco de déficit a partir de 2011, alguns autoprodutores começaram a retomar os investimentos em seus projetos “botox”.

Concluindo-se, o balanço final das usinas hidrelétricas “botox”, ao final do período em que

tenham a permissão de participar dos leilões de energia nova, é retratado no gráfico abaixo:

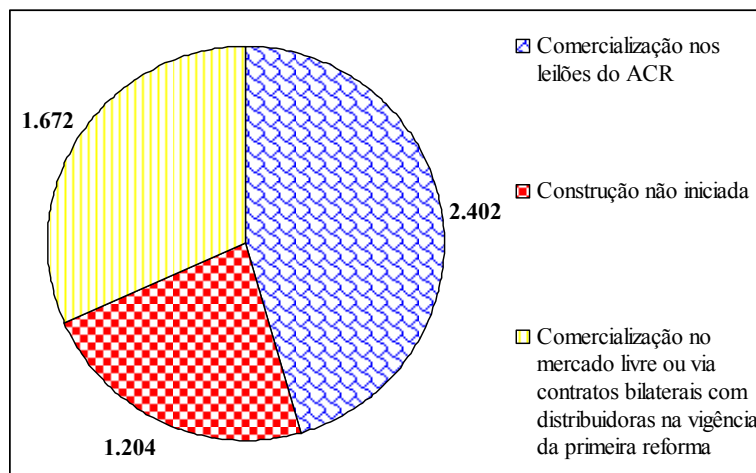


Gráfico 23: Balanço final das usinas hidrelétricas “botox”

Fonte: Elaboração própria com base em dados coletados no portal da CCEE, 2007.

Praticamente metade da energia assegurada referente a projetos “botox” foi comercializada ao longo dos cinco leilões do ambiente regulado, enquanto que mil e duzentos megawatts-médios de projetos “botox” ainda não tiveram iniciada sua construção, por inviabilidade ambiental ou econômica. Por diferença, ou como forma de proteção contra risco de déficit pelos autoprodutores, outros mil e setecentos megawatts-médios de energia de projetos em operação ou construção encontraram sua viabilidade comercial no ambiente de contratação livre.

Quanto aos projetos ainda não viáveis até fins de 2007, a comercialização da energia elétrica poderia ser viabilizada através do mercado livre ou leilões de energia existente no âmbito do mercado regulado. Porém, antes dessa decisão, muitos desses projetos ainda terão que aguardar que órgãos ambientais e o Ministério Público contabilizem de forma clara que o não licenciamento ambiental desses projetos poderá levar à maior degradação do meio ambiente pela contratação de termelétricas para atendimento de um mercado crescente.

Referência bibliográfica

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Legislação Completa. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Fiscalização/ Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Tarifas. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Editais de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 2006.

ALVES, J.F.S. **A utilização do setor elétrico como instrumento de implementação de políticas públicas e os reflexos para a sociedade brasileira (1995-2004)**. Espírito Santo, 2006. 203p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em História Social das Relações Políticas do Centro de Ciências Humanas e Naturais da Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS INVESTIDORES EM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Ágio sobre uso do bem público. Disponível em: <cristiano@abiape.com.br>. Acesso em 2006.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Expectativas de Mercado. Disponível em <<http://www.bc.gov.br>>. Acesso em 2007.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. Linhas de Apoio Financeiro. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em 2007.

_____. Cadernos Temáticos. O setor elétrico. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em março de 2006.

BARROSO, L.A. *et al.* Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the Brazilian power sector reform. Disponível em <<http://www.psr-inc.com>>. Acesso em julho de 2007.

BIERMAN, H. S.; FERNANDEZ, L. Game theory with economic applications. 2nd edition. Addison-Wesley, 1998.

BONOMI, C.A. Project Finance no Brasil: fundamentos e estudo de casos. São Paulo : Atlas, 2002.

BRAGA, B. *et al.* Introdução à engenharia ambiental. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da USP, 1999.

BRASIL. Presidência da República. Ministério de Minas e Energia. Lei n.º 8.631 de 4 de março de 1993. Diário Oficial da União, Brasília, 5 de março de 1993.

_____. Lei n.º 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, 14 de fevereiro de 1995.

_____. Lei n.º 9.074 de 7 de julho de 1995. Diário Oficial da União, Brasília, 8 de julho de 1995.

_____. Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Diário Oficial da União, Brasília, 27 de dezembro de 1996.

_____. Lei n.º 9.433 de 8 de janeiro de 1997. Diário Oficial da União, Brasília, 9 de janeiro de 1997.

_____. Lei n.º 9.478 de 6 de agosto de 1997. Diário Oficial da União, Brasília, XXX, 7 de agosto de 1997.

_____. Lei n.º 9.648 de 27 de maio de 1998. Diário Oficial da União, Brasília, 28 de maio de 1998.

_____. Lei n.º 10.433 de 24 de abril de 2002. Diário Oficial da União, Brasília, 25 de abril de 2002.

_____. Lei n.º 10.438 de 26 de abril de 2002. Diário Oficial da União, Brasília, 29 de abril de 2002.

_____. Lei n.º 10.762 de 11 de novembro de 2003. Diário Oficial da União, Brasília, 12 de novembro de 2003.

_____. Lei n.º 10.848 de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 16 de março de 2004.

_____. Decreto n.º 5.163 de 30 de julho de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 30 de julho de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 77 de 18 de agosto de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 19 de agosto de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 109 de 26 de outubro de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, 29 de outubro de 2004.

_____. Resolução ANEEL n.º 234 de 31 de outubro de 2006. Diário Oficial da União, Brasília, 8 de novembro de 2006.

BREALEY, R.A.; MYERS, S.C. Principles of corporate finance. 6. ed., McGraw-Hill, 2000.

BRITO, E.H.G. de. **Política fiscal e a dinâmica das contas públicas**: os impasses da economia brasileira nos anos 80 e 90. São Paulo, 2003. 87p. Monografia (Graduação em economia) – Faculdade de Economia da Fundação Armando Álvares Penteado, São Paulo, 2003.

CATAPAN, E.A. **A Privatização do Setor Elétrico Brasileiro**: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia, 2005. 210p. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 2005.

CERBASI, G.P. **Metodologias para determinação do valor das empresas**: uma aplicação no setor de geração de energia hidrelétrica. São Paulo, 2003. 113p. Dissertação (Mestrado em Administração) – Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

CERQUEIRA, C.A. Dívida Externa Brasileira: Processo Negocial 1983-1996. Banco Central do Brasil. Brasília, 1997, 295p.

COPELAND, T. *et al.* Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas. 3. ed. São Paulo : Makron Books Ltda, 2002.

CORREIA, T.B. *et al.* Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. Revista Economia, set/dez 2006.

CRAMTON, P.; STOFT, S. Colômbia Firm Energy Market. IEEE, 2007.

D. SACHS, J.; LARRAIN B., F.. Macroeconomia – Edição Revisada e Atualizada. Tradução: Sara R. Gedanke; revisão técnica e atualização: Maria Alejandra Caporale Madi. São Paulo : MAKRON Books, 2000.

DAMODARAN, A. Avaliação de Investimentos: Ferramentas e Técnicas para a Determinação do Valor de Qualquer Ativo. 5ª reimpressão. Rio de Janeiro : Qualitymark Ed., 1997.

_____. Valuation. Disponível em <<http://www.damodaran.com>>. Acesso em 2006.

DUTRA, J.; MENEZES, F. Lessons from the Electricity Auctions in Brazil. The Electricity Journal. December 2005, p. 11- 21.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Leilão de Energia Nova 2005 – Empreendimentos Hidrelétricos – Metodologia de Cálculo do Pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP. EPE-DEE-RE-029/2005-R2, Brasília, 2005.

Energia elétrica no Brasil: breve histórico: 1880-2001. Rio de Janeiro : Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001.

EXCELÊNCIA ENERGÉTICA CONSULTORIA EMPRESARIAL. Legislação. Disponível em <[http:// www.excelenciaenergetica.com.br](http://www.excelenciaenergetica.com.br)>. Acesso em 2006-2007.

FARIA Jr, C.S. **A Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE**: Análise de seu Processo Decisório. Brasília, 1997. 216p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Ciência Política e Relações Internacionais do Departamento de Ciência Política da Universidade de Brasília, Brasília, 1997.

FARIA Jr, C.S. Os regulamentos do modelo - uma visão consolidada, 2004, São Paulo. Disponível em <<http://www.excelenciaenergetica.com.br>>. Acesso em 2006.

FONSECA, P.C.D.; MONTEIRO, S.M.M. Credibilidade e Populismo no Brasil: A Política Econômica dos Governos Vargas e Goulart. RBE. Rio de Janeiro. Abr/jun 2005.

GANIM, A. Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários. Rio de Janeiro : Editora CanalEnergia, 2003.

GITMAN, L.J. Princípios de administração financeira. 7ª Edição. São Paulo : Harbra, 1997.

GOMES, A.C.S. et al. O Setor Elétrico. In: *BNDES 50 anos: Histórias Setoriais*, Publicações BNDES, p 1-21. dezembro, 2002.

GUERREIRO, A. A EPE e o planejamento da expansão do setor elétrico no novo modelo. Rio de Janeiro, 2005. Apresentação realizada no Ciclo de Seminário sobre o Setor Elétrico. Empresa de Pesquisa Energética.

GUJARATI, D.N. Econometria Básica. 3ª Edição. São Paulo : Makron Books Ltda, 2000.

HOLLOWAY, J. Frente ao Abismo: Ascensão e Queda do Keynesianismo, s/d.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Energy Prices & Taxes, 2nd quarter 2007. Disponível em <<http://www.iea.org>>. Acesso em 2007.

KIESER, A., Why organization theory teed historical analysis – and how this should be performed. Organization Science, vol. 5, n.º. 4, 1994, p.608-620.

LAGO, L.A.C. A retomada do Crescimento e as Distorções do ‘Milagre’, in Abreu, M.P. (org.) A Ordem do Progresso, Rio de Janeiro : Editora Campos, 1990.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas**: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. São Paulo, 2006. 219p. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LARA RESENDE, A. Estabilização e Reforma: 1964-1967, in Abreu, M.P. (org.) A Ordem do Progresso, Rio de Janeiro : Editora Campos, 1990.

LARSEN, E.R. *et al.* Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. Energy Policy 32, 2004.

LOCK, R. The New Electricity Model in Brazil: An Institutional Framework in Transition. The Electricity Journal. January/February 2005, p. 52-61.

MARQUETTI, A.A. A Economia Brasileira no Capitalismo Neoliberal: Progresso Técnico, Distribuição de Renda e Mudança Institucional. Rio Grande do Sul, s/d.

MATTICK, P. Economics, Politics and the Age of Inflation. London : Merlin, 1978.

MINARDI, A.M.A.F.; SANVICENTE, A.Z.. São Paulo. Estimação do custo médio de capital de empresas sob processo de regulação econômica no Brasil. São Paulo : IBMEC, [2003].

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília, 2003. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Cartilha: O Novo Modelo do Setor Elétrico. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

_____. Modelo Institucional do Setor Elétrico: Relatório Técnico. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 2006.

MOURA DA SILVA, A. Evolução Recente da Economia Brasileira, Estudos Econômicos, 9(3), set/dez, 1979.

PAIXÃO, L.E. Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. Lis Gráfica, 2000.

PIERONI, F.P. **Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução**. São Paulo, 2005. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

PIRES, J.C.L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, V.6, N.12, p. 137-168, dez.1999.

PIRES, J.C.L.; PICCINI, M.S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. Textos para discussão BNDES n.o. 64. Rio de Janeiro. Julho de 1998.

PRADO, E.F.S. Pós-grande indústria e neoliberalismo. São Paulo. [s/d]

ROSA, L.P.; D'ARAUJO, RP. A Nova Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Apud SAUER, Ildo L et al, 2003.

ROSA, L.P. Equívocos sobre o leilão de energia. Folha de São Paulo, São Paulo, 13 de janeiro de 2005.

SAID De BRITO, J. Autoprodutores e energia botox - quem precisa deles? São Paulo, 2005. Canal Energia. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em outubro de 2005.

SANVICENTE, A. Z. Critérios de Avaliação de Investimentos. São Paulo, s/d. Disponível em <<http://www.ead.fea.usp.br/eadonline/index.htm>>. Acesso em 2007.

SANVICENTE, A.Z.; MINARDI, A. Problemas de Estimação do Custo de Capital no Brasil. Finance Lab Working Paper n. 9. São Paulo, 1999. Disponível em <<http://www.ibmec.br>>. Acesso em 2007.

SAUER, I.L. et al. A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. Campo Grande, MS : Ed. UFMS ; São Paulo : Paz e Terra, 2003.

SIL, A.C. A hora da queda-de-braço: Fornecedores reclamam do aperto por causa dos baixos preços ofertados no leilão de energia nova. Rio de Janeiro, 2006. Revista Brasil Energia. Disponível em <<http://www.brasilenergia.com.br>>. Acesso em maio de 2006.

SOUBBOTINA, T.P.; SHERAM, K.A. Beyond economic growth: meeting the challenges of global development. WBI learning resources series. Washington, 2000.

SOUZA, P.R.C.. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios**: um enfoque institucionalista. Santa Catarina, 2002. 171p. Dissertação (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2003.

SUZIGAN, W, Indústria Brasileira: Origem e Desenvolvimento, São Paulo: Hucitec, Campinas: Editora da Unicamp, 2000.

STALLA, R.J. Fixed-Income Securities & Equity Analysis: Comprehensive Study Guide for the CFA Exam, Level 1, Book 3. Westlake/ Ohio : Argentum Inc., 2000.

TAVARES, M.C. Auge e Declínio do Processo de Substituição de Importações no Brasil, in Tavares, M.C. Da substituição de Importações ao Capitalismo Financeiro, Rio de Janeiro: Zahar Editores, 1972.

TRACTEBEL ENERGIA S/A. Nota Técnica: Usinas Hidrelétricas já Concedidas e o Uso do Bem Público. Fevereiro de 2006. Disponível em <www.tractebel.com.br>. Acesso em 2006.

VIEIRA, J.P. **Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil:** a reestruturação do setor e as revisões tarifárias. São Paulo, 2005. 209p. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

WEBER, M. Conceitos básicos de Sociologia. São Paulo: Ed. Moraes Ltda., 1989, 113p.