

Roberto Pereira d' Araújo

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Uma aventura mercantil

Roberto Pereira d' Araújo

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Uma aventura mercantil

Março de 2009





© Roberto Pereira d' Araújo, 2009
Direitos adquiridos pelo Conselho Federal de Engenharia,
Arquitetura e Agronomia - Confea
www.confea.org.br

Série Pensar o Brasil e Construir o Futuro da Nação

Coordenação Clóvis Nascimento

Edição César Benjamin

Produção Executiva Confea - Superintendência de
Comunicação e Marketing

Arte da capa Dialog Comunicação e Eventos

Editoração e diagramação Igor Barros Cavalcante

Impressão [Coronário Editora Gráfica Ltda](#)

1ª edição, março de 2009

Tiragem: 5.000 exemplares

A663 d'Araújo, Roberto Pereira

O setor elétrico brasileiro – uma aventura
mercantil.-Brasília: Confea, 2009.

300p. (Pensar o Brasil – Construir o Futuro da
Nação)

1. Setor elétrico – Infra-estrutura. I. Título. II.
Série

Sumário

Apresentação	11
Prefácio	15
Introdução	25
I. Geopolítica da energia	31
1.1. Introdução • 1.2. A hidroeletricidade na Matriz Energética Mundial • 1.3. A questão ambiental • 1.4. A Questão das Barragens no Mundo • 1.5. Algumas reflexões • Os aspectos competitivos da hidroeletricidade	
II. O Singular sistema brasileiro	61
3.1. Introdução • 3.2. Conceitos Básicos • 3.3. O sistema hidrotérmico • 3.4. Os efeitos anti-mercantis • 3.5. O Método • 3.6. A separação do todo • Conclusões	
III. Privatização e mercantilização	113
4.1. Introdução • 4.2. O modelo inglês • 4.3. A transposição para o caso brasileiro • 4.4. O previsível racionamento de 2001 • 4.5. Reformando a reforma • 4.6. Tarifas	
IV. Havia outra proposta	189
5.1. Introdução • 5.2. A relação com o novo governo • 5.3. A proposta do Instituto Cidadania • 5.4. Outro modelo foi proposto • Reflexões sobre o futuro • 5.5. O que significa pensar 20 anos no futuro? • 5.6. Conclusão	
Anexo 1 – Marcos históricos do Setor	239
Anexo 2 – Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas	246

Anexo 3 – O caso das térmicas <i>merchants</i>	249
Anexo 4 – Critério de Garantia. Uma discussão conceitual	263
Glossário	277
Relação de figuras	
Figura 1.1. Energia Primária per Capita x PNB per capita	33
Figura 1.2. Consumo mundial de energia (milhões de toneladas óleo) x Produto mundial em bilhões de US\$ de 2000.	33
Figura 1.3. Efeitos diferenciados entre tipos de energéticos quando relacionados ao crescimento econômico medido pelo Produto mundial em bilhões de US\$ de 2000.	34
Figura 1.4. Relação entre a energia produzida e a consumida no período de vida útil das opções energéticas.	46
Figura 1.5. Percentuais por funções das barragens em regiões do mundo	49
Figura 1.6. Localização das grandes barragens.	50
Figura 2.1. Exemplo de interdependência de usinas hidráulicas.	74
Figura 2.2. Exemplo de interdependência de usinas hidráulicas.	75
Figura 2.3. Energias Históricas Naturais da região sudeste.	77
Figura 2.4. Diagrama das principais interconecções do sistema.	78
Figuras 2.5. Energias Naturais médias, máximas e mínimas	80
Figura 2.6. Séries anuais por região.	81
Figura 2.7. Diagrama esquemático do sistema de reservatórios equivalentes por subsistemas.	83
Figura 2.8. Diagrama de decisões típicas da operação	89
Figura 2.9. Funções custo da operação.	91
Figura 2.10. Ilustração do processo de evolução de decisões operativas.	93

Figura 2.11. Distribuição típica do custo marginal de operação (<i>c_{mo}</i>)	95
Figura 2.12. Função custo marginal de expansão x carga.	97
Figura 2.13. Função custo marginal de operação x carga.	97
Figura 2.14. Carga Crítica – Igualdade entre <i>C_{mo}</i> e <i>C_{me}</i> .	100
Figura 2.15. Desequilíbrio estrutural	107
Figura 3.1. Tarifa e Mercantilização em estados americanos.	116
Figura 3.2. Resumo da semana de Janeiro de 2001 no mercado de curto prazo na Califórnia.	117
Figura 3.3. Market Share no mercado europeu.	118
Figura 3.4. Investimento da Eletrobrás como percentual do PIB	130
Figura 3.5. Transição para o mercado livre (governo FHC)	135
Figura 3.6. Evolução da reserva no período de setembro de 2000 a dezembro de 2004	138
Figura 3.7. Evolução do preço médio mensal e do montante comercializado no mercado de curto prazo.	139
Figura 3.8. Custos Marginais de Operação médios 99-03	143
Figura 3.9. Evolução do mercado de energia elétrica pré e pós racionamento.	143
Figura 3.10. Evolução do número de consumidores livres	154
Figura 3.11. Diagrama esquemático de encargos e impostos sobre o setor.	165
Figura 3.12. Tarifa média residencial e Tarifa corrigida pela inflação	178
Figura 3.13. Médias móveis de 5 anos da tarifa residencial em US\$.	184
Figura 4.1. Distribuição de probabilidades das energias afluentes naturais no histórico.	208
Figura 4.2. Modelo de comprador único proposto ao Ministério de Minas e Energia em 2003.	213
Figura 4.3. Plano 2000 e Plano 90 confrontados com o futuro que projetavam.	225

Figura 4.4. Intensidade energética e energia per capita para países escolhidos.	227
Figura 4.5. Taxas médias de crescimento entre 1980 e 1990 para países escolhidos.	230
Figura 4.6. Taxas médias de crescimento entre 1990 e 2003 para países escolhidos.	231
Figura 4.7. Coeficiente de Gini da distribuição de renda brasileira (1981-2005)	231
Figura 4.8. Evolução do consumo de energia por domicílio 1976-2004	234
Figura A3.1. As 3 regiões de preço de venda e a situação da Petrobrás.	254
Figura A3.2. Cenários de preços utilizados no “Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica Projeto: El Paso Merchant”	255
Figura A3.3. Gráfico de dispersão entre energias afluentes mensais consecutivas. Região SE+CO	256
Figura A3.4. Gráfico de dispersão entre energias afluentes auais consecutivas. Região SE+CO	257
Figura A3.5. Energias afluentes no sistema SE+CO ordenadas em ordem crescente	258
Figura A3.6. Riscos de racionamento previstos nos planos decenais de expansão.	258
Figura A3.7. Custos marginais de operação médios previstos nos plano decenal de expansão 1998 em US\$/MWh.	259
Figura A3.8. Preços PMAE realizados a partir de janeiro de 1999 em R\$/MWh.	260
Figura A3.9. Evolução do mercado do Sistema Interligado antes e pós-acionamento.	260
Figura A3.10. Diferença aproximada entre o mercado pós-acionamento e a tendência anterior.	261

Relação de tabelas

Tabela 1.1. Fontes Primárias de Energia no mundo (2003)	36
Tabela 1.2. Fontes produtoras de energia elétrica no mundo (2003)	37
Tabela 1.3. Os 10 países maiores geradores de energia elétrica no mundo	38
Tabela 1.4. Principais Países Produtores de Hidroeletricidade (2001)	38
Tabela 1.5. Principais países e fatores de capacidade de seus sistemas hidroelétricos (1999)	40
Tabela 1.6. Total de Recursos Hídricos por país (2003)	41
Tabela 1.7. Estimativa dos potenciais hidroelétricos no mundo (2000/2001)	42
Tabela 1.8. Número de barragens no mundo, por país (1994)	47
Tabela 1.9. Área média do reservatório por unidade de potência. (1995)	52
Tabela 2.1. Principais países com importante participação de hidroeletricidade.	70
Tabela 2.2. Custos Marginais de Operação médios 2007 -2011	107
Tabela 3.1. Modelos básicos de estruturação do setor elétrico.	114
Tabela 3.2. Empresas Privatizadas	129
Tabela 3.3. Riscos de déficit (%) previstos nos planos decenais.	141
Tabela 3.4. Algumas conseqüências da descontração e do <i>self-dealing</i> .	151
Tabela 3.5. Composição da receita que define a tarifa brasileira	174
Tabela 3.6. Tarifas residenciais e industriais de países da OCDE e as tarifas brasileiras	181
Tabela 3.7. Tarifas médias anuais em US\$/MWh	182
Tabela 4.1. Diferenças marcantes entre sistemas térmicos e sistemas hidráulicos.	196
Tabela 4.2. Diferenças básicas entre modelos.	197
Tabela 4.3. Diferenças básicas entre os modelos	216

Tabela 4.4. Potencial Estimado por Região (MW)	220
Tabela 4.5. Potencial Estudado por Região (MW)	220
Tabela 4.6. Potencial em Operação e Construção por Região (MW)	221
Tabela 4.7. Potencial Total por Região (MW)	221
Tabela 4.8. Distribuição por faixa de potência (PB)	222
Tabela 4.9. Distribuição por faixa de potência (V)	222
Tabela 4.10. Distribuição por faixa de potência (I)	223
Tabela 4.11. Distribuição por Bacia dos projetos em fase Inventário, Viabilidade e Projeto Básico	223
Tabela 4.12. Distribuição de Gini para países escolhidos (2004)	233
Tabela A3.1. Projeção preliminar do suprimento até 2009 – ONS – PMO 2005 - MW médios	262

Apresentação

Este quarto livro da série Pensar o Brasil aborda o nosso Setor Elétrico: a sua construção, em retrospectiva histórica, a sua singularidade e as nuances relativas a importação e exportação das diversas modalidades de energia pelas regiões do país, sob a mediação de um ente denominado Operador Nacional do Sistema (ONS).

Discute as implicações ambientais da implantação e operação dos diversos modos de produzir energia elétrica e o projeto sobre o novo modelo de gestão a ser implantado no Brasil.

Avalia a situação energética no mundo e a necessidade de ampliar a oferta de energia para fazer frente ao processo de desenvolvimento e ao crescimento vegetativo de cada país.

Trata da necessidade de novos e maciços investimentos para construção e/ou ampliação de fontes de geração de energia, da busca por fontes alternativas, das políticas de conservação de energia e da eficiência energética, levando-se em conta o uso racional da energia.

Critica a privatização e a mercantilização do setor, ressaltando o papel do Estado na garantia de oferta segura e na diminuição das graves desigualdades sociais que conhecemos.

Revê o grande apagão de 2001, suas causas e conseqüências, e a efetiva contribuição da população para debelar a crise, em contraste com a letargia e a falta de iniciativa do governo.

Descreve a matriz energética mundial e o contexto brasileiro, as grandes barragens e o debate sobre impactos e benefícios, tendo presente as abordagens que integram o mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) estabelecido no Protocolo de Quioto.

Destaca a singularidade da interligação do sistema elétrico nacional e as dimensões continentais do país, abordando de forma ampla os custos de operação, o custo marginal e o custo futuro. Debate a definição do valor das tarifas, comparando-as com outros países.

Defende a retomada do planejamento de longo prazo, considerando os cenários possíveis, os estudos comparativos e as principais diferenças entre as várias propostas apresentadas para o modelo de gestão do sistema elétrico nacional.

Aborda com profundidade essas relevantes questões, tendo em vista o país que teremos e que queremos nos anos 2020 e 2030.

Junto com os demais livros da série, este também contribuirá para qualificar o debate que será travado no interior dos Núcleos Estaduais do Projeto Pensar o Brasil. Todo esse acervo está à disposição daqueles que querem participar da construção de um novo modelo de desenvolvimento para o Brasil, com sustentabilidade e justiça social.

Boa leitura e bom debate!

Clovis Nascimento
Coordenador do Projeto Pensar o Brasil

Marcos Túlio de Melo
Presidente do Confea

Esse livro é dedicado à memória de Leslie Afrânio Terry, saudoso diretor do CEPEL e um profundo conhecedor das equações do sistema brasileiro. Devo a ele meu retorno ao setor. A convivência com o mestre foi um inestimável aprendizado.

Prefácio

O livro de Roberto D'Araujo mostra de forma clara os problemas do setor elétrico brasileiro, em uma abordagem técnica rigorosa, tratando de uma maneira pedagógica as peculiaridades da geração hidrelétrica e do sistema elétrico interligado, mas com uma preocupação social. Esta preocupação se revela desde o início, quando D'Araujo evidencia que a distribuição de renda no Brasil, de fato, melhorou nos últimos anos, entre os assalariados e trabalhadores informais, mas tinha piorado tanto que agora o coeficiente de Gini voltou ao nível de cerca de vinte anos atrás.

Um ponto discutido no livro é a relação entre energia e desenvolvimento, mostrando que há uma correlação entre consumo de energia e PIB até certo ponto, mas em alguns países ricos o consumo sobe desproporcionalmente em relação ao aumento do PIB. Questiona então o estilo de desenvolvimento. Enfrenta a questão da hidroeletricidade, alvo de grande oposição no país, mostrando que o Brasil possui apenas 1% das barragens existentes no mundo, enquanto a China tem 46% delas e os EUA 14%. História a evolução do sistema hidrelétrico brasileiro, a criação dos grupos de coordenação (GCOI e do GCPS) para dar racionalidade à operação e à expansão do setor. O livro se torna a certa altura um texto técnico e pedagógico sobre a geração elétrica, desde a engenharia das usinas até a economia da energia, pouco entendida mesmo entre economistas. Mostra os equívocos da privatização do setor elétrico. Cabe aqui um complemento.

A receita neoliberal aplicada nos anos 90 no Brasil foi a desestatização. No caso do setor elétrico, o remédio matou o doente. Isso é empiricamente incontestável, pois sofremos o racionamento de energia em 2001. O Ilumina, fundado por iniciativa de um punhado de

engenheiros e técnicos de Furnas e de outras empresas¹, tornou-se um baluarte da resistência à privatização do setor elétrico. Anteriormente, ainda no governo Collor, várias reuniões de trabalho foram organizadas no Fórum de Ciência e Cultura da UFRJ, onde criamos um grupo para acompanhamento da política energética². Após o impeachment de Collor, foi redigido um documento que encaminhei, como coordenador do Fórum, ao presidente Itamar Franco³. Este recebeu uma representação do Fórum para fazer uma exposição no seu gabinete no Palácio do Planalto, chamando o ministro de Minas e Energia e os presidentes da Petrobrás, da Eletrobrás e de Furnas. Itamar sustou as privatizações no setor energético, retomadas no governo Fernando Henrique.

Devo aqui interromper o comentário do livro para falar do seu autor e sobre o movimento do qual ele foi peça fundamental⁴.

D'Araujo – ex-engenheiro de Furnas e respeitado especialista no planejamento do setor elétrico – foi o criador do site do Ilumina na internet, que teve grande repercussão na época do racionamento de 2001. Alguns meses antes deste, devido a um relatório sobre a ameaça de falta de energia elétrica elaborado pelo Instituto Virtual Internacional de

1 Entre os quais destaco além do Roberto D'Araújo, André Spitz, Agenor de Oliveira, Olavo Cabral, Luiz Guimarães, Renato Queiroz, Fábio Resende, Ronaldo Nery, Carlos Augusto Hoffman, José Drumond Saraiva, Sebastião Soares e Joaquim de Carvalho, no Rio, Ildo Sauer e Rogério da Silva, em São Paulo

2 Participaram destas discussões membros da comunidade acadêmica, em especial do Programa de Pós-graduação de Planejamento Energético da Coppe/Ufrj e do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Usp; técnicos e dirigentes das empresas elétricas federais e estaduais, associações de empresas, como a Abce, a Acesa, a Copersucar e a Sopral, entidades sindicais, como o Coletivo Nacional dos Eletricitários, ligado à Central Única dos Trabalhadores e a Associação dos Engenheiros da Petrobrás, entidades representativas da área científica e tecnológica, como a Sbpcc e o Clube de Engenharia (ver livro “Participação Privada na Expansão do Setor Elétrico ou Venda de Empresas Públicas?”, COPPE, UFRJ)

3 Em 15/12/ 93 (ver o livro “Dossiê das Privatizações: Um País em Leilão”, COPPE, UFRJ)

4 Com base no manuscrito de um futuro livro que escrevo: “De Vargas a Lula: Memórias de Vitórias e Derrotas na Resistência à Ditadura e ao Neoliberalismo”

Mudanças Globais da COPPE/ UFRJ, que se articulava com o Ilumina, o presidente Fernando Henrique Cardoso mandara o David Zilberstejn me chamar para uma conversa. No fim de 2000, D'Araujo foi comigo, como diretor da COPPE/ UFRJ, a uma reunião com o secretário de Energia do Ministério, Xisto Vieira Filho, para discutir o problema do setor elétrico. Chegamos a sugerir um grupo de trabalho, que se reuniu uma só vez, pois o ministro Tourinho saiu do governo e, com ele, o Xisto. O capítulo seguinte foi uma audiência com o novo ministro José Jorge, logo após sua posse. Esgotamos nosso esforço de advertir o governo para a crise que se avizinhava. Ela ocorreu e viramos profetas do apocalipse, convidados pelo Brasil afora e para um seminário em Washington, pois houve racionamento de energia elétrica na Califórnia também.

No auge da crise, Mario Santos, presidente do Operador Nacional do Sistema me telefonou transmitindo o convite para um encontro com o ministro Pedro Parente, encarregado do racionamento de energia elétrica. Fui acompanhado do D' Araujo e do Maurício Tolmasquim, meu colega da COPPE, então coordenador do Programa de Pós-graduação de Planejamento Energético. A conversa foi franca e, apesar das divergências, procuramos colaborar com sugestões. Desta conversa resultou uma reunião maior em Brasília. Estavam presentes o presidente da Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman, e membros da PSR, empresa que fazia consultoria para o governo na questão elétrica. Kelman fora autor de um relatório oficial sobre as causas do racionamento, com o qual concordamos em boa parte. Nossa posição era de que a principal causa era a falta de investimento na expansão da geração. D'Araújo abriu uma discussão teórica com o Mário Veiga da PSR sobre a modelo do setor elétrico, que se prolongou em outras ocasiões sempre em alto nível, em particular sobre a inserção de termelétricas no sistema hidrelétrico.

Roberto D'Araujo - ao lado de Dilma Rouseff, Mauricio Tolmasquim, Ildo Sauer, Sebastião Soares, Joaquim de Carvalho, Agenor de Oliveira, Carlos Kirchner, Roberto Schaeffer e Ivo Pugnali - foi

membro atuante do grupo de trabalho sobre energia criado no Instituto de Cidadania, sob a motivação do racionamento de 2001. Fui chamado para constituir e coordenar o grupo pelo candidato Lula, que esteve presente na maioria das reuniões, juntamente com o Guido Mantega. O José Drumond Saraiva e o André Spitz, embora não participassem formalmente do grupo de trabalho, contribuíram muito para as discussões no grupo. Curiosamente, apresentei a futura ministra Dilma ao futuro presidente Lula na primeira reunião. Dos participantes saíram nada menos que dois ministros - Dilma, de Minas e Energia e depois da Casa Civil, e Mantega, do Planejamento e depois da Fazenda - e dez outros integrantes de diferentes escalões de governo. No fim do primeiro ano do segundo mandato, três continuavam em importantes cargos no governo Lula: Dilma, Mantega e Tolmasquim.

Já eleito o presidente Lula, fomos convocados para uma reunião em Brasília⁵ para discutir a conversão em lei de uma medida provisória relativa ao setor elétrico. Comparecemos D'Araujo, eu e muitos outros. Havia um entendimento com o governo Fernando Henrique, que se encerrava, para aceitar mudanças na medida provisória, desde que fossem propostas pelo novo governo eleito. Houve, portanto, a oportunidade de se mudar o dispositivo que mandava cancelar os contratos das geradoras com as distribuidoras a partir do ano seguinte, 2003. Esta mudança era uma proposta do documento do Instituto de Cidadania para o programa de governo. D'Araujo advertiu na reunião que, se os contratos das geradoras com as distribuidoras fossem cancelados, as empresas da Eletrobrás ficariam em dificuldades. Após uma tarde inteira de discussão, o deputado Zica foi ao gabinete do futuro ministro Antonio Palocci, para decidir como encaminhar as sugestões do grupo, pois havia um prazo curto. Entretanto, a medida provisória do governo Fernando Henrique não foi modificada e se converteu

5

Coordenavam a reunião os deputados Zica, Ferro e Mauro Passos do PT

em lei, incluindo a descontração prejudicial às empresas elétricas públicas.

D'Araujo foi comigo para a Eletrobrás, como consultor da Presidência da empresa, dada sua reconhecida competência técnica, sua notória honestidade e sua fidelidade aos princípios do documento do Instituto de Cidadania, que ele ajudara a elaborar para o programa de governo do Lula. Encontramos a Eletrobrás e as empresas do Grupo com sérios problemas devidos ao processo de privatizações. Foi estabelecido perfeito entendimento com os presidentes das empresas do Grupo, devido à maneira como colocamos para funcionar o Consise, o conselho dos presidentes. Ele servia para amortecer disputas internas e resolvê-las pelo consenso, além de traçar estratégias do Grupo Eletrobrás e definir ações de cada empresa em benefício de todas e do País.

O objetivo era combinar competência técnica na gestão pública com fidelidade aos princípios de um governo de composição da esquerda com o centro. Foi mostrado que é possível uma gestão empresarial eficiente do Grupo Eletrobrás. Os resultados foram: vitórias nos leilões de linhas de transmissão e retomada da obra da hidrelétrica Peixe-Angical; recursos para finalização da duplicação de Tucuruí e ampliação de Itaipu; troca dos geradores de vapor de Angra I; rigor na gestão financeira⁶ atacando o problema das distribuidoras inadimplentes e da falência da Eletronet em contencioso com a AES; equacionamento da geração em Manaus em contencioso com a El Paso; lançamento do projeto do Madeira por Furnas e retomada dos estudos sobre Belo Monte pela Eletronorte com redução da área do reservatório; estímulo às fontes alternativas e contratação de 3,3 GW de usinas eólicas, PCH's e de biomassa (Proinfa); participação ativa das empresas do Grupo no Programa Luz para Todos do governo; elevação do

6 O diretor financeiro era o Alexandre Magalhães, colega da UFRJ, e as ações da Eletrobrás subiram

meio ambiente para o nível de departamento e atenção ao problema dos gases do efeito estufa. Muitas dessas coisas dão fruto agora. Mas, tivemos problemas no que concerne ao novo modelo.

Criamos o Grupo de Estudos para a Nova Estrutura do Setor Elétrico (Genese), para trabalhar junto ao Consise e contribuir para o novo modelo em elaboração pelo Ministério de Minas e Energia. O Gênese era coordenado pelo D'Araújo. Do Genese participavam o Leslie Terry, diretor do Cepel, e representantes técnicos do CEPEL e das empresas do Grupo.

O Ministério criou imediatamente depois seu grupo de trabalho, convidando para ele vários membros do Genese, que assim tinham de, freqüentemente, passar um ou dois dias da semana em Brasília. Achei ótimo o *overlapping* dos dois grupos, para integrar a ação da Eletrobrás com o Ministério.

O relatório do Genese foi dividido em duas partes. Uma parte conceitual, sobre o novo modelo para o setor elétrico, foi relatada pelo D'Araújo. Outra parte, sobre as questões que chamamos emergenciais, era coordenada pelo Valter Cardeal, diretor de engenharia. O curioso é que os pontos que criaram polêmica inicialmente não eram da primeira parte, sobre o novo modelo, que mais tarde aflorou como fonte de discussões no grupo de trabalho do Ministério. Naquele momento o crucial eram as questões emergenciais, como as distribuidoras elétricas incluídas na Eletrobrás.

D'Araujo e Leslie, que representavam a Eletrobrás no grupo de trabalho do Ministério, defendiam o princípio de que a energia elétrica é em primeiro lugar um serviço público, embora tenha uma componente de mercado inevitável. O D'Araújo cooperou muito com o Ministério ao mostrar as diferenças de pontos de vista, tendo inclusive se encarregado de escrever grande parte do esboço do relatório preliminar do grupo de trabalho.

O Leslie, muito ligado ao D'Araujo, foi um herói do Cepel, um engenheiro da maior competência, reconhecido, nunca saiu do setor elétrico

público, mesmo quando se promoveu o esvaziamento da Eletrobrás e do Cepel com os planos de demissão voluntária. Muito querido de todos, mesmo doente do coração, fazia uma reestruturação do Cepel, como seu diretor, mas infelizmente faleceu em plena atividade, o que nos entristeceu a todos. Ele nos deixou na mão, quando mais precisávamos da sua sabedoria.

No grupo de trabalho do Instituto de Cidadania já tínhamos discutido a formação de um pool, em que todas as geradoras venderiam energia para todas as distribuidoras, de modo a compensar a energia mais cara com a mais barata, permitindo uma tarifa baseada no custo médio. A maneira canônica, mais simples, de fazer isso seria o *single buyer*: uma empresa ou uma organização ser a compradora da energia de todas as geradoras e vendê-la para todas as distribuidoras. A outra maneira, mais complicada, era estabelecer que cada geradora teria de vender energia para todas as distribuidoras e, vice versa, cada distribuidora compraria de todas as geradoras. Esta foi a solução adotada.

A segunda maneira era mais compatível com o chamado mercado, evitando uma empresa estatal como *single buyer*, que poderia ser a Eletrobrás, desde que se fizessem algumas mudanças. Ou poderia ser o Operador Nacional do Sistema, como aventamos em seminário na USP, no lançamento de um livro que o Ildo Sauer coordenou⁷ e do qual Leslie, D'Araújo e eu fomos co-autores. Mas o *single buyer* era apenas uma parte da questão. Havia necessidade de remover os empecilhos à atuação das empresas do Grupo Eletrobrás, em particular a barreira para investir imposta pelo superávit primário e a proibição de serem majoritárias em parecerias com empresas privadas nos leilões que se seriam feitos no novo modelo.

O fim da história foi o afastamento do Leslie, pouco antes de falecer, e do D'Araújo do grupo de trabalho do Ministério. Influíram na

7 A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro, Paz e Terra, 2003

forma final do modelo pessoas que não eram maus profissionais absolutamente, mas tinham posição oposta às do documento do Instituto de Cidadania. O afastamento de engenheiros com a competência técnica do Leslie e do D'Araújo foi uma perda.

Voltando ao texto do livro de D'Araujo, nele é mostrada a situação atual. Houve um aumento de 115% das tarifas do setor residencial entre 1990 e 2005, em termos reais, com a inflação descontada. As tarifas do setor residencial e do industrial são maiores no Brasil que em vários países desenvolvidos, mesmo descontando os impostos. Houve redução do papel das empresas públicas, apesar da interrupção das privatizações e os encargos setoriais que oneram as tarifas tendem a aumentar. Há perda de otimização do sistema, que está operando com um custo bem superior ao custo marginal de expansão. Portanto, o sistema está sobrecarregado, só não havendo problemas de suprimento porque as chuvas têm sido favoráveis. Houve duas ameaças de crise, nas quais também se revelou um problema com o gás natural para geração elétrica, que felizmente foi superado.

O índice de custo benefício definido nos leilões para novas usinas acaba favorecendo a construção de termelétricas a combustíveis fósseis, cuja energia é muito cara. O problema decorre da incerteza do tempo de operação que terá a termoeletrica ao longo dos anos, já que ela complementar a geração hidrelétrica. Ao final D'Araujo faz algumas considerações sobre o futuro, colocando em questão o padrão eletro-intensivo da economia e a necessidade de mudanças tecnológicas, da conservação da energia e do aumento da eficiência.

Nas palavras do autor no seu prefácio, o livro “não é escrito para defender as empresas estatais e pregar a demonização do setor privado (...) não é (...) sobre soberania nacional (...) não é de esquerda nem de direita (...) é sobre a falta de informação”. Continua: “é preciso não confundir a presença do Estado (...) com socialismo (...) Muitos países mantêm organizações monopolistas quando elas favorecem a sociedade sem

passar pelo dilema existencial tão comum no Brasil”, principalmente entre “formadores de opinião”. Critica os que renegam “a evidência de que o Brasil é realmente diferente (...) como todos os povos o são”.

Luiz Pinguelli Rosa

Diretor da COPPE - UFRJ

Professor do Programa de Pós-graduação de Planejamento Energético

Introdução

Trazendo de países distantes nossas formas de convívio, nossas instituições, nossas idéias, e timbrando em manter tudo isso em ambiente muitas vezes desfavorável e hostil, somos ainda hoje uns desterrados em nossa terra.

Podemos construir obras excelentes, enriquecer nossa humanidade de aspectos novos e imprevistos, elevar à perfeição o tipo de civilização que representamos: o certo é que todo o fruto de nosso trabalho ou de nossa preguiça parece participar de um sistema de evolução próprio de outro clima e de outra paisagem.
(Sérgio Buarque de Holanda, *Raízes do Brasil*, 1936)

Este é um livro sobre oportunidades perdidas e caminhos tortuosos. Expõe apenas um dos muitos aspectos onde o velho estigma de “gigante adormecido” fica, mais uma vez, evidente. É uma aventura às avessas. Uma história do anti-herói, um “personagem” que tinha tudo para representar uma vantagem, mas por “adormecer” sobre suas próprias qualidades, mete os pés pelas mãos e, espelhando-se em experiências alheias, desventura-se em caminhos incompreensíveis e resultados decepcionantes. O fato de o livro versar sobre o setor elétrico é porque,

no caso, é ele o personagem. Mas, a “tragédia” é a mesma de outros setores. Séculos de políticas equivocadas.

Medido pelo coeficiente de Gini para a distribuição de renda, a desigualdade no Brasil aumentou de 0,57 em 1981 para 0,62 em 1989. Depois dessa piora, a disparidade de renda figurava como a segunda mais alta do mundo, atrás somente de Sierra Leoa. Em 2005 esse coeficiente se reduziu para 0,56, basicamente o mesmo de 1981. Apesar dessa melhora, o índice de 2005 ainda colocava o país entre os 10 mais desiguais, ainda atrás da Bolívia, Guatemala, Haiti, Lesotho, Namíbia, África do Sul e Zimbábwe. Independente de atualizações, o que é grave é que esse vergonhoso índice ocorre na décima economia do planeta. Somos “um ponto fora da curva”.

Por mais clichê que possa parecer, a pergunta sobre como um país naturalmente tão rico pode ostentar tal nível de desigualdade, ainda é a secular questão brasileira. Evidentemente, muitas razões contribuem para a manutenção dessa incômoda posição. Mas, é no mínimo estranho que a natureza exuberante, tão pródiga em produzir tanta riqueza, não tenha contribuído para a diminuição dessa disparidade.

Mas que tipo de exploração das nossas vantagens naturais é tão franco em produzir rendas? Ora, somos o país dos rios e, já que a produção de energia nas usinas hidroelétricas só depende de água e gravidade, nada mais “exuberante” do que nossa eletricidade. A indústria de produção de energia elétrica é filha direta dos rios brasileiros com nossa geografia de planaltos. Com certeza, no cenário mundial, deveríamos ter a enorme vantagem de energia barata e renovável. Essa riqueza exige que se pergunte como ela é apropriada, porque, hoje, temos a energia hidroelétrica mais cara do planeta. Por isso, se quisermos assistir os descaminhos profetizados por Sergio Buarque de Holanda através de um exemplo concreto, medido em energia, nada melhor do que o nosso setor elétrico.

A globalização da economia é um fato e não pretendo contestar aqui o que parece inevitável. Mas, muito além da inserção dos setores

econômicos numa realidade mundial, o país parece passar por um comportamento de globalização das mentes. Como se fosse um neo-colonialismo, fundamentado em experiências alheias, assume-se existir uma única verdade, um só caminho, uma única conduta para tratar de realidades distintas.

Para que sirva para alguma reflexão útil, é preciso se desvencilhar de certos preconceitos que associam idéias que, bem entendidas, são bastante diferentes. Reconhecer processos industriais como “monopólios” não significa necessariamente um malefício para a sociedade.

Uma vez reconhecida essa característica, é preciso saber como direcionar as vantagens em benefício de todos. Isso não significa que, necessariamente, se esteja defendendo a estatização de qualquer coisa. Por último e mais urgente, é preciso não confundir a presença do estado em setores da economia com socialismo. Infelizmente, rotulagens toscas dessa ordem são comuns no Brasil.

Muitos países capitalistas mantêm organizações monopolistas quando elas favorecem a sociedade sem passar pelo dilema existencial tão comum no Brasil. A grande maioria dos nossos formadores de opinião são ligeiros em apontar defeitos em empresas estatais quando, na realidade, as mazelas são do próprio governo que manipula essas organizações em desacordo com seus estatutos. Ao invés de condenar empresas públicas, deveríamos perguntar por que motivos o estado brasileiro não pode tê-las eficientes.

Portanto, o que aconteceu ao setor elétrico no Brasil é um sintoma de que ainda estamos com algumas semelhanças com o personagem Macunaíma. Agora, estamos estigmatizados não apenas pela caricatural “preguiça” do personagem de Mario de Andrade. Hoje, mais do que nunca, estamos absorvidos pela idéia de que somos incapazes de criar a nossa própria identidade renegando a evidência de que o Brasil é realmente diferente. Aliás, como todos os países e povos o são.

É importante ressaltar que o racionamento de 2001, evento recorde no mundo e um prejuízo para milhões de brasileiros, abriu uma enorme oportunidade para que mudanças que resgatassem o caráter público do setor. Alguma coisa foi feita, mas ainda de modo tímido e incompleto. O que é imprescindível deixar registrado é que, assim como em outros setores, outras opções seriam possíveis.

O livro é também um resgate da competência técnica dos engenheiros, geólogos, economistas, administradores e trabalhadores das empresas públicas. A gestação de um inconsciente coletivo que rejeita o próprio estado e suas instituições acabou por cometer uma grave injustiça para com esse corpo técnico das empresas públicas. A política governamental de privatização do setor elétrico brasileiro tem várias promessas não cumpridas em seu passivo. Mas, além destas, de modo implícito, havia a promessa de livrar a sociedade brasileira da incompetência dos “empregados” das estatais, sempre vistos como um peso para o contribuinte, convenientemente “confundidos” como funcionários públicos, outra categoria vítima de preconceito e desinformação. O que se verá no livro é que, com todas as mudanças conceituais e institucionais exigidas pela adoção de modelos mercantis exógenos, a metodologia, base de tudo, é a mesma criada no período estatal. Afinal, não se conseguiu alterar a natureza.

Finalmente, é possível que as propostas alternativas feitas formassem um cenário politicamente inviável. É uma análise legítima, apesar de ser baseada em avaliações subjetivas sobre possíveis reações do “mercado”, essa “ameaçadora” entidade virtual sempre presente na vida pública brasileira. O que me parece incompreensível é que essas propostas alternativas sejam completamente descartadas e tratadas como se fossem terríveis adversárias. Afinal, não fosse o choque do racionamento, nem as alterações hoje implantadas, apesar de suas obviedades, seriam “politicamente” viáveis.

Infelizmente, a glorificação de receitas exógenas que, apesar de atenuadas, ainda permanecem, é uma carência psicossocial da nossa elite que imagina ser mandatário acatar outras experiências como uma demonstração de que somos “modernos, inseridos no mundo desenvolvido, aceitáveis, confiáveis. O irônico é que quanto mais nos esforçamos, mais nos afastamos de nosso presumido destino glorioso.

Agradecimentos à Luiz Pinguelli Rosa,
José Drummond Saraiva, Joaquim de Carvalho,
Carlos Augusto Kirchner e Carlos Henrique
Berendonk pelas sugestões. Tristão de Araripe
Neto, Renata Leite Falcão, Fábio Rezende e Paulo
Roberto de Holanda Salles por dados fornecidos.

I

Geopolítica da Energia

1.1. Introdução

O setor elétrico brasileiro se insere numa conjuntura energética global complexa onde, muito provavelmente, assistiremos a períodos de grandes incertezas nunca antes observados. O momento atual é particularmente instigante, pois apresenta dois desafios de grande ineditismo e extrema gravidade:

- Dúvidas quanto ao horizonte de duração das reservas mundiais de petróleo.
- Alterações ambientais em escala planetária.

Sob essas perspectivas, as chamadas energias renováveis passaram a merecer a atenção internacional. O cenário do planeta está sob tal ponto de inflexão, que, mesmo a energia nuclear, tão rejeitada na última década, hoje passa a ser considerada uma alternativa ambientalmente viável apenas por não contribuir para o efeito estufa.

Políticas de conservação e aumento da eficiência dos equipamentos usuários de energia, até agora lembradas apenas marginalmente, certamente deverão fazer parte de alternativas de políticas públicas no futuro. Do mesmo modo, mais do que nunca, a competição entre fontes energéticas, deve ser analisada sob esses paradigmas, o da eficiência energética e da preservação dos recursos naturais.

Obviamente, todas as formas de produção de energia afetam de algum modo, em diferentes graus o meio ambiente, pois, todas advêm da transformação dos recursos naturais. As energias renováveis, mesmo aquelas consideradas ambientalmente limpas, podem também causar problemas¹.

Parece claro que a questão não se resolve pela escolha da forma de menor impacto, mas sim pelo balanço entre os efeitos positivos e negativos de cada caso. Entretanto, nesse processo de análise, torna-se cada vez mais relevante o aspecto do desenvolvimento regional associado ao aproveitamento energético, já que a utilização de determinadas fontes afeta um determinado espaço, mas seu benefício é auferido por outras regiões, geralmente distantes da origem dessa energia.

Por outro lado, em termos globais, muito embora a relação entre a energia e o crescimento econômico apresente grandes variantes, parece ser indiscutível que qualquer país em desenvolvimento necessitará de quantidades crescentes de energia assumida qualquer hipótese para o estilo de crescimento. O gráfico da figura 1.1.² mostra uma incontestante

1 Por exemplo, a energia eólica, freqüentemente classificada como limpa, também causa problemas de ocupação extensiva de terras, ruído e pode ser uma ameaça à vida de aves silvestres. A energia solar, apesar de não poluir na fase de operação, utiliza células fotovoltaicas cuja fabricação envolve a produção de perigosos materiais tais como o arsênico, cádmio ou silício inerte. A queima de biomassa, apesar da absorção do CO₂ emitido pelo replantio, polui a atmosfera com particulados. À biomassa também estaria associada à necessidade de extensas áreas voltadas para o cultivo de energéticos podendo deslocar o plantio de outras culturas voltadas ao consumo humano.

2 Fonte: Política energética no Brasil *José Goldemberg e José Roberto Moreira* - <http://www.scielo.br/pdf/ea/v19n55/14.pdf>

tendência crescente entre o Produto Nacional Bruto per capita e o consumo de energia primária.

Figura 1.1. Energia Primária per Capita x PNB per capita

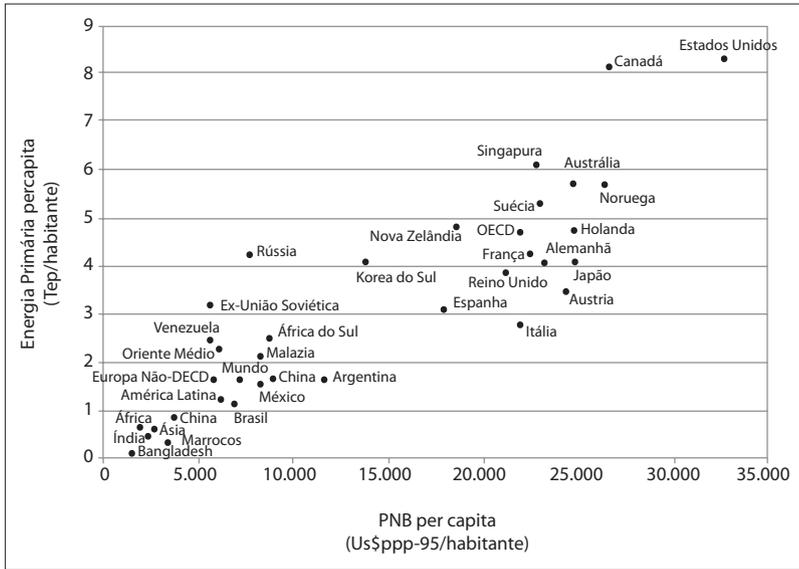
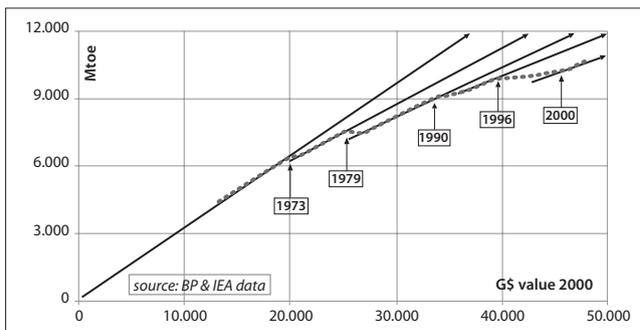


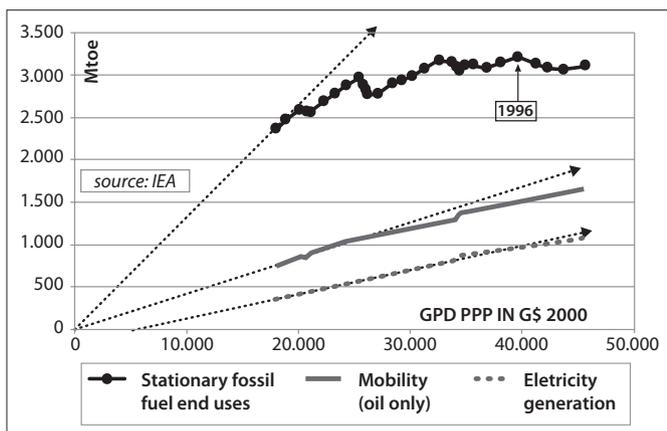
Figura 1.2. Consumo mundial de energia (milhões de toneladas óleo) x Produto mundial em bilhões de US\$ de 2000.



Pode-se perceber que alguns países com aproximadamente o mesmo PNB per capita ostentam consumos de Energia per capita bastante distintos. Esses dados mostram a conveniência e a significância da questão do estilo de desenvolvimento na determinação das necessidades energéticas, mas não autoriza nenhuma contestação sobre a necessidade de energia como condição necessária às transformações econômicas. Não há dúvidas de que o Brasil precisa de mais energia. A quantidade dependerá das políticas de desenvolvimento a serem adotadas.

A economia global está aumentando sua “eficiência” energética, como mostra o gráfico da figura 1.2.³ A diminuição da inclinação da curva mostra que, crescentemente, a economia precisa cada vez menos energia (eixo vertical) por US\$ produzido (eixo horizontal). Entretanto, quando se observa essa mesma relação desagregada por tipo de uso da energia, percebem-se realidades muito distintas.

Figura 1.3. Efeitos diferenciados entre tipos de energéticos quando relacionados ao crescimento econômico medido pelo Produto mundial em bilhões de US\$ de 2000.



O gráfico da figura 1.3. mostra essas relações separadamente para o uso de combustíveis em processos estacionários (indústria), energia associada à mobilidade (transportes) e a geração de eletricidade. O que se pode deduzir é que esse aumento de “eficiência” tem ocorrido numa proporção muito menor na eletricidade, mostrando que essa forma de energia é muito mais “inelástica” com o crescimento econômico. Pode-se dizer que a eletricidade tem-se mostrado muito mais “essencial” ao desenvolvimento do que as outras formas. Resumidamente, pode-se inferir que as mudanças tecnológicas, eliminação de desperdícios e aumento de eficiência têm sido e serão muito mais necessárias nas formas dependentes de combustíveis do que nas formas dependentes da eletricidade.

1.2. A hidroeletricidade na Matriz Energética Mundial

Com essas questões em mente, no sentido de contribuir para uma compreensão geopolítica do problema, apresentamos a seguir alguns dados internacionais que podem delinear um panorama geral, onde está incluída a hidroeletricidade e o papel do Brasil nesse cenário.

No ano de 2004, consideradas todas as formas primárias de produção de energia, o mundo consumiu o equivalente a 10,2 bilhões de toneladas de petróleo ou cerca de 5×10^{15} BTU ou ainda 140.000 TWh (Energy Information Administration – US Department of Energy – 2005).

As fontes energéticas renováveis, sob diversas formas, se originam da energia solar incidente no planeta. Muito embora haja imprecisões nas conversões de unidades em comparações de fontes energéticas, o atual consumo energético global anual é aproximadamente equivalente a 1% da energia solar bruta incidente na terra. Entretanto, considerando-se as formas atuais de aproveitamento dessa energia natural, a parcela de energia solar útil pode chegar a 10% desse total bruto. Portanto,

o planeta já está consumindo uma energia que é equivalente a aproximadamente 10% daquela “naturalmente” disponível. Mesmo com essa aparente “folga”, quando se observa a estrutura das fontes primárias de energia que consumimos, o cenário é preocupante, pois, mais de 90% dessa energia provém do grupo de fontes não renováveis. Há, portanto, um enorme desafio a transpor, tanto do ponto de vista tecnológico como do ponto de vista de mudanças de paradigmas na produção e consumo.

A atual estrutura segundo as fontes primárias é a mostrada na tabela a seguir⁴.

Tabela 1.1.⁵ Fontes Primárias de Energia no mundo (2003)

Fonte	Participação (%)
Óleo cru e Gás manufacturado	38
Carvão	24
Gás Natural	24
Hidroelétrica	7
Nuclear	6
Outras fontes	1

Fica evidente que o mundo é altamente dependente de duas fontes energéticas; petróleo e carvão. Mesmo quando se analisa apenas a geração de energia elétrica (tabela 1.2.), pode-se perceber que o predomínio ainda é das fontes fósseis citadas.

⁴ Fonte: Table 1 World Primary Energy Production by Source, 1970-2003 –Energy Information Agency – US Dep. of Energy

⁵ As tabelas se referem a situações ocorridas a 5 anos, entretanto, essas estruturas se alteram lentamente e, portanto, apesar de representarem um passado recente, muito provavelmente, não há alterações significativas desde então.

Tabela 1.2.⁶ Fontes produtoras de energia elétrica no mundo (2003)

Fonte	Participação (%)
Óleo	6,9
Carvão	39,9
Gás Natural	19,3
Hidroelétrica	16,3
Nuclear	15,7
Outras fontes	1,9

Nesse sentido, tanto a questão da recente elevação de preços do petróleo, fruto em parte da estagnação das reservas conhecidas, quanto a preocupante questão ambiental planetária, passam a ser variáveis extremamente importantes em qualquer cenário estratégico sobre a energia no mundo. É importante ressaltar que a hidroeletricidade responde por aproximadamente 16% de toda a produção de energia elétrica num mundo onde o petróleo, o gás natural e o carvão mineral dominam.

Dentre as fontes renováveis, a hidroeletricidade é ainda a mais promissora por ser capaz de gerar grandes quantidades de eletricidade com enorme economia de escala. Consideradas todas as formas de produção de energia elétrica, os 10 países maiores produtores no mundo estão na tabela 1.3.⁷

Quanto à hidroeletricidade, há uma grande concentração dessa forma de energia entre os países. Os 10 maiores produtores estão apresentados na tabela 1.4.⁸, onde se observa um predomínio do Canadá, China e Brasil.

6 Fonte: Electricity in World in 2003 - International Energy Agency Statistics - <http://www.iea.org/Textbase/stats/>

7 Fonte: http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo06/ieographic_data.html (2003)

8 Fonte: : WEC Member Committees, 2000/2001; Hydropower & Dams World Atlas 2001, supplement to The International Journal on Hydropower & Dams, Aqua~Media International; Energy Statistics Yearbook 1997, United Nations; national and international

Tabela 1.3. Os 10 países maiores geradores de energia elétrica no mundo

País	TWh	% do total
Estados Unidos	4.150	23,8
China	2.187	12,5
Japão	1.110	6,4
Rússia	931	5,3
Índia	651	3,7
Alemanha	607	3,5
França	572	3,3
Canadá	568	3,3
Reino Unido	400	2,3
Brasil	386	2,2
Outros países	11.561	33,8

Tabela 1.4. Principais Países Produtores de Hidroeletricidade (2001)

País	TWh	% do total
Canadá	344	12,0
China	334	11,7
Brasil	326	11,4
Estados Unidos	269	9,4
Rússia	180	6,3
Noruega	111	3,9
Japão	102	3,6
Índia	86	3,0
Venezuela	72	2,5
França	67	2,3
Outros	1.890	35,1

Mas a óbvia pergunta é: Será que todos esses sistemas hidroelétricos se assemelham? Ao longo do texto mostra-se que existem poucos sistemas com características comparáveis com o brasileiro. Mas, desde já, um primeiro aspecto interessante a se observar é a “produtividade” dos sistemas hidroelétricos no mundo. Como se pode ver na tabela 1.5.⁹, nem todos os sistemas conseguem fatores de capacidade¹⁰ acima de 50%.

Em muitos países, as usinas hidroelétricas apenas atendem a ponta do sistema ou não contam com capacidade de reserva suficiente para “regularizar” sua produção. Esse último aspecto é extremamente importante como característica diferenciadora do sistema gerador brasileiro. Dentre os sistemas de maior porte no mundo, apenas o Canadá dispõe de capacidade de reserva em proporção semelhante à brasileira. Como veremos, tal aspecto terá importante conseqüência na forma de análise da viabilidade dos empreendimentos. Além disso, fruto dessa maior produtividade, considerando-se as crescentes exigências do correto balanço entre impactos ambientais e benefícios energéticos, o sistema brasileiro é particularmente eficiente.

Quanto ao potencial de expansão da geração hidroelétrica no mundo, em primeiro lugar, é importante salientar que o Brasil é um dos mais promissores por ser o líder absoluto dos recursos hídricos no planeta, como pode ser observado na tabela 1.6. Pode-se perceber que, mesmo descontados os rios que não nascem em território brasileiro, como o Amazonas, o Brasil ainda detém o maior volume de água sob forma fluvial.

9 Fonte: WEC Member Committees, 2000/2001; Hydropower & Dams World Atlas 2001, supplement to The International Journal on Hydropower & Dams, Aqua-Media International; Energy Statistics Yearbook 1997, United Nations; national and international

10 O fator de capacidade de uma usina hidráulica é definido como o percentual de uma capacidade teórica de gerar energia dado uma potência instalada. Exemplo: Uma usina de 1 MW de potência pode gerar no máximo 8760 MWh em um ano (número de horas no ano x 1 MW). Como nem sempre há água disponível, os fatores de capacidade geralmente podem variar de acordo com a produtividade. Pode ser definido também como o quociente entre a capacidade de gerar energia firme ou segura e a capacidade total teórica. O número citado é o médio para todo o parque instalado.

Tabela 1.5. Principais países e fatores de capacidade de seus sistemas hidroelétricos (1999)

País	Capacidade em operação (MW)	Geração em 1999 (TWh)	Fator de capacidade (%)
Canadá	66.954	341	58
Brasil	57.517	286	57
Venezuela	13.165	61	53
Noruega	27.528	122	51
Suécia	16.192	71	50
Estados Unidos	79.511	319	46
Índia	22.083	82	43
Rússia	44.000	161	42
Áustria	11.647	42	41
México	9.390	32	39
Turquia	10.820	35	37
China	65.000	204	36
Japão	27.229	84	35
França	25.335	77	35
Itália	16.546	47	32
Suíça	13.230	37	32
Espanha	15.580	28	21

Tabela 1.6.¹¹ Total de Recursos Hídricos por país (2003)

País	Recursos hídricos internos ao território	Recursos hídricos originados fora do território	Total de recursos	% do total
	km3/ano	km3/ano	km3/ano	
Brasil	5.418,0	2.815,0	8.233,0	19
Rússia	4.312,7	194,6	4.507,3	10
Canadá	2.850,0	52,0	2.902,0	7
Indonésia	2.838,0	0,0	2.838,0	6
China Continental	2.812,4	17,2	2.829,6	6
Estados Unidos	2.000,0	71,0	2.071,0	5
Peru	1.616,0	297,0	1.913,0	4
Índia	1.260,5	636,1	1.896,6	4
Congo	900,0	383,0	1.283,0	3
Venezuela	722,5	510,7	1.233,2	3
Os 10 primeiros	24.730,1	4.976,6	29.706,7	57
Mundo	43.764,0		43.764,0	100

A tabela 1.7. apresenta uma avaliação internacional sobre as possibilidades de expansão da capacidade de geração hidroelétrica. É importante observar que é possível encontrar grandes incertezas na

11 Fonte: FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS - Review of World Water Resources by Country, Rome, 2003 - Os "Recursos hídricos internos" correspondem à parcela gerada a partir de precipitações internas ao território de cada país. Os "Recursos hídricos externos" correspondem à parcela dos recursos hídricos que se origina em territórios de países vizinhos.

viabilidade econômica das estimativas, não só do Brasil, mas também na avaliação de outros países, em função de crescentes restrições à construção de projetos de grande e até de médio porte. De qualquer modo, dada a liderança brasileira, mesmo num cenário de aumento de restrições à construção de novas usinas hidroelétricas, o país ocupa posição de destaque.

Tabela 1.7.¹² Estimativa dos potenciais hidroelétricos no mundo (2000/2001)

	Capacidade Teórica Bruta (TWh/ano)	Capacidade Tecnicamente Explorável (TWh/ano)	Capacidade Economicamente Explorável (TWh/ano)	% do total mundial
China	5.920	1.920	1.260	13
Rússia	2.800	1.670	852	12
Brasil	3.040	1.488	811	10
Canadá	1.289	951	523	7
Congo	1.397	774	419	5
USA	4.485	529	376	4
Tajikistan	527	264	264	2

12 Fonte: : WEC Member Committees, 2000/2001; Hydropower & Dams World Atlas 2001, Suplemento do The International Journal on Hydropower & Dams – AquaMedia International.

Capacidade Teórica Bruta é a energia anual potencialmente disponível no país se todas as aflúências naturais pudessem ser turbinadas até o nível do mar ou até o nível da fronteira do país com 100% de eficiência das máquinas e dutos. A não ser quando citado nas notas, os números foram estimados na base da precipitação atmosférica e aflúências. Essa estimativa é difícil de ser obtida em estrito acordo com a definição, especialmente quando os dados vêm de fontes fora do WEC. Eles devem ser usados com cuidado. Quando não é possível se obter a Capacidade Teórica Bruta, ela foi estimada com base na Capacidade Tecnicamente Explorável, assumindo um fator de capacidade de 40%. Capacidade Economicamente Explorável é a quantidade da Capacidade Teórica Bruta que pode ser explorada dentro dos limites da tecnologia atual e sob condições econômicas presentes ou esperadas. Esses dados podem não excluir potenciais econômicos que seriam inaceitáveis por razões sociais ou ambientais.

Etiópia	650	260	260	2
Peru	1 578	260	260	2
Noruega	600	200	180	1
Nepal	727	158	147	1

1.3. A questão ambiental

Mesmo considerando a hidroeletricidade como a mais importante parcela das chamadas energias renováveis, essa forma de geração de energia tem sofrido grande resistência por seus impactos ambientais. Atualmente o assunto tem atraído o interesse de diversas entidades internacionais.

Considerando este contexto, a “International Hydropower Association (IHA)” publicou em 2004 o documento “Sustainability Guidelines” com o propósito de estabelecer recomendações no sentido de promover a consideração de aspectos sociais e ambientais além da visão puramente econômica da sustentabilidade dos projetos hidroelétricos.

Nesse sentido, a IHA apóia o conceito de eco-eficiência, que se baseia em 3 princípios:

- Redução do consumo de recursos naturais.
- Redução da interferência na natureza
- Aumento dos benefícios dos projetos, considerando uma visão de usos múltiplos.

Focando sua atenção sobre o processo de decisão e os critérios de comparação entre opções energéticas, o IHA apresenta critérios chaves nessa avaliação:

- Promover a eficiência energética, pelo lado da demanda, encarando essa opção como equivalente ao aumento da produção de energia.
- Analisar as opções de expansão da produção de energia, considerando os seguintes aspectos:
 - disponibilidade do recurso, dado o esgotamento de algumas fontes primárias.
 - retorno energético
 - período de vida útil.
 - eficiência e estado da arte de sua tecnologia.
 - múltiplos usos e benefícios
 - criação de empregos e benefícios à comunidade local.
 - impacto de emissão de carbono.
 - área afetada.
 - resíduos produzidos.

O primeiro aspecto, o da eficiência, tem sido muito discutido no que tange as fontes geradoras. Entretanto, há poucas iniciativas de considerar o fornecimento de uma mesma utilidade consumindo-se menos energia como uma “usina virtual”. Nesse sentido, qualquer uso de eletricidade pode ser uma “usina” potencial. O exemplo das lâmpadas compactas, que consomem aproximadamente $\frac{1}{4}$ da energia de uma incandescente, poderia ser encarado como uma alternativa entre fontes tradicionais. Evidentemente, essa energia “que sobra” precisa ser monitorada caso essa mudança tecnológica seja alvo de incentivos. Outro aspecto a se destacar é que dificilmente “o mercado” será capaz de promover tal mudança. Ela é tipicamente uma política pública.

Todos os outros aspectos também exigem estratégias públicas. Mas, a questão do período de vida útil considerado (retorno energético) é o grande diferencial da hidroeletricidade. No atual estágio tecnológico, não há fonte renovável com a extensão de vida de uma usina hidro-

elétrica e, certamente, se esse diferencial não for ponderado nas avaliações econômicas, as usinas hidráulicas serão prejudicadas em qualquer comparação. Como se perceberá ao longo do texto, esse aspecto não é adequadamente tratado em sistemas que tratam a energia como um mercado competitivo.

A revista *Energy Police* faz uma avaliação do “balanço energético” comparando o dispêndio de energia necessário para construção, instalação e operação em relação à energia gerada no período de vida útil¹³ de cada fonte.¹⁴

Em que pese possíveis imprecisões e variantes de cada tipo de fonte citada, o fator vida útil pesa muito favoravelmente às hidráulicas, pois, ao contrário de períodos típicos de 20 anos das fontes não renováveis, as usinas hídricas podem durar 100 anos ou mais. O custo de operação dessas usinas, quando comparado às formas que usam algum tipo de combustível, é praticamente nulo. Esse é um aspecto que será reexaminado no capítulo III que trata da experiência brasileira.

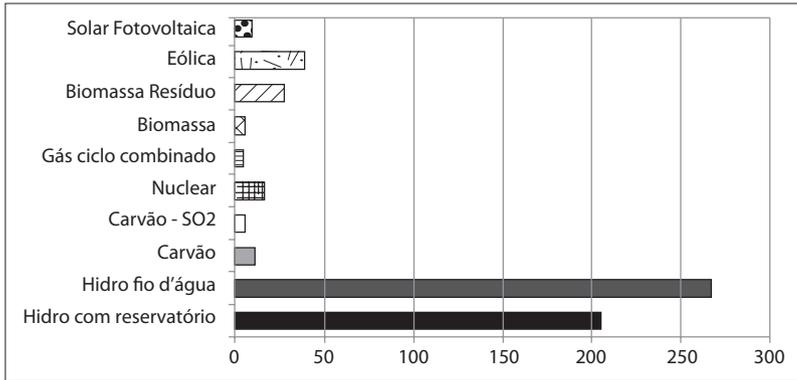
Evidentemente, apesar das vantagens comparativas, com os critérios sócio-ambientais em mente, a IHA recomenda que os projetos hidroelétricos devam evitar afetar grupos sociais vulneráveis e priorizar:

- A recuperação tecnológica dos projetos existentes.
- Os usos múltiplos.
- As bacias já exploradas.
- Os de menor índice área/ energia.
- Os que evitem ou minimizem o deslocamento de populações.
- Os com os menores impactos sobre espécies ameaçadas.
- Os que beneficiem as populações locais, inclusive as à jusante.

13 O período de vida útil é um conceito econômico. É equivalente ao número de anos a partir do qual os gastos operacionais e de reposição de peças justificam uma nova usina.

14 Fonte: *Energy Police*, 2002, pg 1276

Figura 1.4. Relação entre a energia produzida e a consumida no período de vida útil das opções energéticas.



1.4. A Questão das Barragens no Mundo

Quando se trata os impactos do barramento de rios, a primeira impressão é de que esses problemas são exclusivos do setor elétrico. Como se mostra a seguir, essa impressão não corresponde à realidade.

1.4.1. As dimensões e a quantidade de barragens.

A tabela 1.8. a seguir apresenta como se divide o número de barragens no mundo independente da função e do porte. Como se pode notar, uma simples contagem fornece uma impressão distorcida da questão da energia, pois, com apenas 1% do total, o Brasil produz praticamente 12% da hidroeletricidade do planeta. Isso mostra que grande número de barragens não se destina a produção de energia, mas, com isso não se quer eximir as hidroelétricas dos problemas ambientais relacionados a elas. De qualquer modo, é importante notar a concentração de mais de 75% das barragens em apenas quatro países.

Tabela 1.8.¹⁵ Número de barragens no mundo, por país (1994)

China	46%
Estados Unidos	14%
Índia	9%
Japão	6%
Espanha	3%
Demais:	23%
Outros	16%
Canadá	2%
Coréia do Sul	2%
Turquia	1%
Brasil	1%
França	1%
Total	100%

O Relatório da Comissão Mundial de Barragens (WCD 2000) procurou estabelecer algumas recomendações a partir de uma ampla análise da experiência na utilização de barragens em geral no mundo. Um exemplo das recomendações do relatório pode ser observado no texto a seguir:

Nos primeiros estágios deste processo, as discussões e controvérsias enfocavam barragens específicas e seus impactos locais. Mas gradualmente esses conflitos de âmbito local evoluíram para uma discussão mais geral que culminou em um debate de proporções globais sobre as barragens.

15 Fonte: World Resources Institute – Eathrends Environmental information - http://earthtrends.wri.org/maps_spatial/index.php?theme=2

A ICOLD (Comissão Internacional sobre Grandes Barragens) considera uma grande barragem aquela que tem altura igual ou superior a 15 metros (contados do alicerce). Caso a barragem tenha entre 5 e 15 m de altura e seu reservatório uma capacidade superior a 3 milhões de m³, também será classificada como grande. Tomando por base esta definição, existem atualmente mais de 45.000 grandes barragens em todo o mundo.

Metade das grandes barragens do mundo foi construída exclusivamente para irrigação e estima-se que as barragens contribuam com 12% a 16% da produção mundial de alimentos. Além disso, em pelo menos 75 países, grandes barragens foram construídas para controlar inundações e, em muitas nações, as barragens continuam como os maiores projetos individuais em termos de investimento¹⁶.

Os serviços de fornecimento de água potável, geração de energia hidrelétrica, irrigação e controle de inundações eram vistos, em geral, como suficientes para justificar estes investimentos vultosos nas barragens. Outros benefícios também costumavam ser citados, entre os quais a prosperidade econômica regional decorrente das múltiplas safras, a eletrificação rural e a expansão da infra-estrutura física e social como, por exemplo, estradas e escolas. Os benefícios eram considerados axiomáticos. Quando comparados com os custos de construção e operação - tanto em termos econômicos quanto financeiros - os benefícios pareciam justificar plenamente a construção de barragens como a opção mais competitiva.

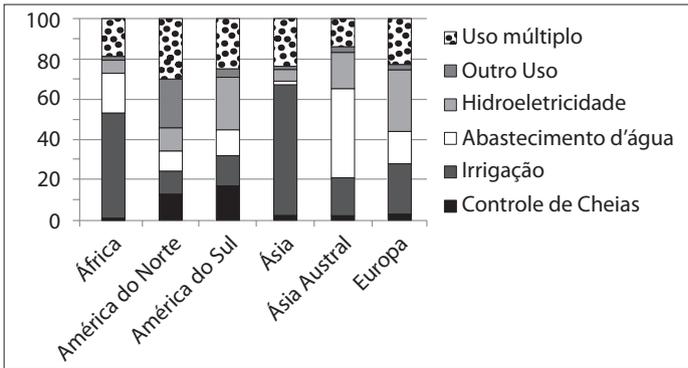
Entretanto, recentemente, o questionamento à construção desses empreendimentos aumentou consideravelmente, fazendo com que os níveis de exigência sobre os projetos sejam crescentes.

Segundo o World Research Institute (www.eathrtrends.org) as 306

16 Fonte ICOLD,1998

grandes barragens¹⁷ estão distribuídas pelas bacias hidrográficas do planeta como mostra o mapa da figura 1.6. Além disso, os rios estão fragmentados por centenas de barragens com altura acima de 15 m e milhares de pequenas barragens (altura <15m). Segundo esse estudo, existem 40.000 barragens com altura acima de 15 m e até 800.000 com altura menor.

Figura 1.5. Percentuais por funções das barragens em regiões do mundo



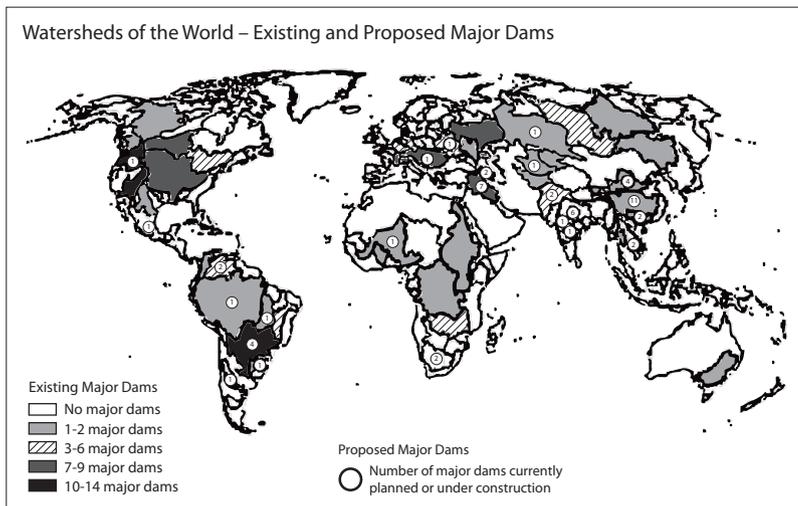
As barragens podem ser consideradas como indicadoras do grau de modificação dos rios, modificados por seu barramento. Das 106 bacias no mundo analisadas no relatório, 46% foram alteradas por pelo menos uma grande barragem. (Somente a bacia do Paraná tem 14 grandes barragens.) Em 1994, 56 novas grandes barragens estavam planejadas ou em construção.

Os 56 projetos de novas barragens, lista incompleta, pois poucos países divulgam esse dado, estão localizados em apenas 5 bacias no mundo. Yangtze com 11, Tigre e Euphrates com 7, o Ganges com 6 e o Hwang He e Paraná com 4.

¹⁷ Nesse caso, uma “grande barragem” é definida como tendo altura acima de 150 m ou volume acima de 15 milhões de m³ ou uma capacidade de geração acima de 1000 MW. Definição distinta do ICOLD.

Pode-se perceber que as únicas bacias hidrográficas com mais de 10 grandes barragens estão no Brasil, no Noroeste Americano e no Oeste Canadense.

Figura1.6.¹⁸ Localização das grandes barragens.



1.4.2. O Debate sobre Impactos e Benefícios.

A International Rivers Association (IRA), uma organização não governamental dedicada “a apoiar as comunidades locais quanto ao uso de seus rios e fontes hídricas” publicou um documento (Doze razões para excluir as grandes hidroelétricas da lista de renováveis) que exemplifica bem a dimensão da forte resistência aos grandes projetos. Segundo essa organização, as grandes barragens:

18 Citation: Revenga, C., 5. Murray, J. Abramovitz, and A. Hammond,1998. Watersheds of the World: Ecological Valueand Vunerability. Washington, DC: World Resources Institute

1. Não reduzem a pobreza diante de opções mais descentralizadas.
2. Classificadas como “renováveis”, absorveriam, por seu porte, os recursos das chamadas novas renováveis.
3. Geralmente tem custos subestimados e benefícios exagerados.
4. Aumentam a vulnerabilidade à mudança climática.
5. Não promovem a transferência tecnológica.
6. Têm impactos sociais e ambientais negativos.
7. Esforços de mitigação de impactos geralmente falham.
8. A maioria dos construtores e financiadores se opõem à medida de prevenção.
9. Podem emitir gases de efeito estufa.
10. São lentas, inflexíveis, cada vez mais caras e deficitárias.
11. Alguns países se tornam extremamente dependentes da hidroeletricidade.
12. Podem se tornar não renováveis por conta da sedimentação.

Muito embora existam exemplos que justificam as desvantagens citadas, como, por exemplo, a questão dos custos, há, na lista, equívocos evidentes. Não se pode afirmar genericamente que “opções descentralizadas reduzem a pobreza”. Não é a localização nem a fragmentação que definem o comprometimento de uma fonte com aspectos sociais. A “transferência tecnológica” também é uma consideração sem sentido, uma vez que o Brasil domina totalmente a tecnologia de geração hidroelétrica. Se a “dependência a hidroeletricidade” fosse realmente um problema, a Noruega não teria as vantagens econômicas que tem. O item 10, por exemplo, acusa as hídricas de serem “lentas e inflexíveis”. Essas usinas são as que mais rápido respondem a variações de carga, ao contrário das térmicas e nucleares que necessitam de algumas horas para serem acionadas. Além disso, a maioria das hidroelétricas no mundo atende a ponta da demanda, função que exige exatamente a rapidez e flexibilidade.

O Banco Mundial, analisando o tema, apresenta contra-exemplos, procurando esclarecer que a questão do “grande x pequena” é uma falsa questão. A tabela 1.9. apresenta os dados de um estudo associando a área do reservatório e a população afetada, por unidade de energia produzida.¹⁹

Tabela 1.9. Área média do reservatório por unidade de potência. (1995)

Porte das Usinas (MW)	Número de Usinas	Área (km2)
3.000 a 18.200	19	32
2.000 a 2.999	16	40
1.000 a 1.999	36	36
500 a 999	25	80
250 a 499	37	69
100 a 249	33	96
2 a 99	33	249

Muito embora o documento do Banco Mundial aponte para uma questão pertinente, o tamanho, tanto as posições do IRN quanto a do o Banco adotam um critério generalista. Evidentemente, cada caso representa uma situação distinta e a questão não se resume ao porte do projeto. O debate “grande x pequeno”, apesar da expertise de respeitados técnicos de ambos os lados, está longe de terminar, pois já se percebe que essa é preocupação crescente e constante de importantes documentos do setor energético.

Independente do mérito desse questionamento é importante salientar que há uma evidente e forte resistência aos grandes projetos.

¹⁹ Fonte: Goodland, Robert (1995), How to Distinguish Better Hydros from Worse: the Environmental Sustainability Challenge for the Hydro Industry, The World Bank.

Cita-se um pequeno trecho do relatório que ilustra a preocupação e os conflitos identificados pela Comissão Mundial de Barragens.

Os enormes investimentos envolvidos e os impactos gerados pelas grandes barragens provocaram conflitos acerca da localização e impactos dessas construções - tanto das já existentes como das que ainda estão em fase de projeto, tornando-se atualmente uma das questões mais controvertidas na área do desenvolvimento sustentável. Os partidários das barragens apontam para as necessidades de desenvolvimento social e econômico que as barragens visam satisfazer, como a irrigação, a geração de eletricidade, o controle de inundações e o fornecimento de água potável. Os oponentes ressaltam os impactos adversos das represas, como o aumento do endividamento, o estouro dos orçamentos, o deslocamento e o empobrecimento de populações, a destruição de ecossistemas e recursos pesqueiros importantes e a divisão desigual dos custos e dos benefícios.

O relatório recomenda uma série de posturas organizadas do seguinte modo:

Os governos nacionais podem:

- Requerer a revisão dos procedimentos e normas que atualmente regem os projetos de grandes barragens;
- Adotar a prática de licenciamento com prazo determinado para todas as barragens, públicas ou privadas;
- Instituir um comitê independente, com a participação de todas as partes envolvidas, para tentar resolver o passivo ainda em aberto das barragens antigas.

Grupos da sociedade civil podem:

- Monitorar o cumprimento de acordos estabelecidos e prestar assistência a qualquer parte prejudicada que queira resolver pontos discordantes pendentes ou buscar recurso judicial;
- Auxiliar ativamente na identificação das partes envolvidas nos projetos de barragens, recorrendo a uma abordagem que leve em consideração direitos e riscos.

Organizações de populações afetadas podem:

- Identificar impactos sociais e ambientais que permanecem sem solução e convencer as autoridades pertinentes a tomar medidas eficazes para saná-los.
- Criar redes e parcerias de apoio para estimular a capacitação técnica e jurídica dos processos de avaliação de necessidades e opções.

Associações profissionais podem:

- Formular processos que assegurem o cumprimento das diretrizes da CMB;
- Ampliar os bancos de dados nacionais e internacionais - como o Cadastro Mundial de Barragens da ICOLD - incluindo parâmetros sociais e ambientais.

O setor privado pode:

- Formular e adotar voluntariamente códigos de conduta, sistemas administrativos e procedimentos de certificação para assegurar o cumprimento das diretrizes da Comissão - incluindo,

por exemplo, a certificação ISO 14001²⁰ para seus sistemas de gestão;

- Adotar os preceitos da convenção anti-suborno da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento;
- Adotar pactos de integridade para todos os contratos e aquisições.

Agências bilaterais de auxílio e bancos multilaterais de desenvolvimento podem:

- Assegurar que toda barragem com financiamento aprovado tenha sido originada em um processo consensual de seleção de opções que classifique as várias alternativas possíveis e respeite as diretrizes da CMB;
- Acelerar a mudança de financiamentos baseados em projetos para a adoção de financiamentos baseado em setores, principalmente através do aumento do apoio financeiro e técnico a avaliações efetivas, transparentes e participativas das necessidades e opções, e através do financiamento de alternativas não-estruturais;
- Examinar a sua carteira de projetos de modo a identificar aqueles que, no passado, tiveram um desempenho inferior ou que apresentem, no momento, questões não resolvidas.

20 A ISO 14001 é a referência normativa baseada na qual são feitas as certificações de sistemas de gestão ambiental das organizações. A certificação não é concedida pela ISO, que é uma entidade normalizadora internacional, mas sim por uma entidade de terceira parte devidamente credenciada. No Brasil, foi estabelecido pelo CONMETRO (Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) o Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade, tendo sido o Inmetro designado por aquele Conselho como organismo credenciador oficial do Estado brasileiro. Uma certificação feita no âmbito do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade tem que necessariamente ser realizada por organismo credenciado pelo Inmetro. Como a Norma ISO 14001 tem caráter voluntário, as certificações podem ser feitas fora do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade por organismos credenciados ou não pelo Inmetro. Independentemente da certificação ser feita dentro ou fora do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade, quando realizada por organismo credenciado pelo Inmetro, a mesma é conduzida com base nos mesmos requisitos e metodologia.

1.5. Algumas reflexões

Apesar desse enorme esforço holístico, por mais complexos que sejam os procedimentos a se avaliar, quando se trata da comparação entre fontes energéticas alternativas, as metodologias ainda não parecem fornecer um sistema satisfatório no caso da hidroeletricidade. Essa sensação de não adaptação, bastante polêmica, decorre do fato de que, ao contrário da grande maioria das outras fontes, a produção de eletricidade pelas usinas hidroelétricas pode até ser encarada como um subproduto dentro do leque de outros benefícios oferecidos por um projeto que se enquadra em outra classe de intervenção do espaço regional.

Enquanto uma futura usina térmica é simplesmente uma fábrica de energia, uma usina hidroelétrica, encarada como uma oportunidade para realizar intervenções coerentes com uma política pública, pode ter outras vocações, em alguns casos até mais importantes. Por exemplo, como comparar uma barragem construída para controle de cheias e que, por projeto, produz energia de forma acessória, com a energia gerada por uma usina térmica?

Os aspectos competitivos da hidroeletricidade.

Apesar dos inúmeros problemas, a hidroeletricidade tem muitas vantagens, geralmente pouco valorizadas. Algumas delas são:

- Substituir ou postergar a necessidade de geração, a partir de combustíveis fósseis, com efeitos benéficos para a qualidade do ar;
- Prover um serviço de alta confiabilidade, a partir de uma tecnologia conhecida por mais de um século, com baixos custos operacionais, alta eficiência energética e extensa vida útil;
- Ser uma fonte renovável, e, nessa categoria, ser a única capaz de produção em grande escala;

- Emitir baixas quantidades de gases de efeito estufa²¹, em comparação aos combustíveis fósseis;
- Seus impactos, quando negativos, estão limitados à sua área de influência;
- A construção de uma hidroelétrica, dado seu porte, pode representar oportunidades para atender outras carências regionais, tais como, controle de cheias, transporte fluvial, irrigação e outras atividades;
- Os investimentos, apesar de intensos durante um tempo limitado, podem ser realizados com conhecimento e materiais nacionais, sendo um fator de independência estratégica para o país.
- Parte dos investimentos são “alavancadores” para outros setores gerando empregos diretos e indiretos;
- Sendo uma fonte de energia operacionalmente maleável, sustenta eletricamente extensas redes de transporte de energia. É especialmente apta a prover serviços ancilares à rede elétrica, tais como reserva girante e não girante, regulação e resposta de frequência, controle de tensão e estabilidade.

A questão do suprimento energético futuro, mais do que nunca, passou a ser uma preocupação mundial. De forma crescente, as nações tomam consciência das limitações da exploração dos recursos naturais do planeta, principalmente o presumível esgotamento das reservas de petróleo, ainda a principal fonte primária e o indiscutível impacto ambiental associado a essa e outras formas de produção de energia.

21 Alguns autores sustentam a tese de que grandes reservatórios que alagaram florestas em ecossistemas tropicais seriam grandes emissores de CO₂. Estudos recentes no reservatório de Tucurí mostram que, no pior caso, o lago emite 213 g de CO₂ por kWh produzido. Tal estatística é 5 vezes menor do que para térmicas a carvão. Ver *Hydropower and the World's Energy Future* - International Hydropower Association - International Commission on Large Dams - International Energy Agency - Nov 2005

Diante desses diagnósticos, algumas ações internacionais começam a ser implementadas. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, estabelecido no Protocolo de Quioto, é um incentivo para que empresas de países industrializados invistam em projetos elegíveis de redução de emissões, em países em desenvolvimento. O Protocolo de Quioto exige que todos os projetos MDL sejam submetidos à validação e verificação/certificação por uma “entidade operacional designada”, ou seja, verificada independentemente por terceiros.

Esse fato denota que atualmente há um “olhar” mundial sobre todos os projetos energéticos, principalmente os dos países em desenvolvimento. Significa também que as opções energéticas passarão por um grande crivo competitivo sob critérios muito mais complexos e, portanto, sem a “linearidade” da tradicional avaliação econômica financeira.

O inventário de bacias hidrográficas no Brasil, sob essas condicionantes, passa a ter uma grande importância, pois lida com cenários futuros e pode vislumbrar ações que, pela antecedência, minimizem impactos ou até viabilizem completamente os projetos hidroelétricos.

Sem ser uma panacéia para a solução dos problemas, certamente a hidroeletricidade é parte da solução para o binômio da produção de energia e da geração de impactos sócio-ambientais. O Brasil, por ainda dispor de considerável potencial hídrico não explorado, só viabilizará seu futuro suprimento de eletricidade considerando principalmente a opção hídrica, conforme estabelecido pelo seu planejamento, voltado para a expansão do sistema energético.

A reflexão final que cabe nesse capítulo é sobre ao tratamento inadequado de tantas questões complexas num ambiente com predomínio de uma lógica privada e mercantil. Algumas perguntas provocativas de uma reflexão são necessárias:

- Como tratar o enorme diferencial de vida útil das usinas hidráulicas hegemonicamente num sistema competitivo e privado

que, em princípio, desconta o futuro a uma taxa que inviabiliza o reconhecimento de vidas úteis acima de 20 anos?

- Como enquadrar as oportunidades não energéticas surgidas quando da construção de uma usina quando elas são todas vistas como custos num sistema mercantil?
- Como atender as carências regionais que emergem no momento da construção de uma usina quando áreas relacionadas do estado estão sem recursos, sem projetos e sem parcerias?
- Como tratar a questão quando as empresas públicas, que poderiam agir com agências regionais, também adotam uma filosofia puramente mercantil?
- Como tratar a questão do aumento da eficiência no consumo como uma alternativa de oferta num sistema mercantil?
- Como esperar um sistema que gere estabilidade de regras mercantis em projetos tão distintos e com realidades regionais tão heterogêneas?

II

O Singular sistema brasileiro

2.1. Introdução

Mesmo depois da crise financeira, com evidente origem em mercados desregulados e que acabaram por exigir surpreendentes intervenções dos estados, alguns formadores de opinião ainda permanecem favoráveis a mecanismos de mercado na comparação com outros tipos de organização produtiva. Nos discursos, percebe-se uma “divinização” da idéia da concorrência ou da prática da competição. É compreensível tal preferência dos analistas econômicos. Afinal, qualquer consumidor brasileiro já passou por situações onde as vantagens do livre mercado são uma realidade. As feiras livres, uma experiência bem brasileira, é um excelente exemplo dessas vantagens. Portanto, o discurso que endeuza esse predomínio é facilmente assimilável.

Apesar do apelo natural que a idéia de “mercado” exerce sobre as mentes, nem sempre esse mecanismo produz resultados que beneficiam a sociedade. Bastaria lembrar o noticiário repleto de exemplos de concorrências fraudadas para mostrar que as condições básicas para a real

competição não são tão habituais. Abusos de poder e formação de oligopólios são demonstrações da fragilidade dessas condições. Portanto, o “mercado”, imaginado como mecanismo dotado de perfeição, é um raro evento. A verdadeira “livre” concorrência, ironicamente, só pode ser conseguida com regulamentações para garantir transparência. Também não se dispensa uma rigorosa fiscalização. Esse “intervencionismo” necessário para garantir a lisura de certames é uma incômoda e desconcertante realidade para os que acreditam piamente nos poderes do mercado.

Maurício Leal Dias¹ discorre sobre a evidência de que, na vida real, o neoliberalismo é intervencionista, confirmada na experiência recente do setor elétrico brasileiro. Nas suas conclusões, escreve o autor:

“Não é o fato de aceitarmos certa hegemonia da pregação neoliberal, que nos levará aceitar todos os seus ditames, pois como observamos, o discurso neoliberal é falacioso e não vem cumprindo com as suas promessas de progresso, não se mostrando, portanto, como verdadeira alternativa ao suposto esgotamento do Welfare State. Destarte, nos cabe corroborar a afirmação feita de que o Estado neoliberal realmente não existe. E respondendo à questão que nos propusemos, se o neoliberalismo é intervencionista, constatamos ao longo do trabalho que este vem praticando um intervencionismo perverso, bem mais do que o intervencionismo oficial que denuncia e contrapõe.

Ademais, a imperiosidade de desregulamentação do processo econômico, posta pelo neoliberalismo, no sentido de uma

1 O neoliberalismo é intervencionista? - <http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=73>

diminuição da ordenação normativa, encontra ressonância na conformação da ordem econômica na Constituição de 1988, a qual ora atende ao estado intervencionista, ora rende-se ao neoliberalismo.²

Mas, excepcionalmente, esse não é o principal problema que se examina aqui. O que se exporá é que, no caso do setor elétrico, para se aplicar um sistema semelhante ao famoso e pioneiro modelo inglês, paradigma do mercantilismo na energia, uma adaptação complexa, confusa e instável foi necessária. Esse sistema tem exigido constantes ajustamentos e já trouxe diversos custos para o consumidor, antes inexistentes.

No imaginário da sociedade brasileira, o mercado de energia tem muita semelhança com os mecanismos da livre negociação. Nesse cenário onírico, um gerador negocia a energia de sua usina com um consumidor exatamente como um feirante faz com o “freguês”. Se seu preço é alto, sua usina não gera, pois não conseguiu “entrar” no mercado. Nesse mundo, o preço é sempre resultado da interação entre compradores e vendedores. O famoso “preço spot” seria simplesmente o preço resultante de negócios de curto prazo.

Pode-se garantir que esse panorama, por circunstâncias físicas do sistema, nada tem a ver com o mercado de energia que funciona no nosso sistema. O curioso é que essas diferenças passam em branco nos debates sobre o setor. Essa “amnésia” ocorre apesar dos recentes problemas com raízes exatamente nessa tortuosa estrutura mercadológica. O desafio do livro é desvendar aos leitores não especialistas os conceitos técnicos de tal modo que se compreenda com profundidade a bizarra e confusa situação do modelo mercantil aqui estabelecido.

2 O Capítulo III irá mostrar que, no caso do setor elétrico, as reformas mercantis já estavam preparadas desde a Constituição de 88, ironicamente considerada “estatizante”.

Apesar dos gráficos, equações e do inevitável jargão técnico, que tornam a leitura um tanto árdua, encoraja-se o leitor a fazer um esforço para tentar compreender os princípios físicos de funcionamento do conjunto de usinas e linhas do sistema. Só assim se poderá perceber o grau de artificialidade e de instabilidade que está embutido no modelo de mercado tal como o aplicado no setor elétrico brasileiro.

Para tal, é recomendável manter vivas algumas dúvidas: Será que existe uma receita, um modelo universal para ser aplicado a qualquer sistema elétrico no mundo? Será que é possível decidir sobre a conveniência de um modo de organização do setor sem saber como ele funciona? Será que os modelos independem do mundo físico?

Além do exemplo brasileiro, outros países têm situações muito diferentes da idealizada competição. É um equívoco imaginar que esse conceito possa ser um sistema perfeito, aplicável a qualquer coisa e, não por acaso, a situação da eletricidade no mundo real é um excelente exemplo do contrário³. Na verdade, a implantação do sistema mercantil aos sistemas elétricos no mundo é ainda “a experiência”, pois, apesar da visão romantizada do mercado como regulador, muitos países enfrentam problemas com essa novidade. Alguns ainda adotam o velho e experimentado conceito de serviço público. Nele, o preço não é dado pelo mercado, mas sim pelo regulador que, em nome da sociedade, de forma negociada e transparente, define a taxa de retorno do capital investido nas atividades dessa indústria. Esse sistema também está longe de ser perfeito, mas seus defeitos têm tido seqüelas menos deletérias do que os atribuídos aos modelos mercantis.

Alguns países, com sistemas de base térmica, apesar de muito menos complexos, apresentaram diversos entraves com a combinação de privatização e mercantilização. Defeitos de implementação e excesso

3 O Capítulo II examina alguns exemplos de problemas em países que adotaram a reforma do setor à imagem e semelhança do modelo inglês.

de confiança em forças de mercado como reguladoras naturais exigiram várias revisões e acarretaram enormes prejuízos aos consumidores e ao poder público, como foi verificado na Califórnia⁴. Hoje, apenas 14 estados americanos fizeram a reforma mercantil que aqui se apregoa como uma panacéia. Sob o “antigo” regime⁵, nenhuma empresa, privada ou pública, faliu ou provocou os estragos comparáveis ao que a emblemática Enron foi capaz de causar ao mercado americano.

Mas o caso brasileiro é ainda mais singular, porque, além das típicas distorções, uma adicional incompatibilidade estrutural exigiu uma complexa, pouco elegante e instável acomodação da modelagem. O texto vai procurar evitar formulas matemáticas ao máximo, mas, se elas forem necessárias, todo o esforço será feito no sentido de desmistificar a expressão algébrica e extrair delas os conceitos. Esses não são nenhum mistério e são os fundamentos de toda a diferenciação do caso brasileiro. Portanto, solicita-se paciência aos especialistas no setor pela abordagem de questões básicas e pelas simplificações adotadas.

Para uma apreensão mais densa do problema será necessário ficar atento a duas particularidades básicas sobre energia elétrica:

1. A natureza do serviço que se comercializa.

No conceito mais comum sobre o consumo de energia elétrica, imagina-se que o que se paga é um “pacote” de quilowatts-hora. Certamente a conta de energia é medida nessa unidade, mas, no mercado, não basta poder produzir kWh para estar apto a vendê-lo. A indústria de energia elétrica, além de produzi-lo, precisa garantir que cada kWh esteja pronto e disponível na tomada do consumidor no exato momento

4 O governo da Califórnia perdeu cerca de US\$ 20 bilhões para salvar as distribuidoras de Los Angeles e San Diego de quebra total.

5 Public Utilities Holding Company Act, lei implementada em 1935.

da sua necessidade. Uma fonte energética que produza eletricidade sem garantia de disponibilidade a qualquer hora não tem vez nesse mercado. Isso significa que o kWh tem que ser garantido. No jargão do setor, ganha o adjetivo “firme” e será possível perceber que isso muda muita coisa.

2. O modo de produção desse serviço no caso brasileiro.

Como nosso sistema produz a maioria de seus kWh's a partir da água, evidentemente, a produção potencial de alguns kWh's não podem ser garantidos, pois não há água suficiente. Isso exige a adoção de um critério que, através de uma hipótese conservadora, admitindo hidrologias pessimistas, explicita um risco de não atendimento. Esse tipo de critério, na realidade, existe em qualquer sistema elétrico, mas não com as complexidades e características probabilísticas necessárias aqui. Além disso, esses kWh's não garantidos, podem, através de mecanismos de cooperação com outras formas, recuperar a garantia que não tinham.

Sejam quais forem as formas de produção de energia, por questões do predomínio hidroelétrico, de aspectos físicos, de critérios de garantia e de minimização de preços, todas as fontes conectadas ao sistema brasileiro, deixam de ser “independentes” e passam a se “referenciadas” ao conjunto de hidráulicas. Quando todas as usinas pertencem ao mesmo proprietário, isso é simples. No caso de diversos agentes, é extremamente complexo.

Em função desses dois detalhes, nosso exemplo é completamente distinto de outros sistemas. Conceitos intuitivos sobre o que seria um mercado de energia no Brasil são, em geral, muito equivocados.

2.2. Conceitos Básicos

Antes de se examinar as fontes primárias de energia elétrica é interessante notar um detalhe básico e que, geralmente, não é considerado. Eis alguns processos físicos de produção de eletricidade.

A eletricidade pode ser produzida por:

- Reações Químicas - As células de combustível são um exemplo de geração de eletricidade a partir de um processo químico. A popular pilha ou bateria é um exemplo de armazenagem e produção de eletricidade.
- Luz - A luz também pode ser transformada em energia elétrica. Quando os raios solares atingem células fotoelétricas, feitas de materiais muito especializados, uma corrente elétrica é produzida. Um exemplo trivial desse tipo são as células sensoras de presença que atuam sobre chaves que acendem lâmpadas e abrem portas. Placas fotoelétricas solares, geralmente feitas de silício, quando recebem a luz solar geram uma corrente elétrica.
- Calor - O calor também pode ser transformado diretamente em eletricidade por efeito termoelétrico. Um exemplo corriqueiro desse efeito pode ser observado nos medidores de temperatura de um automóvel, que, através de um elemento conhecido como par termoelétrico, mostram pelo movimento de um ponteiro as variações de temperatura.
- Particularidades de Materiais - Cristal piezelétrico. É um método de conversão direta de energia mecânica em energia elétrica. Certos cristais, por exemplo, os quartzos geram uma tensão elétrica, quando comprimidos. A tensão gerada é função do grau de compressão. Chama-se a isso de piezeletricidade. A aplicação mais corriqueira desse efeito é o microfone.

Todos esses processos físicos básicos produzem correntes elétricas, mas é evidente que a quantidade de energia obtida é pequena. Dentre estes, apenas a energia proveniente da luz solar é capaz de produzir energia em quantidade compatível com a indústria de eletricidade. No

atual estágio tecnológico da ciência, a forma capaz de gerar energia elétrica em grande quantidade ainda é a transformação de energia cinética pelas leis do eletromagnetismo:

- Energia Cinética e Eletromagnetismo - O movimento pode ser transformado em energia elétrica pelas leis do eletromagnetismo. Os geradores elétricos são acionados por turbinas que são os elementos responsáveis por transmitir ao gerador o movimento rotatório. Este pode ser originado pela água em movimento, pelo vento ou pelas ondas do mar. Turbinas também podem ser acionadas por caldeiras que transformam a pressão do calor em movimento.

Portanto, é importante constatar que a grande maioria das fontes energéticas, seja por queima de combustíveis, por fissão de elementos radioativos, por energia do vento, por aproveitamento de energia dos rios, ou proveniente das marés ou das ondas, caem todas nessa última classe. Como já salientado, no atual estágio tecnológico, capazes de gerar energia em escala compatível, apenas a energia solar captadas por células fotoelétricas, foge dessa grande classe.

Resumindo, mas sem querer dar um caráter reducionista à questão, em grande parte as comparações entre fontes, se limitam a confrontos sobre a eficiência das diversas formas de transformação em energia cinética de uma turbina.

2.3. O sistema hidrotérmico.

Como a intenção principal do capítulo não é discutir a matriz energética, apresenta-se a seguir as duas principais fontes que estão envolvidas na complexa gestão do sistema brasileiro. A importância delas será entendida no contexto da modelagem. Não se está descartando as

outras formas de produção, tais como as eólicas, energia solar, energia das ondas, marémotrizas, etc. Como a intenção é fazer uma análise da aplicação de práticas mercantis no sistema brasileiro, no atual estágio tecnológico, as hidroelétricas e termoelétricas são as “protagonistas” da questão da garantia e da formação de preço.

Hidroeletricidade

Em última instância, essa energia é originada do fluxo hidrológico do planeta. Sua origem é a energia solar que evapora a água de oceanos, lagos e rios e causa precipitação sobre os continentes, criando um diferencial de altura de um determinado volume de água em relação ao nível do mar. A força da gravidade faz o resto, transformando a energia potencial da água em energia elétrica.

É interessante notar que as águas que se encontram sob a forma de rios e lagos correspondem a menos de 0,5% do estoque do planeta e, nesse sentido, é um bem escasso. Em termos médios o total de volume d'água sob essa forma chega a aproximadamente 40.000 km³/ano distribuídos muito desigualmente sobre os países. O Brasil detém no entorno de 18% desse total⁶.

Numa hidroelétrica o fluxo d'água é direcionado através um duto forçado para o acionamento de uma turbina acoplada por um eixo a um gerador elétrico que transforma a energia cinética em eletricidade. As usinas hidráulicas podem variar muito de tamanho e capacidade. Quanto maior a diferença de altura entre o nível d'água no reservatório e o nível do rio a jusante (abaixo) da barragem, maior a potência da usina.

Mas, a diferença mais importante para o caso brasileiro é o fato da usina ter um reservatório com porte para acumular água. Toda usina

6 Fonte: World Water Resources at Beginning of 21 century – IHP UNESCO <http://webworld.unesco.org/water/ihp/db/shiklomanov/summary/html/summary.html>

tem, por menor que seja, alguma capacidade de reter água. Essa capacidade pode fazer com que a operação possa regularizar as afluições de diversos períodos de tempo. Algumas conseguem “guardar” água equivalente a algumas horas de fluxo, outras conseguem reservar a afluição de vários anos, podendo, nesse caso, compensar variações de hidrologia anuais. Esse é o caso brasileiro.

Um aspecto importante é que usinas hidroelétricas têm alto índice de eficiência. Considerada a energia potencial do volume d’água turbinado, o rendimento típico de uma hidráulica está no entorno de 90%. A razão dessa eficácia reside no simples fato que a água é líquido muito pouco compressível e, assim, seu movimento é quase que integralmente repassado às pás das turbinas. Tal efeito já não ocorre nem nas turbinas eólicas nem nas movidas a vapor.

Tabela 2.1. Principais países com importante participação de hidroeletricidade.

País	Ger. Hidr. (H) (TWh)	Total (T) (TWh)	H/T
Paraguai	50,65	50,66	100%
Noruega	134,44	135,80	99%
Brasil	334,08	396,36	84%
Colômbia	39,41	50,47	78%
Venezuela	74,28	99,20	75%
Canadá	359,88	609,60	59%
Áustria	35,52	61,02	58%
Nova Zelândia	23,24	41,59	56%
Suíça	30,91	56,10	55%
Chile	23,80	48,16	49%

Entretanto, as usinas hidráulicas têm dependência de sua energia primária, a afluição do rio. Isso quer dizer que, a bem do melhor apro-

veitamento do recurso natural, nem sempre se tem liberdade absoluta sobre a geração da usina. Às vezes é preciso gerar energia para não jogar a água fora e em outras ocasiões simplesmente não há água suficiente. Portanto, o ponto importante a salientar é que, na geração hidráulica há um menor grau de liberdade na decisão de geração.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia, a tabela acima mostra os principais sistemas de predominância hidroelétrica. Pode-se perceber que a razão energia/potência (H/T) decresce rapidamente e, portanto, a hidroeletricidade é um benefício bastante concentrado em poucos países. O Brasil, não é o líder absoluto, mas dado sua geografia continental, o seu caso é especialíssimo.

Termoeletricidade

Uma usina térmica utiliza o calor produzido pela queima de um combustível para, através da pressão de vapor sobre uma turbina, acionar um gerador elétrico. A usina a gás ciclo combinado é uma das mais modernas formas de geração térmica e onde há a geração de energia elétrica em duas fases. Na primeira, um gás é queimado acionando uma turbina (muito parecida com uma turbina de um jato) que está conectada mecanicamente a um gerador. Se a turbina estiver operando isoladamente, ou em ciclo aberto, sua eficiência térmica é baixa, da ordem de 36%, ou seja, mais de 60% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão. Essa eficiência pode ser melhorada com temperaturas e pressões de entrada mais elevadas, mas isto exigiria materiais mais caros.

Na segunda fase o calor produzido pelo gás queimado é aproveitado por um gerador de vapor capaz de recuperar parte do calor dos gases de exaustão das turbinas a gás. Como se pode ver, o princípio físico ainda é o da transformação da energia cinética da turbina em energia elétrica.

O rendimento típico da turbina a gás gira no entorno de 35%. A fase a vapor adiciona aproximadamente 15%. Portanto, o rendimento médio pode atingir 50%, dificilmente ultrapassando 60%.

O aspecto a ser salientado é o fato de que, para produzir energia, uma usina térmica, estando em perfeitas condições técnicas, só depende de combustível. Sendo assim, em princípio, tem-se absoluto controle do momento e da quantidade de energia gerada. Ou seja, nas térmicas, a menos de necessidades contratuais, têm-se uma grande liberdade na decisão de gerar energia.

2.4. Os efeitos anti-mercantis

O Brasil, em função de sua geografia, possui rios classificados como de planalto. Em geral, as declividades onde estão localizadas as usinas ocorrem entre dois segmentos razoavelmente planos. Portanto, ao se represar rios desse tipo, a tendência natural é a formação de grandes reservatórios que são capazes de armazenar grandes volumes d'água. Assim, os grandes reservatórios não surgiram por visões megalomaniacas ou por obsessão por obras “faraônicas”, como, muitas vezes, o setor foi acusado.

Outra característica brasileira, também fruto de sua geografia de planaltos e planícies, é que os rios percorrem grandes extensões antes de desaguar no mar. Apenas para citar alguns exemplos, eis a extensão de alguns rios brasileiros.

- Rio Paraná – 3942 km
- Rio São Francisco – 2800 km
- Rio Madeira – 3315 km
- Rio Tocantins – 2700 km

Em função dessas características, a seguir, apresentamos aspectos do sistema brasileiro que o distingue significativamente dos outros. Para uma filosofia que coloca a concorrência como base do sistema, essas particularidades exigem a solução de questões extremamente complexas.

2.4.1. O efeito “regularização”

Conseqüência direta da extensão dos rios brasileiros, é comum encontrar diversas usinas em seqüência no mesmo rio. A figura ONS-1 (no anexo 2) ilustra esquematicamente o sistema brasileiro. A título de exemplo, apenas no Rio Paraná e seus afluentes estão mais de 30 importantes usinas do sistema.

Portanto, a água efluente de uma usina é parte importante da afluência da usina imediatamente a jusante (abaixo) no rio.

Essa seqüência de usinas obrigaria a quem as explora resolver problemas matemáticos e probabilísticos muito específicos, mostrados a seguir de forma bastante simplificada.

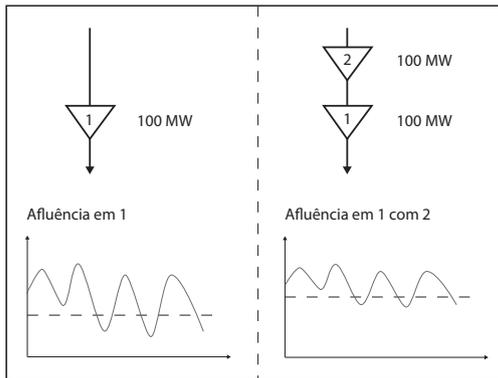
Suponha um rio onde um investidor construa a usina hidroelétrica 1 com 100 MW, mostrada no lado esquerdo da figura 2.1. Como sua usina tem um reservatório, apesar da afluência ser a do gráfico logo abaixo, ela consegue regularizar as variações e garantir uma energia equivalente à linha tracejada. Parte das afluências altas é perdida, pois seu reservatório não tem capacidade para guardá-la para ser usada na próxima seca. Assuma-se que, devido a essa restrição, sua usina seja capaz de garantir 55 MW firmes⁷.

Num segundo momento (lado direito da figura) outro investidor constrói outra usina rio acima com a mesma capacidade. Como a usina 2 também tem reservatório, consegue regularizar mais um pouco o rio e

7 O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico. O conceito de suprimento firme foi posteriormente levado para o setor elétrico e aplicado ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, calculava-se a energia firme resultante – capacidade de produção constante de energia. Usava-se a razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme como índice custo/benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas. (Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos – Kelman, et al)

a afluência percebida pela usina 1 agora é mais “bem comportada”, onde as secas não são tão profundas. Imediatamente, a capacidade de garantir energia da usina 1 aumenta. Agora, a usina 2 produz os 55 MW firmes, mas a usina 1, valendo-se da maior constância das afluências agora pode produzir 65 MW firmes.

Figura 2.1. Exemplo de interdependência de usinas hidráulicas.



A pergunta que surgiria entre esses 2 investidores é: Quem é o proprietário desses 10 MW firmes que surgem sem acréscimo de nenhuma nova turbina ou gerador?

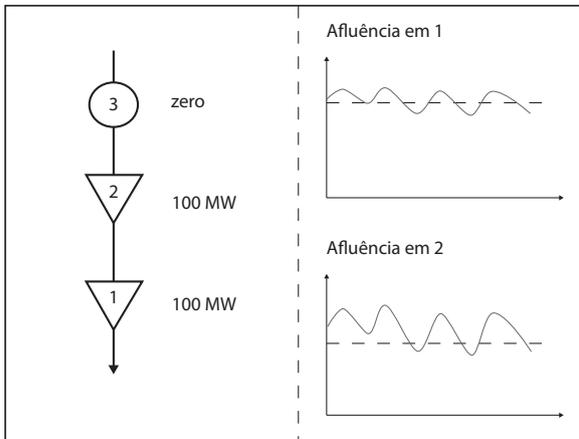
1. Da usina 1, já que quem gera essa capacidade são as máquinas de 1?
2. Da usina 2, já que quem alterou o comportamento da afluência foi a capacidade de guardar água desse empreendimento?

Certamente o dono do reservatório 2 pode exigir um pedaço dessa energia. Caso o proprietário da usina 1 se negue a ceder, ele pode operar seu reservatório de tal modo que a vantagem se perderia. Será que

ele teria direito aos 10 firmes? Como seria possível que um investidor ganhar energia gerada por outro? Que critério adotar?

Não há uma resposta razoável para esse problema, pois é impossível separar essas funções de forma unívoca e indiscutível. Afinal, é preciso lembrar que a hidrologia pode variar ao longo do tempo e esse efeito também pode. Na realidade, quando se exige que a energia gerada tenha uma garantia, tanto o reservatório 2 quanto a usina 1 são peças importantes da “máquina” que perfaz esse serviço. Cansados de discutir, esses investidores sentariam a mesa para conversar. Tudo sugere que esse arranjo é uma pré-condição para a associação desses proprietários. Porque não juntar esses capitais e explorar essa vantagem em sociedade? Porque não uma só empresa explorando 120 MW firmes?

Figura 2.2 Exemplo de interdependência de usinas hidráulicas.



Suponha que, num terceiro momento, outro investidor construa um reservatório puro, sem turbinas, rio acima, tal como na figura 2.2. Imagine-se, por hipótese, que o reservatório seja para irrigação. Entretanto, apesar de não estar dirigido para a produção de energia,

esse reservatório altera a capacidade das usinas 1 e 2 produzirem MW's firmes. Agora, a usina 2 pode produzir 65 MW firmes e a usina 1, beneficiada por uma afluência ainda mais bem comportada, passa a poder garantir 80 MW firmes.

Esse proprietário pode exigir uma parcela do acréscimo de energia. Afinal, é o seu reservatório que proporciona essa vantagem. Se os outros dois não cederem ele pode adotar uma operação que cancele essa energia extra. Portanto, mais uma vez, sem nenhuma nova máquina, agora 3 investidores têm todos os incentivos naturais em se associar e explorar em conjunto os 145 MW firmes.

Num caso real, onde diversas usinas se situam em seqüência ao longo do rio, essa questão se multiplica. No caso de várias usinas em cascata, o que se percebe é que a geração de cada usina depende de sua própria estratégia de reservar água, mas, principalmente, das estratégias de geração das usinas de montante. Qualquer sistema hidroelétrico com usinas em cascata apresenta esse efeito. Mas, o caso brasileiro ainda é especial em função das dimensões de seus rios, dos tamanhos dos reservatórios e da hidraulicidade tropical.

Portanto, o problema reside em saber se existem estratégias individuais que maximizam o somatório de gerações individuais sem comprometer o futuro. A resposta é simples: Nenhuma estratégia individual é capaz de realizar essa proeza. A estratégia deve ser conjunta.

Essa dependência se torna evidente quando se toma consciência do tipo de hidrologia que essas usinas recebem no Brasil. A figura 2.3 mostra a série histórica anual de afluências, já transformadas em energia natural⁸ nos rios da região sudeste. Observem que a energia natural afluyente máxima observada pode chegar ao triplo da mínima. Diferenças de 10.000 MW_{médios}, consumo equivalente ao do estado de São Paulo, são comuns de ano para ano. Por essa grande variabilidade,

8 Calcula-se a energia como se toda a afluência fosse turbinada.

fica óbvio que a capacidade do sistema reservar água em períodos favoráveis para ser usada em momentos desfavoráveis é essencial. No caso brasileiro, a capacidade de reservar água é uma qualidade indispensável e, por isso, a “coincidência” do sistema dispor de grandes reservatórios é uma enorme vantagem.

Como dito na introdução, é importante o entendimento correto da natureza do serviço de energia elétrica que se comercializa. Ele não é simplesmente o kWh, mas sim o kWh garantido a qualquer momento, pois a “produção” e a entrega da “mercadoria” são feitas quase que instantaneamente no momento da demanda. Afinal, a eletricidade é um bem que a sociedade moderna exige que esteja disponível ao apertar de um botão.

Figura 2.3. Energias Históricas Naturais da região sudeste.

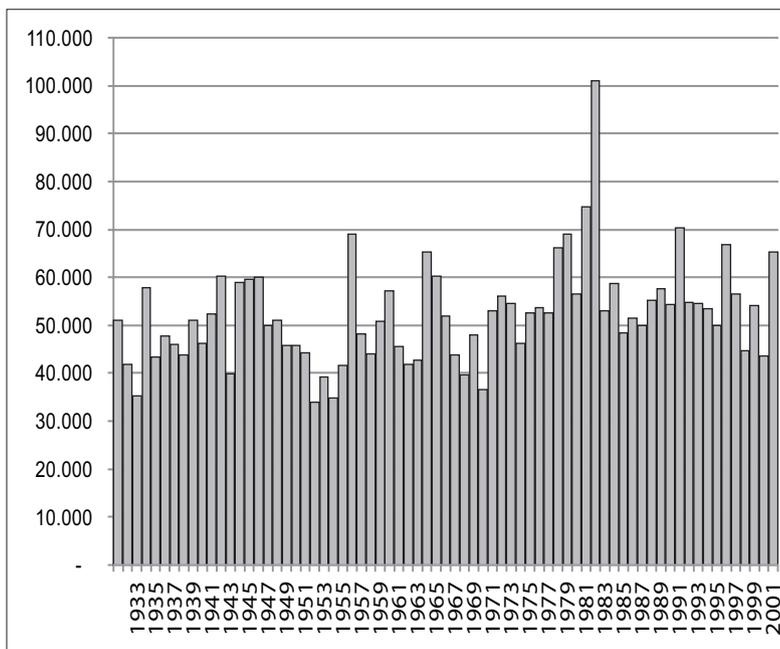
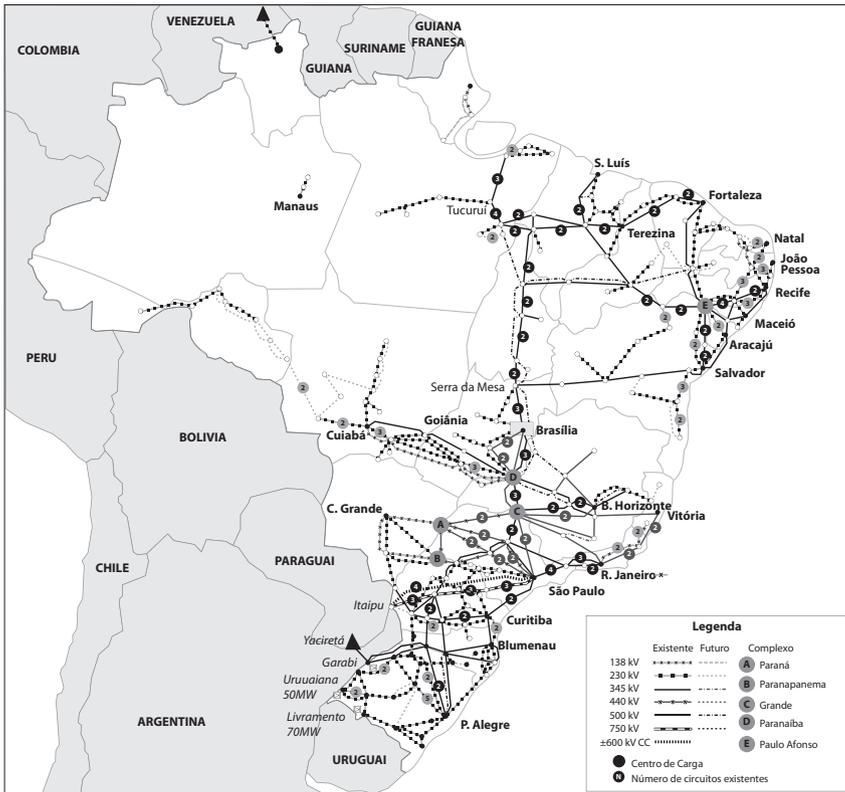


Figura 2.4. Diagrama das principais interconexões do sistema.



Portanto, num sistema de base hidráulica como o brasileiro, não adianta poder produzir uma quantidade de kWh's que não pode ser mantida. No nosso exemplo simplório, isso significa que a estratégia de preservação da reserva hídrica é essencial na formação do “produto” que se quer vender. Assim, é natural que um sistema de usinas como as do exemplo busque a melhor maneira de operar para obter o máximo

de energia que possa ser considerada segura⁹. As estratégias individuais, caso sejam assíncronas, podem inviabilizar a maximização da geração em rios de hidrologia tropical.

A conclusão óbvia é de que, nesse sistema, seria inconcebível um sistema mercantil puro, com competição ligada à produção, pois a decisão de uma usina pode prejudicar a outra, mas, principalmente, lesa o conjunto. Se ai existe um “negócio”, ele é o de maximizar a capacidade de produzir o máximo de energia do conjunto e se traduz em procurar reservar o máximo de água que possa ser turbinada atendendo o mercado. Imaginando-se empreendimentos privados, esses agentes, naturalmente, logo se associariam ou, melhor, formariam uma única empresa.

2.4.2. O efeito “diversidade”

A figura 2.4 mostra o mapa das principais linhas de transmissão do sistema brasileiro. As figuras 2.5 e 2.6 mostram as energias naturais mensais e as energias anuais totais para as usinas localizadas nas regiões do Brasil. É de se notar que o sistema brasileiro é um dos maiores sistemas interligados do mundo. A distância norte – sul chega aproximadamente a 4.000 km. Imaginando-se esse mesmo sistema sobre o mapa da Europa, isso significaria interligar Lisboa a Helsinque na Finlândia.

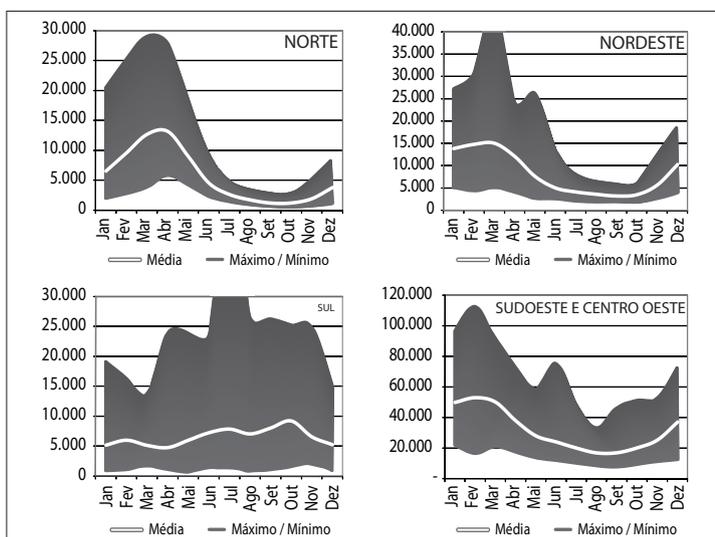
Os eixos verticais das quatro figuras seguintes mostram a quantidade de energia natural que se pode esperar em cada região mês a mês. Chama a atenção a grande variabilidade, típica do clima tropical. Mas, em média, observa-se uma diversidade acentuada entre o Sul e o Sudeste–Centroeste. Também pode ser notada uma diferença de pouco mais de um mês no momento de máximo entre Sudeste e Norte. O Nordeste, por depender do Rio S. Francisco, que nasce no estado de Minas Gerais, tem basicamente o mesmo comportamento médio hidrológico do Sudeste. É importante

9 Em qualquer sistema de base hidroelétrica a “segurança” é probabilística. Geralmente está associada a um nível de risco considerado aceitável.

notar que a área cinza de máximo e de mínimo indica que essas diversidades a nível mensal podem variar bastante de ano para ano.

A quinta figura mostra justamente as energias naturais de cada região ano a ano. É possível perceber que os anos onde há a coincidência de “secas” ou “cheias” é minoria. Estatisticamente, em 75% do tempo, alguma diversidade regional de regime hidrológico ocorre nos rios brasileiros.

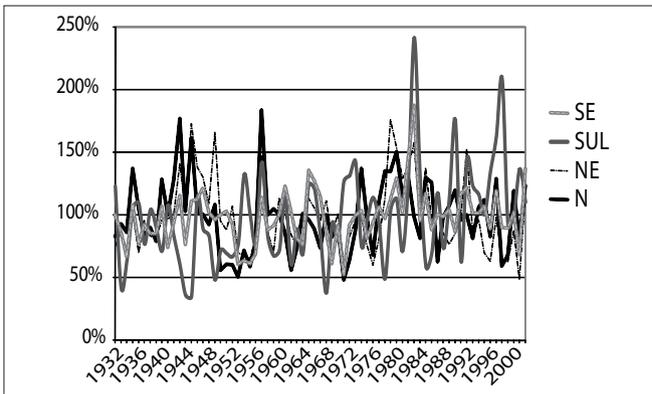
Figuras 2.5. Energias Naturais médias, máximas e mínimas



Essa diversidade confere ao sistema de transmissão brasileiro uma função praticamente inédita entre os sistemas elétricos mundiais, pois o mercado pode ser atendido por uma infinidade de gerações diferentes localizadas ao longo do território nacional. Ao possibilitar uma grande quantidade de possíveis despachos entre as regiões, o sistema de linhas faz um papel similar a um reservatório “ambulante”, pois é capaz de “realocar” a reserva de água de modo a evitar vertimentos desneces-

sários. As linhas, desde que corretamente dimensionadas, são capazes também de “esvaziar” estrategicamente os reservatórios programando seus volumes de espera e transformando mais água da chuva em kWh. Pode-se dizer que, quanto maior a “capilaridade” do sistema de transmissão, maior a probabilidade de que as aflúncias em todo o sistema sejam transformadas em kWh em algum momento.

Figura 2.6. Séries anuais por região.



Em termos dos princípios dos modelos mercantis, surge aqui outra inconsistência, pois estes tratam o sistema de transporte de energia como “neutro” em relação à quantidade de energia ofertada. No caso do sistema brasileiro, isso simplesmente não é verdade. Aqui, as linhas afetam quantitativamente a oferta presente e futura. Usando o mesmo raciocínio da seção anterior, se as linhas pertencessem a proprietários distintos das usinas, conscientes da sinergia entre reservatórios e linhas, esses transmissores poderiam reivindicar a associação de capitais de forma a explorar a maximizada energia total. Outra vez, características geográficas e climáticas brasileiras dão uma dimensão significativa a esse efeito e, por isso, são um grande diferencial entre o nosso sistema e outros sistemas elétricos, mesmo outros hidroelétricos.

Por efeitos sinérgicos, a lógica de expansão da rede no Brasil não tem relação apenas com o atendimento ao consumidor. É preciso dimensioná-la de tal modo que, além de atender a demanda, a rede seja capaz de transferir grandes blocos de energia por longas distâncias. Em princípio, num sistema de base térmica, não há sentido em atender um mercado com usinas localizadas até 2000 km de distância, pois ali, prevalece a ótica elétrica, onde as perdas são proporcionais à distância. No Brasil, isso faz todo o sentido, pois a lógica energética prevalece sobre a elétrica, apresentando compensações para essa “estranha” decisão.

Aqui, pode-se afirmar que a transmissão faz parte da “maquina” que forma a energia que se comercializa. Em qualquer outro sistema elétrico, a capacidade quantitativa de fornecer energia das usinas não depende ou depende muito pouco do sistema de transmissão. No Brasil, imagine-se que, por “mágica”, se diminua a capacidade do sistema transportar energia e, imediatamente, além dos problemas no atendimento ao mercado, menos água poderia ser turbinada causando um decréscimo na quantidade de energia segura do sistema. Cometendo-se um abuso de linguagem, as linhas brasileiras são responsáveis por parte essencial do “combustível” das hidráulicas, a água.

O exemplo concreto desse fenômeno foi verificado no raciocínio de 2001 quando as usinas da região sul, apesar de poderem exportar energia para o sudeste, não puderam fazê-lo por limitações do sistema de transmissão entre essas regiões. Evidentemente, naquele ano, milhões de metros cúbicos de água verteram desnecessariamente no Sul e, conseqüentemente, a capacidade do sistema ofertar energia caiu, pois o Sudeste gastou sua reserva assistindo passivamente o “desperdício” nos vertedouros do Sul.

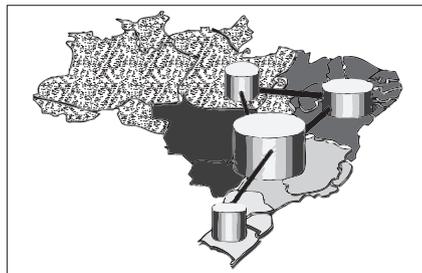
De fato, num cálculo aproximado, estima-se que cerca de 10% da energia assegurada total do sistema se deve ao sistema de transmissão. Portanto, de modo similar às usinas em cascata, num sistema de puro mercado, caso as linhas pertencessem a outra empresa, seria óbvio

que, tanto a sua capacidade quanto sua operação, afetariam as usinas. Num mundo de negócios, esse é um fator que induziria à associação. Portanto, o melhor a fazer seria explorar o sistema de forma integrada associando-se os capitais investidos numa única empresa. Similarmente ao caso das usinas em cascata, qualquer divisão da energia total como alternativa à empresa única teria uma característica de média de situações muito diversas, o que fatalmente levaria a adoção de subjetividades e contestabilidade. Portanto, aqui também existem todas as condições para a formação de uma única empresa.

2.4.3. O efeito “seguro”.

O que se pode intuir até esse ponto é que, usando uma interessante analogia, o sistema brasileiro, se operado de forma sinérgica, se assemelha a 4 grandes reservatórios interligados por aquedutos. É como se fosse um sistema de “caixas d’água” interligadas por vasos comunicantes, tal como ilustrado abaixo.

Figura 2.7. Diagrama esquemático do sistema de reservatórios equivalentes por subsistemas.



Em alguns meses do ano, a região Norte envia seu excesso de energia para o sudeste que economiza sua própria reserva. É como se a água que “sobra” do mercado Norte fosse transportada via aquedutos e enchessem os reservatórios do Sudeste. Em outras situações, o Sul gera

mais do que seu mercado e manda essa sobra para o mercado do Sudeste. Esse, por sua vez, pode enviar energia para o Norte e, em seqüência, o Norte pode socorrer o Nordeste. Enfim, a energia no sistema brasileiro pode “passear” por uma área equivalente à Europa. Esse “passeio” evita vertimentos desnecessários e transforma mais água em kWh.

Entretanto, esse arranjo pode apresentar esvaziamentos simultâneos reduzindo a reserva em todo o sistema. Isso traz à tona o grande dilema do setor elétrico brasileiro: guardar água para o futuro ou usá-la no presente? Para decidir reservar, é preciso contar com fontes que não dependam da situação climática e possam ser acionadas no momento certo. Aqui entra a utilidade das usinas térmicas que usam combustíveis fósseis, que têm uma função muito diferente das suas semelhantes em sistemas com predominância desse tipo de usina.

O sistema brasileiro é tão singular que, com a presença de uma térmica operando em sincronia, acontece um efeito similar aos anteriores. Chega a ser inacreditável ao leigo, mas, uma térmica mesmo sem ser ligada consegue aumentar a quantidade de energia segura que um sistema pode gerar apenas com água!

Isso ocorre porque, contando com a possível geração da térmica, o conjunto das hidráulicas pode arriscar esvaziar os reservatórios no momento certo, abrindo espaço para guardar mais água da chuva. Sem a térmica, o sistema teria que ser mais conservador e não poderia abrir volumes de espera muito grandes. Ou seja, por espantoso que pareça, as usinas térmicas no Brasil, mesmo sem funcionar o tempo todo, podem transformar mais água em kWh! Muitas vezes, acrescentam mais energia ao sistema do que elas próprias geram.

Ainda usando o mesmo abuso de linguagem, no Brasil as térmicas funcionam como um reservatório virtual. Além de proporcionar segurança de abastecimento para momentos nos quais é imprescindível o esvaziamento dos reservatórios, aliviam a responsabilidade da reserva por parte da carga no momento certo. Essa é uma conceituação muito

diversa da usada em sistemas de preponderância térmica onde uma usina funciona na base do sistema. Aqui, mais uma vez, em função de características ligadas à natureza brasileira, elas têm um papel totalmente diverso. São coadjuvantes, mas isso não significa que não sejam importantes na preservação da reserva hídrica.

Na realidade, as térmicas são o “controle” do sistema de reserva de água, e, por isso, é preferível que essas usinas sejam flexíveis, como devem ser todos os controles. Elas são úteis mesmo sendo “desnecessárias” por vários meses! Para que o sistema se beneficie desse efeito, as usinas devem ser acionadas segundo uma lógica ligada à hidrologia¹⁰.

Outra vez, usando o mesmo raciocínio, um investidor térmico, consciente do efeito benéfico de sua usina, também exigiria um quinhão desses benefícios e muito provavelmente teria todo o interesse na associação de capitais. Um problema para a implantação de um sistema de “concorrência” e mais um efeito peculiar que induziria à associação de investidores em uma única empresa.

2.5. O Método

Pelo que se pode perceber até aqui, donos de usinas, de linhas e de usinas térmicas teriam todos os incentivos naturais para a formação de uma única empresa no sistema brasileiro. Percebe-se que o sistema físico “pede” para ser explorado como se fosse um monopólio. Os ganhos energéticos advindos da fantástica sinergia reservatórios-linhas-térmicas são significativos. O princípio que se defende aqui é que o sistema composto de hidráulicas, linhas e térmicas têm características de *monopólio natural*.

Lógico que outros sistemas também têm esses efeitos, mas numa proporção muito menor, quase imperceptível. O caso brasileiro apresenta

¹⁰ Evidentemente, há situações elétricas que exigem o despacho de térmicas fora do mérito energético, mas essas situações não são tão significativas para alterar o peculiar papel das térmicas no sistema brasileiro.

ganhos sinérgicos da ordem de 25% da carga em função da nossa natureza energética. Considerando que a capacidade do sistema interligado hoje é de 50 GW_{médios}, pode-se dizer que uma energia equivalente à usina de Itaipu pode ser creditada à operação monopolística. Pode-se imaginar o estrago que resultaria caso o sistema brasileiro adotasse um modelo concorrencial puro, ligado à produção¹¹.

Sem querer esgotar a questão sobre a teoria dos monopólios naturais, é interessante notar que é muito comum encontrar a conceituação de que a distribuição e a transmissão de eletricidade são monopólios naturais. É muito rara a atribuição dessa característica ao conjunto geração e transmissão. Mas, no caso brasileiro, são exatamente essas atividades que apresentam características naturalmente monopolísticas. É importante ver, muito resumidamente, a teoria dos monopólios naturais.

Os investimentos dos setores de infra-estrutura geralmente possuem uma série de características que justificaram, historicamente, a intervenção de governos. Os itens abaixo, não são oriundos de uma observação do setor elétrico. As semelhanças da teoria com o nosso caso não são meras coincidências.

- A existência de economias de escala e de escopo faz com que estas atividades apresentem a característica de monopólio natural. Isso ocorre quando uma única firma é capaz de prover o mercado *a um menor custo do que qualquer outra estrutura de mercado*;
- Os investimentos são *intensivos em capital*, com grande prazo de maturação. Geralmente necessitam condições financeiras especiais para mitigar riscos provocados pelo descasamento entre o prazo de maturação do investimento e o cronograma de

11 Na década de 90, os consultores ingleses Coopers&Lybrand contratados para modelar o sistema brasileiro, chegaram a propor um esquema que colocava em risco essa sinergia. Não fossem os engenheiros brasileiros, que demonstraram as perdas decorrentes da proposta, o modelo escolhido teria sido desastroso.

pagamento do financiamento. Acabam exigindo a necessidade de financiamento público;

- Investimentos em redes, cujas *características tecnológicas geram complementaridades que favorecem a coordenação das atividades em detrimento da competição*. Da mesma forma, estas características também funcionam como incentivo para estruturas monopólicas visando a *redução de custos de transação e a mitigação de riscos de perdas de coordenação*;
- Investimentos sujeitos à *obrigação jurídica de fornecimento*, pelo fato de os serviços serem considerados básicos para as atividades econômicas e sociais. Por esta razão, esses serviços são definidos como serviços públicos, embora este conceito tenha um forte caráter histórico e cultural. Prevalece a noção de serviços cuja provisão deve ser garantida pelo Estado.
- Ocorrência de *externalidades*. Retendo-se aqui seus aspectos positivos, esses efeitos podem ocorrer em função de o valor gerado pelos investimentos ser maior que aquele pago pelo usuário (consumidor). Ressalta-se o fato que o aumento do número de usuários provoca a maior utilidade coletiva e individual das redes e dos serviços, justificando a *universalização dos serviços*, ou seja, a extensão ampla do acesso a esses serviços com base em preços módicos. As circunstâncias em que o monopólio pode ser mais eficiente do que a competição são operações em que haja largas economias de escala e situações em que se deseje internalizar externalidades.

Com esse “pano de fundo” regulatório propõe-se examinar o funcionamento do setor brasileiro¹².

12 O caso brasileiro pode ser examinado no excelente texto de Leslie Afrânio Terry “Monopólio Natural na Geração e Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro. do livro “A reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro” – Paz e Terra - 2003

2.5.1. A operação

Apesar da enorme alteração de princípios, de paradigmas e institucional, a implantação do sistema privado-mercantil, para não perder a óbvia sinergia do sistema, exigiu a adoção de um Operador Nacional do Sistema que age de forma monopolista, determinando a geração de cada usina e estipulando pesadas multas para o caso do não cumprimento de suas decisões. Portanto, a gestão do ONS não difere da gestão que seria adotada por uma única empresa que explorasse todo o sistema. Independente da questão da propriedade, a gestão de tão complexo sistema é preciso ser explicada.

Salientam-se aqui os aspectos fundamentais sobre a peculiaridade brasileira e sua adaptação ao sistema mercantil:

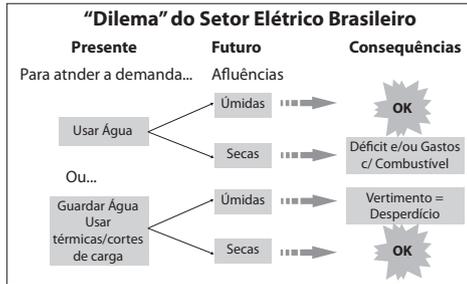
- A ótica monopolística da operação, a necessidade de representação matemática de todo o sistema e a necessidade de redução de custos, exigiu uma modelagem em quatro grandes subsistemas. Isso só foi possível com a adoção de simplificações.
- A operação é feita sob a ótica monopolística, portanto, alheia a aspectos comerciais. A “concorrência” no Brasil não pode estar ligada à produção da energia.

Para simplificar o problema sem perder o aspecto conceitual, vamos imaginar que ao invés dos quatro subsistemas (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste), tivéssemos apenas um grande reservatório fruto da união de todos os reservatórios do país. Tal situação não estaria muito longe da realidade, pois a tendência é de que a “capilaridade” do sistema seja crescente. Num futuro bem próximo, com a expansão dos troncos de transmissão entre regiões, poderemos ter apenas um grande mercado de energia.

Qual é o dilema do operador monopolista desse sistema? A figura 2.8 ilustra o problema. Se, para atender a demanda no presente o operador

usa água estocada e, no futuro, afluências fartas repõem o “estoque”, a decisão presente foi apropriada. Mas, se as afluências futuras forem escassas, a decisão de gerar com água foi equivocada e, provavelmente, no futuro o sistema apresentará mais gasto com combustíveis fósseis na tentativa de corrigir o problema.

Figura 2.8. Diagrama de decisões típicas da operação



Se o operador resolve guardar água, é preciso usar térmicas para atender a demanda no presente ou mesmo não atender a demanda. Tomada essa decisão, se, no futuro, as afluências forem altas, a decisão foi inconveniente, pois, provavelmente o reservatório vai encher e não vai ser capaz de “guardar” a água que virá. O vertimento é um desperdício de um recurso gratuito e deve ser evitado. Mas, se as afluências futuras forem secas, a decisão foi acertada.

Portanto, mais dois aspectos fundamentais para serem extraídos desse “dilema”:

- É impossível gerir o sistema no presente sem uma visão do futuro. É necessário um modelo que simule a operação de todo o sistema nos anos vindouros.
- Há sempre um risco de tomar decisões “equivocadas” fruto da grande variabilidade das afluências e a seqüência de decisões pode incluir correções de trajetórias passadas.

Portanto, como o operador decide?

Entre os grandes sistemas elétricos do mundo, a capacidade de reservar água dos reservatórios brasileiros é recorde. Para se ter uma idéia dessa capacidade, se os reservatórios do país estivessem todos cheios e, por absurdo, os rios secassem, ainda assim, nós teríamos uma reserva para cerca de 6 meses de consumo, ou aproximadamente 200 TWh¹³.

Como, os rios não secam, as decisões envolvem estratégias que possibilitam guardar aflúncias de um ano para serem usadas em anos subseqüentes. No caso brasileiro, o horizonte estratégico da operação se estende por um prazo tão longo quanto os considerados de planejamento de outros sistemas. Ou seja, a operação, por incrível que pareça, é um problema de longo prazo. Tudo isso originário de uma característica geográfica brasileira, os rios de planalto. Portanto, a gestão desse sistema envolve, no mínimo, uma visão de 4 anos no futuro. Isso implica em fazer projeções de demanda e de oferta, pois, nesse horizonte, o sistema é dinâmico. Em 2008, o operador já está olhando o período 2009-2012, “contando” com as entradas de algumas usinas e também com o crescimento da demanda.

Além dessas projeções, a gestão envolve uma modelagem das aflúncias, para prever o que poderá ocorrer alguns meses a frente. Mais ainda, é preciso ter uma taxa de desconto dos custos incorridos no futuro, pois um evento em 2012 não deve “valer” a mesma coisa do que um evento de 2008. E, finalmente, a gestão ainda exige a adoção de um custo para o déficit de energia, pois esse é um evento possível e, como se está tomando decisões para minimizar custos, é preciso tratar o déficit como um evento compatível com essa contabilização.

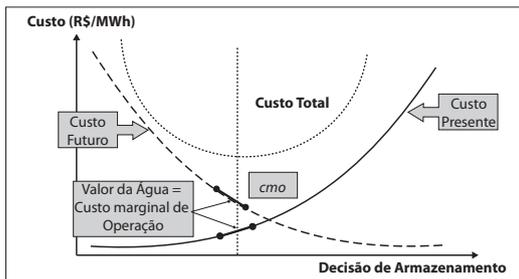
13 A recente redução de capacidade de armazenamento para cerca de 4 meses está muito mais associada ao fato de que o sistema tem atendido cargas maiores do que as definidas pela metodologia. Como veremos adiante, o sistema está operando com custos maiores do que os que induziriam à expansão.

O problema da operação do sistema pode ser descrito como:

Calcular para cada estágio de tempo (mês) o despacho hidráulico e térmico que minimize o valor esperado do custo de operação (geração térmica e penalidades pelo não suprimento).

As questões que envolvem a gestão do sistema mostram que, ao contrário dos sistemas de base térmica, aqui o “futuro está presente” e as decisões envolvem o uso de parâmetros de difícil estimativa que fatalmente exigem alguma arbitragem tais como a taxa de desconto e o custo do déficit.

Figura 2.9. Funções custo da operação.



Resumindo, mais alguns aspectos fundamentais:

- A gestão *presente* envolve uma projeção de demanda nos próximos 4 anos.
- É preciso levar em conta variações da oferta nesse horizonte. Novas usinas e períodos de indisponibilidades das existentes são dados que também afetam a decisão.
- É preciso definir uma taxa de desconto do futuro.
- É preciso definir quanto custa a falta de energia para um sistema integrado como o nosso.

Os dois últimos parâmetros, por sua natureza, são tipicamente atributos de uma política pública e dificilmente poderão ser definidos pelo mercado.

Essas questões voltarão mais tarde e, por enquanto, propõe-se supor que o gestor disponha de todas as informações. Como é feita a decisão de usar ou não a reserva?

A resposta está centrada em saber quanto vale uma unidade de reserva, por exemplo, o equivalente a 1 MW_{médio} em volume d'água. Sob o princípio de minimização de custos, só assim é possível comparar a água reservada aos custos presentes e futuros.

Esse é o chamado Custo Marginal de Operação ou Valor da Água (*cmo*), a variável mais importante do sistema brasileiro. A figura 2.9 mostra o conceito da gestão da reserva.

1. No eixo horizontal do gráfico está a decisão de armazenamento. Quanto mais à direita no eixo, mais água armazenada.
2. No eixo vertical está o custo em R\$/MWh.

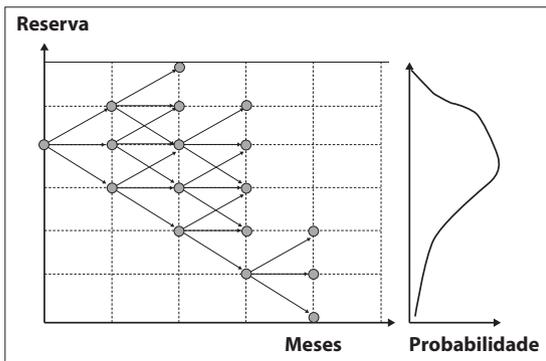
Existem duas funções custos nesse gráfico. Uma função “custo presente”, que é simplesmente o custo de atender a demanda hoje, somando gastos de combustíveis, manutenções, etc. Uma função “custo futuro” que é a soma de todos os custos esperados naquele horizonte de 4 anos.

O objetivo é compatibilizar as obrigações do presente e futuro. Mas, como se pode ver, esses dois objetivos são conflitantes. Quanto menos água se armazena, menor o custo presente de atendimento da carga, já que a geração será feita com água. Se a decisão é manter um estoque alto, o custo presente sobe, pois a demanda terá que ser atendida com térmicas.

O custo futuro se comporta de maneira inversa. Quanto mais armazenagem, menor o custo no futuro. Quanto menos se armazena,

maior o custo futuro. Se o objetivo é adotar uma estratégia que equilibre esses dois objetivos contraditórios, o problema reside em determinar o nível de armazenamento que minimiza o custo total que é a soma do custo futuro e do presente. Ora, a curva do custo total passa por um mínimo quando a inclinação¹⁴ da curva do custo presente é a mesma do custo futuro com sinais opostos. Nesse ponto, qualquer pequena variação da decisão para mais ou para menos armazenagem é indiferente, pois os dois custos variam igualmente com sinais opostos, e, portanto, o custo total passa pelo seu mínimo. Todo mês o operador roda um software que realiza esse complexo cálculo¹⁵.

Figura 2.10. Ilustração do processo de evolução de decisões operativas.



Para cada decisão é preciso simular o sistema com muitas agregações. Como já explicado, a complexa e diversa estrutura de usinas por todo o sistema interligado tem que ser modelada em quatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste), onde elas são representadas como uma

14 Matematicamente, as derivadas individuais se igualam com sinais contrários e a derivada do custo total é nula.

15 O modelo adotado no Brasil é homologado pela ANEEL e foi desenvolvido no CEPEL.

grande usina equivalente¹⁶. Só assim é possível resolver um dos maiores problemas de otimização conhecidos, pois, a decisão de cada mês, gera várias situações possíveis nos meses seguintes em função da variabilidade das afluições.

A lógica é simples: Se o *cmo* está abaixo dos custos de operação das térmicas, opera-se com água. Se o *cmo* sobe, o operador vai despachando (ligando) as térmicas por ordem de custo. Assim o “valor da água” e o custo operacional presente permanecem coerentes.

O *cmo* é também o preço de mercado de curto prazo do sistema brasileiro, pois ele representa o valor de cada unidade da reserva perante as necessidades presentes e futuras. Não há como se utilizar preços advindos de negociações entre vendedores e compradores, pois além dos geradores não decidirem sobre a operação de sua própria usina, apenas o operador nacional tem a visão sistêmica, absolutamente indispensável no caso brasileiro.

O processo está disposto no gráfico da figura 2.10 de forma simplificada. O “estado” da reserva nessa grande usina equivalente é discretizado em vários níveis e as decisões da operação (geração hidráulica e térmica) são tomadas em função das possibilidades futuras.

A cada mês faz-se uma projeção de energia afluyente e, com base numa projeção da carga, estima-se quais são os prováveis estados de reserva do próximo mês. Evidentemente, esse processo se estende por todo o horizonte da operação e, portanto, é preciso ter um método matemático que resolva qual a decisão correta a tomar. O algoritmo utilizado é a programação dinâmica estocástica que remonta o processo de interdependência temporal do futuro para o presente. O processo define para cada mês a probabilidade da reserva assumir cada um dos níveis discretizados. O custo futuro é

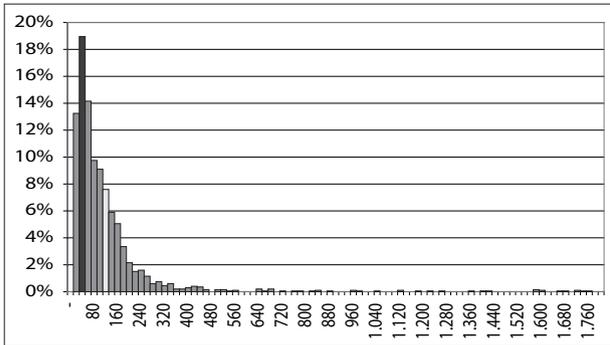
¹⁶ Aqui, para fins de compreensão do conceito, estamos adotando uma simplificação ainda maior, as reservas de todas as usinas do sistema estão representadas através de um único reservatório.

obtido através da composição a valor presente dos custos futuros de todo horizonte.

Apesar da complexidade, o essencial é entender que a peculiaridade do sistema brasileiro obriga que se faça uma modelagem de todo o sistema, decida-se qual a estratégia de geração a partir da água, e só depois dessa etapa é possível se estabelecer qual a geração individual de cada usina. Os sistemas térmicos seguem processos “bottom-up”, justamente o contrário do caso brasileiro.

O Custo Marginal de Operação é, portanto, uma variável aleatória significativamente afetada por situações futuras “traduzidas” por parâmetros econômicos que procuram compatibilizá-las com os custos presentes.

Figura 2.11. Distribuição típica do custo marginal de operação (*cmo*)



Uma característica importante dessa variável é a sua distribuição. Teoricamente, o *cmo* pode valer desde zero (reservatórios vertendo) até o custo do déficit (reservatórios vazios). Como estamos sob um regime de aflúncias influenciado pelo clima tropical e como se opera o sistema para que não falte energia, é óbvio que há uma predominância de *cmo*'s baixos no sistema. A figura 2.11 mostra a distribuição típica desses custos

quando o sistema está equilibrado. Como será evidenciada adiante, essa distribuição é variável central sobre questões comerciais. Ela acaba por determinar a decomposição da garantia pelos diversos agentes.

Aqui, se percebem mais diferenças fundamentais entre o nosso sistema e os sistemas térmicos.

- O custo de operação não é definido apenas por variáveis do presente como nos sistemas térmicos. Decisões tomadas no presente afetam a situação de suprimento futuro. Decisões tomadas em função do futuro afetam as decisões do presente.
- A estratégia global se superpõe à estratégia individual. Ao contrário dos sistemas térmicos, primeiro define-se a estratégia do todo (o sistema) para depois definir as das partes (as usinas).
- O custo marginal de operação é o preço de curto prazo ou “spot” da energia nesse sistema e não advém da negociação entre vendedores e compradores.

Como compatibilizar essas características metodológicas num sistema de mercado, onde vários agentes interagem defendendo seus interesses? Como estipular uma mesma metodologia que possa ser entendida e aceita por todos? Evidentemente, foi necessário que o complexo modelo de operação do sistema fosse único, homologado pelo regulador e disponível para todos, pois, afinal, ele é o coração do sistema. O CEPTEL, no período estatal, já era o responsável pelo desenvolvimento dessa metodologia. Através do software NEWAVE, veio e vem prestando esse serviço ao setor.

Mas a adaptação mercantil acabou por exigir situações inéditas, pois, é preciso lembrar que o NEWAVE é basicamente um programa de operação e, devido à complexidade e acoplamento compulsório dos problemas de curto e longo prazo, seu papel no modelo comercial é insubstituível. O Capítulo III irá mostrar que, hoje, no momento em que esse

texto é escrito, possivelmente, o setor poderá assistir uma grande rebusição metodológico, pois as críticas ao papel do NEWAVE só aumentam. Como se irá perceber, a hipótese básica de independência entre a operação e a comercialização, base do modelo, pode estar em perigo.

É comum assistir a declarações de agentes razoavelmente experientes no setor se referindo ao preço de curto prazo brasileiro como se ele fosse um preço de mercado. Na realidade, a formação de preços é um assunto complexo e ainda um grande desconhecido da sociedade brasileira. Um formidável exemplo de compreensão equivocada da formação de preços no mercado de curto prazo, com conseqüências comerciais extremamente impactantes para a Petrobrás, foi o caso das usinas térmicas *merchants*¹⁷, tratadas no anexo 3.

2.5.2. O Planejamento.

Um sistema com o nível de interdependência e interseções como o descrito até aqui não pode prescindir de um planejamento também muito especial. Como a operação de uma usina afeta todo o sistema, para decidir qual é o melhor projeto, é preciso simular a operação como se a usina já fizesse parte do sistema. Ou seja, o planejamento no Brasil depende de simulações detalhadas da operação no futuro. Se, na maioria dos sistemas elétricos do mundo, a operação é um problema de curto prazo, aqui ela é essencial no longo prazo.

A primeira questão é saber se o mercado consumidor precisa de uma nova usina, pois como se pode imaginar, num sistema de base hidráulica sob regime tropical, é bem possível que, em alguns anos, a hidrologia favorável possa ser suficiente para fazer frente a aumentos da demanda. Mas, evidentemente, essa nova carga não pode ser atendida apenas com a boa vontade dos céus. Assim, o setor tem um critério

¹⁷ Usinas térmicas que venderiam sua energia apenas quando o cmo superasse seu custo de operação. Seria uma típica usina acionada pelo comportamento do preço spot, totalmente incompatível com o sistema brasileiro.

objetivo, independente da hidrologia para determinar se o parque instalado está sendo exigido acima de suas possibilidades.

Figura 2.12. Função custo marginal de expansão x carga.

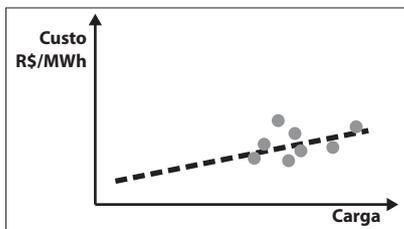
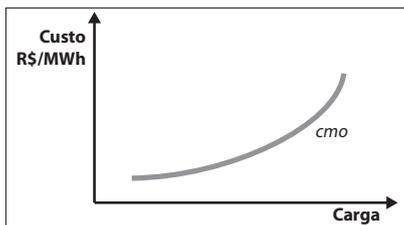


Figura 2.13. Função custo marginal de operação x carga.



A figura 2.12 mostra a função Custo marginal de Expansão em função da carga. À medida que se aumenta a demanda, usinas cada vez mais caras são viabilizadas. Como o sistema brasileiro é de base hidroelétrica e novos locais estão cada vez mais distantes dos centros de carga, essa função é crescente¹⁸. Os pontos seriam representações de projetos reais e os resultados dos leilões são balizadores dessa curva. Assim, sabemos quanto custa atender a um aumento da carga pela expansão do sistema.

18 Os países cujo sistema é de base térmica têm tido uma função de custo marginal de expansão decrescente devido à melhoria dos processos tecnológicos ocorrido nas térmicas e em razão da predominância do gás, combustível mais eficiente. Essa é outra diferença marcante entre os sistemas.

Resta saber quanto custa atender o aumento de carga sem expansão, apenas “forçando” o mesmo sistema, como na figura 2.13. Mostrado na seção passada, a cada mês o ONS calcula o custo marginal de operação e com base nele, opera o sistema. É óbvio que o custo marginal de operação vai depender muito da situação hidrológica de cada ano. Para poder saber se o sistema está ou não equilibrado sem depender da hidrologia circunstancial, calcula-se um custo marginal de operação médio que pode ser obtido simulando-se o sistema com todas as hidrologias possíveis¹⁹.

Portanto, com base nessas duas curvas, pode-se dizer que o sistema está “folgado” quando o custo marginal de operação médio é menor do que o custo marginal de expansão. Se, ao contrário, o *cmo* é maior do que o *cme*, o sistema está sobrecarregado. Pode parecer muito complicado, mas isso significa apenas a seguinte regra:

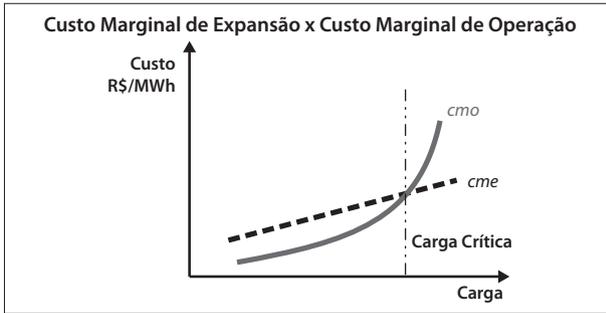
O sistema existente deve ser operado até o ponto em que o seu custo de operação passa a ser maior do que o custo de construção de uma nova usina. Usando uma analogia muito simples, um carro velho, aumentando seu custo de manutenção e indisponibilidade, acaba justificando a troca por um novo. Mantidas as diferenças, o princípio é o mesmo.

A figura 2.14 mostra a carga para a qual o $cmo = cme$. Esse é ponto ideal para uma nova usina entrar no sistema. Mais importante ainda, esse processo determina a carga crítica do sistema, que vem a ser o somatório das energias asseguradas de *todas* usinas participantes do despacho centralizado. Essa é a garantia do sistema monopolista.

Portanto, é necessário salientar que a adaptação do modelo mercantil no sistema brasileiro tem que lidar com mais um problema. Como dividir as responsabilidades de garantia entre agentes concorrenciais em sistema operado e expandido como se fosse um monopólio?

19 Pode ser conseguido utilizando-se o histórico de afluições ou séries hidrológicas sintéticas.

Figura 2.14. Carga Crítica – Igualdade entre c_{mo} e c_{me} .



2.6. A separação do todo

Embora os efeitos da adaptação mercantil estejam mais amplamente analisados no próximo capítulo, é interessante tratar dessa questão enquanto os conceitos sobre critérios de planejamento ainda estão recentes na leitura.

Para se aplicar o sistema de mercado atualmente vigente que, inclusive, admite um mercado totalmente livre onde produtores e consumidores negociam energia, foi necessário decompor a capacidade total de energia assegurada do sistema monopolístico. Por isso é importante relembrar alguns dos pontos fundamentais sobre a operação do setor elétrico brasileiro:

1. O ONS opera o sistema definindo as gerações de cada usina como se fosse um monopólio.
2. As decisões são dependentes de uma projeção de futuro (4 anos) onde deverá estar previsto:
 - a. O crescimento da demanda.
 - b. A entrada de novas usinas.

- c. Saída programada de máquinas.
 - d. Uma taxa de desconto a ser aplicada a custos futuros.
 - e. Uma função custo do déficit para valorar eventuais não suprimentos.
3. Primeiro, o processo define o bloco de geração hidráulica e térmica por subsistema e depois, por decomposição, a geração por usina. A operação não deve ter relação com o mundo comercial.
 4. A variável mais importante nesse processo é o custo marginal de operação, um complexo indicador advindo de uma estratégia completamente conectada à ótica monopolista.

A separação da energia assegurada por usina só pode ser feita por algum critério de rateio. Esse critério, por ser um processo de decomposição de uma operação monopolística que apresenta grande diversidade, no fundo, é uma escolha subjetiva de uma média. O que está descrito a seguir é apenas uma das possibilidades. Ela é escolhida como “convenção de mercado”²⁰.

- Em primeiro lugar divide-se a energia assegurada do sistema entre os blocos de usinas hidrelétricas e de usinas termelétricas.
- Esse rateio é baseado na ponderação, pelo custo marginal de operação - *cmo*, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes.
- A parcela hidráulica (EH) é obtida pela expressão abaixo, que multiplica as cargas críticas dos 4 subsistemas por um “fator hidráulico” FH.

20 O cálculo de energia assegurada, apesar de se basear numa simulação da operação futura, não é realizado pelo ONS. Como o mercado já negocia a energia assegurada das usinas que ainda vão entrar, esse cálculo é feito pelo Ministério de Minas e Energia, supostamente, com a mesma metodologia da operação.

$$EH = \sum_{s=1}^4 ccrítica(s) \times FH$$

- Esse fator hidráulico valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo correspondente *cmo*.
- A expressão abaixo pode assustar os não especialistas, mas significa apenas que a série de *cmo*'s é o fator de ponderação para definir qual a “responsabilidade” das hidráulicas na energia assegurada total. São quatro subsistemas (s), 12 meses (i), 15 anos (j) e 2.000 (k) séries sintéticas de afluências que, nesse caso, substituem o histórico. No numerador está a série de gerações hidráulicas e no denominador a geração total.

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, l, s)] \times cmo(i, j, k, s)}$$

- Do mesmo modo a geração térmica é definida com uma expressão parecida. A única diferença é que o fator térmico é diferenciado por subsistema (s) e por classe térmica (l).

$$FH = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, l, s) \times cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nts} gt(i, j, k, l, s)] \times cmo(i, j, k, s)}$$

- Teoricamente, a variável *cmo* pode valer desde zero (reservatórios vertendo) até o custo do déficit (reservatórios vazios). Supondo que a térmica mais barata apresente um nível de preço *ctI*, na simulação, toda vez que *cmo* < *ctI*, a carga está sendo atendida por geração hidráulica. Portanto, na equação de *FH*, a geração hidráulica *gh* está sendo multiplicada predominantemente por *cmo*'s baixos. Quando o *cmo* sobe acima de *ct*, as térmicas passam a gerar e, portanto, suas gerações *gts* são

multiplicadas por cmo 's altos. Observe que a térmica mais cara, a última a ser ligada, apesar de ser a que gera menos, é a que está sendo multiplicada pelos cmo 's mais altos. Nesse momento a geração hidráulica diminui.

- Isso mostra a importância dos parâmetros que definem o custo marginal de operação e que afetam sua distribuição. Quanto mais “concentrada” em valores baixos, menor a ponderação do gh na equação e, evidentemente, menor a importância das hidráulicas na formação da energia assegurada.
- Portanto, qualquer alteração de parâmetros que afetem a distribuição dos cmo 's, altera a proporcionalidade entre térmicas e hidráulicas na formação da energia assegurada. O parâmetro mais influente sobre a distribuição é a função custo do déficit, justamente a grandeza mais “subjéctiva” nesse complexo processo²¹.
- Uma interpretação comercial das equações é a de que os blocos hidráulicos e térmicos “vendem” suas gerações pelo preço cmo , já que gh ou gt é medido em MWh e o cmo é medido em R\$/MWh. Portanto, tanto numerador e denominador são medidos em R\$.
- Como o cmo é uma variável aleatória cuja distribuição é a da figura 2.11, pode-se imaginar que as variáveis FH e FT são médias cuja variância é alta e, portanto, a incerteza é inerente. Se, ao invés de usar a série sintética, fosse usado o histórico de vazões, que tem pouco mais de 70 anos, o nível de significância estatística seria muito baixo.
- O bizarro de toda essa construção é que, apesar de toda essa complexidade onde a variável principal é o custo marginal de

21 O agravante é que atualmente a função custo do déficit usada no cálculo da energia assegurada é completamente diferente da utilizada na operação, sendo que a diferença afeta exatamente a distribuição dos cmo 's. Ver Apêndice 4.

operação, a suposição básica da estrutura institucional do setor é a completa independência operativa e comercial.

- Feita a separação entre hidráulicas e térmicas, a repartição do total hidráulico por usina é feita admitindo-se que a energia assegurada é proporcional à energia firme²² da usina. A energia firme, ao contrário da assegurada, pode ser calculada por usina. Em termos de consistência metodológica, entretanto, o uso desse mecanismo é um conflito conceitual. Essa grandeza pertence a outro universo metodológico baseado em outros conceitos de garantia.

O processo de repartição, na realidade, envolve outras complexidades que não serão tratadas nesse capítulo. O intuito é mostrar os conceitos básicos que, inevitavelmente, foram adotados no sistema brasileiro²³.

Para repartir a receita que seria advinda da energia assegurada com um nível de produção que pode diferir totalmente desse certificado, a adaptação “inventou” outra complicação, o Mecanismo de Realocação da Energia. Cita-se a própria definição oficial constante do órgão responsável pela contabilização do mercado, a Camara de Comercialização de Energia (CCEE):

“O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que

22 A energia firme de uma usina é um conceito anteriormente muito usado no setor e é definido como a energia média gerada no pior período do histórico de aflúncias, o período crítico. (Período Crítico - maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo). Atualmente, corresponde ao período que vai de junho de 1949 a novembro de 1956.

23 Para uma descrição detalhada ver NOTA TÉCNICA MME/SPD/05, outubro de 2004 Garantia Física de Energia e Potência Metodologia, Diretrizes e Processo de Implantação

todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo”

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um conjunto de fórmulas algébricas para a transferência de energia entre as usinas que têm direito ao MRE, no caso as hidroelétricas. O preço dessas transferências corresponde a cerca de 1/3 do preço spot mínimo.

Como explicado, as usinas do sistema recebem um certificado de energia assegurada calculado pela complexa metodologia e aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Como as usinas são despachadas de forma centralizada, evidentemente, a sua receita não está relacionada à sua produção efetiva, mas sim ao volume de seus contratos, que correspondem aos certificados. Se, para um período, a geração determinada para a usina hidrelétrica é menor do que seu certificado de energia assegurada, tal usina recebe o complemento via MRE, valorado ao “preço de transferência”. Ou seja, se uma usina do “MRE” está gerando a mais é porque outra está produzindo a menos, na mesma proporção.

Só que as hídricas podem gerar mais do que lhe foi atribuído como “assegurado”. Quando isso ocorre, o saldo é distribuído de acordo com a energia alocada de cada usina, sendo valorado ao preço spot. Logo, mesmo gerando exatamente igual ao seu certificado, uma determinada usina hidrelétrica pode ter um crédito adicional de energia para comercializar. Da mesma forma, outra hidrelétrica, mesmo produzindo menos do que seu certificado, também poderia ter um adicional de energia, dado que o montante que lhe foi alocada pode ser maior do que sua energia assegurada.

Ou seja, esse mecanismo nada mais é do que um complicado reconhecimento de parte do monopólio natural do sistema geração transmissão. Como explicado anteriormente, o sistema brasileiro é tão singular que, mesmo as térmicas poderiam participar desse mecanismo. Mas, por questões desconectadas da realidade física do sistema, esse reconhecimento se deu pela metade. As usinas que não participam do MRE, as termelétricas, apesar de serem essenciais na formação da energia assegurada do sistema, não participam deste mecanismo. Como são despachadas por ordem de mérito de seus respectivos preços, e de forma complementar às hidrelétricas ou por razões elétricas, seus contratos bilaterais são atendidos por meio de compras no mercado spot, mesmo sendo toda a carga atendida por hidrelétricas, pagando ainda o custo do combustível.

Complicado? Certamente. Essa é uma característica marcante da nossa adaptação mercantil²⁴.

Isso evidencia que nem as usinas hidráulicas têm certificados de energia assegurada correspondentes à sua geração.

Adiantando um assunto que voltará no próximo capítulo, apenas para mostrar que toda essa teoria tem um significado prático, apresenta-se a análise da situação vigente em 2008, descrita no Relatório Executivo do Plano Anual da Operação 2007 do ONS, onde o período 2008-2011 é examinado.

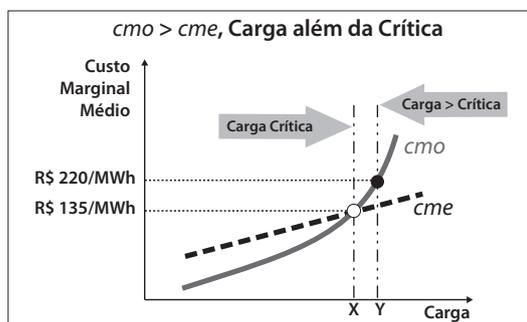
A tabela 2.2, retirada do relatório mencionado, mostra os Custos Marginais de Operação médios. Não são reflexos conjunturais da meteorologia de momento. São situações estruturais, pois foram calculados para diversas situações hidrológicas.

24 Para uma discussão teórica sobre o assunto abordando custos de transação ver: “A Incompletude dos Contratos, o Direito de Propriedade e o Design de Modelos: O Caso da Indústria de Energia Elétrica do Brasil” - Edvaldo Alves de Santana - www.ie.ufrj.br/datacenter/ie/pdfs/seminarios/pesquisa/texto2609.pdf

Tabela 2.2. Custos Marginais de Operação médios 2007 -2011

Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
SUDESTE/ CENTRO-OESTE	136,82	213,76	235,72	194,00	225,69
SUL	100,19	204,20	226,07	186,76	210,48
NORDESTE	159,00	207,94	211,98	169,98	192,58
NORTE	157,59	217,50	235,14	183,61	222,35

O Custo Marginal de Expansão no Brasil está no entorno de R\$ 135/MWh e, portanto, o sistema está operando com um custo bem superior, podendo alcançar quase o dobro em 2011. Portanto, pelos critérios de operação atuais, não há dúvida que o sistema está sobrecarregado, muito embora, situações climáticas conjunturais possam mascarar a deficiência por algum tempo. Evidentemente, reduções da carga futura, fruto da crise mundial, podem alterar essa situação, mas, certamente isso seria um “ajuste” fortuito.

Figura 2.15. Desequilíbrio estrutural

O gráfico da figura 2.15 mostra, nesse arcabouço teórico que se está expondo, a visão do operador sobre o sistema no período 2008

– 2011. O ponto preto indica o nível do *cmo*, correspondente a uma carga Y maior do que a carga crítica X. Como a carga crítica é também a energia assegurada total do sistema, fica claro que, segundo a situação exposta pelo ONS, *não há energia assegurada para todos*. Ou seja, existe um excesso de carga que faz com que o sistema esteja operando com altos custos operacionais, muito superiores aos assumidos na própria definição da segurança.

Nesse momento, revela-se outra singularidade do sistema brasileiro. Aqui, mesmo com a carga maior do que a crítica, pode não ocorrer um racionamento. Tudo dependerá das afluições e da capacidade de reserva do sistema. Mas, com certeza, como a carga é maior do que a crítica, a situação é propensa a esvaziar reservatórios.

No passado recente, esse desequilíbrio estrutural se mostrou evidente já em 1997, renunciando o racionamento que ocorreria em 2001. Os quatro anos de “paciência” do sistema foram possíveis graças à boa vontade de São Pedro, pois de 1997 a 2001, apenas os dois últimos anos registraram afluições abaixo da média²⁵.

Conclusões

Pode-se imaginar que o leitor não especialista tenha ficado espantado com as complexas fórmulas envolvidas na estrutura mercantil do sistema. Esse espanto é um sintoma de que os procedimentos de mercado no setor elétrico brasileiro divergem radicalmente da imagem idealizada da “feira livre”. É uma reação normal para quem imaginava que, à semelhança de outros setores, o produto que uma empresa A vende é advindo da produção de A. O produto de B advém de B e que não existe nenhum preço que não venha das negociações típicas de mercado.

25

O racionamento de 2001 será examinado no Capítulo III.

Fica claro que o mercado competitivo de energia no Brasil é um comércio de certificados de energia assegurada descolado da produção de cada usina. Esses certificados, emitidos como se fossem documentos de um cartório, são calculados por uma complexa metodologia que depende fundamentalmente do parâmetro *cmo*, um parâmetro da operação. O irônico é que esse valor é calculado sob uma ótica monopolista (o oposto do sistema concorrencial), inevitável pelas características físicas do sistema e que, *por hipótese*, é independente de questões comerciais.

É interessante observar que ao longo do processo de definição da energia assegurada e sua decomposição por usina, diversos parâmetros e escolhas altamente subjetivas foram feitas.

1. Usinas e as respectivas datas de entrada das futuras usinas.

A série de *cmo's* é dependente dessas usinas e respectivas datas e, por pertencerem ao futuro, podem ser distintas das hipóteses feitas.

2. A taxa de desconto do futuro.

Qual seria a taxa de desconto ideal para o setor elétrico? 12%? 10%? A SELIC?

3. O custo de déficit de energia.

Nada mais discutível e privado do que o custo da falta de energia. Entretanto, como a lógica operativa é monopolística, é necessário adotar um custo do déficit para o país. Altere-se a função custo do déficit e a série de *cmo's* se altera. Como a decomposição da energia assegurada depende do *cmo*, toda a base comercial pode se alterar²⁶.

4. O uso de séries sintéticas ao invés do histórico.

Os resultados de uma ou outra opção são diferentes. Caso se usasse o histórico, o nível de significância estatística das energias asseguradas cairia bastante.

26 Para uma reflexão mais aprofundada sobre o critério de garantia e o custo do déficit, ver apêndice 4.

5. O uso da energia firme como fator de proporcionalidade para subdividir a energia assegurada entre as hidráulicas.

Há distorções já históricas e conhecidas entre as usinas do Sul e do Sudeste, uma vez que a energia firme associada ao período crítico é calculada para os anos 51-56, ocorridos no sudeste e prevalentes sobre o sistema interligado. Nesses anos, as afluições do Sul não são críticas e ao se avaliar suas energias firmes, as usinas do sul acabam sendo privilegiadas por afluições favoráveis.

Um aspecto importante a ser ressaltado é que a modelagem da operação monopolista em ambiente mercantil com múltiplos proprietários exige a completa separação entre os aspectos comerciais e operacionais. O Operador Nacional do Sistema opera sem conhecer os contratos e os aspectos comerciais. Isso gera algumas situações bizarras:

- Geradoras descontratadas, mas com contratos de aquisição de energia de térmicas de outro proprietário, podem ter que pagar um contrato com tarifa de combustível fóssil pela sua própria energia. Uma vez que, pela lógica operativa, a térmica contratada pode passar um longo período sem gerar e, em seu lugar, geram usinas hidráulicas da própria contratante!
- Descasamento entre a emissão do certificado de energia assegurada, feita em momento anterior aos leilões e a realidade operativa. Por exemplo, uma usina térmica pode ter um certificado emitido sem a consideração de que, por algum motivo, em momento posterior, não há a disponibilidade de combustível assumida na emissão do certificado. Como o certificado é a capacidade de contratar, a térmica pode vender uma quantidade de energia superior à sua real contribuição ao sistema. Quando há a fiscalização e a evidência da incapacidade, o contrato já está assinado e o consumo naquela

proporção indevida foi feito. Dependendo da situação hidrológica isso acarreta esvaziamento da reserva e aumento de risco para todos.

- A associação de fatores de capacidade a priori para usinas eólicas é um dos exemplos típicos da complexidade e do risco dessa adaptação. Isso significa que usinas recebem um certificado de energia, podendo vendê-la, mesmo quando a sua energia primária é tão volátil quanto o vento.
- O que é grave no modelo é que a metodologia de operação passou a fazer parte central no modelo mercantil. Isso cria uma situação bastante desconfortável, pois, qualquer mudança que se faça necessária tem implicações em interesses dos investidores.

O próximo capítulo mostrará, entre outras adversidades, na prática, os problemas acarretados por essa complexa e subjetiva adaptação da realidade. Tudo se passa como se houvesse 2 objetivos conflitantes convivendo no mesmo sistema. Abusando de uma comparação próxima a uma dupla personalidade é como se o “corpo” do sistema fosse monopolístico e cooperativo, mas o seu “cérebro” é mercantil e competitivo.

Não se está afirmando que tal gestão é impossível. O que se está querendo mostrar é o alto grau de subjetividade, sua complexidade, sua instabilidade e o fato de que sua adoção implica em elevados custos.

III

Privatização e Mercantilização

3.1. Introdução

Na discussão sobre o papel do estado em um país dotado de grandes disparidades sociais, pensamentos antagônicos têm sido expostos de forma extremada e generalista. Alguns defendem um estado dedicado exclusivamente às questões básicas de uma sociedade desigual, como a educação, saúde e segurança deixando ao setor privado a tarefa de desenvolver todas as outras atividades econômicas. Outra corrente defende que certos setores, chamados de estratégicos, deveriam permanecer sob a gestão estatal, pois o mercado não teria como promover as alterações estruturais que favoreçam a diminuição da desigualdade.

Independente da razão de uma corrente ou de outra, o debate sobre o setor elétrico tem sido realizado sobre uma grande confusão conceitual. Um dos discursos mais ouvidos é o que associa a posse dos ativos pelo setor privado ao estabelecimento de um livre mercado de energia, fazendo crer que um depende do outro. É essencial que se diferencie esses dois regulamentos, que, algumas vezes, estão associados, mas não

significam a mesma coisa. Ou seja, uma questão é a *privatização* dos ativos e outro enfoque é a *reestruturação* do mercado. É possível classificar os modelos de estruturação do setor elétrico em 4 modelos básicos¹:

Tabela 3.1. Modelos básicos de estruturação do setor elétrico.

Item	Monopólio	Comprador Majoritário	Competição no atacado	Competição no varejo
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha pelo varejista	Não	Não	Sim	Sim
Escolha ampla dos consumidores	Não	Não	Não (consumidores livres - exceção)	Sim
Variações	Nacional ou Regional			
Privado	Entidade estatal ou de interesse público	Distribuidoras ou Gerência de contratos bilaterais		
Exemplos	França, Finlândia, Quebec, British Columbia	Índia, Ontario	Brasil (FHC), Brasil (Lula)	Inglaterra, Califórnia

Eis alguns exemplos da pluralidade de situações:

¹ Classificação estendida a partir da análise de Tomé Aumary Gregório – O Custo de uma Concessão e a Privatização no Setor Elétrico Brasileiro – Tese de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina.

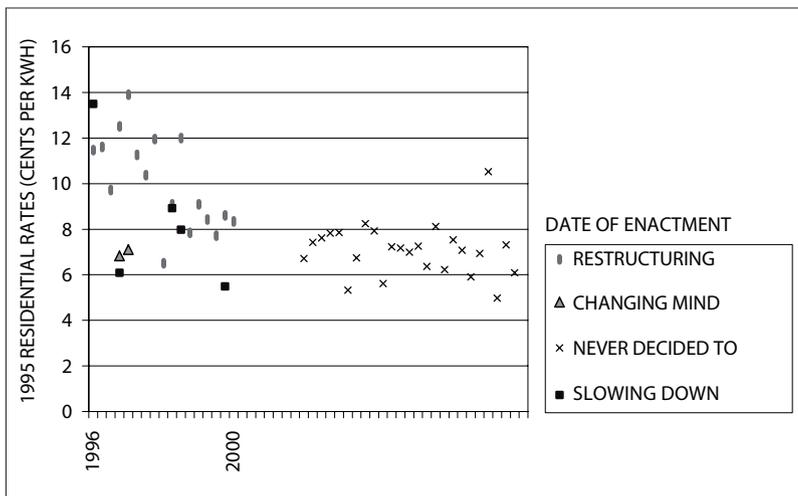
- Sendo monopolista, na maioria das vezes, o setor é estatal. São exemplos a França, a Finlândia e algumas províncias do Canadá².
- Um sistema elétrico pode ser monopolista privado, mas permanecer sob rígidas regras de serviço público, com empresas verticalizadas da geração à distribuição. É o caso do Japão que mantém o sistema organizado em monopólios de companhias privadas regionalizadas³. Outros exemplos são a Escócia e a Irlanda do Norte.
- A Noruega, apesar de ter significativa maioria de empresas pertencentes ao estado, reestruturou totalmente seu setor de eletricidade. Lá, a rede pertence ao governo, mas o acesso a ela é totalmente livre. Portanto, uma inusitada combinação entre estado e mercado. O sistema de peças de curto prazo já existia bem antes da desregulamentação como mecanismo de troca entre empresas e, talvez por esse motivo é um dos poucos exemplos de sucesso no setor elétrico. É fundamental lembrar que o país tem interligações com a Suécia, Finlândia, Rússia e Dinamarca e participa de um mercado internacional de energia com esses países.
- Os Estados Unidos são uma excelente amostra de diversidade em matéria de organização do setor. Enquanto a Califórnia ainda detém o título de ter realizado a maior aventura mercantil do planeta, no extremo oposto, muitos estados continuam sob o regime de serviço pelo custo. Apenas 14 dos 55 estados

2 Quebec e British Columbia, as principais províncias hidroelétricas são monopolistas estatais. Alberta e Ontário iniciaram o processo de desregulamentação, mas, perante a um significativo aumento de preços, interromperam o processo e promoveram uma nova intervenção no mercado de energia.

3 Para um retrato mais detalhado da organização do sistema Japonês consultar http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_Japan#Sector_Organization_3 (2008)

americanos implantaram regras de livre mercado em seus setores elétricos. Portanto, a grande maioria do território americano ainda é legislada pela Public Utility Holding Company Act (PUHCA), lei datada de 1935, que regula todas as atividades das empresas que prestam serviços públicos, sejam elas privadas ou do governo. A figura 3.1 mostra uma “incômoda” realidade para a idéia de que a concorrência reduz preços. Os estados marcados com um “x” permanecem sob regras de serviço público e têm as menores tarifas residenciais⁴. Exemplificando a diversidade, as principais hidroelétricas do país são propriedade não só do estado, mas do exército americano. Apenas 5 % das usinas hidroelétricas são produtores independentes e 90% delas estão na Califórnia.

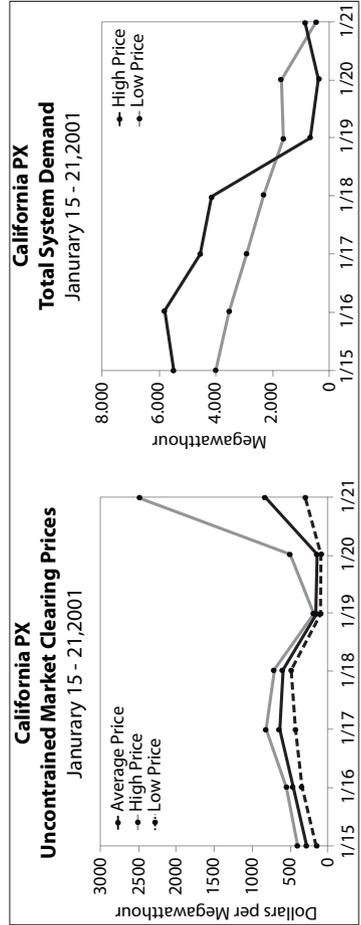
Figura 3.1. Tarifa e Mercantilização em estados americanos.



4 Electricity Deregulation And Consumers: Lessons From A Hot Spring And A Cool Summer – M. n. Cooper - Consumer Federation of America - 2001

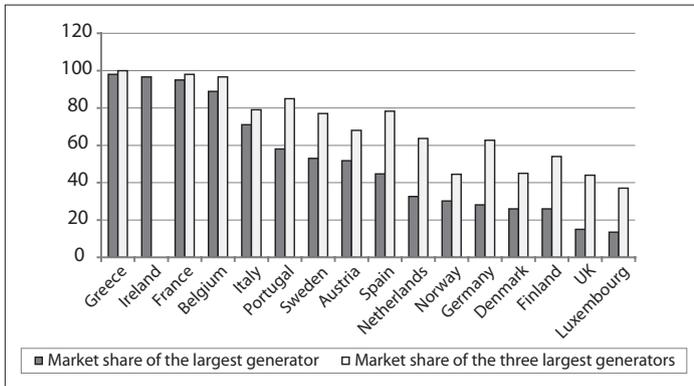
Figura 3.2. Resumo da semana de Janeiro de 2001 no mercado de curto prazo na Califórnia.

	Monday 1/15	Tuesday 1/16	Wednesday 1/17	Thursday 1/18	Friday 1/19	Saturday 1/20	Sunday 1/21	Weekly Average	Previous Weekly Average
Average Daily Price (Dollars/ MWh)	287,71	462,86	637,15	613,02	156,78	140,41	865,29	451,89	312,50
High Price (Dollars/MWh)	403,90	551,18	813,73	701,76	200,00	500,00	2.499,58	810,02	382,19
Total Load Served by PX** (MWh)	5.456	5.806	4.522	4.102	646	416	866	3.116	6.232
Low Price (Dollars/MWh)	160,02	337,09	425,69	493,78	115,19	99,12	313,11	277,71	239,72
Total Load Demand by PX** (MWh)	3.940	3.522	2.856	2.286	1.603	1.680	562	2.350	5.301



- A experiência Californiana com “as forças do mercado” provocou um desastre sem proporções semelhantes para o governo estadual que, para salvar as empresas distribuidoras da falência, assumiu um prejuízo de mais de US\$ 20 bilhões. A figura 3.2 mostra o que ocorreu numa semana do mercado de curto prazo, quando, num domingo, 1 MWh chegou a valer quase US\$ 2500.
- Na Europa, apenas a Inglaterra têm todo o seu setor elétrico em mãos privadas. Áustria, Dinamarca, Finlândia, Grécia, Irlanda, Itália, Irlanda, Noruega, Suécia e Espanha têm sistemas mistos, onde alguma atividade entre a geração, transmissão e distribuição pertencem ao poder público⁵.

Figura 3.3. Market Share no mercado europeu.



- Também não se pode afirmar que as experiências mercantis na Europa tenham, através da livre concorrência, evitado a

5 Para detalhes, consultar a University of Greenwich -Public Service Research Unit - www.psiru.org.

concentração de poder de mercado. O gráfico da figura 3.3⁶ mostra a participação do maior gerador e dos 3 maiores geradores nos países europeus. Excetuando-se a França, que ainda tem o monopólio de fato nas mãos da Electricité de France, os demais países conseguiram, no máximo, a formação de oligopólios privados. Esta situação está exigindo grande esforço de regulação que, apesar das constantes alterações de normas, não está conseguindo evitar o surgimento de cartéis energéticos na Europa⁷.

- Outro equívoco muito comum é a idéia de que a constituição de agências reguladoras independentes é uma receita global. Associa-se a idéia de que, sendo o setor privatizado, forçosamente os países adotam o sistema de reguladores independentes do estado. No caso brasileiro, chega-se mesmo a debitar alguns conflitos surgidos do sistema privado e mercantil apenas à interferência do estado nas agências. Em primeiro lugar, qualquer amostra do mundo que se tome, mostra outra realidade. Muitos países que têm setores elétricos privatizados não têm agências reguladoras, e, assim, as empresas lidam diretamente com o governo (Áustria, Alemanha, Japão, Nova Zelândia, Suíça e Turquia). Outros têm agências vinculadas aos ministérios ou apenas com poder consultivo (Bélgica, Grécia, Luxemburgo, Espanha, Finlândia Hungria, Holanda, Suécia e Noruega). As agências “independentes” são adotadas nos Estados Unidos,

6 Fonte: Agência Internacional de Energia Competition in energy markets: implications for public service and security of supply goals in the electricity and gas industries to energy and consumer's protection. Paris, 7-8 February 2002. Outra fonte interessante é Mathes, Sabine and Poetzsch - Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004. An Empirical Analysis. - Institute of Applied Ecology - 2005

7 Um quadro geral da liberalização da eletricidade pode ser obtido em Steve Thomas - Electricity Liberalization Experiences in the World - Public Services International Research Unit - www.psiru.org

Canadá, Austrália, Itália, Irlanda, França, Rep. Tcheca, Itália, Portugal e Inglaterra, mas, como se pode perceber, não há uma relação entre o fato de serem independentes do estado e a organização privada ou estatal.

- É bom lembrar também que as agências reguladoras são uma tradição americana de mais de 100 anos e, nem assim, livrou os Estados Unidos do maior escândalo na área de energia⁸. Na realidade, agências independentes decidindo sobre regulamentos falhos são um grave problema. Não se deve deslocar a questão da justiça e estabilidade de regras, uma questão da legislação, com independência das agências. É excelente que sejam independentes, mas que regulem sobre regras bem construídas e, principalmente, estejam em harmonia com o sistema que se quer regular.
- Não se pode esquecer que, no caso brasileiro, as agências foram criadas como auxiliares da privatização. Edson Nunes, PhD em ciência política pela universidade de Berkeley escreve⁹:

A criação das agências prescindiu, até o momento, de um verdadeiro regime regulatório amplo, que desse sentido global à nova instância regulatória. As unidades regulatórias agem independentemente de um marco de referência, exceto os contratos das áreas em que atuam, quando os há, visto que em setores onde não houve privatização agora também se alojam agências, vistas, no imaginário administrativo recente, como

8 Para um quadro global das agências reguladoras, consultar *Trends in the management of regulation: A comparison of Energy Regulators in OECD* – Carlos Ocana – World Bank - 2000

9 O Quarto Poder: Gênese, Contexto, Perspectivas e Controle das Agências Regulatórias -II Seminário Internacional sobre Agências Reguladoras de Serviços Públicos. Instituto Hélio Beltrão, Brasília, 25 de Setembro de 2001

solução para velhos problemas que demandem ação considerada moderna e eficiente. Agências, ou pelo menos a menção de sua instalação, parecem que carregam consigo as soluções nunca antes encontradas pela burocracia tradicional.

Sobre essa visão tão diversificada, observa Ricardo Carneiro¹⁰

...nem a experiência histórica nem considerações teóricas (...) fornecem bases para se acreditar que os complexos padrões de intervenção governamental e mercados venham jamais a ser perfeitamente estáveis ou substancialmente similares em todos os países”. “Não só os países apresentam padrões de intervenção estatal e de mercados distintos, como tendem a se alterar no interior de qualquer país, acompanhando mudanças que se processam na conformação da economia e da própria sociedade.

Portanto, não se faz aqui um discurso contra mercado, setor privado, competição e agências reguladoras, mas sim à idéia de que esse sistema é uma panacéia mundial. Na realidade, a regra é que não há regra. Como se pode perceber, cada caso é um caso e cada país deve decidir a melhor maneira de organizar seu setor de acordo com suas realidades físicas, de mercado e institucionais. A disseminação da idéia de que existe uma única filosofia “moderna” que não estaria sendo seguida pelo Brasil é um dos graves exemplos de manipulação da informação praticados pelos meios de comunicação em geral. Aqui se percebe que o dilema “privado x estatal” que ainda domina os discursos dos principais executivos do setor, é página virada na maioria dos países desenvolvidos. Na realidade a questão crucial é ser público ou não.

10 Reformas Pró Mercado E Privatizações No Setor Elétrico Brasileiro: O Que Deu Errado? –Ricardo Carneiro - Fundação João Pinheiro – junho de 2004

3.2. O modelo inglês.

Apesar do quadro internacional onde predomina a diversidade, o caso inglês passou a ser uma espécie de figurino para alguns países, entre eles, o Brasil. Portanto, é preciso entender um pouco do que ocorreu na Inglaterra.

Na década de 70 e 80, em muitos filmes, o cenário de Londres era marcado pelo “fog”. Numa época onde não se dava importância à poluição como se dá hoje, o clima soturno e nevoento da cidade era até motivo de “glamour” da cidade. Entretanto, nos bastidores dessas paisagens estava uma das razões que justificou a radical mudança do setor elétrico inglês, o carvão.

A base carbonífera da geração inglesa era dependente de uma indústria nacional e bastante subsidiada. O governo Thatcher resolveu enfrentar a baixa produtividade das minas e implantou uma política de mecanização que provocou muitas greves dos mineiros ingleses. Altamente sindicalizados, esses conflitos trabalhistas foram famosos e marcantes. Mas, para poder realmente alterar o difícil e tensionado quadro político de então, o governo resolveu tornar o país menos dependente do carvão.

Para isso, seria necessária uma profunda alteração tecnológica da matriz energética inglesa. O gás natural despontava como a opção mais promissora e eficiente para substituir as poluentes, ineficientes e caras térmicas a carvão, principais responsáveis pelo *fog* londrino. Portanto, a reforma do setor elétrico inglês tinha um objetivo tecnológico, além do objetivo econômico e político. Esse aumento de eficiência é fator preponderante na redução de preços verificada alguns anos depois. Muito menos importantes foram os efeitos da concorrência no mercado livre que, no caso, se restringiu a uma pequena parcela do mercado.

A privatização foi levada a cabo ao final da década de 80. Esse processo resultou em uma empresa de transmissão e 12 empresas de distribuição. Essas últimas, monopólios naturais, seriam reguladas pelo OFFER (Office of Electricity Regulation). A geração, entendida como

competitiva, seria regulada pelas leis de mercado.

Stephen Littlechild, um professor universitário de Birmingham foi nomeado o primeiro diretor geral do OFFER. Ele instituiu um *pool* competitivo que supostamente reduziria preços. O mercado de energia criado pelo professor Littlechild era bem simples: Todos os dias os geradores participariam de um leilão para decidir quem supriria a demanda no dia seguinte em fatias de 30 minutos. Ou seja, 48 leilões diários decidiam quem iria suprir a rede. É importante notar que os geradores que perdessem disputas, teriam sua geração diminuída ou mesmo zeradas. Mantidas algumas exigências de operação por razões elétricas, no mercado inglês há correspondência entre venda de energia e produção.

Esse modelo, um tanto ingênuo, apresentou diversos problemas, pois mercados de eletricidade são muito vulneráveis à manipulação, tal a falta de substituto para a energia elétrica. A obviedade desse fato pode ser detectada pela absoluta inviabilidade de estocagem, atitudes monopolistas dos geradores e uma demanda muito pouco sensível a preços.

Mesmo com toda a ineficiência acumulada nos geradores estatais, então privatizados, os preços ingleses subiram sob esse esquema.

É interessante citar o artigo de Theo Mc Gregor sobre a experiência inglesa¹¹:

Na Inglaterra, o custo adicional de simplesmente desenvolver e efetivar o novo mercado por atacado de energia nos primeiros 5 anos atingiu 726 milhões de libras (aproximadamente US\$ 1,4 bilhões)

A indústria elétrica, por sua vez, despendeu bem mais, uma vez que as empresas tiveram que instalar sistemas computacionais

11 Theo MacGregor - Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow - Spectrum - IEEE May 2001

complexos e terminais de negociação somente para participar do mercado.

Assim, longe de simplificar a tarifação de energia elétrica e eliminar regulamentação, mais regras e regulamentações, antes inexistentes, foram criadas e implementadas desde que iniciou-se o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica, e, mais ainda, estão sendo diariamente modificadas.

Essas regras e regulamentações – assim como a estrutura do novo intercâmbio de energia – foram projetadas e implementadas sem a necessária participação daqueles atingidos pelas mudanças.

O artigo em questão é importante por chamar a atenção sobre alguns pontos que merecem destaque no processo de mercantilização;

- Existe um custo de implantação de um sistema mercantil pago pelo consumidor. Esse custo é simplesmente um “passivo”, não estando associado a nenhum mecanismo operacional físico. Geralmente esses custos são oclusos.
- A regulamentação, que, a princípio, deveria se reduzir às simples regras de mercado, exigiu mais e mais regras. A instabilidade também é um dos fenômenos ocorridos na experiência inglesa.
- Falta de transparência para o consumidor, até pela complexidade do sistema.

O texto não tem a intenção de defender nenhuma tese sobre as políticas embutidas nas organizações de cada país, sejam elas estatização ou privatização. Mas, certamente, a finalidade é “desmontar” a idéia

de que existe um consenso atualizado sobre a organização de setores elétricos em torno da filosofia mercantil.

3.3. A transposição para o caso brasileiro.

3.3.1. *A preparação constitucional*

É interessante perceber que a transição legal para a concepção mercantil foi preparada com muita antecedência. A constituição de 1988, considerada por alguns como “estatizante”, na realidade já tinha eliminado o princípio da justa remuneração, constante na constituição anterior e propôs apenas que o poder público “disporia” sobre a política tarifária. Como se pode ver no texto do artigo 175:

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. 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.

Posteriormente, a lei 8987/95 das concessões, estando “livre” do princípio constitucional da justa remuneração, deu o golpe de misericórdia no conceito de serviço público e abriu as portas para a mercantilização.

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

§ 1º A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior.

Observe-se a exagerada preocupação de garantir o fim da tarifa pelo custo no § 1º. Já que o princípio não era mais constitucional e o Art. 9º já elimina qualquer regra anterior que estabelecesse o contrário, o parágrafo é quase como um “ato falho” revelador da absoluta necessidade da alteração conceitual. Essa lei, inclusive, mantém aspectos conflitantes, pois, em seu artigo 6º, § 1º, defende a modicidade tarifária como um princípio básico do serviço adequado.

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e *modicidade das tarifas*.

Entretanto, em artigos posteriores, apresenta um desencontro de conceitos.

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

Art. 15. No julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios:

I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;

II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga de concessão;

III - a combinação dos critérios referidos nos incisos I e II deste artigo.

Ora, como a modalidade do item II implica em alocação de recursos financeiros não relacionados à obra, não há como atingir a modicidade tarifária, uma vez que, sem essa opção, a tarifa seria obrigatoriamente menor.

Outro aspecto de arcabouço legal que ainda gera dúvidas quanto à sua constitucionalidade, é a criação do Produtor Independente na lei 9074/95.

Art 11: Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir *energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.*

Parágrafo único: O produtor independente está sujeito a *regras operacionais e comerciais próprias*, atendido o disposto nesta lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

Apesar da liberdade do caráter privado e puramente comercial que um produtor independente lhe aufere, a Lei 9648/98 ainda lhe garante a desapropriação por utilidade pública.

Art 10: Cabe a ANEEL declarar de *utilidade pública*, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica.

3.3.2. A privatização

O processo de privatização das empresas estatais não é o foco principal, mas é importante recuperar alguns pontos. A venda das empresas rendeu ao governo cerca de US\$ 30 bilhões. A tabela da figura 3.2 mostra uma lista das empresas alienadas.

Alguns pontos são dignos de nota:

- O ágio pago sobre o preço mínimo, aproximadamente 9 milhões de dólares, de acordo com legislação pertinente, pode ser utilizado no desconto de obrigações fiscais. Portanto, parte desse total, não pode ser considerada como receita líquida do processo de desestatização.
- O governo optou por paralisar investimentos no período pré-privatização, o que levou a um crescente desequilíbrio entre a oferta e a demanda elétrica. Esse processo ocorreu também nas empresas geradoras federais que não foram privatizadas. Como exemplo, o gráfico da figura 3.4, que mostra o investimento das empresas do grupo Eletrobrás como percentual do PIB de 1980 até 2002¹². É importante lembrar que a política de contenção tarifária vigente na década de oitenta, utilizada como forma de controlar a inflação, foi interrompida na década de noventa, pois, era preciso valorizar os ativos que seriam vendidos. Entretanto, pode-se perceber que o nível de investimento permaneceu deprimido.
- Algumas dessas privatizações foram feitas com financiamentos do BNDES, tendo atingido um total de US\$ 5 bilhões. Em função da queda de mercado verificada após o racionamento, ocorreram problemas na quitação desses empréstimos.
- Em 2003, na contramão do processo que deveria liberar o estado de despesas com as atividades do setor, as autoridades foram obrigadas a lançar um “programa de capitalização de distribui-

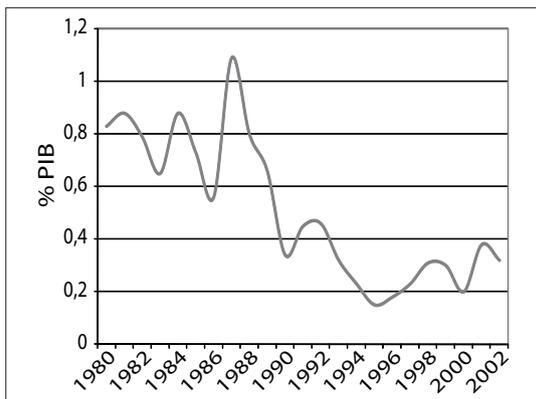
12 Fonte: Ministério do Planejamento

doras de energia elétrica”. Cerca de R\$ 3 bilhões foram alocados a esse programa.

Tabela 3.2. Empresas Privatizadas

Empresas	Data	Valor Pago	Débitos Transferidos	Total	Ágio	Grupo	BNDES
CERJ	96	605	360	965	178	Endesa, EDP	-
COELBA	97	1.731	222	1.953	1.230	IBERDROLA, Previ	487,90
Cach. Dourada	97	780	145	925	307	Endesa	-
CEEE-N	97	1.635	161	1.796	1.219	VBC, PREVI,CEN	262,52
CEEE-CO	97	1.510	69	1.579	1.098	AES	-
CPFL	97	3.015	110	3.125	1.693	VBC,PREVI	886,18
ENERSUL	97	626	234	860	452	IVEN, GTD	170,17
CEMAT	97	392	503	895	74	REDE,INEPAR	325,99
ENERGIPE	97	577	43	620	416	Cataguases, CMS	354,28
COSERN	97	676	121	797	442	IBERDROLA	-
CEMIG (33%)	97	1.130		1.130		Southern	600,00
COELCE	97	987	422	1.409	234	CHILECTRA	-
ELETROPAULO	98	2.027	1.386	3.413		AES,HOUSTON,EDF	1.013,36
CELPA	98	450	131	581		REDE,INEPAR	-
ELEKTRO	98	1.479	497	1.976	1.248	ENRON	-
BANDEIRANTE	98	1.014	434	1.448		VBC, Bonaire, EDP	357,00
CESP-Parapanema	99	1.239	805	2.044	614	DUKE	
CESP - Tietê	99	938	1.182	2.120	137	AES	360,00
CELPE	00	1.781	234	2.015		Guaraniana	
CEMAR	00	523	283	806		PPL	-
SAELPA	00	363	-	363		Cataguases	181,50
ESCELSA	94	358	2	360	42	IVEN, GTD	
LIGHT	95	3.717		3.717		EDF,AES,HOUSTON	
GERASUL	98	880	1.082	1.962		TRACTEBEL	
CELB	99	110		110			60
Total		28.433	8.426	36.859	9.384		5.059

Figura 3.4. Investimento da Eletrobrás como percentual do PIB



- As distribuidoras CEAL de Alagoas, CEPISA do Piauí, CERON, de Rondônia, Boa Vista Energia de Roraima, ELETROACRE, do Acre, Manaus Energia de Manaus, CEAM do Amazonas, não privatizadas em função do pouco interesse do setor privado por estados com mercado ainda incipientes, até hoje estão sob a gestão da Eletrobrás. Como são empresas com déficits estruturais, já causaram prejuízos acumulados da ordem de R\$ 20 bilhões nos balanços da Eletrobrás. É o que, em linguagem popular, pode ser interpretado como “vender o filé e ficar com o osso”.
- Algumas privatizações oneraram o estado ao invés de aliviá-lo. O caso mais famoso foi o da Eletropaulo. Em 1998, a Lightgás, formada pela empresa Reliant Energy, AES Corporation, Eletricité du France (EDF) e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), adquirem a Eletropaulo. Em 2000, a AES compra as ações preferenciais da distribuidora, financiada pelo BNDES, para pagamento em 2003, e cria a AES Transgás. Após o descruzamento da parte acionária, a antiga Lightgás, transforma-se em AES Elpa, detendo as ações ordinárias da Eletropaulo e, nascendo

com uma dívida com o BNDES equivalente a US\$ 1,8 bilhão. Essa dívida deixou de ser paga, gerando nova alteração acionária. Pelo acordo, a multinacional e o banco de fomento passam a ser sócios em uma nova empresa, que controlaria, além da Eletropaulo, as geradoras AES Tietê e AES Uruguaiana. Cerca de US\$ 110 milhões, referentes a juros, foram “perdoados” para viabilizar o acordo.

3.3.3. As reformas

Como é do conhecimento da maioria das pessoas interessadas na trajetória de transformação do estado brasileiro iniciada na década de 90, a grande aventura perigosa do Brasil foi realizar simultaneamente duas profundas alterações no seu setor elétrico. O processo de privatização dos ativos foi realizado em paralelo às alterações institucionais e legais que desenhariam um novo quadro regulamentar. Para demonstrar a falta de consistência do processo, bastaria lembrar que as empresas ESCELSA, empresa do estado do Espírito Santo e a LIGHT do Rio, ambas sob controle federal, foram vendidas antes mesmo da existência da ANEEL, a agência reguladora do setor. Até hoje existem diferenças nos contratos de concessão dessas empresas que não deveriam existir num cenário de mercado, onde a igualdade de condições é pedra fundamental.

A trajetória de reformas foi bastante tumultuada, pois só se tentou formatar um quadro mais abrangente a partir de 1997, quando foi implementada uma série de alterações regulatórias. Essas mudanças foram realizadas por meio de diversas medidas provisórias, sem um amplo debate sobre a questão. Elas acabaram sendo agrupadas na Lei 9.648/98, a partir da qual, acelerou-se o processo de privatizações de distribuidoras.

Apesar da ausência de um projeto alternativo completo, em data anterior, um conjunto de leis e decretos desmontava a organização

anterior que estava em crise principalmente pela brutal contenção tarifária realizada em nome do controle da inflação. Eis algumas:

- Lei 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criando a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia e promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e credores do setor; Aqui se preparava a desvinculação da tarifa ao conceito de serviço público com remuneração estabelecida em lei.
- Decreto 915/93, que permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores preparando o surgimento da figura do Produtor Independente de energia elétrica, personagem essencial numa formulação de mercado livre.
- Decreto 1.009/93, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL) que viria desvincular a transmissão da geração.

O marco fundamental da reforma pode ser considerado a promulgação da Lei 8.987/95, conhecida como Lei de Concessões. Logo após, a Lei 9.074/95, exclusiva do setor elétrico, dispôs sobre o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica, disciplinou o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica, dando suporte à privatização das empresas desse setor. Mais importante ainda, esta lei criou, por um lado, a figura jurídica do produtor independente de energia elétrica, e, por outro, os consumidores livres que passaram a ter liberdade de contratação de energia, inicialmente de produtores independentes e, após cinco anos, de qualquer concessionária.

Assim, um novo modelo institucional foi sendo criado. A Lei 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL),

e a 9.648/98, definiu as regras de entrada, tarifas e estrutura de mercado. As reformas setoriais foram ocorrendo de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais. Resumidamente, o modelo se baseia em:

- Competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; a criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos.
- Desintegração vertical, tarifas de uso da rede não discriminatórias, garantia do livre acesso nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição);
- Desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos que permanecem como monopólio natural incluindo, ainda, mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão.

O Ministério de Minas e Energia contratou os serviços de consultorias externas, lideradas pela Coopers & Lybrand¹³, para ajudar no desenho do novo modelo institucional. Infelizmente não foi possível disponibilizar as versões originais do relatório da consultoria internacional. Nelas, fruto da pouca familiaridade com o sistema brasileiro, chegou-se a propor a transposição pura e simples do modelo competitivo inglês para o Brasil. Nessa opção, as usinas hidráulicas deveriam participar no mercado variando sua geração conforme sua performance competitiva, tal como se fosse uma usina térmica. Como demonstrado no capítulo anterior, caso esse esquema fosse adotado, o sistema perderia cerca de 20% de sua capacidade de oferecer energia assegurada. Um verdadeiro desastre.

13 Na realidade, houve a contratação em 1996, de um consórcio, liderado pela empresa Coopers & Lybrand, pelas empresas Lathan & Watkins e pelas empresas nacionais Main e Engevix (ambas do ramo de engenharia, gerenciamento de projetos e obras), além de uma empresa de consultoria na área jurídica, a Ulhôa Canto, Rezende e Guerra. Visava-se recolher sugestões para a montagem de um novo desenho para o mercado elétrico brasileiro “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro” (LONGO & BREMANN, 2002).

Mas a versão final do Relatório (julho de 1997), revista pelos engenheiros do setor elétrico, corrigiu o equívoco, observando a especificidade do caso brasileiro, de base hidrelétrica, com otimização energética baseada na regularização plurianual e forte interligação do sistema.

Para realizar a comercialização de energia elétrica, a Lei 9.648/98 estabeleceu a entrada em vigor da liberdade de escolha do fornecimento de energia para os consumidores com carga igual ou superior a 10 MW e que sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Essa energia começou a ser comercializada em um novo órgão, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

O MAE foi criado pela Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98,24 e sua função seria a de intermediar e registrar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados. Ali, seriam feitos os contratos financeiros, de curto prazo (mercado spot) ou de longo prazo (contratos bilaterais), denominados “contratos do mercado atacadista de energia elétrica”.

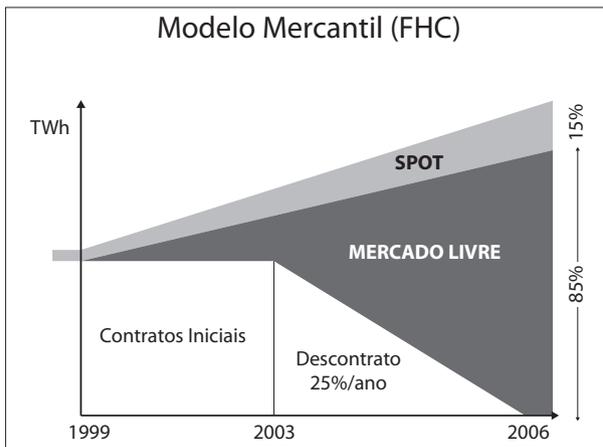
Em 18.09.98, foi assinado um “acordo de mercado” com participação de todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

Nesse acordo, projetava-se que o preço da energia comercializada no mercado spot deveria apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e com a sua capacidade de atendimento da demanda. Os idealizadores previam que o total de energia a ser comercializada no mercado spot não deveria ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE. Esse percentual mostrou-se extremamente alto para um sistema de base hidroelétrica, tendo sido uma das razões estruturais que favoreceram o racionamento de 2001.

Na prática, o mercado spot deveria envolver apenas as ofertas de sobras de energia para complementares eventuais necessidades das exi-

gências contratuais dos agentes do setor elétrico. Mas ao admitir que, mesmo as distribuidoras, cuja demanda futura deveria incentivar a construção de novas usinas, pudessem adquirir até 15% no mercado de curto prazo, incentivou-se a não contratação, comprometendo o atendimento futuro.

Figura 3.5. Transição para o mercado livre (governo FHC)



O gráfico da figura 3.5 ilustra o modelo de atendimento de mercado, em parte implantado pelo governo Fernando Henrique Cardoso e mantido, com algumas alterações, pelo governo Lula. Imaginando-se uma demanda crescente, o consumo adicional a partir de 1999 já seria atendido sob a nova legislação de liberdade de mercado. A partir de 2003, os contratos iniciais, 90 % nas mãos das empresas federais e estaduais remanescentes, seriam descontratados a razão de 25% a cada ano, de tal modo que a partir de 2006, todo o mercado seria atendido sob a legislação de livre mercado.

É importante entender a diferença entre o “mercado livre” e o “spot”. O mercado livre é ainda um ambiente de contratos, embora, prazos, preços e quantidades sejam livres. O “spot” é um ambiente de liquidação “a posteriori” entre contratos e consumos medidos. O então MAE, a cada mês, verifica o consumo de cada agente e compara com os contratos. Se houver falta, o agente liquida a diferença pagando o preço PMAE, baseado no custo marginal de operação. Se houver sobra, o agente recebe de quem compra.

Por parte de alguns agentes de mercado há a percepção de que, apesar de todas as diferenças do nosso sistema, ainda assim, seria possível um mercado livre cujo preço de curto prazo estaria desvinculado do PMAE. Tal desejo, apesar de ter boas intenções, é impossível. A razão é o fato de que existem agentes, principalmente térmicas, que vendem energia sem gerar e “liquidam” sua “dívida” pelo preço PMAE. Portanto, há um “link” natural entre vendas livres e preços definidos pelo operador através de metodologia monopolística.

Além disso, qual é o comportamento desse preço de liquidação baseado no *cmo*? O processo de cálculo desse parâmetro foi explicado no capítulo anterior e, para um sistema estruturalmente equilibrado, a sua distribuição é a que está no gráfico da figura 2.11.

Pode-se perceber que a probabilidade de ocorrência de preços baixos é muito alta. O gráfico se refere a um sistema equilibrado onde a média dos *cmo*'s se aproxima do custo marginal de expansão (barra branca, R\$ 130/MWh) para a configuração planejada para o ano de 2016¹⁴.

A distorção da curva de distribuição é tão grande que custa a crer que a barra branca é a média. Para se convencer dessa média é pre-

14 A distribuição apresentada se refere à configuração futura relativa ao ano de 2016. O uso de uma situação futura foi usado apenas para mostrar o que ocorre com o *cmo* quando o sistema está “equilibrado” apresentando média de $cmo = cme$. Como será mostrado, atualmente o sistema já não apresenta tal equilíbrio, e, portanto não serve para mostrar o que ocorre em situação normal.

ciso lembrar que, nas simulações das séries sintéticas, ocorrem algumas situações onde o preço atinge valores próximos ao custo do déficit, que ultrapassa R\$ 2000/MWh.

Nessa distribuição, cerca de 75% dos preços ficaram abaixo de *cme* (R\$ 130/MWh), mas o valor de *cmo* mais provável é R\$ 40/MWh, 1/3 do valor de *cme*. Essa característica estatística nada mais é do que um reflexo da energia natural do sistema. Em situação de equilíbrio, na maioria do tempo, o sistema tem mais água do que a necessária.

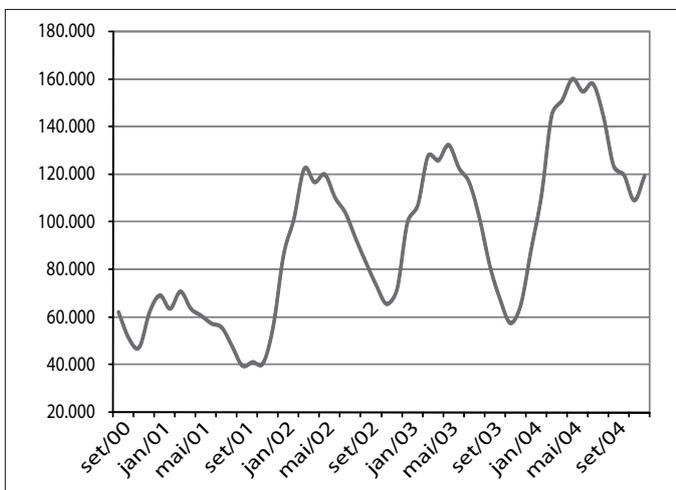
Entretanto, uma característica estrutural que tem estado constantemente fora dos debates é o fato de que a fixação de um valor para o *cmo* envolve um risco. Afinal, o operador está “precificando” o futuro e acionando térmicas em função desse preço. Um equívoco nos cenários futuros da simulação leva a custos maiores que serão pagos por todos, e, portanto, ter consumidores liquidando consumo no spot a preços baixíssimos é intrinsecamente injusto, mesmo que seja 1 kWh. Isso significa que aqueles agentes que não têm contratos para cobrir toda sua demanda são “premiados” por, com grande probabilidade, poderem liquidar a diferença por preços muito menores do que o próprio contrato.

O mesmo ocorre quando térmicas têm energias asseguradas que se mostram superavaliadas no momento em que não se consegue a geração que estava pressuposta na simulação que definiu seu “certificado”. É o caso, por exemplo, da falta do combustível descoberta tardiamente. Como o mercado é de “certificados”, essas usinas térmicas venderam energia hidráulica sem a contrapartida da complementação embutida no processo. Em simples palavras, esvaziaram reservatórios.

Durante o modelo do governo anterior, a legislação permitia que até 15% fossem liquidados nesse ambiente. Se esse comportamento se torna sistemático, uma parte da demanda passa a ser atendida por energia “eventual” ou no jargão do setor, “secundária”. Isso significa que alguns agentes estão “pegando carona” nos investimentos de outros e, a

não ser que a hidrologia seja sempre favorável, essa prática aumenta o risco do sistema.

Figura 3.6. Evolução da reserva no período de setembro de 2000 a dezembro de 2004

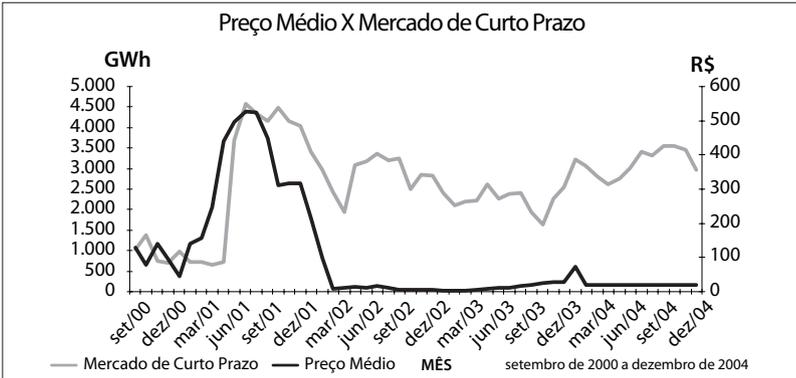


Como a modelagem do mercado de curto prazo não foi alterada sob o modelo atualmente vigente, uma demonstração desse efeito pode ser observada na comparação entre o preço praticado no mercado de curto prazo e a reserva global do sistema no período setembro de 2000 e dezembro de 2004¹⁵.

- Observe-se que, às vésperas do racionamento de 2001, cerca de 1000 GWh mensais (eixo vertical esquerdo) foram comercializados no mercado livre por preços no entorno de R\$ 100/MWh, abaixo dos preços de muitos contratos.

15 Fonte: RELATÓRIO DE INFORMAÇÕES AO PÚBLICO - 2004 da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Figura 3.7. Evolução do preço médio mensal e do montante comercializado no mercado de curto prazo.



- Observe-se também a variação brusca do preço no início de 2001. Fica evidente que, nos meses anteriores, quando o ONS, em função do preço equivocadamente baixo, não acionou as térmicas mais caras, tomou uma decisão que se mostraria errada. O “arrependimento” foi significativo com custos para todos os consumidores. Daí a brusca subida do preço.
- Durante o racionamento, se observa uma explosão de preços e também um aumento do mercado liquidado. Muitas empresas grandes consumidoras, percebendo o valor da energia, passaram a “ceder seus direitos” de consumo a outros, diminuindo a produção de suas mercadorias, uma absurda distorção do sistema produtivo do país, quando um insumo, por falhas na gestão, passa a valer mais do que o produto final.
- Após o racionamento, cerca de 3.000 GWh mensais foram liquidados por preços no entorno de R\$ 4/MWh durante 33 meses. Essa quantidade de energia é aproximadamente 10% do consumo total. Fruto do racionamento, o mercado consumidor despencou após 2002, mas, mesmo sem se perceber impactos

significativos na recuperação da reserva, parece ser extremamente injusto que alguns agentes possam pagar preços irrisórios por energia que custa 100 vezes mais para o consumidor cativo. Essa injustiça não depende do montante adquirido por essa sistemática. Mesmo que seja apenas 1 kWh, é uma vantagem indevida.

- Térmicas que não tinham contratos para sua energia assegurada, em função da queda de mercado e hidrologia favorável, sabiam que jamais seriam despachadas. Nessa condição, mesmo sem combustível, vendiam energia em contratos de curtíssimo prazo e feitos a posteriori. Isso ocorreu de forma sistemática. Significa que uma parcela crescente da demanda não era atendida por novas usinas, mas sim pelo uso predatório das mesmas usinas¹⁶.

3.4. O previsível racionamento de 2001

O Operador Nacional do Sistema em seu relatório de Abril de 2000 já previa que o racionamento era muito provável. Em seu relatório Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2000, pag. 21, consta:

...Deve-se ressaltar que a tendência de deterioração das condições de atendimento nos próximos anos, já registradas anteriormente em Planos de operação do GCOI, reflete os constantes adiamentos nos programas de obra de geração previstos ...

16 Quantos sistemas elétricos do mundo suportam esse comportamento sem apresentar sinais? No capítulo IV, onde vai ficar demonstrado que existem outras formas de organizar o setor que evitariam o problema, vai se apresentar o conceito de “rendas oclusas”. Essa é uma delas. Para um cálculo aproximado dessa renda, esse fenômeno será lembrado. Assumindo a possibilidade dessa quantidade de energia ser comercializada por uma tarifa de R\$ 70/MWh e considerando-se que, em média ela foi “liquidada” por R\$ 20/MWh, isso significa uma renúncia de renda de R\$ 150 milhões.

... Desta forma, a demanda é atendida não somente com energia garantida, mas também com energia secundária (interrup-tível) e com deplecionamentos acentuados do estoque de água dos reservatórios.

A tabela abaixo mostra as estimativas de risco de déficit dos Planos Decenais¹⁷ produzidos pelo GCPS sob coordenação da Eletrobrás. Pode-se perceber que a probabilidade de racionamento estava bastante acentuada nos anos próximos a 2000.

Tabela 3.3. Riscos de déficit (%) previstos nos planos decenais.

	1994- 2003	1995- 2004	1996- 2005	1997- 2006	1998- 2007
1994	<1	-	-	-	-
1995	3	1	-	-	-
1996	5	4	3	-	-
1997	6	6	8	5	-
1998	7	6	10	15	5
1999	5	5	11	13	16
2000	5	3	6	8	9
2001	5	3	4	5	5
2002	4	5	3	5	2
2003	3	5	4	5	2
2004	-	6	4	6	2
2005	-	-	5	6	3
2006	-	-	-	6	3

Em 1999 a Eletrobrás mostrava o que acontecia com o custo marginal de operação médio, que, como se viu no capítulo II, deveria ser compatível com o custo marginal de expansão. Em seu Plano Decenal 99, realizado em 98, consta o gráfico 3.8 que mostra custos médios da ordem de US\$ 100/MWh quando, no plano, o Custo Marginal de Expansão (*cme*) girava no entorno de US\$ 40/MWh¹⁸. Ou seja, já em 98, estava claro que o sistema estava “estressado” e atendendo o consumo sem energia assegurada para todos, uma vez que a própria definição da energia assegurada pressupõe a igualdade de *cmo* e *cme*.

É importante salientar que o racionamento ocorrido em 2001 foi o maior já verificado em tempos de paz ou sem desastres naturais em um país. Como se pode verificar no gráfico da figura 3.9, o mercado despencou de 45.000 MW_{med} para cerca de 35.000 MW_{med}, cerca de 20%. Apenas nos 9 meses do período do racionamento, desapareceram 60 TWh dos 380 típicos de um ano. Mais grave e destruturante do que o racionamento foi a consequente mudança brusca do comportamento do mercado, que permaneceu cerca de 5.000 MW_{med} abaixo da esperada tendência anterior. É fácil imaginar a frustração de receita advinda dessa queda. Valorados a uma tarifa de R\$ 100/MWh, esse tombo de faturamento atinge R\$ 5 bilhões anuais. Para um setor que tinha recém privatizado a maioria de suas distribuidoras, valoradas pelo método de fluxo de caixa descontado, e que, certamente, embutia a expectativa de receita vigente anterior ao racionamento, foi um duro golpe. Todavia, como se verá a seguir, a política adotada a partir de 2003 terminou por alocar essas perdas de forma bastante desigual, com muitas desvantagens para as empresas geradoras federais.

Os equívocos do governo Fernando Henrique no setor elétrico que culminaram no racionamento de 2001 foram muitos. Não se pretende aqui reexaminar a questão da falta de chuvas já que o próprio relatório

18 Em 1998, cotação do dólar: 1 US\$ = 1,3 RS

de uma comissão de análise das razões do racionamento, conhecido como relatório Kelman¹⁹, descartou essa hipótese.

Figura 3.8. Custos Marginais de Operação médios 99-03

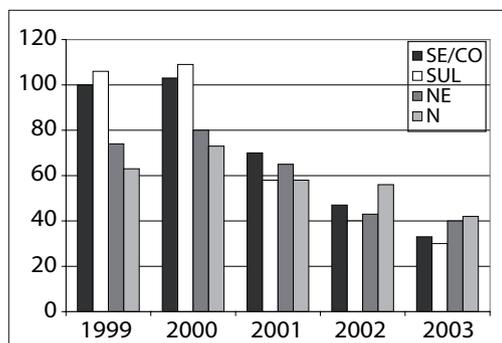
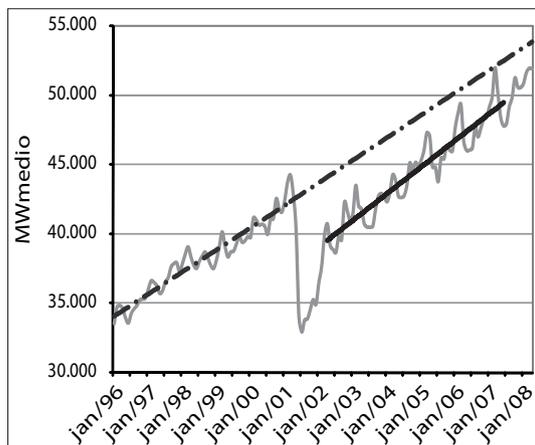


Figura 3.9. Evolução do mercado de energia elétrica pré e pós racionamento.



19 Relatório da Comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica – Coordenada por Jerson Kelman - foi criada por Decreto do Presidente da República, em 22 de maio de 2001, e publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial no99-E, de 23 de maio de 2001.

Como a razão principal não foi a hidrologia desfavorável, é interessante recuperar um trecho que aponta para uma das razões estruturais da crise de 2001.

“Na transição para o novo modelo, a ampliação da capacidade de geração deixou de ser uma responsabilidade das empresas geradoras que seguiam um planejamento centralizado, procurando manter o risco de algum racionamento em até 5%. A expansão da oferta energética passaria a ser efetuada a partir da iniciativa das empresas distribuidoras, que teriam interesse em contratar energia a longo prazo por intermédio de PPA’s para atender à demanda energética crescente de seus consumidores.”

Portanto, sem o devido preparo, uma profunda mudança conceitual estava em curso. Como as geradoras eram empresas do âmbito federal, fica claro que a responsabilidade da expansão, da noite para o dia, deixou de ser um programa do estado para ser um programa do “mercado”. Num país de dimensões continentais, repleto de desigualdades, com amplos espaços a serem incorporados ao sistema interligado, atribuir à vontade dos novos capitais que recém adquiriam as empresas distribuidoras foi, no mínimo, temerário.

Abaixo, um resumo incompleto dos problemas criados pela imprudência do modelo.

- Iniciou-se o processo de privatização sem um marco regulatório e sem um quadro institucional completo do novo ambiente. Isso gerou diversos problemas de heterogeneidade nos contratos de concessão das distribuidoras, uma vez que pelo menos duas empresas foram privatizadas antes mesmo da existência da agência reguladora.

- O caráter fiscalista do processo de privatização adotou a prática de licitações onerosas onde a concessão era dada a quem pagasse o maior ágio pelo uso de bem público. Evidentemente, isso acarretou a existência de custos anteriores ao início da obra trazendo aumentos de tarifas.
- Promoveu-se um “desmonte” de equipes e processos de planejamento nas empresas federais e, principalmente na Eletrobrás, que perdeu suas funções organizadoras do setor. O erro mais grave foi a interrupção do processo de inventários de novos empreendimentos, deixando ao setor privado a realização desses estudos. Sem uma metodologia específica e diante de um poder público omissivo, a prática acabou gerando projetos inconsistentes e incoerentes entre si.
- Imaginou-se que seria possível atrair capitais para, ao mesmo tempo, adquirir ativos existentes e construir novas usinas. Não havia disponibilidade para tal volume de aporte de capital e pode-se dizer que o “mercado” preferia aguardar a venda das empresas estatais, já constituídas, do que arriscar a novos empreendimentos num quadro institucional incompleto e mutante.
- Ignorou-se o fato de que usinas sob o regime de concessão de serviço público com mais de 20 anos de existência já teriam sido praticamente amortizadas pelo consumidor e, portanto, não poderiam ser leiloadas como se novas fossem. Na prática, transformou-se tarifa em receita fazendária criando uma apropriação muito discutível da “renda hidráulica” típicas desses sistemas.
- Permitiu-se o auto abastecimento ou *self dealing* em até 30% da demanda das distribuidoras. Segundo o governo, isso seria um incentivo para novos investimentos. Com o advento da desconstrução das geradoras federais e estaduais, na prática, a legislação permitiu a troca de contratos baratos por contratos caros

com empresas relacionadas. Como se verá adiante, tal decisão provocou enormes distorções nas tarifas aos consumidores.

- Imaginou-se que, apesar das características físicas do sistema brasileiro, o preço de curto prazo poderia ser o sinal indutor de novos investimentos. Esse foi o mais grave erro na arquitetura do sistema de mercado, pois desprezou a alta probabilidade do baixo preço do mercado spot que, estruturalmente, jamais poderia ser o sinal econômico para investimentos.
- Admitiu-se a existência de “comercializadores” de energia que nada mais seriam do que intermediários entre consumidores e geradores. Dada as características do sistema brasileiro, onde o preço de curto prazo não é definido pela lei de oferta e procura e sua definição embute um risco de não atendimento da demanda, essa intermediação é temerária. Contratos de curto prazo não incentivam novos investimentos e podem ser compostos de energia secundária ou eventual.
- É importante mencionar que a reforma institucional que pretendia estabelecer um sistema de mercado sem intervenções do governo, após alguns anos, acabou por provocar a maior interferência que se tem notícia. Afinal, para gerir a escassez, foi criada uma Câmara de Gestão da Crise do Setor Elétrico Brasileiro sob o comando do Ministro Chefe da Casa Civil, que, por decreto, chamou a si diversas atribuições da Agência Reguladora do Setor. A ANEEL, durante a vigência do decreto, postou-se como mera espectadora, o que, dados os princípios básicos do modelo, é de uma ironia sem par.
- A Medida Provisória decretando o racionamento teve justificativas bastante contestáveis. O governo solicitou uma ação declaratória de constitucionalidade ao STF que, ao conceder, não tinha todas as informações necessárias. A informação de que a seca teria sido “a mais grave dos últimos 70 anos”, não era ver-

dadeira, já que o Relatório Kelman, da comissão especial para análise das causas do racionamento concluiu que “a hidrologia desfavorável por si só, não seria capaz de causar a crise”.

- O contrato de concessão, na legislação brasileira, está baseado na teoria da regulação por incentivos. O “equilíbrio” do contrato é garantido pela preservação da tarifa de acordo com reajustes previstos no mesmo. Não há menção à lucratividade nem à garantia de mercado. Ao criar a receita tarifária extraordinária, uma cobrança da energia que foi economizada no racionamento, o governo garantiu uma receita “virtual” por entender que o racionamento ocorreu por um ato unilateral do poder público, o que é muito contestável.
- Por fim, cabe relembrar que, apesar da eficácia das medidas de racionamento, elas foram profundamente injustas, pois, ao estabelecer cotas estimadas em históricos de consumo, premiou-se os perdulários. Aqueles consumidores que, por algum motivo, já vinham economizando, ao serem limitados, passaram por uma verdadeira penúria energética.

3.5. Reformando a reforma.

Após o maior racionamento já registrado sem causas extraordinárias, esperava-se uma mudança total nos aspectos estruturais que se mostraram causadores da crise. A crise energética tinha se tornado o aspecto emblemático das diferenças de política entre o novo governo e o anterior. Entretanto, como se irá demonstrar, o modelo proposto ainda é um modelo de base mercantil, tendo sido alterados apenas alguns equívocos mais gritantes e, apesar das indiscutíveis melhorias, o sistema já está demonstrando os problemas dos seus alicerces exóticos.

O governo Lula, com grande atraso, optou por editar uma medida provisória sobre o setor depois transformada em lei. A MP144

sinalizou uma legislação complexa. Nos seus 31 artigos, mudou oito leis. Basicamente, alterou todas as que criaram o modelo mercantil no governo anterior intervindo nas três peças essenciais desse modelo: o MAE, Mercado Atacadista de Energia, o ONS, um Operador Nacional e a ANEEL, que trata das regras legais desse mercado.

3.5.1. Os aspectos positivos

Foram feitas alterações importantes que devem ser reconhecidas:

1. O mercado regulado de consumidores das distribuidoras, também conhecido como cativo, passou a ter 100 % de sua demanda atual e futura contratada. Reduziu-se para zero a folga de 15% que poderia ser liquidado no mercado de curto prazo.
2. Ainda no mercado regulado, adotou-se a estrutura de *pool* de distribuidoras. Dadas as desigualdades regionais brasileiras, algumas distribuidoras, que não foram privatizadas, eram os “patinhos feios” do mercado e, num ambiente de liberdade, não atrairiam investidores para seu suprimento. A estrutura de *pool* “democratizou” os riscos.
3. As distribuidoras contratam exclusivamente por licitação pública.
4. Foram exigidos contratos de longo prazo no mercado regulado estabelecendo-se um incentivo estrutural a novos empreendimentos.
5. Adotou-se a licitação pela menor tarifa em lugar da licitação pelo uso de bem público.
6. Retomou-se o processo de planejamento com a criação de uma empresa estatal (EPE), que, em nome do Ministério, realizaria as pesquisas e os planos necessários. Entretanto, a alteração institucional foi feita sem o devido cuidado de se estabelecer um período de transição das funções entre ANEEL, Eletrobrás e o Ministério.

7. Os projetos de novas usinas têm caráter determinativo, porém contestável. Isso evitaria o “laissez-faire” vigente no governo anterior que gerou projetos incompletos e incoerentes.

3.5.2. *A omissão sobre os defeitos.*

Por outro lado, uma parte importante do modelo anterior permaneceu intocada.

3.5.2.1. *Descontratação sob um mercado retraído.*

Foi mantida a descontratação prevista na lei 9.648/1998. Começando em janeiro de 2003, 25% anuais do montante que integra os contratos iniciais (“energia velha”) foi sendo liberado e recontratado a preços livremente negociados. A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, também mantida, obrigou as empresas estatais a promover a venda de sua energia por meio de leilões. O que não for vendido, necessariamente foi liquidado no MAE a preços irrisórios.

Era evidente que essa descontratação, *um plano do modelo anterior imaginado num cenário normal do mercado*, não produziria os mesmos resultados num mercado consumidor retraído. Era totalmente previsível que os descontratados, sendo, na sua grande maioria, hidroelétricos, amargariam a esdrúxula situação de, mesmo perdendo seu faturamento, ter que continuar a gerar como se nada tivesse acontecido. O fato de que 90% dessa amarga situação ter estado nas mãos das geradoras federais não é mera coincidência. Essa parece ter sido a opção de política de governo de absorver o flagelo da redução de receita do setor em suas próprias empresas.

Criou-se, assim, uma absurda falta de isonomia. As estatais só podiam negociar sua produção em leilões; as empresas privadas podiam vender a quem quisessem e pelo preço livre, incluindo distribuidoras do mesmo grupo econômico.

Em 2005, apesar da evidência de que havia uma enorme sobra de energia em função de mudanças no mercado, decidiu-se realizar um mega-leilão obrigando as empresas públicas a “liquidarem” sua energia. O que significou uma absorção de perdas nas empresas estatais, não foi a venda de energia que já tinha sido descontratada e, portanto, era gerada recebendo o preço mínimo do mercado de curto prazo. O aspecto contestável foi o fato de que essa energia foi vendida em contratos de 8 anos com inícios em 2005, 2006 e 2007. Portanto, a situação conjuntural de sobra acabou influenciando a receita das empresas públicas até 2015!

Alguns resultados do leilão:

- Dos 18 geradores inscritos, seis não participaram da segunda etapa do processo, reduzindo, na prática, a oferta de energia.
- Mesmo assim, a quantidade oferecida superou bastante a demanda. As distribuidoras conseguiram contratar apenas 95,9% do seu mercado total. Quase 5% do seu mercado em 2005 começam sem cobertura.
- O giro financeiro, estimado por diversos analistas, deveria registrar algo entre R\$ 100 bilhões e R\$ 120 bilhões, entretanto, foram negociados apenas R\$ 72 bilhões.
- Os preços, iniciados entre R\$ 80 para 2005, R\$ 86 para 2006 e R\$ 93 para 2007, ficaram em R\$ 57,51 o MWh para 2005 (-28%), de R\$ 67,33 para 2006 (-27%) e R\$ 75,46 para 2007 (-19%).

CESP vendeu : 800 MWh / 2005 / R\$ 62,10 (sobraram 763 MW) - 1.178 MWh / 2006 / R\$ 68,37 (sobraram 380 MW) - 20 MW / 2007 / R\$ 77,70 (sobraram 395 MW)

A TRACTEBEL vendeu apenas 10 MW para entrega em 2007.

Empresas que desistiram:

Cachoeira Dourada - grupo ENDESA

Chapecó - grupo CERAN

BREITENERV - operadora de usinas a óleo

3.5.2.2. Manutenção do *self-dealing*.

Com a manutenção do “auto-suprimento” que permitia às distribuidoras a contratação de energia de empresas coligadas até 30% de sua demanda, criou-se uma combinação altamente prejudicial às empresas estatais e aos consumidores. A seguir, alguns exemplos dessas distorções²⁰:

Tabela 3.4. Algumas conseqüências da descontração e do *self-dealing*.

Distribuidora	R\$/MWh descontratado	Empresa descontratada	R\$/MWh contratado	Empresa contratada (mesmo grupo)
AES Eletropaulo	78,30	CESP	109,94	AES Tietê
Light	76,03	FURNAS	133,19	Norte Fluminense
Coelba	54,33	CHESF	146,90	Termo Pernambuco
CPFL	63,05	CESP	113,54	CPFL Geração
COSERN	53,01	CHESF	135,27	Termo GCS
COELCE	54,70	CHESF	153,98	Termo Fortaleza

20 Ver Carlos Augusto Ramos Kirchner – Malogro no setor elétrico – Edições SEESP

É importante entender que, quando a Light distribuidora deixou de comprar energia de Furnas e passou a adquirir da Norte-Fluminense, do seu próprio grupo, a operação, gerida pelo ONS não foi alterada em nada. As usinas hidráulicas de Furnas continuam gerando o mesmo montante independente de a empresa estar descontratada. A usina Norte Fluminense, uma térmica, numa situação de sobra de energia, continuou desligada.

O MAE²¹, ao comparar a energia contratada com a efetivamente gerada, constatará que a estatal gerou mais do que vendeu e a Norte-Fluminense, que não gerou nada, tem um contrato de venda de energia com a Light. Uma vai “vender” o que tem sobrando e a outra vai “comprar” o que precisa para cumprir o contrato firmado.

Nesse ponto emerge a bizarra adaptação do modelo mercantil brasileiro. Como o preço médio do mercado *spot* para Região Sudeste era de R\$ 24,00 por MWh, Furnas teve que vender seu excedente por esse valor, ao invés dos R\$ 76,03, previstos em seus contratos iniciais. Entre as compradoras, uma foi a térmica Norte-Fluminense, que “virtualmente” repassou essa energia à Light, mas por R\$ 133,00, seu preço de contrato. Parece inacreditável, mas, pelos defeitos do modelo, os mesmos MWh's que estavam sendo vendidos à Light por 76,03 recebem um “carimbo” do MAE como sendo energia de térmica e assim passam a custar 75% a mais!

O “respeito aos contratos”, tão alardeado pelo governo como prova de sua “confiabilidade”, valeu apenas para os investidores privados, pois, como consequência, admitiu-se o “desrespeito aos contratos” com o consumidor, uma vez que o princípio da modicidade tarifária foi relegado a um segundo plano.

21

Hoje sob o nome de CCEE – Camara de Comercialização de Energia Elétrica

3.5.2.3. A “liberdade” do mercado livre

Ocluso na enorme complexidade do setor há sempre conceitos simples que deveriam ser intocáveis, mas, sob a “modernidade” do mercado, sucumbem facilmente. Os consumidores, atendidos pelas distribuidoras pagam suas contas pelos consumos mensais. É o chamado mercado cativo. Como há uma grande diversidade, as empresas concessionárias de distribuição estudam a evolução de sua demanda e contratam com geradores a evolução de seu consumo. Esses pequenos pagamentos mensais, compostos, formam um total que é previsível e pode ser contratado no longo prazo. É assim que, do outro lado, um investidor viabiliza a construção de uma usina.

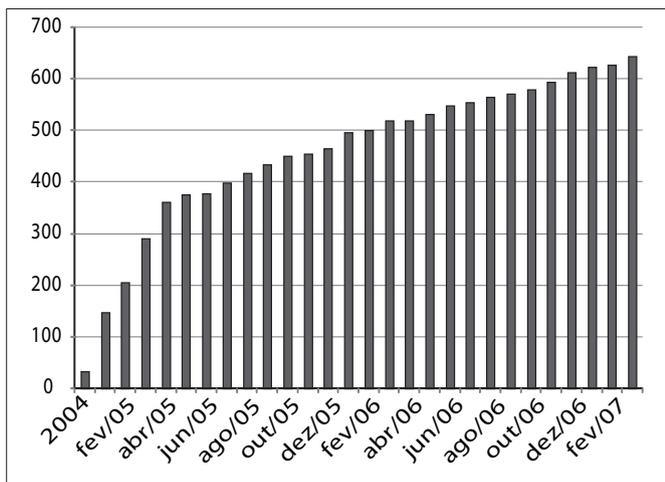
Entretanto, a camisa de força ideológica do mercado criou uma espécie estranha, o consumidor livre. Ele pode estar situado na área de concessão de uma distribuidora e ainda assim comprar energia de um gerador que não serve a essa distribuidora. Ora, a empresa que perde seu cliente, deixa de contratar no longo prazo aquele consumo. Entretanto, ao se tornar livre, esse consumidor, geralmente de grande porte, sob as regras mantidas pelo atual modelo, passa a ter enormes vantagens. Além de liberá-lo do pagamento de encargos, manteve-se total liberdade de contratos. Por incrível que pareça, ele pode, inclusive, ir simulando mês a mês contratos *ex-post*, posteriores ao consumo, o que o faz muito parecido com um pequeno consumidor que paga suas contas mensalmente. Evidentemente, quebra-se o vínculo de compromisso com o futuro.

Atualmente, cerca de 30% de todo o consumo brasileiro se concentra no ambiente de livre contratação. Mesmo com todas as especificidades do sistema físico, como, por exemplo; a adoção de certificados pré-estabelecidos; o risco inerente a operação de uma reserva hídrica compartilhada; o “incentivo” estrutural da distribuição dos preços de curto prazo à descontração, não se fez nenhuma exigência quanto a prazos e quantidades nesse mercado. Na verdade, no que se relata a seguir há uma combinação de legítimos interesses privados, que nada

mais fazem do que buscar maximizar lucros, com a injustificada omissão do estado perante as previsíveis distorções.

A figura 3.10. ilustra a impressionante evolução do número de consumidores livres de 2004 a 2007.

Figura 3.10.²² Evolução do número de consumidores livres



Nesse momento, é interessante recuperar o que ocorreu em dois momentos, citando declarações dos próprios representantes dos consumidores que têm essa liberdade de ação.

A economia do mercado livre bateu recorde e chegou a 30% em agosto, comparada às tarifas que os consumidores desse mercado pagariam se ainda estivessem no mercado cativo.

22 Mercado Livre: preços, subsídios e tarifas -Fernando César Maia - Diretor Técnico E Regulatório Da Abradee

Segundo dados da Comerc Comercializadora, enquanto o custo médio da energia cativa foi de R\$ 212,56 por MWh, o do mercado livre ficou em R\$ 148,85 por MWh, o que representa economia em torno de R\$ 430 milhões.

Ainda segundo a comercializadora, a economia de janeiro a agosto de 2007 chegou a R\$ 2,8 bilhões. O volume do consumo de energia no mercado livre, em agosto, atingiu 9.080 MW médios, *cerca de 18,6% de todo consumo do Sistema Interligado Nacional*. A pesquisa foi feita com base em 104 unidades consumidoras de todo país, que representam cerca de 10% do mercado livre total, e nos preços praticados pelas distribuidoras de energia.²³

Entretanto, com a subida dos preços alguns meses após:

A disparada do preço de liquidação de diferenças, que ultrapassou os R\$ 470/MWh, provocou uma virtual paralisação do mercado livre de energia. “Não há compra e venda de energia no curto prazo devido ao preço e nem para o longo prazo porque, neste caso, não há energia”, diagnostica Renato Volponi, presidente do conselho de administração da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica. O executivo salienta que o preço médio dos contratos está em R\$ 220/MWh, ainda sob efeito dos preços de dezembro de 2007.

A Abraceel defende uma revisão imediata dos procedimentos operativos do Operador Nacional do Sistema Elétrico. A

23 Como publicado no Canal Energia de 06/11/07 sob o título “Economia do mercado livre atinge 30% em agosto”

entidade crítica principalmente a transferência de 3 mil MW médios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para as regiões Norte e Nordeste. Segundo Volponi, a situação está deplecionando os reservatórios daquela região. “Em apenas dez dias, os reservatórios (do SE/CO) perderam 2,3% do nível”, calcula. Para o executivo, um problema local está sendo transformado em uma crise nacional.

De acordo com Volponi, os consumidores já estão dando sinais de que não suportam esse nível de preço, o que pode gerar “tomada de medidas drásticas”. O maior temor do executivo é o aumento da inadimplência e quebra de contratos. *Pode gerar um clima de deixar para ver o que dar*, diz ele, referindo-se a uma possível “debacle” nos contratos. Uma medida anterior ao corte nos pagamentos será, diz o executivo, a redução do consumo, que será feita através do desligamento de máquinas ou fechamento de unidades por parte dos industriais.²⁴

O mais interessante é que o mercado livre não se furta em recorrer ao governo para que “se tome medidas imediatamente”.

Volponi está também *intrigado com o silêncio do governo sobre a situação do abastecimento da energia no país*. Falta uma *palavra do governo tranquilizadora ou não sobre isso*. O que se fazer quanto a questão financeira? Ou por que deixar o Sudeste deplecionar?, questiona, avaliando que o setor tem vários órgãos com atuações pontuais com decisões de momento, mas nenhum que possa responder em momentos de

²⁴ Como publicado no Canal Energia de 09/01/08 sob o título “Abraceel: alta do PLD paralisa mercado livre e gera dúvidas sobre atendimento de déficit contratual”

crise de forma mais estrutural. *É preciso que se tome medidas imediatamente*, aponta

Para entender o que ocorre na singularidade do sistema brasileiro é importante comparar essa notícia com outra dos representantes dos grandes consumidores.

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres concluiu um estudo sobre a disponibilidade da garantia física para o atendimento da demanda este ano. A conclusão do relatório é *que há um déficit de 1.730 MW médios na oferta em relação ao mercado*. Segundo Jonathan Colombo, coordenador de energia elétrica da Abrace, isso quer dizer que há consumidores descontratados *que deverão ficar expostos ao mercado spot*.

O objetivo do estudo era saber quanto de energia está disponível para o mercado, comparando a previsão feita pelo governo em 2004 para os anos de 2007 e 2008, com o que temos hoje, conta o executivo. Nessa comparação, os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico continham uma previsão de oferta de garantia física de 56.937 MW médios para 2007. Mas as informações de novembro do ano passado dão conta de uma disponibilidade de 50.464 MW médios. *Ou seja, há uma diferença negativa de 6.400 MW médios*.

Já que a reforma do modelo mercantil preferiu deixar incólume a liberdade de mercado, onde há inclusive uma clara diferenciação entre o mercado cativo de responsabilidade das distribuidoras, são, no mínimo, estranhas as manifestações dos dois importantes representantes.

É preciso considerar:

1. A exigência de contratação de longo prazo só foi mantida para as distribuidoras.
2. O mercado livre surgiu de cargas industriais e comerciais que migraram do mercado das distribuidoras que deixaram de contar com a receita advinda desse segmento.
3. A liberdade de contratação no mercado livre é total e, portanto, esse mercado deveria garantir seu próprio suprimento.
4. Como mostrado anteriormente, uma característica inerente às condições físicas do sistema brasileiro, a distribuição de probabilidades do *cmo* com predominância de preços baixos é um “incentivo” natural ao descontrato. Na realidade, a categoria livre pode fazer contratos *ex-post*, ou seja, depois de realizado o consumo.
5. Em agosto, satisfeitos com a economia de seu segmento, não há nenhuma menção a problemas de suprimento.
6. Quatro meses após, com a subida de preços, conforme declarações dos próprios representantes desse segmento de mercado, há uma “denúncia” de déficit de energia assegurada bastante significativo. Não há energia assegurada para todos, confirmando o que já era evidente pelos dados do Plano de Operação 2008-2011 (tabela 2.2).
7. Como a energia assegurada, por definição, não é dependente de condições hidrológicas, é no mínimo estranho a manifestação de “protesto” apenas quando o preço de curto prazo, o PLD, se altera.
8. A suposta independência entre operação e questões comerciais, na realidade, não resiste ao interesse dos agentes. Basta ler as declarações do representante do comercializadores sugerindo alterações dos procedimentos do ONS.
9. O protesto termina com um patético apelo à intervenção do governo.

Essa seqüência de fatos e declarações mostra que o mercado livre não garante seu próprio sustento energético e aproveita sobras e distorções estruturais do sistema. O mais grave é que o segmento só denuncia o problema quando os preços de curto prazo os desfavorecem. Fica também evidente que, na base do modelo mercantil, a suposta separação da operação de aspectos comerciais, é apenas uma hipótese que não está isenta de ameaças nos momentos críticos.

No momento em que esse texto é escrito, assustados com as perspectivas futuras já evidentes nos relatórios do ONS, alguns consumidores livres estão visando a contratação de energia de usinas existentes, cerca de 9 mil MW médios, que serão liberados em 2012 do mercado cativo. Nesse caso, poderia se inverter a situação. As distribuidoras não teriam energia para seu mercado. Ainda persistiria a dúvida sobre o efeito da crise mundial sobre o mercado.

Em função do previsível esgotamento das sobras e do comportamento predatório dos consumidores livres, o governo prepara uma novidade para ser paga por todos. Quem se der ao trabalho de ler um trecho do contrato de concessão de uma distribuidora, percebe mais uma incoerência do modelo mercantil.

Por exemplo, abaixo há um trecho de um contrato de concessão de uma distribuidora, no caso a Metropolitana, SP.

Cláusula Quarta – Expansão e Ampliação dos Sistemas Elétricos
A Concessionária obriga-se a implantar novas instalações e a ampliar e modificar as existentes, de modo a garantir o atendimento da atual e futura demanda de seu mercado de energia elétrica, observadas as normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

Cláusula Quinta - Encargos da Concessionária

Primeira Subcláusula - Para possibilitar a distribuição, de forma regular e adequada, da energia elétrica requerida pelos

usuários dos serviços, a CONCESSIONÁRIA deverá celebrar os contratos de compra de energia e de uso do sistema de transmissão e de conexão ao sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica que se fizerem necessários.

Aqui se percebe que, cumprido o contrato de concessão, a energia assegurada necessária para a distribuidora atender seu mercado atual e futuro já está devidamente contratada e deveria ser suficiente. Mas o governo pretende criar uma “energia de reserva”, uma espécie de reforço da energia assegurada que será paga por todos.

Como noticia o Canal Energia no dia 21/08/2008

A Empresa de Pesquisa Energética cadastrou 118 usinas à biomassa, que totalizam 7.811 MW de capacidade instalada. Desse total, 1.869 MW estão pré-habilitados para ofertar energia no produto 2009, enquanto 6.711 MW estão cadastrados para o produto 2010. Segundo o presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, a conta não fecha, nesse caso, porque 769 MW estão inscritos para negociar energia nos dois produtos. Nesse caso, salientou, a negociação em um produto veda a participação em outro.

O custo da geração da energia de reserva será rateado por todos os consumidores através de um encargo, cuja arrecadação ficará a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Segundo o presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Mauricio Tolmasquim, os clientes cativos pagarão o encargo por meio das distribuidoras, enquanto os clientes livres o quitarão diretamente na CCEE. Já os autoprodutores pagarão o encargo sobre as usinas que estiverem localizadas fora da planta industrial.

Como se vê, até o princípio básico de que a energia assegurada é o suficiente para “garantir” o suprimento está sendo “relativizado”. O que é grave é que esse desequilíbrio está intrínseco ao modelo já que, mesmo com todas as particularidades do nosso sistema, os reguladores acabam por aceitar a deterioração e propor um “remendo” na garantia.

3.5.2.4. *O bloqueio e o uso político das empresas estatais*

Apesar da interrupção do processo de privatização das empresas geradoras federais, elas continuaram sob diversas medidas de impedimento inauguradas no governo anterior.

1. O Grupo Eletrobrás está sendo obrigado a congelar recursos para a composição do superávit primário do governo federal. Apenas no atual governo, cerca de R\$ 12 bi compuseram essa conta. Como essas empresas ainda estão sob o regime de serviço público, onde sua receita se destina a remunerar seus custos, acionistas e investimentos, é no mínimo discutível essa geração de superávit. Em termos médios, cerca de R\$ 2 bi/ano de receita estão destinados a esse fim. Considerando uma tarifa de R\$ 60/MWh, é como se toda a receita de Tucuruí, a segunda maior usina brasileira estivesse predestinada a esse fim. Pode-se mesmo considerar que Tucuruí é a “usina do superávit”²⁵.
2. Muito embora a participação das empresas do Grupo Eletrobrás na formação do superávit deva ser considerada como uma surpreendente continuidade da política anterior, não se pode apontar apenas esse fato como responsável por atrasos nos seus

25 Essa situação contrasta com a vivida pelas empresas públicas na vigência do imposto único de energia elétrica, criado pela LEI Nº 2.308, DE 31 DE AGOSTO DE 1954 e que foi extinto em 1988. Nesse período o tesouro brasileiro destinava recursos às empresas para a realização de políticas públicas na área de energia. Hoje, são as empresas que destinam recursos ao tesouro.

investimentos. Há que se considerar também a incapacidade de gestão de empresas. Afinal, seu corpo técnico foi totalmente desmontado, há terceirização de recursos humanos inclusive em áreas estratégicas, seus cargos de direção são negociados em troca de apoio no congresso fazendo com que diretorias estejam entregues a forças políticas muitas vezes antagônicas entre si.

3. Durante grande parte do governo Lula, as empresas estatais estavam proibidas de se candidatar a empréstimos junto ao BNDES. O detalhe quase incompreensível é que esse tolhimento não era feito por lei, decreto ou qualquer coisa que necessitasse de um grande esforço político para sua mudança. Era apenas uma Resolução 2.668 do Banco Central, assinada em 1999, que proíbe que o mesmo BNDES conceda financiamentos a empresas estatais. Isso demonstra que, implicitamente e contrariamente ao que foi afirmado na campanha, o governo considera que o setor privado e o mercado são os responsáveis pela expansão da oferta.
4. Obrigadas a participar apenas minoritariamente em parcerias com empresas privadas, considerando o que dizem alguns agentes, as estatais passaram a assumir taxas internas de retorno muito baixas, sendo inclusive motivo de reclamação de representantes dos investidores privados. O Jornal Folha de São Paulo do dia 13/02/2007 publica a seguinte declaração do Sr. Claudio Salles, presidente do Instituto Acende Brasil:

De nada adianta uma regra de leilão perfeita se você não tem como assegurar que todos os competidores agirão pela mesma lógica de racionalidade econômica, disse Sales, ao comentar que algumas estatais “se conformam com taxas de retorno que sequer remuneram o capital investido.

Recentemente o Valor Econômico de 13/03/2008, o mesmo representante:

Para o presidente do Acende Brasil, não há vantagens nas novas regras, mas sim um potencial desestímulo a investimentos privados. Um grande concessionário de hidrelétrica, que pediu para não ter seu nome divulgado, teme a entrada das subsidiárias da Eletrobrás nos próximos leilões de geração com tarifas muito baixas, para forçar uma queda de preços, com taxas de retorno excessivamente baixas. É o que ele classifica de *competição predatória*, negada pelo ministro.

3.5.2.5. *As conseqüências são para todos.*

Sendo o sistema brasileiro dependente de uma gestão de reserva compartilhada, os desequilíbrios no mercado livre gerados por essa incapacidade de garantir seu próprio suprimento, coloca em risco todo o sistema interligado. Como atesta o Relatório Executivo do Plano Anual da Operação 2007 do ONS, onde o período 2008-2011 é examinado, o sistema demonstra que a hipótese básica do modelo mercantil (igualdade de custos marginais de operação e expansão) já não se verifica e, portanto, a carga²⁶ é maior do que a crítica.

A tabela 2.2, retirada do relatório mencionado, mostra os Custos Marginais de Operação médios. Não são reflexos conjunturais da meteorologia de momento. São situações estruturais, pois foram calculados para diversas situações hidrológicas.

O Custo Marginal de Expansão no Brasil está no entorno de R\$ 135/MWh e, portanto, o sistema está operando com um custo bem superior, podendo alcançar quase o dobro em 2011. Portanto, pelos cri-

26 No momento em que esse texto é escrito, ainda não está definido qual seria o impacto da crise mundial sobre a demanda futura. Por esse elemento inesperado, é possível que esse desequilíbrio desapareça. Entretanto, ele não esconde o defeito estrutural do modelo.

térios atuais, não há dúvida que o sistema está sobrecarregado, muito embora, situações climáticas conjunturais possam mascarar a deficiência por algum tempo.

O gráfico da figura 2.15 mostra, nesse arcabouço teórico que se expôs no capítulo anterior, a situação real do sistema no período 2008 – 2011. O ponto preto indica o nível do *cmo*, correspondente a uma carga Y maior do que a carga crítica X. Como a carga crítica é também a energia assegurada total do sistema, fica claro que, na situação exposta pelo ONS, *não há energia assegurada para todos*. Ou seja, existe um excesso de carga que faz com que o sistema esteja operando com altos custos operacionais. Evidentemente, a atual e inesperada crise mundial poderá reduzir bastante a demanda por energia no futuro. Entretanto, não se pode confundir essa mudança de perspectiva com a solução dos problemas estruturais do setor.

3.5.2.6. O previsível aumento de encargos setoriais

Confirmando a experiência inglesa na criação de custos antes inexistentes, o caso brasileiro foi pródigo na criação de encargos. Um quadro ilustrativo da experiência brasileira com o surgimento de encargos e impostos pode ser visto abaixo no gráfico da figura 3.11.

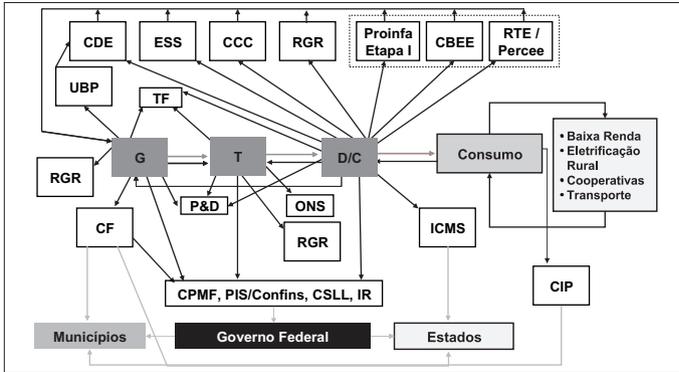
Para fazer uma análise sobre a natureza desses encargos, pode-se considerar que sejam divididos em 3 categorias:

1. Custos Estruturais – Destinados a custos físicos, compensações por impactos dos investimentos do setor ou investimentos remanescentes de concessões extintas.
2. Custos não – estruturais – Destinados a cobrir custos relativos à adoção de certa organização do setor²⁷.

²⁷ Isso não quer dizer que outra organização seria totalmente livre desses custos. Mas, no caso, é preciso compará-los.

3. Subsídios – Destinados a promover algum tipo de política pública.

Figura 3.11.²⁸ Diagrama esquemático de encargos e impostos sobre o setor.



Custos Estruturais:

RGR -Reserva Global de Reversão.

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo sua vigência estendida até 2010, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual.

28 Paulo Pedrosa: Desafios da Regulação do Setor Elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Desafios%20da%20Regula%C3%A7%C3%A3o.pdf>

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

Criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

CIP – Contribuição de Iluminação Pública

O artigo 149-A da Constituição Federal, com a redação que lhe foi dada pela Emenda Constitucional n.º 39 de 19 de dezembro de 2002, determina: “Os Municípios e o Distrito Federal poderão instituir contribuição, na forma das respectivas leis, para o custeio do serviço de iluminação pública, observado o disposto no art. 150, I e III. Parágrafo único. É facultada a cobrança da contribuição a que se refere o caput, na fatura de consumo de energia elétrica.” A cobrança desse encargo é polêmica.

TITAIPU - Transporte de Itaipu

Custeio do serviço de transmissão da energia de Itaipu.

Custos não – estruturais

UBP – Uso do Bem Público

Custo associado ao regime de concessão. Representa uma compensação pelo uso de um bem que pertence à sociedade por um produtor independente ou autoprodutor. No período do governo do Presidente

Fernando Henrique Cardoso foi adotado o sistema de concessão onerosa, vencendo aquele investidor que pagasse o maior ágio pela concessão.

ESS - Encargo de Serviços do Sistema.

Com base no que dispõe o art.18 do Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, a ANEEL homologou as Regras de Mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, através da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000.

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão. Os encargos dos serviços do sistema recuperam os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e na estabilidade do sistema, relacionados com as restrições de operação dentro dos submercados, os componentes dos serviços ancilares, os pagamentos feitos aos geradores sob contratos de serviços ancilares formalizados com o ONS; as mudanças ocorridas na disponibilidade da geração e da demanda; a diferença entre os fatores de perda de transmissão, em cada submercado e as perdas reais do sistema; quaisquer erros de despacho do ONS; e os contratos com os geradores para fornecer reserva adicional.

ONS - Operador Nacional do Sistema.

Em 2004, com a instituição do atual modelo do setor elétrico, o Operador Nacional do Sistema Elétrico teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. O atual estatuto do ONS foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328 da ANEEL, de 12 de agosto de 2004. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das ativi-

dades do ONS, que tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica.

RTE/Percee – Receita Tarifária Extraordinária.

Tarifa extraordinária paga pelo consumidor para recuperar o equilíbrio econômico – financeiro das empresas no Período do Racionamento de Energia Elétrica (Percee)

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL.

TUST – Tarifa de uso do sistema de transmissão

Tarifa de utilização da rede básica.

TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição

Tarifa de utilização da rede do distribuidor por consumidores livres

EC – Encargos de Conexão

Tarifa para cobrir custos de conexão em redes de empresas distintas. Ocorre quando uma linha se conecta a uma subestação de outra empresa.

CCEE – Custeio da Câmara de Comercialização

Custos relativos ao órgão responsável pela comercialização.

ECE – Encargo de Capacidade Emergencial

Custos relativos a contratação de capacidade emergencial fruto da crise de 2001.

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

Custos relativos ao órgão responsável pela contratação da capacidade emergencial.

ER – Energia de reserva.

Custos relativos a contratação de energia de reserva.

Subsídios

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

Criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. Pago mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeleétrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeleétricas. A partir deste ano de 2006, restringe-se à cobertura de custos de geração termoeleétrica dos sistemas isolados.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e

pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, com base na Resolução Normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRÁS. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético.

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo IPCA.

P&D -Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.

Encargo criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o

montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL.

E, confirmando a conhecida e excessiva carga tributária da economia brasileira, abaixo estão os impostos que incidem, direta ou indiretamente, sobre a tarifa.

IRPJ –Imposto de Renda da Pessoa Jurídica

CSLL –Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

ICMS –Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

ISS –Imposto sobre Serviços

PIS/PASEP–Plano de Integr. Social e Prog. de Form. do Patrim. do Servidor Público

COFINS –Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CPMF –Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira

ITR –Imposto Territorial Rural

IPVA –Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores

IPTU –Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana

INSS –Contribuição ao INSS devida pelo Empregador

FGTS –Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

Outros Encargos –SAT, Salário Educação, Sistema “S”

A necessidade de separar as funções de geração, transmissão e distribuição significou um dos “desmontes” do monopólio natural geração-transmissão. De certo modo, desconsiderou-se o singular papel da transmissão no sistema, como foi mostrado no capítulo II.

A estratégia de privatização da geração do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso viria também incluir uma inusitada manobra financeira.

Para valorizar os ativos de geração, que seriam vendidos, foi calculada uma tarifa inicial para a transmissão existente, que viria a ser hoje a rede básica. Os ativos desse sistema receberam uma tarifa correspondente a uma receita suficiente apenas para cobrir custos, um estoque de capital com remuneração igual a zero²⁹. Desse modo, transferia-se valor para os ativos de geração.

Como explanado no capítulo anterior, a transmissão no Brasil exerce função ativa na formação da energia assegurada, já que o sistema interligado exige transferências de grandes blocos de energia que estão subentendidos nas simulações que definem a capacidade total do sistema. O sistema de reserva energética “conta com” a performance da transmissão para poder oferecer quantidade da energia que pode ser certificada como “segura”. Ao transferir a remuneração desse ativo para a geração, tudo se passou como se parte da tarifa de transmissão (anteriormente oclusa) passasse a fazer parte do preço da geração. Evidentemente, esse mecanismo gerou distorções posteriores na tarifa de transmissão que, como seria esperado, sofreu enormes reajustes para recuperar a remuneração que essa atividade exige. De um modo dissimulado e extremamente complexo, cobrou-se parte da transmissão duas vezes.

A partir daí, emergem os custos que antes estavam embutidos na tarifa, tais como Encargos de Conexão, tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e a de uso do sistema de distribuição TUSD.

A tabela 3.5 mostra a composição da tarifa de energia elétrica das distribuidoras. Ela é separada em 2 parcelas, uma considerada “não gerenciável” e outra considerada “gerenciável”. A parcela B é composta

²⁹ Note-se que quase 90% dessa rede pertencia à empresas estatais. Segundo a Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão, a remuneração inicial chegou a ser negativa. (Apresentação de Cesar Barros Pinto no ENASE 2007)

dos custos que podem ser geridos de algum modo pela empresa. A parcela A é composta de custos sobre os quais as distribuidoras não teriam gerenciamento.

Depois da modificação da legislação que permitia o “auto suprimento”, considerar a energia comprada como não gerenciável era um flagrante desrespeito ao princípio da modicidade tarifária. O que as distribuidoras que usaram essa facilidade fizeram foi exatamente “gerenciar” seu suprimento de tal modo a adquirir energia de empresas coligadas.

Na seção seguinte é mostrada a evolução da tarifa de energia elétrica desde as reformas de 1995. Os aumentos tiveram diversas causas, mas, dentre os agentes do encarecimento, os encargos setoriais exercem um papel especial. Apesar de representar um percentual menor do que os impostos, de 1999 até 2007, essa parcela subiu cerca de 80%. Em 1999, aproximadamente 6% da tarifa eram advindos de encargos do setor. Em 2007, esse montante atingiu 11%. Dentro da cesta de impostos federais, estaduais, municipais e encargos, esse último foi o líder absoluto dos aumentos.

De certo modo, e em parte, esse fenômeno é um reflexo dos custos ocultos da organização mercantil do setor. Como parte desses custos advém das novas instituições necessárias à essa formatação, é preciso deixar bem clara a intenção dessa análise. Não se está questionando nem a existência nem a eficiência dos novos órgãos. Salienta-se apenas a confirmação da experiência inglesa na implantação do mercado, relatado no início deste capítulo. Esse aspecto é freqüentemente omitido dos debates e, se a questão da alegada baixa eficiência do sistema de base estatal anterior estava em questão, é preciso não esquecer que, hoje, essa parcela representa custos do sistema antes não existentes. Se o ganho que o país teve com a sua “modernização” é ainda um diferencial a ser avaliado, esse detalhe não pode ser desprezado.

Tabela 3.5. Composição da receita que define a tarifa brasileira

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfra	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	-
-	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	-
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	-
Contratos Iniciais	-
Energia de Itaipu	-
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	-

3.5.2.7. Os esquisitos leilões.

Sob uma ideologia de que o “mercado” deve resolver o que é melhor para o país, mas, também tendo que compatibilizar as novas fontes com as singularidades brasileiras, o governo resolveu que os leilões deveriam ser realizados através de um estranho método. O leilão não é vencido pelo preço fornecido pelo investidor, mas sim após a avaliação de um índice custo benefício, que, supostamente daria conta da complexidade do sistema. Segundo esse método, qualquer forma de energia primária poderia concorrer tendo seu benefício ao sistema automaticamente avaliado. Como se verá adiante há sérias distorções nessa metodologia.

$$ICB = \frac{Receita Fixa + COP + CEC}{8.760 \times GF}$$

A Receita Fixa é a parcela correspondente ao investimento nos ativos fixos.

O termo COP é definido como sendo a esperança do Custo de Operação. O Custo de Operação, por sua vez, é uma função do custo variável de operação declarado pelo empreendedor e da quantidade de energia efetivamente gerada pela usina que depende, por sua vez, do despacho da usina feito em função dos Custos Marginais de Operação (*cmos*) futuros observados no SIN. Desta maneira, o Custo de Operação é uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado pela EPE.

O termo CEC é definido como sendo a esperança do Custo Econômico de Curto Prazo que é função das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física (energia firme vendida ao *pool* quando da realização do leilão). Tais diferenças energéticas são avaliadas ao preço spot do sistema. Outra variável aleatória.

O termo GF é a garantia física da usina, que para térmicas e hidráulicas obedece ao mecanismo descrito no item 2.6 e 8760 é o número de horas do ano.

Portanto, assim com as complexas fórmulas que definem a energia assegurada ou garantia física das usinas, explicadas no capítulo anterior, o ICB é também uma variável aleatória com todos os problemas inerentes. Como os termos COP e CEC dependem do *cmo*, que, por sua vez depende da política de operação, o ICB é uma média cuja variância é alta. O nível de significância estatística só não é baixo porque se usa séries sintéticas de energias naturais.

Essa metodologia tem sido adotada nos leilões e os resultados, em última instância fruto da distribuição do *cmo*, têm favorecido as usinas mais caras e poluidoras. O investidor termelétrico se depara com o seguinte dilema: as usinas que possuem um custo marginal de operação elevado, usualmente aquelas a diesel ou óleo combustível, são as de menor investimento em capital, menor tempo de construção e apresentam probabilidade mais baixa de serem chamadas a operar pelo ONS.

O contrário ocorre com as usinas que possuem custos marginais mais baixos. Estas usinas utilizam, normalmente, o gás natural, possuem instalações mais sofisticadas que demandam mais investimento em capital e mais investimento em tempo de construção e ainda são despachadas com frequência.

A necessidade de uma receita fixa anual mais alta acaba aumentando o ICB. Se por um lado o menor custo variável reduz o gasto por unidade de energia gerada – o que teoricamente permitiria reduções no COP – por outro lado, acaba levando a usina a ser acionada com mais frequência, contribuindo, assim, com o aumento do COP do projeto. Como, em equilíbrio, os preços spot de energia são muito baixos, as usinas de custo operacional elevado acabam sendo “beneficiadas” por não operarem. Ao não despacharem a energia assegurada que fora vendida ao *pool* quando da realização do leilão, estas usinas não têm adicionado ao seu ICB o valor de seu custo marginal de operação. Adiciona-se ao seu ICB (via o termo CEC) o valor do custo marginal da

energia comprada no mercado spot, o custo marginal do sistema, que é muito inferior ao custo operacional destas usinas.

Observe-se a “distorção” causada pela distribuição super assimétrica do *cmo*. Uma usina com custo de operação de R\$ 400/MWh é ponderada por *cmo*'s que chegam a atingir R\$ 2.000/MWh e, portanto, na fórmula, sua geração vale 5 vezes mais (2000/400).

Função dessa maneira “mercadológica” de tratar o sistema, a matriz elétrica futura mudará radicalmente. Grandes quantidades de usinas a óleo combustível e diesel passaram a ser as grandes vencedoras dos leilões.

A discussão proposta aqui se aplica a praticamente todas as outras fontes renováveis chamadas alternativas que, hoje, são consideradas caras. Mas o caso mais interessante parece ser o das usinas eólicas. O princípio eletromagnético de uma eólica não difere muito de uma hidráulica. Se a primeira retira a energia do fluxo de água numa turbina, a segunda faz o mesmo com o fluxo de ar. As duas não gastam combustíveis e, bem cuidadas, duram muitos anos. Entretanto, isso tem um custo. Ele é calculado a partir do custo do investimento no sistema de geração, do seu tempo de vida útil, das taxas de juros dos empréstimos eventualmente contraídos e dos custos de manutenção. Portanto, para dizer que uma alternativa é cara é preciso olhar com cuidado todos esses componentes.

Apesar de autoridades continuarem a declarar ser uma opção cara, o governo brasileiro acaba de anunciar o primeiro leilão exclusivo de eólicas. Pelo edital, a geração variável poderá até ser compensada em quadriênios, uma boa idéia. Portanto, o que reclamar?

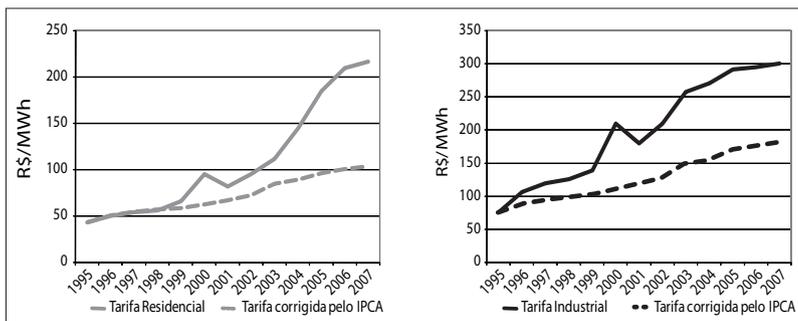
Só que, no caso brasileiro, qualquer forma de geração de energia tem um efeito sobre o sistema que deve ser contabilizado. Só que ao se decidir conceder esse tipo de certificado de energia assegurada às térmicas, as eólicas foram excluídas. Ora, se elas têm um perfil de geração muito parecido com as térmicas, ou seja, geram mais nos períodos

de esvaziamento dos reservatórios, comete-se uma injustiça. O fato da geração eólica não ser determinística, como a das térmicas, não deveria ser motivo de exclusão, pois, afinal, a geração hidráulica também é aleatória. Além do mais, seu custo operacional é quase nulo e seu efeito sobre o meio ambiente é infinitamente melhor do que as térmicas. Onde, nas complexas fórmulas do modelo mercantil, esses diferenciais estão sendo computados, se tudo se resume a alguns R\$/MWh?

3.6. Tarifas

O resultado final de tudo esse processo pode ser medido pela evolução das tarifas desde 1995, início da implantação do sistema mercantil. A tarifa média residencial e a tarifa média industrial aumentaram em valores reais 65% e 108% respectivamente. Nos gráficos da figura 3.12, é possível perceber que, a partir de 2003, alterou-se a política de reajustes em favor do setor residencial que, até aquele ano, vinha liderando os aumentos. O setor industrial, a partir daí, passou a liderar os incrementos de preço. O quadro de acréscimos reais de preço é generalizado, pois, a tarifa média de todos os setores subiu 81% em termos reais.

Figura 3.12. Tarifa média residencial e tarifa média industrial



Comparações internacionais são sempre muito complexas. Há uma grande carência de dados coletados em uma só fonte e com critérios completamente conhecidos. Uma das poucas organizações que disponibiliza um acompanhamento anual de preços de energia para o setor residencial e industrial é a Agência Internacional de Energia. O documento *Key World*, com dados de países da OCDE, pode ser facilmente obtido na internet³⁰.

De certo modo, o problema cambial é o fator mais influente nesses confrontos. A tabela 3.6³¹ mostra comparações de preços para o ano de 2007. Se a mesma lista fosse obtida para o ano 2003, as tarifas brasileiras seriam razoáveis, já que nesse ano 1 US\$ chegou a valer quase R\$ 4. Na data de validade desses dados o dólar vale menos da metade disso e, com variações cambiais dessa ordem de grandeza, é preciso olhar os dados com cautela.

Entretanto, os possíveis desvios não podem esconder, que, independente de distorções cambiais, a tarifa brasileira é realmente muito alta. Basta compará-la com tarifas de países com matrizes energéticas muito semelhantes ou com tarifas de países sabidamente dependentes de combustíveis fósseis. Exemplos:

- A tarifa industrial brasileira sem os impostos é apenas US\$ 5 inferior a do Japão que não dispõe de fontes baratas de energia e já inclui impostos.
- A tarifa residencial brasileira, exclusive impostos, é superior ao dobro da Canadense, com impostos. Para que a tarifa brasileira fosse comparável à Canadense, seria preciso que 1 US\$ valesse US\$ 4,45.
- A Noruega, país de base hidroelétrica tem tarifa industrial

30 http://www.iea.org/Textbase/nppdf/free/2007/key_stats_2007.pdf

31 As tarifas dos países (exceto Estados Unidos) incluem os impostos.

48% da brasileira. Seus cidadãos, de renda bastante superior, incluindo os impostos, pagam 80% do que paga um cidadão brasileiro sem considerar os impostos. Incluída a carga tributária que incide sobre a tarifa brasileira, esse percentual chega a 50%. Para que tivéssemos uma tarifa comparável a da Noruega o Real teria que valer US\$ 4.

Portanto, as diferenças são tão grandes que, mesmo com possíveis distorções cambiais que possam ocorrer nessas comparações, a pergunta que cabe é:

Como um país líder em recursos naturais renováveis conseguiu ter preços de energia comparáveis a países dependentes de petróleo?

Outra análise interessante é comparação da tarifa brasileira com ela mesma em outros períodos históricos. A tabela 3.7 mostra a evolução das tarifas residenciais e industriais em dólar desde 1974³².

Em função das grandes variações inflacionárias, uma das poucas maneiras de se comparar tarifas ao longo do histórico é utilizar a moeda americana. Entretanto, é evidente que a questão cambial pode distorcer a análise, caso o tratamento dispensado aos dados seja feito de modo automático e não crítico.

Para amenizar essas distorções cambiais, fez-se uma análise das médias móveis de 5 anos. De certa maneira, esse método “filtra” variações bruscas, tais como a desvalorização do real de 1999 e a supervalorização do real após 2004.

32 Fonte: Elaboração própria a partir do Documento “Tarifas Médias do Mercado de Energia Elétrica – Síntese IT 08/01- CCPE – CTEM - que geraram as tarifas até o ano 2000. A partir de 2001 a tarifa foi obtida a partir de informações anuais da ANEEL, tendo sido utilizado o dólar médio do ano para a conversão.

Tabela 3.6. Tarifas residenciais e industriais de países da OCDE e as tarifas brasileiras

Tarifa Industrial	US\$/ MWh	Residencial	US\$/MWh
Itália	236	Dinamarca	328
Brasil c/ Impostos	156	Italia	253
Irlanda	150	Irlanda	226
Reino Unido	132	Reino Unido	220
Hungria	128	Alemanha	212
Eslovaquia	128	Brasil c/ Impostos	204
Áustria	126	Portugal	204
Portugal	123	Áustria	202
Japão	120	Japão	188
Brasil sem Impostos	115	Hungria	173
Tchecoslovaquia	108	Eslovaquia	173
México	102	Espanha	165
Turkia	100	Brasil sem Impostos	151
Espanha	91	França	151
Alemanha	84	Nova Zelandia	147
Suíça	81	Finlandia	140
Finlandia	80	Tchecoslovaquia	137
Polônia	78	Polônia	134
Dinamarca	76	Suíça	132
Grécia	70	Noruega	121
Coréia	68	México	120
Nova Zelandia	66	Turquia	113
Austrália	61	Grécia	113
Estados Unidos	61	Coreia	103
China	57	Estados Unidos	100
Noruega	56	Austrália	98
França	53	China	78
Canadá	49	Canadá	67
Africa do Sul	22	Africa do Sul	59

Tabela 3.7. Tarifas médias anuais em US\$/MWh

	Residencial (US\$/MWh)	Industrial (US\$/MWh)
1974	53,04	19,20
1975	59,08	22,81
1976	58,11	22,22
1977	48,24	23,47
1978	58,13	25,10
1979	56,94	25,00
1980	50,29	25,33
1981	56,97	35,95
1982	53,63	33,82
1983	37,35	23,17
1984	34,09	23,18
1985	30,64	23,52
1986	29,30	24,68
1987	40,01	32,32
1988	43,30	36,55
1989	43,53	32,97
1990	66,05	43,51
1991	59,10	34,23
1992	64,11	36,68
1993	66,18	41,43
1994	76,98	47,30
1995	82,40	45,85
1996	104,31	48,22
1997	104,89	51,11
1998	104,75	48,14
1999	75,00	35,37
2000	85,00	38,90
2001	74,91	34,24
2002	77,11	35,21

2003	77,73	36,34
2004	92,28	46,86
2005	119,58	75,97
2006	135,52	95,43
2007	150,71	111,20

O gráfico abaixo mostra que é possível perceber quatro períodos distintos nesse histórico.

1. O período anterior ao de controle inflacionário.
2. O período de uso das tarifas para controle inflacionário.
3. O período de preparação para a privatização e a desvalorização súbita do real.
4. O período de valorização do real, já no governo Lula.

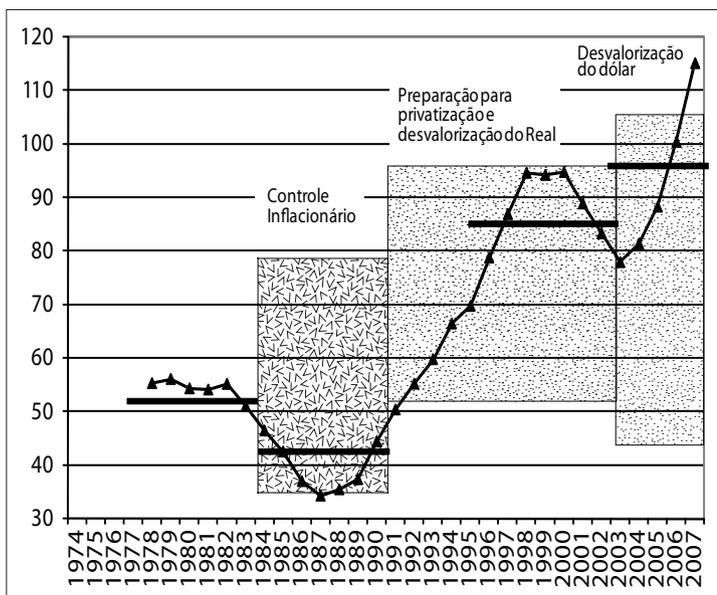
No período 1 pode-se notar uma estabilidade tarifária em torno de US\$ 55/MWh.

O período 2 mostra o efeito do uso das tarifas para controle inflacionário, quando é possível perceber que a tarifa média atingiu um patamar médio de US\$ 42/MWh.

Posteriormente começa o período de recuperação tarifária preparatória da privatização onde, num primeiro momento, a tarifa sobe linearmente. Após a reforma de 1995 a curva continua ascendente e atinge uma média de US\$ 85/MWh. A elevação só é interrompida pela súbita desvalorização do dólar ocorrida em 1999.

Finalmente, apesar de toda a instabilidade do câmbio, a tarifa média já na vigência do governo Lula atinge o patamar de quase US\$ 100/MWh.

Figura 3.13. Médias móveis de 5 anos da tarifa residencial em US\$.



Portanto, apesar das imprecisões em histórico tão longo e tão “poluído” por problemas da moeda, pode-se afirmar que, desde a década de 80, a tarifa residencial brasileira só tem se elevado. Mais uma vez, as evidências mostram que as reformas mercantis, com as qualidades da competição tão elogiadas, na realidade, não cumpriram o que prometeram.

É interessante também observar um dado concreto, apesar de não abrangente, sobre o impacto da tarifa sobre as classes mais pobres. O estudo “Redução da Pobreza Energética Urbana na América Latina” mostra o caso das comunidades pobres do Rio de Janeiro. Segundo esse trabalho, as características médias dessas comunidades são:

Número de Residentes (Rio)	5,9 milhões
Residentes com renda baixa	1,4 milhões
Média da Renda Familiar	US\$ 173
Renda média das famílias pobres	US\$ 115
Número de membros da família	4,1
Proporção de desempregados	30%
Nível Educacional	35% não têm educação formal
Custo da Cesta básica	77% da renda
Média de despesa com energia	15,6% da renda
Média de consumo	103 kWh/mês

Segundo dados do IBGE de 2000, dos quase 6.000.000 de residentes no Rio de Janeiro, cerca de 1.100.000, 19% da população vivem em “aglomerados”. Ao se traçar um cenário da realidade dessa população, apesar da predominante baixa escolaridade, desemprego e carência de serviços básicos, é fácil perceber que a grande maioria dos domicílios são servidos por energia elétrica.

	Água	Luz	Saneamento	Lixo
RJ	99,10%	99,50%	93,50%	98,50%
Aglomerados	97,90%	99,90%	83,20%	96,70%

Fonte: Censo Demográfico Brasileiro 2000, IBGE.

Apesar dessa aparente universalização da eletricidade nessas comunidades, a “exclusão” não se dá pela não disponibilidade, mas sim pelo preço e pela baixa qualidade do fornecimento.

Segundo o DIEESE, como parte do processo de privatização:

As portarias que publicaram as novas tarifas, em novembro de 1995, não reajustaram os valores relativos à classe residencial. No

entanto, apesar de não ter havido reajuste, esses consumidores foram afetados por mudanças na sistemática e magnitude dos descontos que recebiam, redundando em forte aumento nas contas de luz. Esses descontos incidem sobre as faixas iniciais de consumo e visam subsidiar os gastos das famílias de baixa renda.

Até essas mudanças ocorrerem, o sistema de descontos beneficiava todos os consumidores residenciais, independentemente da quantidade de energia consumida no mês. Embora os descontos fossem calculados apenas sobre a parte do consumo inferior a 200 kWh/mês, eram mantidos mesmo se o consumo ultrapassasse esse limite. O resultado era que o benefício originalmente pensado para a população de baixa renda acabava contemplando as camadas de renda média e alta da sociedade.

Em 1995, a sistemática foi alterada, estabelecendo limites de consumo a partir dos quais o consumidor perde o desconto sobre as faixas iniciais. A classe de consumo residencial foi desmembrada em duas - a residencial baixa renda e a residencial, tomando a quantidade consumida em trinta dias como critério para a classificação. O consumidor é enquadrado como “residencial baixa renda” se o seu consumo mensal permanecer abaixo de um certo limite, definido pela empresa concessionária, e nessa condição recebe descontos “em cascata”. Ultrapassando o limite de consumo mensal, passa a ser classificado como “residencial” e perde o benefício dos descontos sobre a tarifa normal. Os limites de consumo para a concessão do desconto variam entre regiões e entre empresas, seguindo a lógica da desigualização tarifária, conforme a tabela 2, abaixo.

KWh/mês	Desconto (%)	
	Anterior	Após Novembro/1995
0 - 30	82%	65%
31 - 100	55%	40%
101 - 200	24%	10%
Acima de 200*	0%	0%

Isso mostra que o impacto dos aumentos tarifários nessa classe é muito mais grave do que a análise genérica feita até aqui. Não só porque os gastos com energia representam uma parcela significativa da renda, como porque houve a simultaneidade de perdas de descontos. A saída foi a utilização de ligações irregulares. Não é de espantar que as perdas das concessionárias nessas comunidades cheguem a 40%.

IV

Havia Outra Proposta

4.1. Introdução

O racionamento de 2001 foi o maior já registrado no setor elétrico brasileiro, só tendo similares em eventos associados a guerras ou tragédias naturais. Seu impacto foi tão forte no inconsciente coletivo, que outras falhas em outros setores também passaram a ser chamadas de “apagão”. A força dessa desagradável experiência foi suficiente até para unir politicamente visões que, na realidade, mantinham adormecidas suas divergências.

As mudanças estruturais propostas no governo Fernando Henrique Cardoso não foram suficientemente debatidas. Na realidade, a reforma dita “modernizante” do setor era um objetivo apenas acessório ou secundário. O principal intento era abater a dívida pública através da privatização de toda a geração, ou, pelo menos, da parte que estava na mão das empresas federais. Não havia dúvidas de que a combinação de adaptação apressada de um sistema só testado em países de base térmica com a privatização sob regulamentação incompleta era uma aventura

extremamente perigosa. As condições técnicas que culminaram na crise estavam anunciadas a mais de 3 anos. O setor tinha o pleno conhecimento técnico das reais condições de suprimento independente das passageiras condições metereológicas.

Decerto, o racionamento paralisou o processo de privatização. Mas, o modelo, que considerava serem suficientes apenas as forças do mercado, desmobilizou equipes técnicas das estatais voltadas a uma visão mais planejada. Esses funcionários, formados durante décadas, muitas vezes em cursos de especialização no exterior, foram participantes ativos da montagem da metodologia que, apesar da mudança para um enfoque mercantil, ainda é a vigente no setor. Afinal, não há modelo que consiga alterar a interpretação matemática de uma realidade física. Portanto, muito mais grave do que a atabalhoada privatização de usinas, subestações e linhas, a desmobilização e privatização dos recursos humanos formados nas empresas públicas foi uma enorme transferência de conhecimento para o setor privado. Até hoje o setor não conseguiu recompor o ambiente de planejamento em rede antes vigente.

Contrários à privatização tal como anunciada e conscientes dos problemas que já se mostravam evidentes, parte dessa equipe técnica se organizou em sindicatos e organizações não governamentais para, ativamente, denunciar o que ocorria. Uma das mais ativas foi o Instituto Ilumina (Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico) que chegou a ter representantes em várias partes do país. O Ilumina denunciou com vários anos de antecedência a deterioração da segurança do sistema, que só resistiu até 2001 com a ajuda do regime de chuvas.

Por outro lado, as forças políticas então denominadas “de esquerda”, tendo sido sempre contrárias à privatização de empresas que consideravam estratégicas, ampliavam as possibilidades de assumirem o poder. Assim, a aliança entre a visão puramente política e a visão de política energética passou a ser um encontro de idéias e interesses. Entretanto,

as diferenças, existentes, que naquele momento não mereceram muita atenção, ficou adormecida até a posse do novo governo em 2003.

4.2. A relação com o novo governo.

Evidentemente, por ter sido a mais equivocada política pública do governo Fernando Henrique Cardoso, a privatização das empresas e o modelo mercantil implantado foram alvo da campanha do então candidato Luis Inácio Lula da Silva. O Instituto Cidadania, entidade com óbvias relações com o Partido dos Trabalhadores promoveu diversas reuniões com técnicos, que vinham apontando esses erros, mesmo aqueles sem ligações partidárias. Em julho de 2002, produziu um texto denominado “Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro¹”.

O trabalho teve como autores: o coordenador, professor Luiz Pinguelli Rosa, diretor da COPPE, Carlos Augusto Kirchner, engenheiro eletricitista e dirigente do sindicato dos engenheiros de SP, Dilma Rousseff, economista, secretária de Energia do Estado do Rio Grande do Sul, Ildo Sauer, professor de pós-graduação em energia da USP, Ivo Pugnaroni, engenheiro, consultor de empresas, Joaquim de Carvalho, engenheiro e consultor de empresas, Maurício Tolmasquim, engenheiro e economista, professor da COPPE-UFRJ, Roberto Schaeffer, professor da UFRJ, Sebastião Soares, consultor de empresas do setor, Agenor de Oliveira, administrador de empresas e Roberto Pereira d'Araújo, engenheiro eletricitista, ambos do ILUMINA. Muitos outros técnicos participaram das discussões apesar de não terem assinado o documento.

1 Participaram das discussões, o próprio candidato Luis Inácio, o professor da FGV Guido Mantega, os deputados Fernando Ferro, Jorge Bittar e Luciano Zica, membros do Instituto de Estudos em Desenvolvimento Industrial IEDI, do Movimento dos Atingidos por Barragens, MAB, da Federação Nacional dos Urbanitários, do Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura e de sindicatos de trabalhadores do setor.

Neste texto, logo na apresentação, de autoria do então futuro presidente, há algumas frases que merecem destaque.

Sobre o racionamento:

Na memória do País, apenas durante a Segunda Guerra havia ocorrido alguma coisa semelhante. A desculpa apresentada pelo governo, apontando *a falta de chuvas como única explicação de fundo para a crise*, era pouco convincente. Afinal de contas, todos sabem que um sistema hidroelétrico com as proporções gigantes do brasileiro é planejado e dimensionado para suportar vários anos de chuvas escassas.

Qual seria então a verdadeira explicação para o problema? Como era possível que toda uma política econômica apresentada como moderna tivesse provocado um vexame dessa ordem, num governo em que todos os cortes nos gastos sociais e todo o *processo de privatização tiveram como justificativa a tão falada eficiência competitiva*? Que eficiência é essa?

É interessante notar que, mesmo de modo conciso, essas frases tangenciam dois problemas centrais do setor.

- A constante e sempre reiterada desinformação sobre a situação da segurança de abastecimento como dependente da configuração hídrica do sistema. De certa forma a frase tenta responder a repetida crítica sobre a segurança. É como se não existisse no setor um critério objetivo independente da situação hidrológica. Ele sempre existiu.
- A promessa de “modernidade” na privatização e em contraposição à “ineficiência” das estatais. A incoerência se evidenciou

num sistema que, após apenas 6 anos de existência, provocou um desabastecimento de proporções nunca vistas.

As críticas à dependência hidrológica já fazem parte do folclore de desinformação e muitas respostas já foram dadas por técnicos do setor. Se essa condição tivesse a maldição que grande parte da mídia ainda pretende atribuir ao sistema brasileiro, a Noruega, 100% hidroelétrica, estaria em grande perigo. Ainda hoje se percebe esse viés.

Mas, essa insistência é também uma velada crítica às empresas estatais, principalmente aos técnicos. A maioria dos jornalistas não tiveram o cuidado de diferenciar a equipe de especialistas das empresas da campanha pró-privatização que tomou conta das mentes na década de 90. Discursos mais radicais e simplistas confundiam as equipes com o funcionalismo público acusando-as de “marajás”. Assim, perante a lógica do mercado, a expertise técnica, desenvolvida ao longo de décadas, estaria dispensada.

A atividade de planejamento, indispensável num sistema com as características do setor elétrico brasileiro, foi a maior vítima dessa equivocada visão. Assim, coordenação foi confundida com centralização, planejamento com dirigismo estatal, presença do estado em atividades econômicas com socialismo! Nos bastidores do discurso, havia a crença de que a questão da oferta de energia poderia ser resolvida por forças de mercado, que, automaticamente, responderiam à lógica de aumento de preços. Mesmo com toda a diferenciação do sistema brasileiro, já explicada no capítulo II, essa era a crença vigente no início do processo.

4.3. A proposta do Instituto Cidadania

Em contraponto à essas idéias, o Instituto Cidadania produziu um importante documento. Abaixo, faz-se uma análise do texto apresentado pelo Instituto, escrito a diversas mãos, muitas delas, importantes figuras do governo Lula. Logo no item II, lemos:

Para analisar as conseqüências da crise e evitar sua repetição, é preciso entendê-la dentro de uma perspectiva histórica. Ela resultou do fracasso da reforma do setor elétrico, que foi concebida tendo a privatização como eixo central, com vistas à implantação de um modelo de mercado na geração e distribuição. A imposição desse modelo trouxe efeitos nefastos ao funcionamento do setor:

- Os grupos privados, nacionais e estrangeiros, atraídos pela privatização, se limitaram basicamente a adquirir ativos das distribuidoras e de algumas geradoras importantes, mas *não promoveram a expansão necessária da oferta de energia;*
- *As geradoras estatais, que dispunham de recursos, foram proibidas de investir, porque estavam incluídas no Programa Nacional de Desestatização e, também, devido a metodologia de elaboração das contas públicas imposta pelo acordo com o FMI.*
- A obrigação de expansão deixou de existir, passando o planejamento a ser precário e meramente indicativo, tornando-se, por isso, muito indefinida a responsabilidade pelo aumento da oferta de energia.
- *O papel de atrair capitais foi transferido aos agentes do mercado. “Esses, mesmo sob a forma de produção independente, não compareceram na proporção devida”.*

Como se pode constatar, sobre o papel a ser desempenhado pelas empresas públicas, há uma total divergência entre a proposta do instituto e a prática do atual governo, já que, como mostrado no capítulo IV, empresas do grupo Eletrobrás, estranhamente, permaneceram, por um longo período, inseridas no Programa Nacional de Desestatização. Esse “esquecimento” manteve limitações criadas no governo anterior. Além

disso, continuaram sendo obrigadas a congelar recursos advindos de tarifa para composição do superávit primário numa intensidade ainda maior.

O ponto chave da proposta do Instituto era justamente denunciar a enorme incompatibilidade do sistema mercantil, gestado em sistemas de base térmica, e o sistema de base hidráulica com as características do brasileiro. Logo na página 12, há um quadro com as conseqüências das diferenciações físicas.

Como se pode verificar no próprio documento, não se propunha e re-estatização das empresas privatizadas ou qualquer proposta politicamente radical. Muito ao contrário, apenas eram identificados problemas:

- Na incompatibilidade física.
- Na primazia do mercado atacadista, que privilegiava as figuras dos comercializadores e consumidores livres.
- Na falta de compromisso dos investidores com o longo prazo.
- Na figura predominante do regime jurídico de produção independente.
- Numa continuidade de privatização, não mais das empresas, mas sim da energia.

O principal diagnóstico era o de que eletricidade era um assunto muito fundamental para que um país em desenvolvimento decida adotar uma política sob força e lógica de mercado. Seria essencial manter o papel das empresas públicas, e, sendo assim, merece destaque o trecho que propõe “Eficiência e Transparência na Gestão do Setor”

Tabela 4.1. Diferenças marcantes entre sistemas térmicos e sistemas hidráulicos.

Sistemas térmicos	Sistemas hidráulicos
Uma decisão operativa tomada hoje não afeta a operação nem a confiabilidade futura.	Uma decisão operativa tomada hoje afeta a operação e a confiabilidade futura.
Cada unidade tem custo direto de operação (custo de combustível e outros) que independe da geração de outras usinas.	O custo de operação é definido no ambiente cooperativo e dependente do futuro. O custo de uma usina depende das outras.
A capacidade de ofertar energia total é igual à soma das capacidades de cada usina. O sistema de transmissão não afeta esse valor.	A capacidade de ofertar energia do sistema não é simplesmente a soma de capacidades individuais de usinas. O sistema de transmissão afeta esse valor.
O custo do combustível fornece uma referência natural para definição do preço spot da energia. Preço formado pelo mercado.	O preço spot é um custo de oportunidade de uso da reserva calculado monopolisticamente. Não é formado pelo mercado.
A rede de transmissão não afeta a quantidade de energia garantida. Prevalece a lógica elétrica na determinação dos fluxos.	A rede de transmissão afeta a energia garantida, pois exerce um papel de remanejamento de recursos hídricos. Prevalece a lógica energética na determinação dos fluxos.

“Será criado um novo modelo de gestão, que *contemple o desenvolvimento organizacional e administrativo das empresas federais e estaduais*, explicitando suas responsabilidades sociais, fazendo-as respeitar os direitos do consumidor e subordinando-as *ao controle pela sociedade*. Haverá obrigatoriedade de estabelecer nessas empresas *contratos de*

gestão que assegurem administração transparente, realizada por profissionais competentes, definindo papéis e fixando prazos e metas, especialmente no que concerne à implementação dos planos setoriais de investimento, isoladamente ou em parceria com a iniciativa privada.”

As notícias sobre as ferrenhas disputas políticas em torno de cargos de direção das estatais são mais do que uma evidência de que esse princípio foi abandonado. Além disso, a penetração de critérios políticos no preenchimento de cargos nunca atingiu a profundidade que ocorre no atual governo. Nunca dantes tantos cargos de menor importância foram alvo de cobiça política.

A tabela abaixo resume as diferenças entre o modelo então vigente, as propostas do Instituto e as adotadas pelo atual governo.

Tabela 4.2. Diferenças básicas entre modelos.

	Modelo Liberal	Modelo Cidadania	Modelo governo Lula
Natureza da energia elétrica	Mercantil	Serviço público essencial	O modelo corrigiu os erros mais evidentes. Entretanto, ainda é adepto da filosofia mercantil, já que admite a existência de um mercado totalmente livre que já atinge cerca de 30% do total da energia consumida.
Forma de exploração de usinas	Produção Independente, autorizações.	Concessionário de Serviço Público de Geração	Permanece a figura do produtor independente.
Transmissão	Concessionários de Serviço de Transmissão	Concessionários de Serviço Público de Transmissão	Concessionários de Serviço Público de Transmissão

Desverticalização da transmissão e geração	Desverticalização Total – Empresas distintas	Não desverticaliza. Respeita-se a sinergia natural das atividades.	Não desverticalizou as empresas existentes, mas absorveu a idéia de “transmissor puro” do modelo anterior.
Mercado Atacadista de Energia	Ativo e indutor de investimentos futuros.	Não haveria. Apenas ajustes de curto prazo. Mercado apenas marginal. Papel não determinante na política energética.	Na prática, manteve-se o mercado atacadista do modelo liberal, mas com restrições às distribuidoras no mercado regulado.
Margem de garantia do suprimento	Definida pelo mercado	Garantia pré-determinada e com rígido controle do poder público. Recuperação gradativa da atual garantia deteriorada.	Na prática têm-se percebido interferências de aspectos comerciais nos critérios de operação.
Produção Independente	Forma dominante	Apenas pequenas centrais hidroelétricas, térmicas não integradas, formas alternativas de energia.	Manteve-se o produtor independente
Planejamento	Indicativo	Determinativo	Determinativo, mas ainda dependente do mercado.
Licitação de novas usinas	Concessão onerosa por leilão	Leilão pela menor tarifa	Menor tarifa
Despacho Operativo das Usinas	Por oferta de preço	Por custo	Por custo, mas com grandes crises nos critérios
Entrada de novas formas de geração	Pelo mercado	Através de uma política energética pré-definida e discutida amplamente	Um misto entre política energética e mercado.

Operação das usinas térmicas a gás	Operadas obedecendo contratos “take or pay” ou “ship or pay”.	Realizar todos os esforços para viabilizar operação complementar à energia hidráulica. (Renegociação do Contrato, Mercado secundário para o gás, CCC ou MRE para essas usinas)	Ainda não há uma definição clara e completa sobre o papel das térmicas.
Participação Privada	Privatizações continuam após um curto intervalo	Suspendem-se as privatizações. Programa de parceria com o setor privado. Licitação por blocos de energia.	Suspenderam-se as privatizações. Programa de parceria com o setor privado. Licitação por blocos de energia.
Forma de Financiamento	Atração de recursos privados pela concessão de vantagens e empréstimos de recursos públicos.	Alavancagem de recursos advindos da geração de receita do próprio setor, retomada de financiamento do BNDES às estatais.	Manteve-se a proibição de empréstimos às empresas públicas. BNDES ainda é pedra fundamental da expansão. Recursos privados não dispensaram recursos públicos.
Política Energética	Definida pelo mercado	Metas pré-definidas para a exploração de energias alternativas e fortalecimento do modelo condominial do setor.	Metas pré-definidas para a exploração de energias alternativas e fortalecimento do modelo condominial do setor.
Contratos Iniciais com geração existente	Descontratação e valorização pelo mercado	Cancelamento da descontratação dado a brutal queda de mercado	Descontratação e valorização pelo mercado em leilões separados das novas.
Gestão das empresas públicas	Privatização	Gestão profissional e transparência	Utilização política dos cargos de direção das empresa, sob o conceito de “governabilidade”.

Para explicar a metamorfose das concepções que, a primeira vista, pareciam consenso, é essencial entender quais bases técnicas tinham parte das forças ali reunidas para rejeitar o modelo implantado. Basicamente, a visão do grupo técnico era apoiada na sua própria experiência metodológica. Como explanado no Capítulo II, o sistema brasileiro tem características realmente peculiares que produzem a capacidade de gerar, o que se chama aqui, “rendas oclusas”. Estas são diferenciais de preço que, se não forem alvo de uma política pública, serão apropriados indevidamente.

Inversamente à complexa adaptação utilizada na formulação mercantil, a visão técnica é relativamente simples e é alicerçada nos seguintes pontos:

- I. Usinas hidroelétricas têm vida útil muito superior ao período de concessão o traz diversas conseqüências para uma ótica em que sua energia possa ser tratada como uma “commodity”.
- II. O sistema brasileiro, na sua base, é composto de usinas hidroelétricas com grandes reservatórios capazes de acumular água para mais de um ano de geração, o que transforma a sua operação num problema de médio e longo prazo, incompatível, portanto, com a visão imediatista do mercado.
- III. Essas usinas estão interligadas por uma extensa rede de transmissão que faz com que o sistema seja único. Isso possibilita o atendimento à carga a partir de várias opções de despacho. Em função dessas características, as decisões de geração são tomadas por um operador que é obrigado a agir monopolisticamente, sob pena de redução da capacidade de geração caso não o fizesse.
- IV. Qualquer modelo que queira implantar competição em sistemas desse tipo terá obrigatoriamente que desvincular o comércio e a produção de cada usina, sob pena de perda de sinergia.

- V. A atribuição de uma cota de energia do sistema para cada usina, exigência mercantil, é imprecisa, subjetiva, variável e, além de tudo, dependente de uma metodologia altamente complexa. Ironicamente, é também altamente dependente da operação.
- VI. As usinas térmicas funcionam em complementação às hidráulicas e, escolhido um critério de garantia, são acionadas em função de expectativas futuras. O critério de garantia adotado é intrinsecamente pessimista, ou seja, na maior parte do tempo há mais disponibilidade de geração hídrica do que a necessária. Essa característica traz à tona a questão da apropriação dessa energia extra.
- VII. Por todas essas características que tentam, com muitas imperfeições, adaptar um sistema competitivo a um sistema eminentemente cooperativo, há sempre riscos alocados coletivamente.

Como se pode perceber, essas propriedades geram 2 “rendas”, aqui apelidadas de “oclasas”, porque, olhadas sob o ponto de vista mercantil, podem passar despercebidas:

4.3.1. *O diferencial de preço da energia velha.*

Antes de tratar do polêmico caso da energia velha, é preciso esclarecer alguns detalhes:

- O prazo de concessão de uma usina é estabelecido no ato de outorga e deve constar no contrato de concessão, correspondendo a um período fixo, geralmente, 30 anos. Esse prazo poderá ser prorrogado de acordo com a lei, durante o qual o concessionário recebe o direito de explorar a usina mediante determinadas condições. Findo o prazo de concessão e da eventual prorrogação, a usina reverteria ao poder concedente.

- O prazo de amortização é função das taxas médias anuais de depreciação, que serão aplicadas ao valor contábil dos investimentos totais realizados para implantação da usina que forem incorporados ao ativo imobilizado da empresa, a partir do ano de início da operação.

Não há a obrigatoriedade de que haja uma coincidência entre prazo do contrato e o período de amortização. Como o método de cálculo da depreciação é linear, dependendo da taxa, uma usina hidrelétrica pode levar um tempo maior para ser amortizada. Outros investimentos reconhecidos pelo poder concedente também podem ser realizados, o que irá postergar a data de amortização plena.

No caso das empresas estatais, principalmente durante o período de aplicação de correção monetária dos seus ativos fixos, sob o efeito de taxas inflacionárias recordes, podem ter ocorrido significativos descompassos no que se refere ao prazo de amortização. Certamente, usinas construídas a mais de 30 anos pelas empresas estatais ainda podem ter restos a serem amortizados. Portanto, no caso dessas empresas, em função da manipulação tarifária da década de 80, é preciso certo cuidado ao atribuir amortização completa.

Atualmente há um grave problema que deveria ser alvo de uma política pública que busque preservar o correto valor da “energia velha”. As Leis 8.987/95 e 9.074/95 nada definiram sobre a prorrogação das concessões existentes. Até o presente momento, o atual governo manteve essa omissão. Como as usinas que podem não ter sua concessão prorrogada são todas de empresas estatais, está aberta a possibilidade de que, findas as concessões, essas usinas possam ser licitadas ao setor privado² sem a preocupação sobre seu estado de recuperação do investimento.

² O caso das usinas da CESP, recentemente alvo de outro processo de privatização, é um exemplo concreto.

Entretanto, feita essa ressalva, e tomado os devidos cuidados quanto à amortização desses investimentos históricos, não há como negar que existe um diferencial na energia de usinas antigas a ser apropriado por alguém. Apenas para fornecer uma idéia da dimensão de uma dessas vantagens, tome-se como exemplo cálculos aproximados com a usina de Nilo Peçanha.

Data de construção: 1953

Idade: 55 anos

Capacidade: 380 MW

Energia assegurada associada à usina: 335 MW médios.

Energia líquida aproximada gerada em sua vida: $300 \times 8760 \times 55 = 144.540.000$ MWh.

Barris de óleo equivalentes necessários para produzir essa energia³: 80 milhões

Renda associada a uma tarifa de mercado de R\$ 100/MWh: R\$ 14,454 bilhões

Preço de construção da usina com preços equivalentes a uma nova: US\$ 1200/MW = US\$ 456 milhões ou R\$ 820 milhões.

Conclusão: Valorando a energia a preço de mercado, essa usina já teria retornado uma receita equivalente a 17 vezes seu custo. Independente das imprecisões de cálculos na sua amortização, há um enorme diferencial na apropriação da renda. Esses recursos podem ter 3 destinos:

- a) Captados privadamente pelo proprietário da usina.
- b) Repassados ao consumidor sob forma de tarifa barata.
- c) Capturados para um fundo público e setorial.

³ Utilizando-se a conversão de 1.000.000 MWh = 0.5541 milhões de barris de óleo equivalentes

No caso brasileiro, onde a demanda por energia cresce entre 4 e 5% ao ano e há necessidade de investimentos anuais da ordem de dezenas de bilhões de reais, não parece ser aconselhável que se repasse totalmente essa renda ao consumidor incentivando um consumo perdulário. Também não se pode defender que ela seja “capturada” pelo dono da usina. Portanto, a opção que parece fazer mais sentido é apropriar esse diferencial para a formação de um fundo próprio do setor. O montante de recursos seria capaz de financiar a expansão, subsidiar o consumo da população de baixa renda ou mesmo financiar as energias alternativas.

Como cada usina tem um período e uma situação de amortização diferente, só o conceito de serviço público (serviço pelo custo), mesmo com todos seus defeitos, seria capaz de reconhecer e apropriar esse diferencial de preço corretamente. Para um sistema baseado numa visão puramente de mercado, não há como distinguir a energia de uma usina amortizada de energia de uma usina nova.

Aqui já estava latente uma grave divergência entre o novo governo e o pensamento técnico. As forças político-partidárias que apoiaram o governo Lula não aceitariam mudanças muito profundas no modelo vigente, por mais argumentos técnicos que se apresentassem. Para elas, já estava decidido que o setor elétrico continuaria sob o comando de forças de mercado. Também estava decidido que a expansão da oferta seria papel do setor privado. Hoje, passado o período das grandes definições de políticas, o papel coadjuvante das empresas públicas é evidente.

Entretanto, a expansão privada poderia ser obtida mesmo que não se adotasse a filosofia mercantil. Essa foi uma opção política baseada em avaliações de que o “mercado”, aqui entendido como o conjunto de investidores do setor, rejeitaria qualquer outra hipótese. Outras alternativas nem debatidas foram.

Mas, na realidade, antes da reforma de 1995, o Brasil já tinha adotado uma expansão via setor privado sem nenhuma alteração

institucional. O exemplo concreto é o caso da usina de Serra da Mesa em Goiás, cuja construção foi iniciada por Furnas e terminada através de parceria com o setor privado. Essa associação foi decidida por licitação, tendo sido declarada vencedora a empresa que exigiu o menor percentual de energia da usina (VBC Energia). Essa privatização, expansionista e na margem, foi realizada sem alteração do regime de concessão da usina que permaneceu sob o conceito de serviço público. Não houve a necessidade de alterações institucionais, uma vez que o que foi transferido ao setor privado foi apenas um percentual da energia produzida pelo sistema.

Apesar dessas experiências anteriores, o novo governo optou por adotar um processo híbrido entre a visão de serviço público e de mercado. Por tentar compatibilizar duas conceituações antagônicas, o processo tem recebido críticas de todos os lados. O preço da energia de usinas amortizadas é decidido por meio de leilões em bloco específicos de “energia existente”. Seria o “mercado” definindo os preços de ativos “amortizados”, uma contradição em si mesma. Como era de se esperar, há problemas insolúveis nesse mecanismo:

- É incapaz de diferenciar a energia de usinas existentes com idades muito diferentes. Por exemplo, como diferenciar a energia da usina de Lajeado, inaugurada em 2001 da energia da usina de Furnas inaugurada em 1957 participando de um mesmo leilão? A prática de realizar certames separados para a energia de usinas existentes, mesmo quando se especifica um teto de preço, nada tem a ver com o conceito de serviço pelo custo, onde os períodos de amortização têm definições precisas. Se dois empreendimentos de idades significativamente diferentes participarem do mesmo leilão, fatalmente o empreendimento mais novo será prejudicado. Além disso, se houver uma pressão de demanda, o preço tenderá ao teto, o que trará taxas de

remuneração distintas, situação totalmente conflitante com o regime de serviço pelo custo⁴.

- A situação de mercado é a força preponderante nos leilões. Numa situação de sub-oferta, o preço de energia de usinas existentes tenderá ao teto. Em períodos de insuficiência de demanda, como o ocorrido após o racionamento, os preços podem atingir níveis destrutivos, mesmo para ativos antigos.

O que ocorreu no mega leilão de 2004 foi exatamente essa última hipótese. Sob uma sobra de 15%, as estatais foram obrigadas a participar de um leilão que venderia energia em contratos de 8 anos, um prazo extremamente longo para um período de sobras passageiro. Descontratadas a partir de 2003, apesar de terem preços de contratos iniciais menores dos que os seus eventuais substitutos⁵, as empresas públicas chegaram vender energia por R\$ 47/MWh, 1/3 dos preços da energia das usinas novas. As empresas privadas detentoras de usinas existentes ofertaram muito pouca energia, adotando a óbvia estratégia de aguardar um momento melhor para seu produto.

Com a enorme queda de faturamento setorial advinda da queda de mercado, o governo resolveu alocar essa perda em suas empresas. Na prática, a energia das empresas públicas foi “liquidada” para compensar as tarifas mais elevadas, legitimamente, enfatiza-se, conseguidas pelo setor privado. No mercado essa situação é conhecida sob o nome de competição destrutiva de valor.

Para quem tinha uma visão técnica que reconhecía que a energia elétrica não era uma “commodity” e que, num sistema de base hídrica,

4 Caso não tivesse ocorrido a queda de mercado a partir de 2001, após o racionamento, os leilões de energia existente registrariam preços próximos ao teto, se houvesse um. Se as empresas geradoras federais tivessem sido privatizadas, esse seria o cenário que os novos proprietários teriam.

5 Os contratos de self-dealing mostrados no capítulo IV.

esse enfoque causaria enormes distorções, a solução híbrida do governo foi uma enorme decepção. Hoje é possível afirmar que houve uma boa dose de ingenuidade por parte dos que defendiam esse ponto de vista, pois, era uma hipótese bastante provável de que esses diferenciais de preço pudessem facilmente ser apropriados de forma muito distinta da imaginada. A defesa do conceito de energia velha, que representaria, ao mesmo tempo, uma garantia de remuneração justa para as empresas públicas e a possibilidade de geração de recursos próprios do setor, foi “um tiro pela culatra”.

4.3.2. *Energia secundária.*

Como explicado anteriormente, o conjunto integrado de usinas e linhas, na maioria do tempo, tem capacidade de gerar mais energia do que a estimada nos critérios de segurança. A partir dos dados históricos, constata-se que a energia natural afluenta tem uma função de distribuição de probabilidades tal como mostrada na figura 4.1⁶. Como o total da energia assegurada do bloco hidráulico nessa configuração é de aproximadamente 48.000 MW médios, pode-se perceber que esse nível se encontra mais à esquerda no gráfico (eixo horizontal). Isso quer dizer que aproximadamente 75 % das energias afluentes naturais ocorrem acima desse valor.

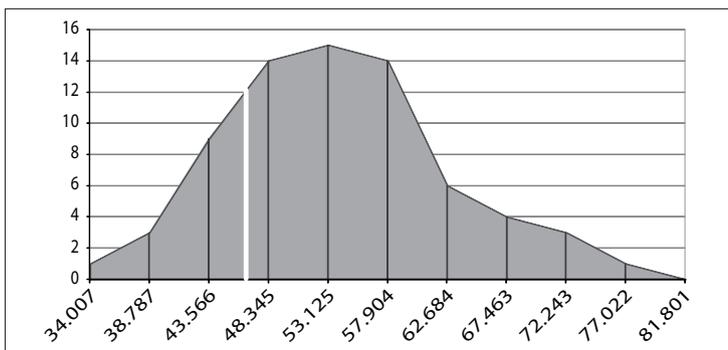
Resta saber o que se faz com essa capacidade do sistema exceder a parcela “segura”. Na verdade, é muito comum que o bloco hidráulico esteja gerando mais energia do que sua parcela “assegurada”. Nesses momentos, a energia considerada “secundária” ou interruptível⁷, muito

6 Curva montada a partir das energias naturais afluentes sobre a configuração de usinas existentes em 2005. Eixo horizontal em MW médios, eixo vertical em número de ocorrências em 71 anos.

7 Na realidade há uma imprecisão no termo secundária, pois a única parcela de energia que pode ser considerada “secundária” para a formação da garantia é a energia que, se não for gerada, será vertida dos reservatórios. Contudo, essa imprecisão é um detalhe técnico que não compromete o argumento.

barata, é, por exemplo, a energia que substitui a das térmicas, que por questões de custos não geram. Essa parcela já está comprometida, mas não precisaria ser comercializada por valores irrisórios como acontece com frequência no mercado.

Figura 4.1. Distribuição de probabilidades das energias afluentes naturais no histórico.



Entretanto, não é só a saudável substituição térmica que ocorre no sistema de mercado em funcionamento. Consumidores livres que não tenham energia assegurada suficiente para cobrir seus consumos, são obrigados a “liquidar” a diferença no mercado de curto prazo por um preço denominado PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) que nada mais é do que o Custo Marginal de Operação limitado por um piso (R\$ 17,59/MWh) e um teto (R\$ 534,30/MWh). Quando o sistema está em equilíbrio estrutural, a probabilidade de ter preços baixos é muito maior do que ter preços altos, e, portanto, estar “exposto” no mercado de curto prazo no sistema brasileiro, ao contrário do acontece nos sistemas térmicos, é uma alta vantagem. Essa é uma transferência de renda oclusa. Como evitá-la?

A idéia aqui apresentada é apenas conceitual. Evidentemente a aplicação concreta exigiria uma grande negociação no ambiente do

setor. Imaginava-se que o racionamento fosse um impacto suficiente para mover forças técnicas e políticas para fazer uma reforma realmente eficaz. Não foi. Mas, mesmo sendo de difícil concretização política, é importante expor o princípio, nem que seja para mostrar que não há conotações ideológicas, como muitos tentam atribuir.

As contas dos consumidores são em kWh. As faturas das distribuidoras são proporcionais ao consumo de energia de cada um. Mas, imagine-se que, dentro dessa quantia, todo o sistema seja pago da seguinte maneira:

- Uma parcela fixa que remunerasse as instalações de todas as usinas, os MW's instalados.
- Uma parcela variável que remunerasse o custo de operação (todos os custos, principalmente, combustíveis)

Ora, como na maior parte do tempo o sistema tem mais água do que a necessária, haveria um excesso de receita nos anos mais úmidos, pois nesses anos o custo seria menor (menores gastos de combustíveis). Esse excesso poderia ser apropriado num fundo para cobrir a receita insuficiente nos anos secos. Dada a assimetria da distribuição de probabilidades já mostrada, certamente haveria ainda uma receita extra que também poderia ser usada para formar outro fundo público⁸.

As vantagens conceituais do método:

- É coerente com a configuração monopolística do sistema. Pode-se pensar que a parcela fixa age como se as usinas estivessem sendo “alugadas”.
- Evita-se que a complexa metodologia de cálculo da energia assegurada seja uma variável comercial, um certificado de energia

⁸ De certa forma, um fundo desse tipo já existiu, mas foi descontinuado. A Conta de Combustíveis do Sistema Interligado tal como estabelecida no decreto nº 774, de 18 de março de 1993.

dado a priori. Nessa alternativa, a variável comercial importante é a potência instalada, uma grandeza física, que pode ser lida nas especificações técnica das máquinas. Na realidade, a energia assegurada, apenas uma estimativa, passa a ser um parâmetro de planejamento da operação sem relação comercial.

- Diminuição de risco para o investidor. A receita dos investidores é independente da questão hidrológica. Não há o risco de perda de receita por conta de rebaixamento da energia assegurada, como pode ocorrer no racionamento.
- Coerência com o conceito de que as usinas podem ser propriedade particular, mas a energia gerada é do sistema, já que ela é fruto da disponibilidade de água dos rios brasileiros, bens públicos.

Foi com base nesses princípios que se endossaram idéias bem diferentes das adotadas.

4.4. Outro modelo foi proposto.

No início de 2003, um grupo de técnicos foi nomeado para iniciar a discussão sobre uma ampla reforma do modelo que, afinal, tinha se mostrado com tantos defeitos. O Ministério de Minas e Energia criou, através de portaria⁹, seu próprio grupo de trabalho.

Tendo como evidência técnica o fato de que o sistema de geração e transmissão brasileiro constitui um monopólio natural, parte dos técnicos designados no grupo defendia a idéia de implantar uma sistemática;

9 Portaria 040 de 6 de fevereiro de 2003 – Nomeava os seguintes técnicos: Mauricio Tolmasquim (ccordenador), Albert Cordeiro Geber de Melo, Amilcar Gonçalves Guerreiro, Carlos Augusto Amaral Hoffman, Francisco José da Rocha de Sousa, José Eduardo Pinheiro Santos Tanure, José Paulo Vieira, Leslie Afrânio Terry, Luiz Augusto Lattari Barreto, Marciano Morozowski Filho, Maria Elvira Pinero Maceira, Paulo Roberto de Holanda Sales, Ricardo Spannier Homrich, Roberto Pereira d'Araujo, Sebastião Soares, Ronaldo Schuck

- de comercialização que reconhecesse *as características de compartilhamento de recursos* do sistema brasileiro.
- que garantisse o investidor, cujo *único risco passaria a ser o projeto*.
- de *relações comerciais simples*, transparentes e facilitador do planejamento
- que reconhecesse as *vantagens da energia gerada por usinas hidrelétricas amortizadas*, transferindo-as ao consumidor através de menores tarifas ou de fundos, garantindo uma razoável geração interna de recursos para a expansão.
- que buscasse permanentemente a *modicidade tarifária*.
- que *remunerasse a disponibilidade de usinas e linhas, mas que a energia gerada seria do sistema e utilizada para benefício de todos*.
- *garantissem uma razoável geração interna de recursos para a expansão*.

Conseqüentemente, era mais do que razoável que, dada as características peculiares da forma de produção de energia elétrica no Brasil, que o melhor método seria a adoção do modelo de comprador único ou “Single Buyer”. Nessa configuração, uma entidade de interesse público adquire as disponibilidades de potência de todas as fontes, opera sob o conceito de racionalidade econômica e vende energia ao mercado consumidor.

Essa entidade não teria fins lucrativos, cobraria apenas seus custos operacionais¹⁰. Comparando com a organização institucional hoje existente, essa instituição poderia reunir a CCEE, o ONS, a EPE, parte das funções de planejamento setorial que ainda permanecem na ELETROBRÁS e o CEPEL. Não haveria necessidade de que essa

10 Na realidade é o mesmo mecanismo utilizado na transmissão brasileira.

organização fosse uma estatal no sentido estrito. Poderia ser organizada à semelhança do ONS, onde há a participação da iniciativa privada.

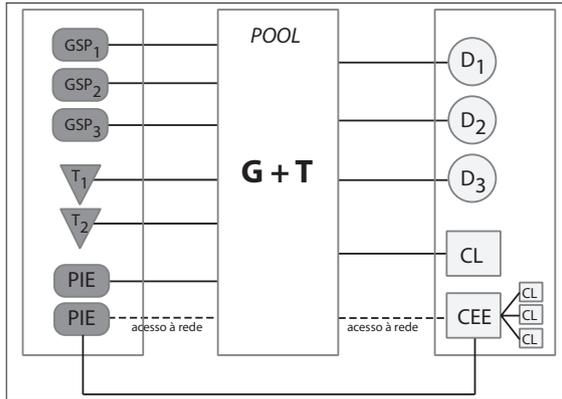
Evidentemente, para sistemas sem as características brasileiras, há diversas desvantagens, e por isso é possível encontrar muitas críticas a esse sistema. Mas, mesmo a literatura especializada, francamente favorável a adoção de mecanismos mercantis, não deixa de reconhecer as vantagens do método. Abaixo transcrevemos um trecho de dois conhecidos especialistas em regulação, Besant-Jones e Tenenbaum¹¹

“Outra forma de competição é o modelo de comprador único. Sob esse modelo não há mercado spot. Toda eletricidade é adquirida por uma entidade especialmente designada para essa função. Ela é também a vendedora exclusiva da energia para distribuidores e grandes consumidores. Esse é um mecanismo que permite a competição em uma única oportunidade de produtos bem definidos – nominalmente suprimento de base, ou energia de ponta por um período específico de tempo. Não há competição entre geradores em períodos horários ou diários.

Embora esse modelo seja mais fácil de implementar, a desvantagem é que o comprador único é, usualmente, uma empresa estatal que, nem sempre é um comprador experimentado....A Califórnia foi forçada a adotar esse sistema quando, na crise, geradores desistiram de vender energia para distribuidores sem condições de honrar seus compromissos. Uma agência estadual ganhou o papel de compradora para garantir a venda às distribuidoras...”

11 Lessons from California's Power Crisis - John E. Besant-Jones and Bernard Tenenbaum - Finance & Development - Quartely IMF Magazine - September 2001 - Vol 38/3

Figura 4.2. Modelo de comprador único proposto ao Ministério de Minas e Energia em 2003.



O aspecto interessante a ser notado é o reconhecimento da facilidade de implementação e a semelhança com o sistema de produção física brasileiro, onde a competição na geração seria desastrosa. Quanto ao comentário sobre deficiências advindas do comprador majoritário ser uma estatal, a crítica é tão pertinente quanto ao grau de confiança que a sociedade tem em suas instituições¹². Isso poderia ser resolvido com controle público e transparência. Além disso, no caso brasileiro, caso prevalecesse a síndrome de rejeição absoluta de instituições estatais, poderia ser adotada uma organização ao estilo do ONS. Não seria esse o obstáculo principal.

Portanto, a figura 4.2 esquematiza o modelo que foi proposto. Haveria uma entidade “compradora” de todos os serviços de geração e transmissão. A disponibilidade de potência das usinas é o principal serviço que seria comprado, de tal modo que o diferencial de custos devido

12 A província de Ontário no Canadá, após uma desastrosa experiência sob regras de mercado, adota atualmente o modelo Single Buyer.

a maior energia hidráulica gerada em períodos úmidos reverteria para o sistema. As térmicas seriam ressarcidas do combustível quando necessárias. Evidentemente, todos os outros custos não dependentes da geração estariam cobertos.

Observe-se que os Produtores Independentes (PIE), Consumidores Livres (CL) e Comercializadores (CEE) estavam admitidos, porém negociando através do Pool.

As relações contratuais então propostas eram:

- Todo mercado cativo dos distribuidores deveria ser suprido pelo Pool.
- Deveriam existir mecanismos que estimulassem a migração do suprimento das cargas existentes (distribuidoras e consumidores livres) para o Pool.
- Os custos da geração e transmissão, além de outros custos e receitas do Pool, seriam agregados, de forma a compor uma tarifa nivelada básica no suprimento.
- A tarifa de suprimento poderia ser regionalizada segundo eventuais políticas de desenvolvimento governamentais.
- Em nome de seus consumidores, as empresas de distribuição, bem com os consumidores livres contratariam com antecedência de cinco anos 100% de seu mercado previsto de energia garantida para mais um ano ou,
- Os novos valores anuais contratados poderiam representar valores mínimos obrigatórios nos contratos seguintes (compatibilização com os prazos das concessões).
- Com base nos contratos das distribuidoras com o pool para os próximos cinco anos e com base em suas próprias previsões de mercado, o Pool definiria anualmente um novo conjunto de projetos (geração hidrelétrica, geração termelétrica e transmissão) a ser implementado.

- A definição deste conjunto obedeceria a um critério de garantia de suprimento (que poderá ser diferenciado para os sistemas isolados) e seguiria uma ordem econômica de entrada que consideraria, entre outros, os custos de implementação associados e os benefícios em termos do acréscimo de energia garantida para o sistema como um todo.
- *Desta forma, a energia garantida do sistema, associada à configuração de expansão definida deveria atender à projeção de mercado para cada ano.*
- *Uma vez incluído nesse conjunto, um determinado projeto de geração seria licitado pela menor receita anual requerida.*
- *Esta receita estaria desvinculada de sua real geração, a qual obedeceria procedimentos de despacho homologados pela ANEEL.*
- *Em decorrência deste arranjo comercial, deixaria de existir a necessidade de alocação de valores de energia e potência assegurada individualmente para cada instalação geradora.*
- Da mesma forma, os projetos de transmissão definidos também seriam licitados pela menor receita requerida que estaria desvinculada do real fluxo de potência no circuito.
- Seriam estabelecidas penalidades por eventuais atrasos na implementação dos projetos e por desvios de índices de desempenho estabelecidos pela ANEEL.
- O Pool pagaria mensalmente aos Geradores e Transmissores os duodécimos das respectivas receitas anuais requeridas.
- Por sua vez, as empresas distribuidoras e os consumidores livres supridos diretamente pelo Pool pagariam mensalmente a ele, por meio de tarifas de suprimento, os valores de suprimento previamente contratados.
- Às distribuidoras e consumidores livres que apresentassem consumo superior aos valores de contrato seriam aplicadas

penalidades pela ultrapassagem, sendo permitido o rateio prévio de eventuais sobras de contrato de outros agentes.

- A tarifa de suprimento do Pool refletiria: as receitas anuais permitidas de geração e transmissão, os custos de combustíveis, os custos de eventuais contratações extraordinárias de energia, receitas obtidas com a venda de energia secundária, custos associados à administração do pool e à execução de suas funções.
- Todos os custos deveriam ser discriminados individualmente e submetidos à homologação da ANEEL
- No caso das tarifas de transmissão, deveria ser definida metodologia para cobrança de encargos devido ao acesso de produtores independentes e consumidores livres à rede básica de transmissão

Abaixo um quadro que resume as diferenças entre o que foi proposto e o modelo adotado.

Tabela 4.3. Diferenças básicas entre os modelos

Item	Comprador único	Modelo adotado
Contratação dos serviços de geração de energia elétrica	Pool é o Contratante majoritário de serviços de geração e vendedor de energia	Pool é o Administrador de contratos de geração (multilaterais) - CCEE
Contratação dos serviços de transmissão de energia elétrica	Contratante único de serviços de transmissão – POOL	Administrador de contratos de transmissão (multilaterais) ONS
Planejamento determinativo da expansão	Realizado pelo POOL	Realizado pela EPE
Operação centralizada	Realizada pelo POOL	Realizada pelo ONS
Licitação da geração	Realizada pelo MME	Realizada pelo MME
Tarifas de G e T	Possibilidade de tarifa única de suprimento (G + T)	Tarifas segregadas de “G” e de “T”

Alocação de responsabilidades	Única e precisa - POOL	Distribuída entre vários agentes
Viabilização do Modelo	Criação do POOL ou atribuição dessa responsabilidade a uma empresa existente (p. ex. ONS)	Criação do CCEE e da EPE; pequenas alterações nas demais
Garantias para geradores e transmissores	Centralizada no POOL (que utiliza recebíveis das distribuidoras e oferece garantias adicionais)	Distribuidoras (recebíveis das distribuidoras)
Contratos de compra de energia das distribuidoras	100 % do mercado previsto para o 5º ano. Previsão do quinto ano pode ser patamar mínimo para contratação seguinte	100 % do mercado previsto para o 5º ano. Contratos com prazo de 20 anos. Posteriormente foi adotado 15 anos.
Risco das Distribuidoras na Contratação do Mercado	Menor. POOL pode assumir risco a partir do 5º ano, repassando aos consumidores	Maior risco das distribuidoras com a contratação de longo prazo
Contabilização e Liquidação	Diferenças contratadas liquidadas à tarifa do POOL com penalização para ultrapassagem	O mesmo.
Novos Produtores Independentes	PCH, cogeração e UTE fora do Programa Decenal de Expansão	Sem restrições
Consumidores Livres	Acima de um limite de carga podem comprar diretamente do POOL	Totalmente Livres
Comercializadores	Podem agregar cargas de consumidores livres para comprar diretamente do POOL	Totalmente Livres
Sistemas Isolados	É possível incorporar ao POOL.	Não faz parte da CCEE. Modicidade tarifária e saúde das concessionárias alcançada através de encargos específicos aplicados a todo sistema.

Energia produzida	O conceito é que a energia produzida num sistema de base hídrica, uma vez pagos seus custos, deve ser apropriada pelos consumidores.	Energia é dos geradores.
Apropriação de Energia Secundária	Realizada diretamente pelo POOL em benefício dos consumidores, via tarifa.	Comercializada pelo CCEE por preços baseados no CMO.
Venda de Energia Secundária	É possível ser vendida pelo POOL. A receita obtida pode ser utilizada para modicidade tarifária ou fundo público.	Não é possível sob a ótica exclusiva de administração de contratos, pois envolve comercialização.
Contratação extraordinária de energia (e.g., por razões de segurança)	O POOL pode servir de “pulmão” até se poder incorporar na tarifa	Pode gerar descompasso financeiro, de acordo com a data de estabelecimento das tarifas para o próximo ano.
Incorporação de pequenos produtores	Administração mais simples (um único comprador pelo POOL)	Aumento do número de contratos de usinas pequenas
Padrão e percepção de risco	Sistêmico. Independe da mudança na estrutura de mercado	Uniforme no momento da contratação. Variável no tempo (depende da estrutura de mercado)

Reflexões sobre o futuro

Há tantas variáveis em jogo atualmente, tanto no Brasil como a nível mundial, que qualquer cenário futuro pode ser visto como pura especulação. Não é objetivo desse livro a discussão sobre a matriz energética brasileira, até porque ela dependerá de políticas públicas, estas sim, objetos do texto. O grande diferencial do sistema brasileiro é a predominância da geração hidráulica aliada a uma enorme reserva compartilhada. Isso faz com que todas as outras fontes, sejam térmicas, eólicas, maré-motrizes, ou outra qualquer forma, estando conectadas ao sistema

interligado, estejam fortemente referenciadas às hidráulicas. Portanto, o principal aspecto a ser analisado é o cenário da própria expansão hidroelétrica.

4.4.1. *O potencial hidroelétrico nacional e a viabilidade de seu aproveitamento.*

Como foi explicado no capítulo IV, o planejamento do setor sofreu uma séria descontinuidade no período de implantação do modelo mercantil. O marco zero do processo, os estudos de inventário, foi descontinuado. Portanto, as informações aqui apresentadas podem sofrer alterações, mas, enquanto não for retomado de forma efetiva esse importante estágio, é o que se dispõe. Como fonte de informações, apenas o SIPOT, da Eletrobrás, apresenta-se uma avaliação integral para o território nacional. Os dados dispostos abaixo são os disponibilizados na página da Eletrobrás na Internet e podem não representar a versão mais atualizada do potencial hidroelétrico do país.

Os locais sujeitos ao aproveitamento de hidroelétricas cadastrados no SIPOT¹³ estão classificados quanto ao estágio de desenvolvimento dos estudos, podendo ser agrupados em 3 grupos:

- Potencial estimado (remanescente (R) e individualizado (In)).

Os classificados como potenciais remanescentes são baseados em estudos de escritório para trechos de rio. Os potenciais classificados como individualizados são também oriundos de estudos de escritório para determinados locais específicos. Segundo o SIPOT, estão distribuídos como mostrado na tabela abaixo.

13 SIPOT - SISTEMA DE INFORMAÇÕES DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO – www.eletobrás.com.br

Tabela 4.4. Potencial Estimado por Região (MW)

Região	R	In	R + In
N	16.034,76	37.288,03	53.322,79
NE	267,6	874,78	1.142,38
SE	2.373,30	2.858,10	5.231,40
CO	7.545,61	8.607,53	16.153,14
S	2.020,72	2.602,69	4.623,41
Total	28.241,99	52.231,13	80.473,12

- Potencial estudado (estudo de inventário (I), viabilidade (V) e projeto básico (PB)).

Os potenciais classificados como “em inventário” são frutos de estudos de uma bacia hidrográfica. Os potenciais classificados com em fase de viabilidade são os que sua concepção global está sendo examinada visando sua otimização técnica e econômica. Os em estágio de “projeto básico” já estão em fase de detalhamento para licitação. Eles estão distribuídos por região como mostra a tabela abaixo.

Tabela 4.5. Potencial Estudado por Região (MW)

Região	I	V	PB	Desativados	I+V+PB-D
N	17.275,59	28.744,60	1.327,23	2,34	47.345,08
NE	6.593,64	7.050,50	406,16	0,8	14.049,50
SE	10.236,03	3.974,45	1.753,02	2,67	15.960,83
CO	9.535,40	1.501,75	2.286,72	2,33	13.321,54
S	9.758,32	4.676,58	2.826,36	0	17.261,26
Total	53.398,98	45.947,88	8.599,49	8,14	107.938,21

- Usinas em construção (C) e operação (O).

Potenciais classificados com “em construção” são os que já tiveram suas obras iniciadas e os “em operação” são os que pelo menos uma unidade já entrou em operação. Sua distribuição por região está na tabela 4.6 abaixo.

Tabela 4.6. Potencial em Operação e Construção por Região (MW)

Região	C	O	Total
N	3.109,50	7.229,85	10.339,35
NE	25	10.783,25	10.808,25
SE	1.313,38	22.109,10	23.422,48
CO	642,8	9.006,89	9.649,69
S	2.725,77	18.631,10	21.356,87
Total	7.816,45	67.760,19	75.576,64

A soma total dessas 3 categorias está exposta abaixo.

Tabela 4.7. Potencial Total por Região (MW)

Região	Total
N	111.011,90
NE	26.001,73
SE	44.620,05
CO	39.129,03
S	43.241,54
Total	264.004,25

Em algumas categorias é possível, a partir das informações da Eletrobrás, obter dados de como se distribuem esses aproveitamentos por faixa de potência. Os aproveitamentos em *projeto básico* estão distribuídos como expõe a tabela abaixo

Tabela 4.8. Distribuição por faixa de potência (PB)

Faixa de Potência	Pot Total (MW)	%	Qte de Usinas	%
> 1000	2.820	32,0	2	0,8
500<x< 1000	700	7,9	1	0,4
200<x< 500	1.072	12,2	4	1,6
100<x<200	549	6,2	4	1,6
30<x<100	1.051	11,9	27	10,6
0<x<30	2.625	29,8	217	85,1
	8.817		255	

Em fase de estudos de *viabilidade*, a distribuição por potência é mostrada na tabela 2.6.

Tabela 4.9. Distribuição por faixa de potência (V)

Faixa de Potência	Pot Total (MW)	%	Qte de Usinas	%
> 1000	30.903	80,3	11	15,9
500<x< 1000	1.352	3,5	2	2,9
200<x< 500	2.956	7,7	9	13,0
100<x<200	2.011	5,2	14	20,3
30<x<100	1.150	3,0	21	30,4
0<x<30	91	0,2	12	17,4
	38.462		69	

Em fase de estudos de *inventário*, a distribuição por potência é mostrada na tabela abaixo.

Tabela 4.10. Distribuição por faixa de potência (I)

Faixa de Potência	Pot Total (MW)	%	Qte de Usinas	%
> 1000	20.270	33	8	1
500<x< 1000	9.268	15	13	1
200<x< 500	6.521	11	22	2
100<x<200	7.566	12	54	4
30<x<100	8.850	14	161	12
0<x<30	9.537	15	1.136	81
	62.012		1.394	

Outro aspecto interessante para as classes inventário, projeto básico e viabilidade, é a sua distribuição por bacias, já em sintonia com a Resolução nº 32 do CNRH, de 15 de outubro de 2003, que definiu uma nova Divisão Hidrográfica Nacional.

Tabela 4.11. Distribuição por Bacia dos projetos em fase Inventário, Viabilidade e Projeto Básico

	Amazonas	Tocantins	Atlântico Leste	São Francisco	Atlântico Sudeste	Paraná	Uruguai	Atlântico Sul
I	30%	10%	2%	17%	14%	16%	8%	4%
V	49%	16%	1%	13%	3%	7%	7%	4%
PB	21%	3%	0%	1%	18%	35%	13%	8%

Esses percentuais revelam alguns aspectos importantes:

- Do potencial avaliado no SIPOT (264 GW), cerca de 30% estão em operação ou em construção (~ 75 GW). Aproximadamente outros 30% estão apenas estimados (~ 80GW).
- Cerca de 40% já estão estudados (107 GW). Esse potencial é o que se poderia classificar como efetivo. Destes, 8% estão em fase de projeto básico, 43% em estudos de viabilidade e os restantes 49% em fase de inventário.
- Os aproveitamentos em fase de projeto básico encontram-se 27% na região Centro-Oeste, 33% na região Sul, 20% no Sudeste, 15% no Norte e 5% no Nordeste. Em projeto básico, apenas 2 usinas, num total de 255, respondem por cerca de 30% da potência (~ 9 GW). Aproximadamente 85% do número total projetos são de usinas menores do que 30 MW. Já os aproveitamentos em fase de viabilidade (~39 GW), encontram-se predominantemente (63%) na região Norte, 10% no Sul, 9% no Sudeste, 3% no Centro-oeste e 15% no Nordeste. Cerca de 80% são grandes projetos com potência acima de 1 GW. Apenas 0,2 % da potência total estão associados a usinas menores do que 30 MW.
- Deve-se notar a predominância de projetos em viabilidade na bacia do Amazonas e Tocantins.
- Os que estão em fase de inventário, 33% estão no Norte, 19% no Sudeste, 18% no Sul, 12% no Nordeste e 18% no Centro-oeste. 96% dos projetos são de usinas abaixo de 200 MW. 81% menores do que 30 MW.

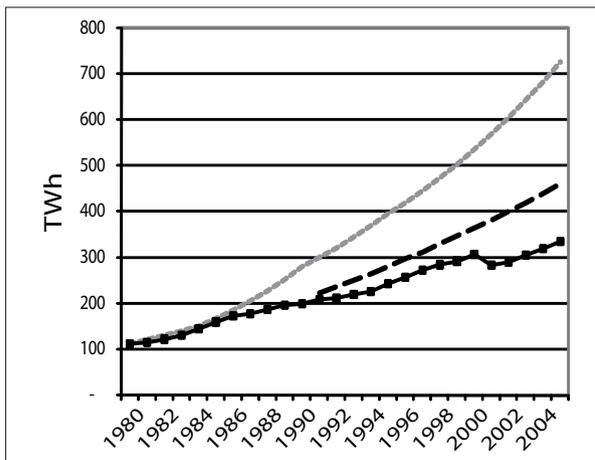
Parece evidente que, em termos espaciais, o setor caminha na direção Norte e Centro-Oeste. Em termos de tamanho, num horizonte um pouco mais estendido, a tendência é que haja um aumento de usinas médias. É muito provável que, em função de crescentes resistências ambientais, as futuras usinas, principalmente aquelas da região

centro-oeste e norte sejam construídas praticamente sem reservatório. Como o sistema brasileiro ainda é o recordista mundial em capacidade de armazenagem e sendo mantido o papel integrador do sistema de transmissão, essa limitação pode ser contornada. Os reservatórios do sudeste ainda poderão exercer o papel de reservatório virtual dessas usinas a fio d'água. Entretanto, a necessidade de térmicas flexíveis fica cada vez mais importante.

4.5. O que significa pensar 20 anos no futuro?

Uma maneira de refletir sobre o processo de planejamento de um setor que exige a visão de um largo horizonte é examinar o que ocorreu no passado. Agora em 2008, precisa-se imaginar que tipo de país terá o povo brasileiro daqui a 10, 15 e até 20 anos e deduzir quanto e onde se deve ofertar energia elétrica.

Figura 4.3. Plano 2000 e Plano 90 confrontados com o futuro que projetavam.



O curioso é que se está na mesma situação de alguém que, lá atrás em 1980, imaginava o que seria o Brasil do ano 2000. A figura 5.3 ilustra a visão que se tinha do que aconteceria agora com a demanda de energia elétrica. A curva tracejada mais alta é a projeção de mercado embutida no plano 2000, escrito em 1980. A curva tracejada do meio é a projeção do Plano decenal 1990. A curva mais baixa é o consumo total de energia elétrica realizado desde 1980.

Não se está julgando capacidades de previsão, até porque essas curvas teriam sofrido ajustes à medida que se iam colhendo novos dados. A intenção é a de ter uma idéia instantânea dos cenários que se imaginavam para o futuro. Os aspectos a serem observados são:

- Em 1980 tinha-se uma visão de país que exigiria o dobro da energia hoje consumida.
- Em 1990, num período imediatamente anterior às reformas liberalizantes da década que se iniciava, projetava-se um consumo 30% maior do que realmente ocorreu.

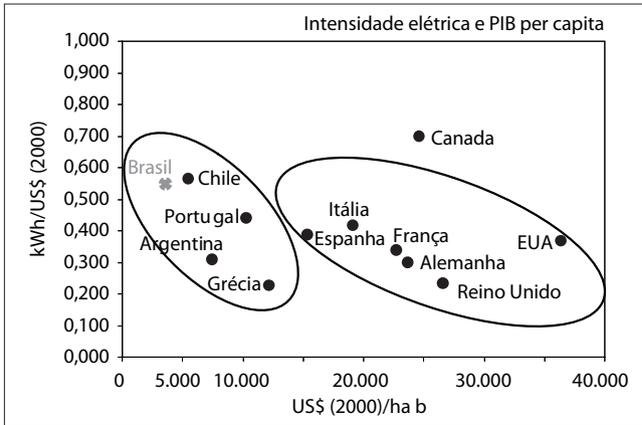
Dada a evidencia de que essas visões eram extremamente otimistas, o que se propõe é fazer uma reflexão sobre o que estaria fora de cogitações então. Entre outras, pode-se citar:

- Crescimento pífio da economia brasileira – média 1980 – 2005 apenas 2,7% a.a.
- O maior racionamento de energia já registrado em tempos de paz – aproximadamente 20%.
- Encarecimento inédito da tarifa – Ex:Residencial + 115% reais (1990-2005).
- Redução drástica do papel das empresas públicas.

O que hoje, em, 2008, não se perceberia sobre 2028? Com o intuito de provocar o debate, listam-se alguns pontos:

1. Uma mudança no padrão eletro-intensivo da nossa economia?

Figura 4.4. Intensidade energética e energia per capita para países escolhidos.



A figura 4.4¹⁴ evidencia as diferenças de estilo de crescimento adotado por países no que tange a relação com a energia elétrica. Parece evidente que, no primeiro grupo, de renda per capita mais baixa, o Brasil tem o índice eletro-intensivo mais alto. O grupo de renda mais alta também mostra essas diferenças de estilo energético de crescimento, sendo o Canadá, um país que também dispõe de grandes recursos hidroelétricos, um ponto fora da curva.

Entretanto, o Canadá tem renda per capita 5 vezes maior do que a brasileira. Portanto, cabe a pergunta e a dúvida sobre o futuro: O Brasil deve permanecer na trajetória histórica de produção eletro-intensiva?

Para produzir uma tonelada de alumínio são necessários aproxi-

14 Fonte: Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão 2008-2017 – EPE – abril 2008

madamente 15 MWh. Como o volume brasileiro chega a mais de 1,6 milhão de toneladas, cerca de 24 TWh (mais de 2800 MW médios, 7% da produção total do sistema interligado) estão comprometidos apenas com esse eletro intensivo. Esse estilo de desenvolvimento permanece no futuro?

2. Mudanças tecnológicas ou políticas que incentivem efetivamente a conservação e aumento da eficiência?

Todo serviço de energia elétrica, se puder ser prestado com a mesma qualidade e com menor gasto de energia, poderia ser considerado como uma usina virtual.

Como exemplo espantoso, propõe-se examinar o caso das lâmpadas incandescentes substituídas por uma lâmpada compacta eficiente. Uma incandescente de 60 W pode ser substituída por uma compacta de 15 W. Portanto, sua substituição equivale à liberação de uma capacidade do sistema de 45 W. Imaginando-se um uso de 6 horas diárias, liberam-se 98,55 kWh por ano ($45 \times 6 \times 365$). O número de domicílios brasileiros atinge aproximadamente 40 milhões. Portanto, se cada residência brasileira substituísse apenas uma lâmpada, aproximadamente 4 TWh estariam disponíveis para outro uso. Isso significa 456 MW firmes, energia que, em média, corresponde a uma usina hidroelétrica de 800 MW¹⁵.

Imaginando-se que a diferença de preços entre uma lâmpada incandescente e sua equivalente econômica seja de R\$ 15, sua troca representaria um gasto de 600 milhões, custo 4 vezes inferior ao preço médio de uma usina capaz de gerar a energia adicional pela não substituição. Lógico que essa substituição teria que ser permanente, mas as diferenças

¹⁵ Evidentemente, o cálculo é muito aproximado e não considera que as lâmpadas compactas só apresentam essa eficiência após alguns minutos de uso e sua adoção generalizada gera impactos na rede pela necessidade de compensação de energia reativa.

de preço do MWh, fruto do aumento da eficiência, e do MWh de uma usina nova são tão expressivas que é possível se pensar na adoção de políticas de incentivo à mudança¹⁶.

Os Estados Unidos, país considerado ter um ambiente de liberdade de mercado, adotou padrões mínimos de eficiência para diversos eletrodomésticos. Ao invés de se utilizar de classificações em categorias de consumo como no Brasil, adotou o Minimum Energy Performance Standard (MEPS) legalizado pelo National Appliance Energy Conservation Act de 1988. Portanto, lá, um refrigerador que se mostrar consumindo energia acima do padrão mínimo não pode ser comercializado.

A Nova Zelândia e Austrália adotaram o MEPS para:

Refrigeradores. Boilers. Condicionadores de ar. Motores trifásicos. Gabinetes refrigerados em supermercados. Lâmpadas fluorescentes. Transformadores.

Mas, será que um modelo que privilegia o caráter mercantil é capaz de implantar uma reação que induza a esse efeito? As distribuidoras teriam interesse em diminuir seu faturamento? Instalariam compensações nas redes para controlar os efeitos de mudanças de padrão de consumo apenas por “espírito público? O mercado age no sentido de diminuir sua demanda?

É essencial lembrar que uma das maiores ineficiências do atual sistema é o índice de perdas de algumas das distribuidoras. A deficiência está intimamente relacionada às situações de localidades repletas de moradias precárias, onde, sabidamente, o estado se ausentou. Nesses lugares, as distribuidoras não conseguem exercer seu dever de fiscalização previsto em seus contratos de concessão. Além disso, por considerar a energia comprada como parcela importante na formação do preço da

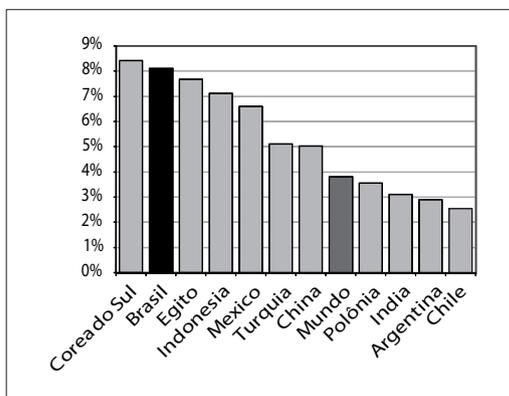
¹⁶ Atualmente surgem novas tecnologias de iluminação a base de leds (light emitting diodes). O aumento de eficiência é enorme, pois essa tecnologia não desperdiça energia em forma de calor.

tarifa, indiretamente, a política tarifária incentiva o não enfrentamento da situação.

Portanto, essas são políticas públicas que poderiam alterar fortemente a visão de futuro? Seriam adotadas?

3. Um crescimento econômico, mais uma vez, decepcionante?

Figura 4.5. Taxas médias de crescimento entre 1980 e 1990 para países escolhidos.



O crescimento do Brasil entre 1970 e 1980 foi um dos recordes mundiais. O gráfico 4.5 mostra que apenas a Coreia do Sul superou o Brasil nessa década. Enquanto o mundo crescia quase 4%, o país atingia 8,1%. Em dez anos, isso significa mais do que dobrar o produto enquanto o mundo crescia menos do que 50%.

Essa situação se inverte totalmente entre 1990 e 2003¹⁷. O gráfico 4.6 mostra que, entre o mesmo conjunto de países, o Brasil é agora o

último colocado, tendo crescido apenas 2,6% nesses 13 anos, taxa menor do que a do crescimento mundial.

Figura 4.6. Taxas médias de crescimento entre 1990 e 2003 para países escolhidos.

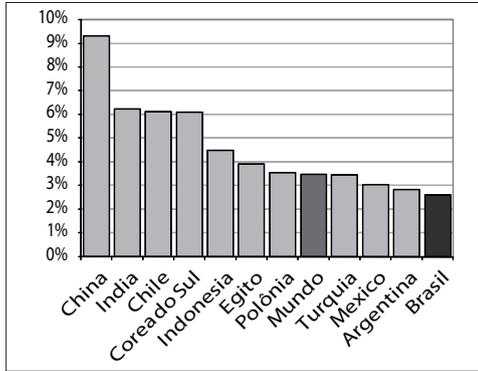
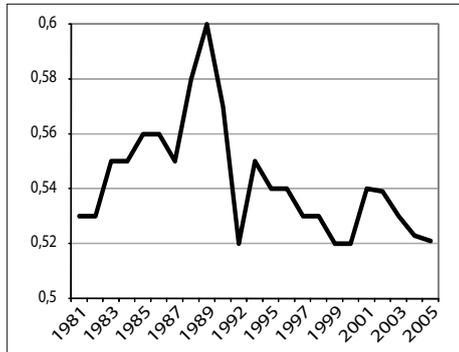


Figura 4.7. Coeficiente de Gini da distribuição de renda brasileira (1981-2005)



É bom lembrar que tal diferenciação de performance não implicou em nenhuma mudança radical no comportamento da nossa principal

questão, a enorme desigualdade da nossa sociedade, como mostra o gráfico 4.7 do coeficiente de Gini¹⁸ sobre um longo período.

A tabela 4.12 mostra que o Brasil é o último colocado¹⁹ na América Latina, que já não apresenta índices sequer comparáveis a países europeus. O que é preocupante é que o Brasil, com essa incômoda desigualdade de renda, é a décima economia do planeta.

Um enorme potencial de consumo adormece sob a enorme carência da população brasileira. Uma análise interessante sobre a questão social é o artigo de Ronaldo Coutinho Garcia que procura dimensionar o grau da desigualdade e de injustiça da nossa sociedade²⁰. O diferencial desse estudo é que, ao contrário de outros que geralmente medem índices de pobreza, esse trabalho propõe outra concepção, de certo modo, uma medida da “carência”. A partir da definição de um índice denominado Patamar Mínimo de Existência Digna (PMED), o autor propõe um corte entre os “cidadãos” e os “não cidadãos”. O trabalho chega a conclusões graves, onde sobressai a triste realidade de que, considerados alguns modestos parâmetros mínimos de renda, escolaridade, situação do domicílio, acesso à previdência e saúde, apenas 6% das famílias brasileiras seriam classificadas como tendo uma existência apta a ser classificada como “cidadã”.

Os níveis de consumo de eletricidade brasileiros são extremamente baixos. A seguir, um trecho de relatório da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) sobre a queda verificada após o racionamento.

18 O Coeficiente de Gini é uma medida de desigualdade desenvolvida pelo estatístico italiano Corrado Gini. É comumente utilizado para calcular a desigualdade de distribuição de renda e consiste em um número entre 0 e 1, onde 0 corresponde à completa igualdade de renda (onde todos têm a mesma renda) e 1 corresponde à completa desigualdade. O índice de Gini é o coeficiente expresso em pontos percentuais (é igual ao coeficiente multiplicado por 100). Países considerados com distribuições bastante justas têm Gini no entorno de 0,3.

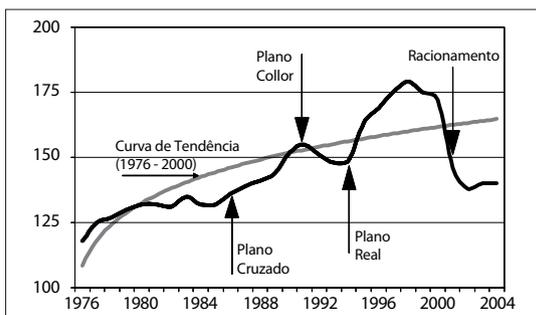
19 O coeficiente difere do disposto no gráfico, pois advém de fonte distinta. Fonte: O valor de educar a todos num mundo diverso e desigual - Álvaro Marchesi Catedrático de Psicologia Educativa Espanha. UNESCO

20 Iniquidade Social no Brasil: Uma aproximação e uma tentativa de dimensionamento. - Ronaldo Coutinho Garcia - Agosto de 2003 - IPEA - www.ipea.gov.br

Tabela 4.12. Coeficientes de Gini para países escolhidos (2004)

1. Hungria	24,4
2. Dinamarca	24,7
...	...
91. Equador	43,7
92. Uruguai	44,6
93. China	44,7
95. Bolívia	44,7
96. Rússia	45,6
97. Filipinas	46,1
98. Costa Rica	46,5
99. República Dominicana	47,4
100. Guatemala	48,3
101. Venezuela	49,1
102. Malásia	49,2
103. Argentina	52,2
94. El Salvador	53,2
104. México	54,6
105. Honduras	55
106. Nicarágua	55,1
107. Paraguai	56,8
108. Chile	57,1
109. Brasil	57,6
...	...
127. Lesoto	63,2
128. Namíbia	70,7

Figura 4.8. Evolução do consumo de energia por domicílio 1976-2004



...o consumo por consumidor residencial (CPC) evoluiu de 118 kWh por mês, em 1976, atingindo o máximo de 179 kWh em 1998. Durante a primeira metade dos anos 80, período marcadamente recessivo, em que o país viveu sob os fortes reflexos da crise no Balanço de Pagamentos, o consumo por consumidor patinou em torno de 132 kWh por mês. Na primeira tentativa de estabilização da economia e controle da inflação, representada pelo Plano Cruzado, o CPC avança à taxa média anual de 2,7% ao ano, atingindo 155 kWh/mês em 1990. Segue-se o Plano Collor que, apesar de ter os mesmos objetivos de controle da inflação e de ajuste macroeconômico, usa o caminho de enxugamento da liquidez, afetando a disponibilidade de renda das famílias. Como consequência, recessão e queda do CPC, que recua até 143 kWh/mês, em 1993. O Plano Real, em 1994, promove imediata distribuição de renda principalmente pela redução da inflação. Favorece o crédito e, com o controle do câmbio, cria condições para o aumento das vendas de eletrodomésticos registrado no período. O reflexo no CPC foi imediato: crescimento médio de 4,7% ao ano entre 1994 e 1998, quando o indicador atinge seu valor máximo histórico.

Em 2001, o racionamento faz despencar o CPC, que volta, em 2002, para o valor de 138 kWh/mês, o mesmo da época do Plano Cruzado (1986-87). Ainda sob os efeitos do racionamento, o CPC retoma lentamente sua trajetória de alta, girando atualmente em torno de 140 kWh/mês.

Um consumo de 140 kWh/mês, como média, é extremamente baixo. Mimetizando a desigual distribuição de renda brasileira, um grande número de domicílios consome uma energia equivalente apenas a serviços de iluminação e, portanto, haveria um grande potencial de consumo caso houvesse uma política de desenvolvimento visando a inclusão dessa população no mercado de trabalho. Na região nordeste o quadro é ainda mais carente, pois o consumo médio não ultrapassa 92 kWh/mês, 66% da média nacional.

Usando um raciocínio à semelhança do utilizado por Ronaldo Coutinho Garcia em seu estudo sobre iniquidade, é possível fazer cálculos aproximados para fornecer uma ordem de grandeza do consumo associado a um pequeno exemplo de um quadro de superação dessa desigualdade.

A PNAD/IBGE (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios) de 2004 estima que 12% das “residências” (aproximadamente 5 milhões) ainda não dispunham de geladeira. Imaginando-se um consumo médio de 50 kWh/mês para esse eletrodoméstico tão essencial, teríamos 3 TWh anuais adicionais de consumo apenas relativos à esse bem. Para gerar apenas essa energia, uma usina de 500 MW a mais seria necessária. Pode parecer pouco, mas, não se está levando em conta a energia que seria utilizada para a fabricação dessas geladeiras adicionais e nem outros consumos correlatos. Essa conta é apenas um singelo indicador da carência latente da nossa desigualdade social.

4.6. Conclusão

Considerando-se:

- a dimensão inédita da crise de suprimento de energia ocorrida no racionamento de 2001,
- os efeitos sobre a tarifa de energia de praticamente todas as reformas liberalizantes e mercantis realizadas na década de 90 e mantidas atualmente,
- durante o mesmo período, o aumento significativo de encargos que incidem sobre a tarifa,
- a apropriação de vantagens de preço advinda de características estruturais do singular sistema brasileiro ocorrida no mercado livre de energia,
- a decisão de absorver nas empresas públicas a formidável perda de receita setorial decorrente da queda do consumo pós-racionamento,
- que os resultados de leilões realizados sob uma metodologia que tenta mimetizar sistemas de base térmica resultou na contratação de usinas que representam o que há de pior na preocupante questão ambiental,
- a enorme carência de cidadania existente na população brasileira,
- que o nível de desigualdade de renda é, de longe, a questão mais importante a ser enfrentada pelo país,
- que a energia elétrica brasileira, oriunda de uma situação altamente privilegiada no planeta, poderia ser importante vetor de transformação social,
- que a crise econômica mundial, sob duras penas, fez ruir toda uma confiança nos sistemas mercantis,

Parece ser evidente que há muito mais dúvidas do que certezas no setor elétrico brasileiro. Muito embora as reformas realizadas pelo governo Lula tenham reparado as falhas mais gritantes do período FHC, ainda há muito por fazer. A necessidade constante de reformas, regras e legislação observadas até hoje é um sintoma de que há discrepâncias não enfrentadas. É necessária uma profunda revisão de conceitos e o abandono de preconceitos para que se possa manter um debate franco e aberto com a sociedade brasileira. É necessário explicar porque, independente de distorções cambiais nas comparações das tarifas, somos hoje o país com a mais cara energia hidroelétrica do planeta.

A expansão da oferta, principalmente na opção hidroelétrica, vai exigir uma visão ampla sobre os impactos e as potencialidades que esses projetos têm sobre as regiões adjacentes. Como compatibilizar essa necessidade em um modelo predominantemente mercantil?

É preciso reconhecer que o interesse público não se resume simplesmente à uma expansão da oferta a qualquer custo. É urgente incluir a demanda de energia na lista das grandezas gerenciáveis. Nesse aspecto, urge uma efetiva política de eficiência energética.

É necessário uma ampla reforma nas bases do modelo mercantil, buscando formas menos subjetivas e instáveis.

É necessário tornar as empresas estatais organismos realmente públicos.

As críticas desse livro podem ser interpretadas por alguns como engajadas à uma visão “da esquerda”. Essa é uma rotulagem que impede o debate, o que seria tudo o que esse texto não pretende. É preciso encarar os problemas com o espírito desarmado, mente aberta, olhando o setor sob “uma lente grande angular” que coloque em perspectiva a maioria dos conflitos da sociedade brasileira.

Anexo 1

Marcos Históricos do Setor¹

Ano	Presidente	Aspectos Institucionais	Obras	Empresas	Cap Instalada
1889	Mal Deodoro		UHE Marmelos		
1890					
1891	Mal Floriano				
1893			UHE Monjolinho, UHE Piracicaba		
1894	Prudente de Moraes				
1898	Campos Sales				
1900			UHE Corumbataí		10
1901					38
1902	Rodrigues Alves				39
1903					39
1904		Decr. 5407. Revisões Tarifárias Quinquenais		Brazilian Traction, Light and Power – Light Rio/SP	39
1905		Cláusula Ouro			45
1906	Afonso Pena				49
1907					53

1 Tabela construída a partir da monografia de Henrique Couto Ferreira Mello, "Setor Elétrico Brasileiro: Visão Política e Estratégica" - Escola Superior de Guerra -1999

1908		UHE Fontes sobre o Ribeirão das Lajes	111
1909	Nilo Peçanha		Cia Bras de E. Elétrica 116
1910	Hermes da Fonseca		157
1911			167
1912			224
1913		Delmiro Gouveia	244
1914	Venceslau Brás		303
1915			310
1916			313
1917			319
1918	Delfim Moreira		327
1919	Epitácio Pessoa		341
1920		Comissão Federal de Forças Hidráulicas - Ministério da Agricultura	CPFL - São Paulo -CBEE no Rio de Janeiro 367
1921			371
1922	Arthur Bernardes		382
1923			396
1924		UHE Ituporanga, UHE Ilha dos Pombos	466
1925			507
1926	Washington Luís	UHE Henry Borden	592

1927	AMFORP incorpora Armando Salles, Silva Prado e CPFL	American Foreign & Power Co	650
1928			707
1929			760
1930	Getúlio Vargas		779
1931			799
1932			805
1933	Extinção da Cláusula Ouro		817
1934	Código de Águas		828
1935			850
1936			925
1937	Constituição de 1937 - Concessões apenas a empresas brasileiras		947
1938		Ampliação de Henry Borden e I dos Pombos	1 162
1939	Conselho Nacional de Águas e Energia - CNAE - subordinado à presidência.		1 176
1940			1 244
1941			1 261
1942			1 308
1943	RGS- Comissão Nacional de Energia Elétrica - CEEE		1 315
1944			1 334
1945	Gaspar Dutra	CHESF	1 342

1946			UHE de Gafanhoto - MG	CEMIG	1 415
1947					1 534
1948					1 625
1949		Comissão Abink			1 735
1950	Getúlio Vargas	Plano Salte			1 883
1951		Assessoria Econômica do Gabinete Civil, CIBPU - Comissão Interestadual da Bacia do Paraná-Uruguaí			1 940
1952		Criação do BNDES			1 985
1953				USELPA-SP, COPEL - PR	2 089
1954	Café Filho	Imposto único de EE, Fundo Federal de Eletrificação		CELESC-SC	2 805
1955	Juscelino Kubitchek		UHE Tronqueiros	GELG-GO	3 148
1956			UHE Itutinga, UHE Salto Grande	CEA-AP, CEMAR-MA	3 550
1957			Início da UHE Furnas	FURNAS	3 767
1958			UHE Lucas Garcez	CEAL	3 993
1959		Incorporação da AMFORP		CEMAT	4 115
1960	Jânio Quadros	JK - Ministério de Minas e Energia - incorpora CNAE	UHE Euclides da Cunha	COELBA, CEAL, CHEVAP - Companhia Hidrelétrica do Vale do Rio Paraíba	4 800

1961	João Goulart		UHE Canastra - RGS	CELUSA, BELSA,	5 205
1962		Criação da Eletrobrás - incorpora CONESP Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias	UHE Três Marias, UHE Jurumirim	ELETROBRÁS, CEPISA, COSERN	5 729
1963		Consórcio CANAMBRA	UHE Furnas	CELFI	6 355
1964	Castelo Branco				6 840
1965		DNAEE			7 411
1966		Comitês energéticos regionais - CANAMBRA		CESP	7 566
1967					8 042
1968		ELETROBRÁS assume ESCELSA		ELETROSUL	8 555
1969	Emílio Médici		UHE Souza Dias		10 262
1970		CCC	UHE Xavantes		11 233
1971			UHE Parigot de Souza	COELCE	12 670
1972			UHE Jaguará		13 249
1973	Ernesto Geisel	Tratado de Itaipu, Secretaria Especial do Meio Ambiente	UHE Estreito		15 354
1974			UHE Paulo Afonso ampliação, UHE Ilha Solteira, UHE Volta Grande		17 526

1975		Acordo Nuclear com Alemanha	UHE Marimbondo, início obras Itaipu	19 056
1976			início das obras de tucuruí	20 827
1977				22 491
1978	João Figueredo		UHE Agua vermelha, UHE São Simão	25 300
1979			ENERSUL	27 970
1980			UHE Itumbiara, UHE Foz do Areia	33.366
1981		CONAMA		33.366
1982			UHE Emborcação	37.668
1983				39.784
1984	José Sarney		UHE Itaipu, UHE Tucuruí	40.836
1985				41.753
1986		Manual de estudos ambientais - Eletrobras	CELTINS	44.107
1987		EIA, RIMA	UHE Rosana	44.953
1988			UHE Itaparica	47.561
1989	Fernando Collor	IBAMA		49.575
1990				52.125
1991				53.050
1992	Itamar Franco	Plano Nacional de Desestatização - Light e Escelsa		54.141
1993		Lei 8631 - Desequalização		55.129

1994	Fernando Henrique Cardoso	Conselho Nacional de Desestatização	UHE Xingó	56.231
1995		Lei 9074 e 8987, Privat ESCELSA		57.641
1996		Privat LIGHT, ANEEL, projeto RESEB, Priv CERJ, COELBA, CELG, CEMAT, CPFL, ENERGIPE, CELPE, COELCE, Lei nº 9.427 (PCH)		59.036
1997		Termonuclear, Priv COSERN, Priv 33% CEMIG, Política Nacional de Recursos Hídricos	UHE Corumbá	61.526
1998		MAE, ONS, Priv ELETROPAULO, Priv ELEKTRO, Priv CELPA	UHE Igarapava, UHE Serra da Mesa, LT Norte-SUL	63.053
1999		CCPE	UHE Porto Primavera, UHE Canoas I e II	65.209
2000		CNPE, Priv CEMAR, PPT, ANA	UHE Itá	68.180
2001		Racionamento		73.671
2002	Luis Inácio Lula da Silva	PROINFRA		76.214
2003		Descontratação da Energia Existente		82.458
2004		Leis nºs 10.848 e 10.847 - Leilão energia existente, EPE, Comitê de Monitoramento, CCEE sucede MAE		85.798
2005				93.250

Aproveitamento

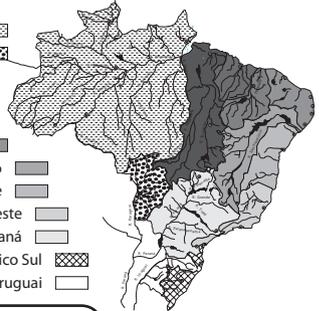
Aproveitamentos existentes
61 com reservatórios
58 a fio d'água
4 bombeamento

Usinas futuras / em construção
8 com reservatórios
16 a fio d'água

147 Aproveitamentos

Bacias Hidrográficas

- Amazonas
- Paraguai
- Tocantins-Araguaia
- Atlântico NE Ocidental
- Paranaíba
- Atlântico NE Oriental
- São Francisco
- Atlântico Leste
- Atlântico Sudeste
- Paraná
- Atlântico Sul
- Uruguai



Potência Instalada

	Hidrelétrica*	Percentual do SIN [†]
31 dez 2007	73.277	81,6
2008	73.407	79,3
2009	74.067	76,9
2010	76.331	75,2
2011	77.759	75,4
2012	77.807	74,4

*Valores sujeitos a alteração em função da evolução do cronograma de expansão do sistema

Fontes das informações

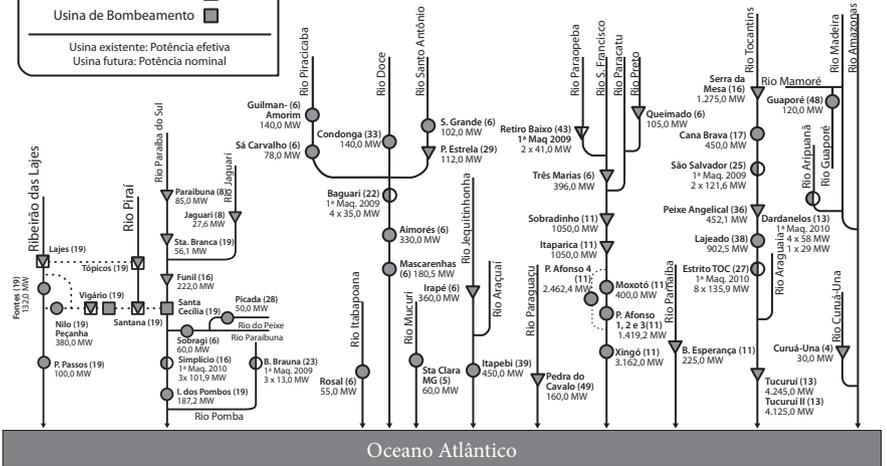
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Agentes de Geração associados ao ONS
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- MME – Ministério das Minas e Energia
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Agentes

CDSA - 1	Itaipu Binacional - 18	Corumbá III - 35
CEEE - 2	LIGHT - 19	Enerpeixe - 36
CEC - 3	ALCAN - 20	Espora - 37
CELPA - 4	ALUSA - 21	Ivestco - 38
CESC - 5	Baguari - 22	Itabepi - 39
CEMIG - 6	CAT-LEO - 23	Itaquira - 40
CERAN - 7	CBA - 24	J. Malucelli - 41
CESP - 8	São Salvador - 25	Monel - 42
DUKE - 9	Salto Pilo - 26	ORTENG - 43
AES-Tietê - 10	CEST - 27	Queiroz Galvão - 45
CHESF - 11	Paraibuna - 28	Rio Verde - 46
COPEL - 12	Porto Estrela - 29	Rio Verdehino - 47
Eletronorte - 13	GEASF - 30	Tangará - 48
EMAE - 14	Corumbá IV - 31	Votorantim - 49
Energest - 15	CPFL - 32	CNEC - 50
Furnas - 16	CVRD/EPP - 33	Foz do Chapeco - 51
Tractebel - 17	Eletrosul - 34	

Legenda

- Usina com Reservatório ▼
- Usina com Reservatório ▼ Futura
- Usina a Fio d'Água ●
- Usina a Fio d'Água ○ Futura
- Usina em Construção ▼ ⊕
- Reservatório ⊠
- Usina de Bombeamento ⊞
- Usina existente: Potência efetiva
- Usina futura: Potência nominal



Anexo 3

O caso das térmicas *merchants*

O que está descrito a seguir é emblemático da complexidade e do pouco entendimento do comportamento do preço de curto prazo no modelo mercantil adotado no Brasil. Salienta-se que o equívoco não foi praticado por “ingênuos” na área energética. Trata-se da Petrobrás no período do governo Fernando Henrique.

O cenário que a levou a Petrobrás participar de forma indireta dessas usinas foi o racionamento. Os contratos firmados com as ‘merchants’ previam que ela fizesse uma provisão no caso de as receitas auferidas com os contratos de compra e venda de energia no mercado de curto prazo não fossem suficientes para cobrir o custo dessas usinas. Essa “contribuição de contingência” cumpriria a finalidade de, em caso de “eventual e esporádica” insuficiência de receita, garantir, durante cinco anos, o fluxo de caixa necessário para fazer frente aos custos fixos e variáveis da planta, sendo certo que, com o cenário adotado na época, entendiam os parceiros que a necessidade de aporte de tal contribuição seria “eventual”. Mas, como era esperado, o que era para ser eventual

tornou-se custo fixo e a Petrobras foi regulamente chamada a pagar a contribuição de contingência absorvendo prejuízos da ordem mais de 1 bilhão de US\$. Para estancar essa sangria de recursos a estatal preferiu adquirir as usinas.

Para mostrar o impacto do caso originado desse “pouco entendimento” da formação de preços no sistema mercantil, eis alguns exemplos de notícias sobre a questão:

O Estado de São Paulo, Data: 14/01/2005 Térmica denuncia calote da Petrobrás - Estatal parte para o ataque contra térmicas merchants, erguidas no racionamento para atuar no mercado atacadista

Nicola Pamplona

RIO - A Petrobrás decidiu partir para o ataque contra as térmicas merchants - construídas durante o período de racionamento para atuar no mercado atacadista - e quarta-feira deixou de depositar a parcela mensal de R\$ 14 milhões devida à empresa MPX, proprietária da Usina TermoCeará. Na semana passada, a estatal já havia tomado medida semelhante contra a americana El Paso, investidora da térmica Macaé Merchant.

O presidente da MPX, Eike Batista, convocou a imprensa ontem para reclamar da medida, que classificou de truculenta. Ele informou que, como consequência, deve deixar de pagar hoje uma parcela dos cerca de US\$ 20 milhões que deve ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), um dos financiadores, ao lado do Eximbank americano, e de um consórcio de bancos liderado pelo Itaú. “Estamos negociando com a Petrobrás, mas não podemos aceitar este

tipo de truculência.” A TermoCeará, com capacidade para gerar 220 megawatts (MW), custou US\$ 150 milhões e foi concluída em 2002, já após o racionamento.

Como no caso da Macaé Merchant, a Petrobrás foi obrigada por contrato a garantir uma rentabilidade mínima ao projeto, condição imposta pelo governo Fernando Henrique Cardoso para atrair investidores para o segmento. Até agora, essa cláusula já rendeu US\$ 80 milhões à MPX, que tem entre seus sócios o grupo americano Montana Dakota Utilities (MDU). O restante, que totaliza o valor do investimento mais um rendimento de 16% ao ano, deve ser pago em parcelas mensais até 2008.

A estatal alega que a situação do setor tenha mudado desde a assinatura dos contratos e, por isso, as condições devem ser revistas. Como há sobra energia hidrelétrica, as térmicas não estão gerando e o prejuízo, que deveria ser temporário, virou permanente, diz a empresa.

Segundo Eike, a Petrobrás ofereceu US\$ 127 milhões à MPX, que representam o restante do contrato a pagar com desconto de 15%. “Não quero vender. Não vão me tirar do negócio.” Mas ressaltou que por US\$ 170 milhões faria acordo.

O Estado de São Paulo- Data: 20/01/2004

Petrobrás perdeu R\$ 1,36 bilhão com energia - Estatal informou que o prejuízo de 2003 ficou abaixo das provisões, que eram de R\$ 1,43 bilhão.

Nicola Pamplona

RIO - A Petrobrás perdeu R\$ 1,36 bilhão com negócios no setor de energia em 2003. Em comunicado divulgado ontem, a empresa informou que as perdas ficaram abaixo das provisões de R\$ 1,43 bilhão durante o ano. Para 2004, a estimativa é que os negócios em energia provoquem prejuízo de R\$ 1,48 bilhão, valor que foi provisionado no balanço da estatal, segundo determinação do Conselho de Administração em reunião de ontem.

As perdas com operações no setor energético referem-se à “frustração das expectativas” quanto ao desenvolvimento do mercado brasileiro. Segundo a nota, “essa redução do mercado leva a dificuldades na obtenção de contratos de venda de energia em condições que remunerem os investimentos”. A Petrobrás foi uma das maiores investidoras neste setor nos anos de racionamento e comprometeu-se a ampliar suas compras de gás boliviano para abastecer térmicas.

As perdas em 2003 referem-se, principalmente, a compromissos de fornecimento de gás e com as térmicas merchants - projetos para os quais a estatal se comprometeu a garantir uma rentabilidade mínima, mesmo que não haja venda de energia. A exposição da empresa ao setor elétrico chega a US\$ 1,8 bilhão - cerca de R\$ 5,1 bilhões. A nota diz, porém, que o Conselho de Administração considerou prematuro fazer provisões para todo montante, que vai além das estimativas de perdas no ano.

O argumento que tentava explicar o ocorrido era de que as transformações estruturais ocorridas no mercado de energia “eliminaram as

oportunidades de lucro nestes empreendimentos e acarretaram prejuízos substanciais para a Petrobras”. Daí a necessidade de rever os contratos, já que está perfeitamente identificado um processo de enriquecimento sem causa de suas parceiras nestes projetos. E esses requisitos caracterizam a onerosidade desses contratos.

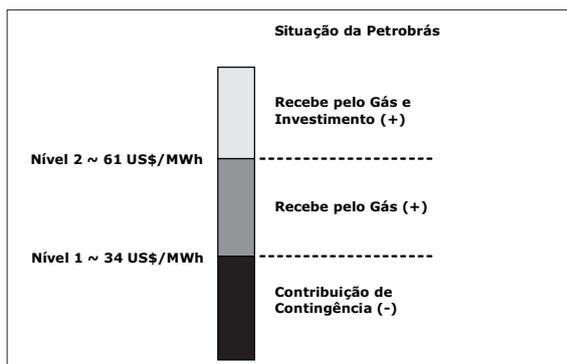
Independente das interpretações jurídicas, para dizer o mínimo, o contrato era baseado numa interpretação totalmente equivocada, sobre o mercado spot brasileiro. De forma simples e tomando como exemplo o caso da usina Macaé Merchant de propriedade da El Paso, a questão está a seguir:

Para começar a haver retorno no investimento da Petrobrás, seria necessário que o preço de venda ultrapassasse US\$ 61/MWh¹ e, mesmo nesse nível, o diferencial seria dividido igualmente com a proprietária da usina. Abaixo de US\$ 34/MWh a Petrobrás deveria pagar a contribuição de contingência cobrindo todos os custos. Acima de US\$ 34/MWh, caso esta fosse a declaração de preço de despacho da usina, a Petrobrás passaria a receber pelo fornecimento do gás.

Para ilustrar, a figura abaixo define as 3 regiões de preço de venda da energia que definem a situação da Petrobrás como investidora. Na região preta a Petrobrás paga a contribuição de contingência. Na região cinza a Petrobrás recebe apenas pelo fornecimento do gás. Apenas na região branca a Petrobrás é ressarcida pelo suprimento do gás e, proporcionalmente ao preço, aos seus aportes de recursos. Nessa região a Petrobrás divide o diferencial acima do Nível 2 com o PIE.

1 Não se a data do estudo, mas o dólar médio em 2001 atingiu um valor de R\$ 2,4. O custo marginal de expansão naquele período era estimado estar no entorno de US\$ 40/MWh. Portanto, o nível de US\$ 61 seria superior ao custo marginal de expansão. Como mostrado no capítulo II, a ocorrência sistemática desse nível no cmo indicaria desequilíbrio estrutural.

Figura A3.1. As 3 regiões de preço de venda e a situação da Petrobrás.

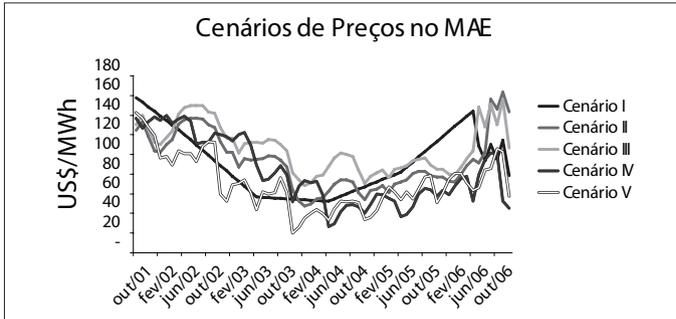


Portanto, quando o sistema está em equilíbrio, a baixa probabilidade de que os preços do MAE superem os níveis acima é evidente. Em termos concretos, qualquer cenário que se faça sobre possíveis tendências do mercado spot deveria ser realizado apresentando-se as distribuições de probabilidade dos respectivos preços, pois a dispersão em torno da média é muito alta. A utilização de projeções baseadas apenas nas médias pode levar à conclusões completamente equivocadas.

O documento “Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica Projeto: El Paso Merchant” comete esse erro ao projetar cenários futuros de preços de curto prazo no item titulado como “Geração das curvas de Previsão de Preços”. As curvas apresentadas abaixo (Figura A3.2) a partir de uma data origem outubro de 2001 se estendem até novembro de 2006 sem informação sobre a dispersão das mesmas. Essa dispersão se faz não só pela grande dependência da hidrologia tropical, mas pelo fato de que a incerteza aumenta à medida que se estende o horizonte da previsão. Certamente as médias dos Custos Marginais de Operação podem ser as apresentadas no gráfico, mas a dispersão dos valores que resultaram nessa média a faz sem significância e coloca em dúvida a atratividade desse mercado. Caso as mesmas curvas fossem apresentadas

com as respectivas distribuições de probabilidade, seria evidente a pouca significância dos cenários.

Figura A3.2. Cenários de preços utilizados no “Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica Projeto: El Paso Merchant”



Para se ter uma idéia da possibilidade de reversão na situação de armazenamento de energia nos reservatórios, mesmo nas condições de insuficiência de investimentos vigentes à época da assinatura do contrato, basta observar os números de energia natural afluente dos sistemas.

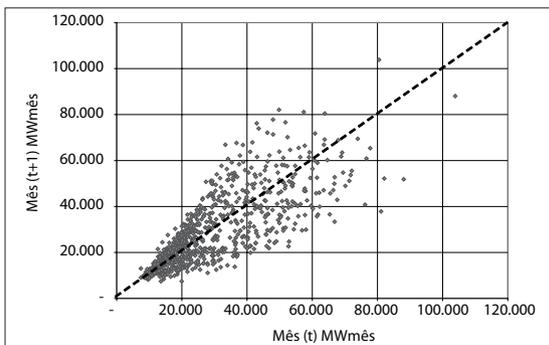
Em 2001, os níveis dos reservatórios do sudeste oscilaram de um máximo de 35% em abril até 20% em outubro. Pode-se dizer que, aproximadamente, em termos anuais tínhamos apenas 25% da capacidade total. Dado que a capacidade máxima é de 176 GWmês², ou aproximadamente 15 GW médios anuais, reservávamos apenas cerca de 4 GW médios no mês de setembro. Entretanto, basta observar a

2 Utilizando os dados de capacidade máxima de armazenamento da configuração 2004 e não de 2001, entretanto essa imprecisão não altera o diagnóstico, dado que, não houve adição de grandes reservatórios no período e que o aspecto importante aqui é a característica estrutural entre armazenamento e energia natural afluente, praticamente a mesma entre 2001 e 2004.

distribuição de probabilidades da energia natural afluyente do sistema SE+CO para notar que uma hidrologia um pouco acima da média³ (entre 31 e 37 GW_{med}) poderia reverter a situação e alterar profundamente o quadro de escassez, jogando os preços para baixo.

É importante observar que, apesar de haver alguma correlação fraca mensal (Figura A3.3) na série de energias afluentes, a correlação anual é quase inexistente como mostra o gráfico de dispersão entre a energia do Ano t e t+1 na figura A3.4.

Figura A3.3. Gráfico de dispersão entre energias afluentes mensais consecutivas. Região SE+CO

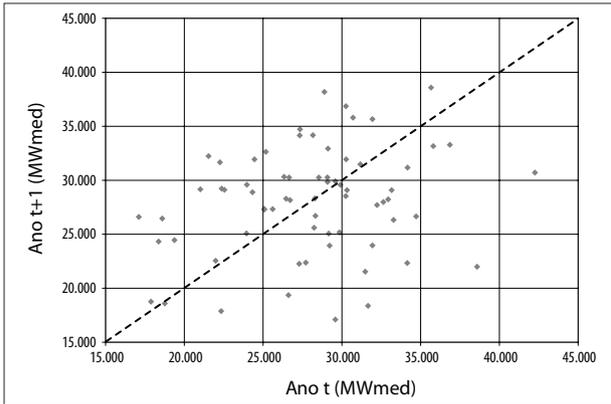


Essa constatação estatística significa que, dada certa situação de suprimento em certo ano, função de certo volume de energia afluyente, há muito pouca informação sobre qual será a situação no ano seguinte. Adicionalmente, dada a dispersão das energias naturais e seus volumes comparados à capacidade de armazenamento, um agravamento de uma situação de escassez é possível assim como sua superação. Entretanto, dada a hipótese pessimista sobre a energia assegurada, as estatísticas

3 No gráfico de distribuição de probabilidades (figura 3) este valor está associado a uma probabilidade de 15%.

do histórico de afluições indicam que a superação é mais provável. Contudo, “provável” não significa garantia, e daí decorre a quase impossibilidade de se projetar preços médios para o MAE com algum grau de significância para fins de projeção de receita.

Figura A3.4. Gráfico de dispersão entre energias afluentes auais consecutivas. Região SE+CO

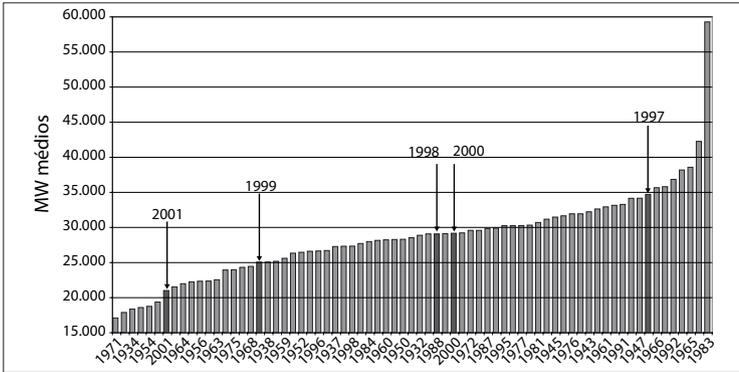


Dada as características do sistema brasileiro, praticamente inexistem informações probabilísticas significativas de um ano hidrológico para uma estimativa energética do ano subsequente. Adicionalmente, em função da grande dispersão de valores de energias naturais e das dimensões relativas entre energia afluyente e reserva, anos hidrológicos favoráveis podem “mascarar” situações estruturais críticas por longo tempo. Isso significa que, nas atuais regras de operação do sistema brasileiro, podem ocorrer longos períodos de preços baixos no spot mesmo em configurações com riscos maiores que 5%.

A figura A3.5 abaixo mostra que, apesar do ano de 2001 não ter sido o pior do histórico, observou-se uma das menores ocorrências de

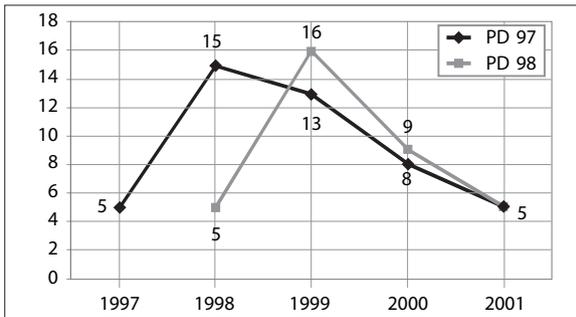
energia natural. Dos últimos 4 anos antes de 2001, apenas 1999 registrou energia afluenta abaixo da média.

Figura A3.5. Energias afluentes no sistema SE+CO ordenadas em ordem crescente



Os planos decenais de expansão da Eletrobrás, desde 1996, apontavam para custos marginais de operação médios bastante altos, ou, analogamente, riscos acima de 5%, como mostram os gráficos abaixo.

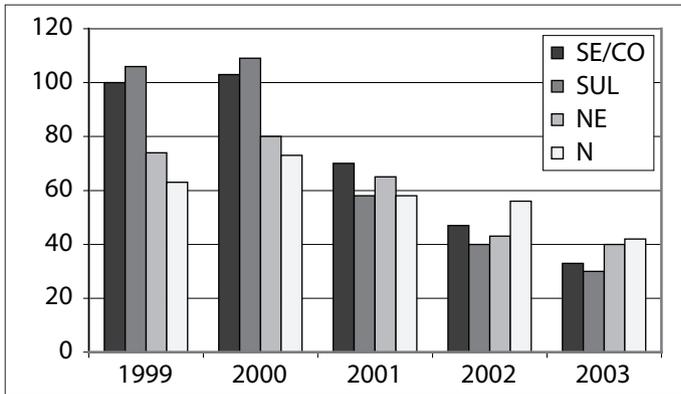
Figura A3.6. Riscos de racionamento previstos nos planos decenais de expansão.



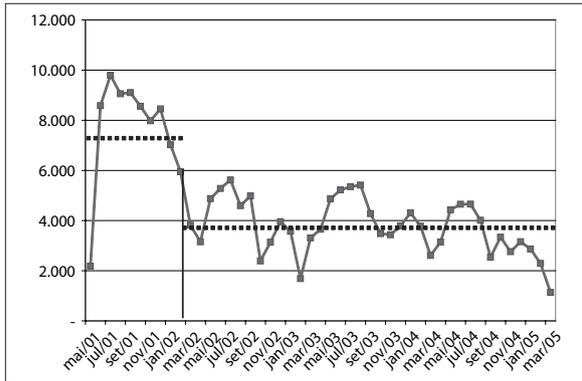
Como exemplo do que ocorreu nesse período pré-acionamento, o gráfico abaixo mostra a projeção do custo marginal de operação médio como consta do Plano Decenal de Operação de 1998. Os valores do eixo vertical estão em US\$ e, na época, a cotação da moeda americana oscilava entre R\$ 1,90 e 2,2. Portanto, o custo marginal acima de US\$ 100 significa um valor acima R\$ 200/MWh no mercado SE/CO. Entretanto, como se pode observar na figura 25, no período anterior ao racionamento (janeiro de 1999 até maio de 2001), em apenas 3 dos 30 meses o preço excedeu esse nível. Observe-se que o ano de 1999 apresentou cmo's 10 vezes menores do que o valor médio previsto. Tal diferença não configura nenhuma inconsistência. Mostra apenas o caráter probabilístico da projeção.

A “projeção” do custo marginal de operação apresentada no Plano Decenal expõe apenas a média de uma distribuição bastante dispersa. Vale como alerta de risco, mas não é confiável como previsão de receita.

Figura A3.7. Custos marginais de operação médios previstos nos plano decenal de expansão 1998 em US\$/MWh.



**Figura A3.10. Diferença aproximada entre o mercado pós-
racionamento e a tendência anterior.**



Pode-se observar que, durante a vigência do racionamento, o mercado sofreu um decréscimo de aproximadamente 7.500 MW médios em relação à tendência anterior. Com o fim da vigência do decreto, o mercado subiu ligeiramente ficando cerca de 4.000 MW médios, abaixo da tendência anterior.

Um cálculo bastante aproximado revela que os 7.500 MW médios “economizados” pelo mercado consumidor nos 10 meses do racionamento representaram aproximadamente 60 TWh ou cerca de 1/3 da capacidade máxima de reserva⁴. Segundo dados do ONS, o ano de 2002 apresentou energias naturais afluentes no entorno de 88% da média, ou seja, cerca de 26.000 MW médios. Portanto, com esses dois efeitos, reverteu-se a situação crítica de abastecimento.

A partir de 2002, surge uma “sobra” provocada pela descontração da energia relativa aos contratos iniciais altamente concentrados nas empresas públicas. Aproximadamente 7.000 MW médios estavam “descontratados”.

⁴ Pode-se encarar a economia feita pelo consumidor como a “devolução” aos reservatórios do deplecionamento que garantiu e mascarou a crise estrutural causada pela falta de investimentos da década de 90. O sistema recupera a capacidade de gerar energia secundária.

Tanto o comportamento de contração do mercado quanto a entrada de novas usinas, incluindo as próprias merchants, parecem projetar para o futuro as sobras surgidas em 2002. A tabela A3.1 abaixo mostra a projeção preliminar constante do Plano de Operação do ONS em 2005 para as sobras até 2009. Caso o mercado estivesse absorvendo essa quantidade de energia, o sistema estaria em “equilíbrio” relativo ao risco de 5%, que, como mostram as distribuições de probabilidade do capítulo III, configuram uma situação desvantajosa para as térmicas merchants. Portanto, não se pode atribuir exclusivamente à queda do mercado a responsabilidade sobre a incapacidade do preço de curto prazo atingir valores que viabilizem economicamente essas térmicas. A queda apenas “agravou” o problema que, na realidade, é estrutural.

Tabela A3.1. Projeção preliminar do suprimento até 2009 – ONS – PMO 2005 - MW médios

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Oferta	50.161	51.804	54.078	56.085	56.903	57.737
Mercado	43.194	45.468	48.003	50.193	52.722	55.832
Sobras	6.967	6.336	6.075	5.892	4.181	1.905

Assim, pode-se afirmar que a queda de mercado observada após o fim do racionamento em 2002 é apenas uma coadjuvante na redução dos preços no mercado do curto prazo. A recuperação dos níveis dos reservatórios proporcionada por essa economia e as energias naturais próximas a média teriam derrubado esses preços.

As sobras de aproximadamente 15% observadas após 2002 mostram que, mesmo se o mercado estivesse absorvendo essa energia, as condições de suprimento corresponderiam ao risco de 5% que, como mostrado, apresenta baixa probabilidade do “spot” ultrapassar os níveis exigidos para que as térmicas fossem despachadas. Na realidade, todo o risco dos projetos foi assumido pela Petrobrás.

Anexo 4

Critério de Garantia, custos marginais e custo do déficit: Uma discussão conceitual

Introdução

O sistema interligado brasileiro, dada a característica singular de sua hidroeletricidade, é obrigado a administrar uma reserva hídrica compartilhada, que, no seu máximo, é energeticamente equivalente a metade do consumo anual da rede. Em que pese o lento decréscimo dessa capacidade, fruto de uma provável não adição de novas usinas com grandes reservatórios, o sistema brasileiro ainda é e será por muito tempo o maior sistema de armazenamento entre os principais sistemas elétricos do mundo.

A administração no tempo e no espaço desses “estoques”, sendo obrigatoriamente realizada de forma centralizada, configura um dos maiores problemas de otimização estocástica de grande porte. Dos modelos matemáticos que tratam o problema, resultam custos marginais de operação que são utilizados na definição do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças da CCEE no mercado de curto prazo. Desde a adoção do modelo mercantil, o processo de formação desse custo ganhou

uma grande importância, dado a influência desse parâmetro também na determinação das energias asseguradas dos novos empreendimentos que participam dos leilões de energia. Grosso modo, pode-se dizer que, sob esse dilema, o sistema brasileiro necessita de uma “simulação da operação” no futuro para determinar, hoje, os valores energéticos e os certames que definirão os investimentos futuros. Daí a importância do aprofundamento dos estudos sobre a política de operação.

As relações comerciais entre diversos agentes, principalmente hidráulicas e térmicas, dependem desse mercado. Assim, é importante lembrar que a viabilidade econômica da complementação térmica, praticamente uma política energética, depende fundamentalmente dessa estimativa.

Alvo de muitas críticas, a metodologia produz um preço, que, ao contrário da grande maioria dos mercados de energia no mundo, não reflete uma relação tradicional de demanda e oferta. Na formação desse preço não há os personagens comuns do mercado, o comprador e o vendedor. Se existe alguma relação antagônica, ela não se dá entre quem quer comprar e quem quer vender. Ela é uma relação temporal, onde, se quisermos dar uma interpretação mercadológica, estão os consumidores de hoje e os consumidores do futuro. O preço está muito mais ligado à oportunidade de consumir agora ou reservar a energia para o futuro.

Um dos incômodos desse preço é sua enorme volatilidade. Teoricamente, ele pode ir desde zero até um preço tão alto que pode ser considerado um “infinito” para os padrões de custo de energia atuais. Essa grande variância é um dos aspectos que se deve examinar, pois, como será exposto, ela pode ser minimizada.

O critério de garantia na “berlinda”

Esse texto é puramente conceitual e está baseado no questionamento de alguns mitos tradicionais do setor elétrico. Esse reexame pode ser resumido em algumas perguntas quase esquecidas:

- Porque o risco de 5%?
- Existe alguma metodologia capaz de definir qual o risco adequado?
- Existiria alguma metodologia capaz de definir qual o custo da falta de energia num mercado complexo e de amplitude nacional?
- Porque assumir um custo do déficit em patamar único quando se sabe que um déficit de 30 TWh (acionamento) é desproporcionalmente mais caro do que um déficit de 1 GWh?
- Na curva de custo do déficit utilizada na operação, em patamares, porque ela está dividida em 5%, 10%, 15% e 20%?
- É razoável que a curva de custo do déficit da operação seja distinta da utilizada no planejamento?
- Curvas de custo do déficit distintas gerarão séries de *cmo*'s distintas. Mesmo tendo a mesma média, apresentarão a mesma distribuição?
- Sendo a série de *cmo* o elemento ponderador na definição das energias asseguradas dos blocos hidráulico e térmico, como é possível usar *cmo*'s distintos dos usados na operação?
- Estaria o setor assegurando energias operacionalmente inviáveis? Ou ainda, estaria o setor operando em desacordo com as regras de operação embutidas na avaliação das energias asseguradas?

Nos últimos anos, na operação do setor, observam-se intervenções crescentes no papel do *cmo* no preço efetivo. Desde a criação da “curva de aversão ao risco”, de tempos em tempos, o critério econômico deixa de valer. Em seu lugar, assume um critério totalmente determinístico, muito parecido com a antiga curva limite, que, independente do seu valor, nada tem a ver com o processo de otimização assumido na metodologia do setor. Recentemente, em função de análises do Comitê de

Monitoramento da Operação, térmicas não tem sido desligadas, apesar de o *cmo* assumir níveis inferiores aos custos marginais dessas usinas.

A “energia de reserva”, recentemente criada e que será alvo de leilão específico é também uma espécie de “intervenção” na garantia. Uma vez que, teoricamente, os contratos das distribuidoras e mesmo aqueles firmados no ambiente livre devem atender a demanda com energias asseguradas calculadas sob o critério vigente e homologado pelo regulador, porque se necessitaria de uma garantia extra de reserva?

Obviamente, tudo isso nos remete à questão da credibilidade do critério de garantia. Dado o papel estrutural que a série de *cmo*'s desempenha na determinação da principal grandeza comercial do setor, a ausência de uma análise profunda sobre sua formação parece ser uma omissão grave.

Sendo o *cmo* a variável chave de toda a metodologia de otimização, como são definidos esses preços de curto prazo? Quais são as variáveis que afetam o cenário futuro visto pelo operador e determinam esse “valor” da reserva?

Certamente as fluências futuras, o mercado atual e futuro e a oferta atual e futura. Entretanto, outros parâmetros, geralmente pouco avaliados, são igualmente importantes nessa formação.

- Custos operacionais das térmicas.
- Taxa de desconto do futuro.
- Custo associado ao não suprimento ou custo do déficit de energia elétrica.

Embora cada um deles tenha grande influência, o presente texto pretende examinar apenas a questão conceitual da função custo de déficit.

Custo do déficit

É notória e compreensível a dificuldade de se estimar explicitamente e com precisão o custo do déficit de energia elétrica. A sociedade percebe essa carência de forma diversificada e não há modelo que consiga traduzir essa heterogeneidade em um número. Mesmo admitindo que um “custo social” faça tal representação, os estudos envolvem modelos econômicos bastante subjetivos. Além disso, são impregnados de incertezas, já que os intervalos de confiança dos parâmetros a serem estimados geralmente refletem a insuficiência de dados históricos. É importante lembrar também que os estudos baseados no passado podem refletir uma situação que, provavelmente, não se repetirá no futuro. Por mais complexa a metodologia, ainda assim, há uma grande dose de subjetividade na estimativa.

Sendo assim, o presente texto propõe uma nova conceituação. O parâmetro não precisa ser entendido apenas como um dado de entrada, exógeno aos modelos de operação. A proposta é perceber essa variável como uma “variável de controle” de uma estratégia de administração de um “estoque” energético, uma vez que, querendo ou não, ele exerce esse papel. É através desse parâmetro, dentre outros, que o operador decide usar ou preservar a reserva. No mínimo, o setor precisa realizar uma análise de sensibilidade dos custos marginais com esse valor e pesquisar se há alguma qualidade a ser preservada quando se adota uma curva específica.

Custos de déficit muito baixos podem resultar na simulação de muitos cortes de carga, desvalorizando a água estocada. Por outro lado, custos de déficit extremamente elevados podem resultar em estratégias de operação tão “cuidadas” com a reserva que podem acarretar vertimentos desnecessários podendo implicar, inclusive, em uma diminuição da capacidade de regularização. Essa simples constatação da inconveniência de extremos indica que pode haver uma relação ótima entre a dimensão da reserva e o parâmetro, que, dessa maneira deixa de ser exógeno.

Há, portanto, o desafio de buscar um valor intermediário que satisfaça uma estratégia de gestão econômica da reserva energética e um aproveitamento ótimo da complementação térmica. Entretanto, permanece ainda o problema de escolher um valor ou uma curva entre as muitas situações “intermediárias”. Como se mostrará a seguir, *há indícios de que se possa estabelecer um critério endógeno com muitas vantagens para o sistema.*

É necessário realizar uma extensa análise para decidir definitivamente se esse parâmetro é único ou se deve variar conforme a profundidade do déficit. Estratégias de gerenciamento da demanda e políticas de eficiência energética pesam a favor da curva crescente com a profundidade. A adoção do patamar único implica em dizer que o primeiro kWh não suprido tem o mesmo custo marginal do último, um princípio que fere a mais simples lógica, pois há uma percepção de que há um “agravamento” muito mais que proporcional ao tamanho do déficit. Sendo assim, propomos que seja analisada principalmente a influência da forma da *curva*, além do nível.

Também é de se notar que, nas simulações que definem a política de operação hoje, está-se assumindo que, nas trajetórias que resultam em déficit no futuro, nenhuma medida preventiva será adotada. Isso significa dizer que, depois de despachada a última térmica, o sistema assiste o *cmo* subir até o patamar do custo do déficit sem nenhuma atuação.

Ainda hoje há muitas incompatibilidades entre o critério utilizado na operação e o assumido no planejamento, podendo gerar energias asseguradas que não se realizarão na prática ou, inversamente, um nível operativo de segurança não explicitado no planejamento¹. Observe-se que, dependendo dos resultados, a análise proposta poderia, inclusive,

1 No momento, o ONS está analisando a adoção da mesma curva em patamar único adotada no planejamento e que define as energias asseguradas dos leilões.

buscar uma compatibilidade com a curva de aversão ao risco atualmente utilizada, que, em última instância, é outra função penalidade sem garantia de coerência com a curva do custo do déficit.

Um estudo para rever conceitos.

Para poder compreender o mecanismo e a magnitude dos resultados que podem decorrer dessa reflexão, é importante lembrar o princípio básico de que, na medida do possível, a média dos custos marginais de operação (*cmo*) obtidos com as diversas curvas em patamares a serem testadas não deve diferir do custo marginal de expansão (*cme*). Esta igualdade deve ser perseguida na medida em que ela representa o interesse público de se ter um setor energético dimensionado sob princípios de mínimo custo total.

Se a sociedade percebe que não dispõe mais de fontes de energia barata e isso é traduzido por um *cme* mais alto, o sistema deve usar os recursos disponíveis de tal modo que, em média, os *cmo*'s sejam mais altos. Se a expansão é cara, o sistema existente deve “adiar” essa alternativa e suportar uma carga maior.

Hoje, o desequilíbrio está evidente no PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA - PEN 2007 RELATÓRIO EXECUTIVO que pode ser obtido no site do ONS por qualquer interessado.

Lá, na página 21, os custos marginais médios anuais para o período 2008 – 2011 são respectivamente R\$ 213,76/MWh - R\$ 235,72/MWh - R\$ 194,00/MWh - R\$ 225,69/MWh. Para um cenário da economia um pouco mais aquecido, esses custos ainda sobem mais 20%. Esses valores são “médios” porque são calculados para uma grande quantidade de cenários hidrológicos, onde se encontram cenários bons e ruins. Assim se evita uma avaliação conjuntural dependente da meteorologia de momento.

Basta dar uma olhada nos resultados dos últimos leilões realizados para construção de novas usinas para perceber que, a grosso modo, o

preço de nova energia é aproximadamente R\$ 130/MWh. Portanto, se, na ocorrência de diversos cenários hidrológicos, o custo marginal de operação supera em muito o custo de expansão, o sistema “pede” uma nova usina. Afinal esse custo marginal não é o que traduz a necessidade de se ligar usinas térmicas preservando a reserva de água? Não é esse número que, através de uma complicadíssima fórmula se determina a energia “assegurada” das usinas? Não é esse número que determina o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) no mercado atacadista? Em suma, se esse número é alto o custo de consumo em combustíveis não é maior? Parece que não há como contestar esse fato e, deste modo, o sistema está em desequilíbrio estrutural.

É fato que a estimativa do *cme* é outro problema com dificuldades próprias. Entretanto, é preciso esclarecer que, para esse estudo, não há a necessidade de precisão nesse parâmetro. *O importante é que certa configuração testada com duas funções de custo do déficit distintas sejam comparadas com um mesmo nível de cmo médio.* Ou seja, ao se alterar a curva, altera-se a média e, portanto, é preciso reajustar a carga crítica para que a média dos *cmo*'s retorne ao mesmo nível. Portanto, o princípio básico a ser mantido no estudo será sempre a igualdade da média dos *cmo*'s a um mesmo *cme*, mesmo que não se tenha um valor definitivo para esse parâmetro. No passado, algumas análises de sensibilidade sobre o parâmetro custo do déficit foram realizadas sem o cuidado de se reajustar a carga crítica a cada mudança do parâmetro². Evidentemente, o efeito analisado foi muito menor do que o pretendido nesse estudo.

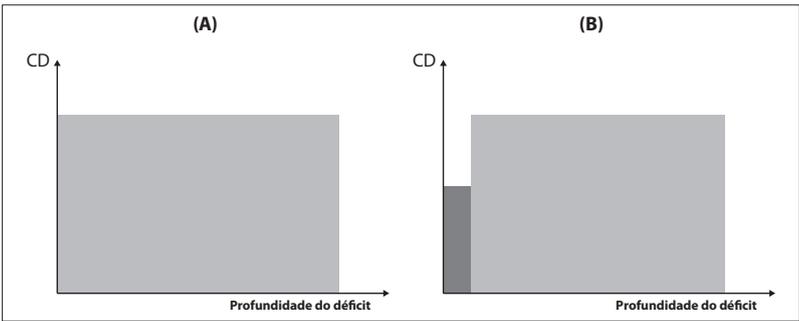
É importante observar também que, *num primeiro momento, o estudo deve abandonar qualquer restrição sobre o risco de déficit, que será um resultado e não um parâmetro fixo.* É evidente que, posteriormente, ainda será possível ajustar a curva de tal modo que se atinja qualquer

2 No momento, o ONS está analisando a adoção da mesma curva em patamar único adotada no planejamento e que define as energias asseguradas dos leilões.

nível de risco que se queira. Contudo, a pesquisa exige que se relaxe essa restrição para se ter a liberdade necessária para buscar formas de curva que tragam melhorias significativas no *cmo*.

Como os testes serão realizados para certa configuração do parque no futuro, a tarefa se resumirá a descobrir qual a carga crítica que iguala a média dos *cmo*'s ao *cme* para uma dada curva de custo do déficit. Como a curva do CD é influente no *cmo* e a sua média será igualada ao *cme*, a grande questão que surge é: Se a mudança da curva CD não vai afetar a média dos *cmo*'s, pois ela será sempre reajustada através da carga que iguala o *cmo* médio e o *cme*, que outra característica será afetada? Há fortes indícios de que a distribuição de probabilidade dos *cmo*'s é a "variável dependente" da forma da curva CD.

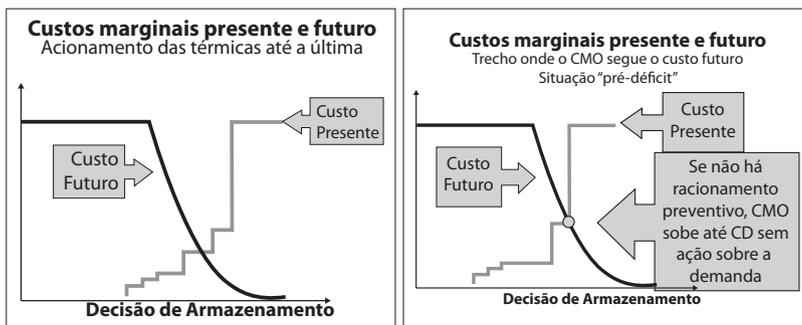
Para compreender esse efeito, basta imaginar duas situações marginalmente distintas: A simulação da operação resultante da adoção do patamar único (A) e a resultante de um uma curva onde o primeiro % de déficit tenha um valor entre a térmica mais cara e o patamar único (B).



A simulação da operação (B) fará racionamento preventivo antes da simulação (A), pois o patamar correspondente a 1% tem custo inferior ao CD. Isso equivale a ter uma térmica fictícia correspondente a 1% da carga que, "acionada" alivia a demanda por reserva. Portanto, em situação hidrológica desfavorável, o *cmo* da simulação (B) é inferior ao

da simulação (A) que não conta com esse “alívio” de carga. Ora, se a frequência desses *cmo*'s mais altos se reduz e a média é mantida constante e igual a cme^3 , é sinal que a frequência dos custos mais baixos tem que se elevar, caso contrário a média cairia. Portanto, a distribuição de probabilidade dos *cmo*'s é afetada e sua variância se reduzirá. Bastaria agora estender esse raciocínio para vários patamares crescentes.

O bizarro comportamento embutido na operação com o patamar único também pode ser compreendido quando a curva de custo futuro corta esse patamar. Como mostrado nas figuras abaixo, que mostram os patamares das térmicas e o patamar do custo do déficit, após despachar a térmica mais cara, o *cmo* continua subindo. Nesse ínterim, apesar da evidência do aumento de risco, o patamar único, por ser muito alto, impossibilita qualquer ação que “alivie” o sistema. Isso pode ser visualizado no gráfico 2 que indica uma situação “pré-déficit” onde o *cmo* subirá seguindo o aumento do custo futuro até atingir o nível do patamar único. Teoricamente o sistema só faz um racionamento preventivo quando $cmo = CD$. Na prática, essa situação seria tardia e desastrosa.



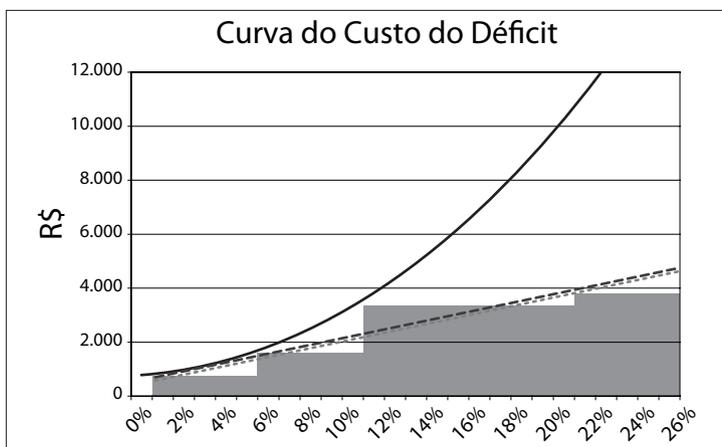
3 Nesse caso, em função da redução dos *cmo*'s altos, aumenta-se a carga crítica de modo a reajustar a média de $cmo = cme$.

Além disso, possíveis trajetórias que provoquem déficits de 1% são valoradas com o mesmo custo marginal que trajetórias com déficits de 20%.

A atual curva em uso pela operação tem algumas “distorções”:

- Os patamares de 5% da carga são muito grandes e não propõem diferenciar cortes que correspondem a toda a energia consumida pelo estado do Paraná.
- Utilizando-se o conceito da térmica fictícia, 5% da carga (~ 2.5 GW médios) é um valor extremamente alto para qualquer térmica.
- A curva utilizada no setor tem a aparência dos patamares de cor cinza. Fica evidente que ela tem uma estranha proporcionalidade. Os patamares 1,2 e 4 guardam uma relação quase que linear, ou seja, os déficits se “agravam” linearmente. O valor do patamar 1 é aproximadamente 1/2 do patamar 2 e ¼ do patamar 4. Se há uma intenção de proporcionalidade, o patamar 3 é a exceção, um ponto fora da curva. Se, por outro lado, observarmos a evolução dos patamares 1,2 e 3, nesse caso, o patamar 4 é a exceção. Exemplificando e buscando uma coerência na seqüência desses patamares, a curva vermelha é uma parábola do segundo grau passando pelos patamares 1,2, e 3. Nesse exemplo, o patamar 4 deveria, por coerência, atingir um valor acima de R\$ 10.000.

Portanto, o que se propõe é substituir essa curva em 4 patamares por uma família de curvas com “steps” menores (por exemplo 1%). O formato seria crescente, mas de contorno livre, podendo ser linear, parabólico ou exponencial. Para relacionar essa família de curvas à atual situação, o “nível” da curva poderia ser relacionado ao ponto onde ela cortaria o patamar único.



Avaliação dos possíveis impactos da adoção de mudanças no parâmetro custo do déficit.

Há, evidentemente, uma grande preocupação com mudanças drásticas nos critérios que hoje determinam, não somente a operação, mas, todas as quantidades comerciais e os leilões por novos empreendimentos. Portanto, de início, é preciso refletir quais são as variáveis que podem ser impactadas.

O risco de déficit.

Hoje o critério que define o equilíbrio entre oferta e demanda nos planos de expansão do setor é o de risco máximo de 5%. Ou seja, aceitam-se situações onde, simulando-se a operação do sistema ao longo de 2.000 anos usando séries sintéticas de afluências, verifica-se déficit anual de energia em no máximo 100 anos. Observe-se que não há exigências sobre o tamanho dos déficits.

Por outro lado, sabe-se que, quanto maior o custo do déficit, menor deveria ser o risco assumido. Portanto, a definição de um risco máximo

e um custo para o déficit são “duas faces da mesma moeda” e, como tal, têm que ser compatibilizadas⁴.

Como o estudo pretende manter como princípio fundamental a igualdade entre *cmo* médio e *cme*, o risco é um resultado nos testes e, portanto, não há garantias de que para alguns testes o risco máximo não ultrapasse os 5% hoje arbitrados.

Entretanto, como delineado acima, espera-se um efeito sobre a distribuição de probabilidade dos *cmo*'s e, provavelmente, sobre a distribuição dos déficits. Se as expectativas se confirmarem, será possível “trocar” déficits mais profundos por vários pequenos déficits. Ou seja, há a possibilidade de se ter um risco maior, mas com déficits menores e, portanto, mais controláveis. Como argumento favorável a esse enfoque, lembramos que, nas simulações dos 2000 anos com séries sintéticas, muitas situações de “quase esvaziamento” da reserva não são computadas como déficit, apesar de sua “proximidade” com um déficit. O que se está afirmando é que, dadas as incertezas futuras nas simulações, sobrar 1% da carga ou faltar 1% são eventos muito similares.

Mas, como o perfil da curva de custo do déficit (CD) é a principal característica a ser testada, se a exigência de um risco máximo de 5% tiver que ser atendida, ainda se poderia variar o nível da curva de CD preservando-se, entretanto, o seu perfil. Dessa forma, ao que tudo indica, ainda haveria a possibilidade de se “controlar” o nível de risco máximo desejado.

Carga crítica ou energia assegurada do sistema.

De modo similar ao risco, adotada a igualdade entre *cmo* médio e *cme*, a carga crítica é inversamente proporcional ao custo do déficit. Ou seja, a um aumento do nível da curva, deve corresponder uma diminuição da

⁴ Na realidade há uma “dupla definição” do critério de garantia. Definido o risco máximo, o setor sabe calcular qual o custo “implícito” do déficit. Por outro lado, definido um custo do déficit e adotando-se a igualdade entre *cme* e *cmo* médio, o risco está definido.

energia assegurada ou carga crítica do sistema.

Entretanto, mais uma vez, lembramos que o nível é uma das características testadas, mas há ainda a forma da curva. Como se espera uma alteração da distribuição de probabilidades do *cmo*, é bastante provável que, muito mais que o valor global da carga crítica ou energia assegurada do sistema, a repartição dessa energia assegurada entre as classes de geração seja o principal parâmetro afetado.

Na metodologia atual, as hidráulicas geram mais quando o *cmo* é baixo, e, portanto, sendo o *cmo* o elemento ponderador, elas podem estar subavaliadas. Uma série de *cmo*'s com uma distribuição mais concentrada irá fornecer outra visão sobre o problema da responsabilidade entre térmicas e hidráulicas.

Glossário

AMPLA	Ampla Energia e Serviços S. A. (antiga CERJ)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BANDEIRANTE	A Bandeirante Energia S.A
Btu	Acrônimo para British Thermal Unit (ou Unidade térmica Britânica) é uma unidade de medida não-métrica (quantidade de energia necessária para se elevar a temperatura de uma massa de uma libra de água em um grau fahrenheit)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (sucedeu o MAE)
ccritica	Carga Crítica de um sistema ou de um sub-sistema - Equivale a maior carga suportada por um sistema obedecidos critérios de garantia (atualmente procura-se estabelecer a carga que faça com que o custo marginal médio seja igual ao custo marginal de expansão e que o risco de déficit não ultrapasse 5%)
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul
CELB	Companhia Energética de Borborema
CELPA	Companhia de Eletricidade do Estado do Pará
CELPE	A Companhia Energética de Pernambuco
CEMAT	CENTRAIS ELETRICAS MATOGROSSENSES S.A
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CERJ	Compania de Eletricidade do Rio de Janeiro (hoje corresponde à AMPLA)

CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
CESP	Centrais Elétricas de São Paulo
cme	Custo marginal de Expansão - Aumento de custo associado ao atendimento de um aumento marginal de carga com a expansão do conjunto de usinas.
cmo	Custo Marginal de Operação - Aumento de custo associado ao atendimento de um aumento marginal de carga com o mesmo conjunto de usinas.
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
ELEKTRO	Elektro Distribuidora
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROPAULO	AES Eletropaulo
ENDESA	Grupo controlado por capitais espanhóis controladora da distribuidora AMPLA entre outros investimentos.
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S.A.
ENERSUL	Energias do Brasil - Mato Grosso do Sul
ESCELSA	Espirito Santo Centrais Elétricas S. A.
Fator de Capacidade	Relação entre a energia efetivamente produzida e a máxima teórica utilizando-se toda a potência instalada
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema
GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil
GW	Giga Watt (corresponde a 1000 MW ou 1000.000 kW)
ICOLD	International Commission on Large Dams
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

IHA	International Hydropower Association
IRA	International Rivers Association
LIGHT	Light S. A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica (sucedido pela CCEE)
MANAUS ENERGIA	Distribuidora de Manaus
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo -Projeto de mecanismo de desenvolvimento limpo, ou simplesmente MDL, é um dispositivo do Protocolo de Quioto que permite aos países desenvolvidos compensarem suas emissões de gases causadores do efeito estufa por meio de um projeto de energia limpa instalado em países em desenvolvimento.
MW	Mega Watt (corresponde a 1000 kW)
MW médio	Medida de energia associada a um intervalo de tempo. Por exemplo, total produzido em um ano dividido pelo número de horas do ano (8760).
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development -Organização que conta com países cujos governos têm compromissos com a democracia e a economia de mercado.
OFFER	(Office of Electricity Regulation) Órgão de regulamentação de mercado de energia elétrica na Inglaterra
ONS	Operador Nacional do Sistema
PNB	Produto Nacional Bruto - O Produto Nacional Bruto (PNB) é uma expressão monetária dos bens e serviços produzidos por fatores de produção nacionais, independentemente do território econômico.
PPA	Power Purchase Agreement

PUHCA	Public Utility Holding Company Act - Lei americana de 1935 que regula os serviços públicos.
SAELPA	Energisa Paraíba
SELIC	Taxa SELIC, apurada no Sistema Especial de Liquidação e Custódia, é obtida mediante o cálculo da taxa média ponderada e ajustada das operações de financiamento por um dia, lastreadas em títulos públicos federais e cursadas no referido sistema ou em câmaras de compensação e liquidação de ativos, na forma de operações compromissadas, ou seja, venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante com compromisso de revenda, assumido pelo comprador, para liquidação no dia útil seguinte.
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo (unidade usada para comparar fontes de energia)
TWh	Tera Watt-hora (corresponde a 1 bilhão de kWh)
WCD	World Commission on Dams - Comissão Mundial de Barragens
WEC	World Energy Council
UBP	Uso de Bem Público
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
RGR	Reserva Global de Reversão - Fundo criado para remunerar investimentos remanescentes no fons de concessão.