

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EXCEDENTE
NO SETOR SUCROALCOOLEIRO:
ENTRAVES ESTRUTURAIS E CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

ZILMAR JOSÉ DE SOUZA

TESE DE DOUTORADO

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EXCEDENTE
NO SETOR SUCROALCOOLEIRO:
ENTRAVES ESTRUTURAIS E CUSTOS DE TRANSAÇÃO**

Zilmar José de Souza

Tese apresentada à Universidade Federal de São Carlos, Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Produção - Área de Concentração: Gestão da Produção, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Furquim de Azevedo

**São Carlos
2003**

**Ficha catalográfica elaborada pelo DePT da
Biblioteca Comunitária/UFSCar**

S729ge

Souza, Zilmar José de.

Geração de energia elétrica excedente no setor
sucroalcooleiro: entraves estruturais e custos de transação /
Zilmar José de Souza. -- São Carlos : UFSCar, 2004.
278 p.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal de São Carlos,
2003.

1. Setor sucroalcooleiro. 2. Bagaço de cana-de-açúcar. 3.
Energia elétrica - cogeração. I. Título.

CDD: 338.17 (20^a)

DEDICATÓRIA

À minha esposa **Raquel**, pelo companheirismo, apoio, carinho e dedicação demonstrados em todos os momentos de nossa união.

Ao meu pai **Vilmar**, à minha mãe **Maria do Carmo**, à minha irmã **Carla** e ao meu cunhado **Magno**, pelo exemplo de cooperação e incentivo em todos os momentos de minha vida.

Aos meus parentes, em especial à minha **avó**, aos parentes de minha esposa e amigos pelo apoio no transcorrer desta jornada.

Ao (À) meu (minha) **filho (a)** que nascerá.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Dr. Paulo Furquim de Azevedo, orientador desta tese, pelo imensurável apoio e motivação, pela qualidade de suas observações, pelo extremo profissionalismo e pela constante dedicação durante o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia de Produção da Universidade Federal de São Carlos. Especialmente, agradeço aos Professores Doutores Luiz Fernando de Oriani Paulillo e Marcelo Silva Pinho, pelo apoio e valiosas contribuições para o aperfeiçoamento deste trabalho.

À Professora Doutora Heloisa Lee Burnquist e ao Professor Doutor Rudinei Toneto Júnior que se dispuseram a compor a banca de defesa, contribuindo com relevantes observações para o aprimoramento desta tese.

Aos colegas do curso de doutorado e de trabalho, pelo constante companheirismo.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia de Produção, pela presteza e inestimável auxílio.

A todos os profissionais envolvidos na realização deste trabalho, pelo fornecimento de dados e pela troca de idéias.

SUMÁRIO

	Página
A) INTRODUÇÃO.....	18
A.1) Tema da pesquisa.....	21
A.2) Problema de investigação.....	21
A.3) Justificativa.....	21
A.4) Objetivos.....	24
A.4.1) Objetivo geral.....	24
A.4.2) Objetivos específicos.....	25
A.5) Hipótese.....	25
A.6) Material e métodos.....	25
A.6.1) Procedimento metodológico.....	26
A.6.2) Forma de análise dos resultados.....	27
A.7) Estrutura da tese.....	27
1 ASPECTOS MICROECONÔMICOS DO SETOR ELÉTRICO.....	29
1.1 Características gerais do produto energia elétrica.....	29
1.2 Características dos segmentos da indústria de energia elétrica.....	35
1.2.1 A “commoditização” da energia elétrica.....	43
1.2.2 A separação de outros produtos e serviços.....	47
1.2.3 Transparência nos preços.....	49
1.2.4 Separando risco financeiro do risco de produção.....	50
1.2.5 Modelos tarifários e a questão dos incentivos.....	51
2 VISÃO SISTÊMICA E EVOLUTIVA DO SETOR ELÉTRICO.....	54
2.1 O ambiente institucional e organizacional de 1879 a 1934: os passos iniciais	54
2.2 Décadas de 30 e 40: alterações no ambiente institucional e organizacional....	58
2.3 O início do modelo predominantemente estatal: 1950 a 1961.....	60
2.4 Consolidando o modelo: 1961 a 1981.....	62

2.5 O auge do modelo: 1981 a 1995.....	63
2.6 As bases de um novo arranjo institucional.....	66
2.6.1 A reestruturação institucional e organizacional do setor elétrico: 1995 a 2001.....	66
2.6.1.1 A Aneel.....	70
2.6.1.2 O Mercado Atacadista de Energia e novas formas de comercialização.....	71
2.6.1.3 O Operador Nacional do Sistema.....	78
2.6.1.4 A formação de preço no mercado <i>spot</i>	80
2.6.1.5 Consumidores livres e cativos.....	82
2.6.1.6 Os agentes comercializadores.....	85
2.6.1.7 As alterações no ambiente institucional.....	86
3 O AMBIENTE TECNOLÓGICO, INSTITUCIONAL E COMPETITIVO.....	96
3.1 O Ambiente Tecnológico.....	96
3.1.1 O bagaço no Sistema Agro-industrial Sucroalcooleiro.....	96
3.1.2 Definição de co-geração.....	100
3.1.3 A tecnologia.....	105
3.1.3.1 Gerando energia elétrica.....	105
3.1.3.2 A tecnologia madura.....	107
3.1.3.3 A gaseificação.....	109
3.1.3.3.1 A gaseificação no setor sucroalcooleiro.....	110
3.2 O Ambiente Competitivo e Institucional.....	111
3.2.1 As condições de financiamento.....	111
3.2.1.1 O Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar.....	112
3.2.1.2 <i>Project finance</i>	113
3.2.1.3 As normas de comercialização de toneladas evitadas de carbono.....	116
3.2.1.4 As estratégias do agente sucroalcooleiro no financiamento.....	123
3.2.2 As normas de comercialização de excedentes e o ambiente competitivo.....	128
3.2.2.1 A venda a consumidores livres.....	130
3.2.2.1.1 As condições de livre acesso às redes de transporte de energia elétrica.....	132

3.2.2.2 A venda ao agente comercializador.....	134
3.2.2.3 A venda às distribuidoras locais.....	136
3.2.2.4 A melhora no preço em 2001.....	138
3.2.2.5 O Valor Normativo e sua importância.....	141
3.2.2.6 As estratégias das distribuidoras depois da crise de oferta.....	145

4 A GERAÇÃO DE EXCEDENTES: ESTRATÉGIAS E DESEMPENHO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO..... 150

4.1. O hiato produtivo.....	150
4.1.1 O potencial de co-geração.....	150
4.1.2 Cenários tecnológicos para geração de excedentes.....	152
4.1.2.1 O modelo e seus resultados.....	152
4.2 A importância da geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.....	155
4.3 Objetivo das entrevistas.....	158
4.3.1 Metodologia.....	158
4.3.2 Resultados.....	162
4.3.2.1 A Produtora Independente de Energia.....	162
4.3.2.2 Usina A.....	166
4.3.2.3 Usina B.....	172
4.3.2.4 Usina C.....	175
4.3.2.5 Usina D.....	179
4.3.2.6 Usina E.....	181
4.3.3 Síntese e discussão dos resultados.....	185

5 POLÍTICAS SETORIAIS..... 191

5.1 Definição de fontes alternativas.....	191
5.2 Política setorial governamental americana.....	194
5.3. Propostas brasileiras para o desenvolvimento da comercialização de excedentes.....	199
5.3.1 Política setorial governamental.....	201
5.3.1.1 O Proinfa.....	203

5.3.1.1.1 A primeira fase.....	204
5.3.1.1.2 A segunda fase.....	208
5.4 Diretrizes específicas para a comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.....	213
5.4.1 Financiamento.....	213
5.4.1.1 A diferenciação por tecnologia.....	214
5.4.1.2 A diferenciação por índice de mecanização.....	217
5.4.1.3 A diferenciação por porte da empresa.....	218
5.4.1.4 Formação de Fundo Ético.....	219
5.4.1.5 <i>Project finance</i> envolvendo demandantes de CREs.....	220
5.4.2 Comercialização.....	222
5.4.2.1 Subvenção às tarifas de transporte.....	222
5.4.2.2 Extensão do universo de consumidores potencialmente livres.....	222
5.4.2.3 Formação de <i>pool</i> de usinas sucroalcooleiras e inclusão no MRE.....	223
5.4.2.4 Composição do Fator X: incentivo à aquisição de energia do setor sucroalcooleiro.....	225
5.4.2.5 Participação da energia gerada na safra na composição da Reserva Nacional.....	227
5.4.2.6 O auto-suprimento no “Novo Modelo do Setor Elétrico”.....	227
5.4.2.7 Incentivo à comercialização de excedentes de energia e de Certificados de Redução de Emissões.....	230
5.4.3 O incentivo tributário.....	231
5.4.4 Subsídios diretos - diferença do valor econômico entre fontes.....	232
5.4.4.1 Contribuição sobre fonte hidrelétrica para garantir taxa de atratividade do negócio.....	232
5.4.4.2 Utilização da estrutura da Conta de Consumo de Combustíveis.....	233
6 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	235

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	239
APÊNDICE.....	252
Aneel – resumo da legislação relevante do setor elétrico nacional.....	252
GLOSSÁRIO.....	270

LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela A.1 – Oferta interna de energia, por tipo de combustível, 1970–2001 (em %)	22
Tabela A.2 – Representatividade dos produtos derivados da cana (em %) e taxa de crescimento dos produtos derivados da cana (em %), 1990–2001	23
Tabela 1.1 – Consumo mundial de energia, por tipo de fonte, 1973–2000 (em %)	30
Tabela 1.2 – Componentes da tarifa média nacional, 2002 (em R\$/MWh)	48
Tabela 2.1 – Capacidade instalada de geração de eletricidade, 1930–1960 (em MW)	60
Tabela 2.2 – Origem dos recursos do setor elétrico, Brasil, 1967–1984 (em %)	64
Tabela 2.3 – Tarifa de energia elétrica real média, 1964–1991 (base 1964 = 100)	65
Tabela 2.4 – Empresas públicas no setor de energia elétrica brasileiro (dez/2000)	69
Tabela 2.5 – Preços médio mensal do MWh no MAE, submercados Norte e Nordeste, jul/01 a dez/02 (em R\$)	74
Tabela 2.6 – Preços médio mensal do MWh no MAE, submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, jul/01 a dez/02 (em R\$)	75
Tabela 2.7 – Matriz de índices de correlação para o preço médio mensal do mercado <i>spot</i> , “carga pesada”, período de jul/2001 a dez/2002	76
Tabela 2.8 – Critérios de classificação para o consumidor livre de energia elétrica	83
Tabela 3.1 – Resíduos sólidos domiciliares e industriais no Estado de São Paulo, 2002 (em milhões t/ano)	98
Tabela 3.2 – Produção e consumo final energético de bagaço da cana-de-açúcar por setor, 2001 (em %)	100
Tabela 3.3 – Perfil tecnológico de 138 usinas termelétricas do setor sucroalcooleiro paulista, 1999 a 2001	108

Tabela 3.4 – Protocolo de Kyoto, composição do Anexo I, por país.....	117
Tabela 3.5 – Emissões líquidas de CO ₂ equivalentes na produção e uso de cana-de-açúcar, Brasil, 1996 (em milhões de toneladas de CO ₂).....	120
Tabela 3.6 – Receita bruta estimada gerada por meio da comercialização de Certificados de Redução de Emissões, setor sucroalcooleiro, safras 93/94 a 00/01.....	121
Tabela 3.7 – Emissões de gases do efeito estufa por fonte de geração (em t/GWh).....	121
Tabela 3.8 – Emissões de gases do efeito estufa por fonte de geração, 2001 (em t).....	122
Tabela 3.9 – Cenários para emissões de gases do efeito estufa por fonte de geração, 2001 (em t).....	122
Tabela 3.10 – Montantes estimados de emissões de Carbono e Nitrogênio provenientes da queima de resíduos de palha, 2000 (em milhões de t.).....	123
Tabela 3.11 – Projetos de co-geração de energia elétrica por fonte alternativa de biomassa na carteira do BNDES (junho/2002).....	124
Tabela 3.12 – Dados estimados de produção de energia elétrica para as Usinas Santa Rita, Gasa, Maringá e Alcoazul.....	125
Tabela 3.13 – Tarifas de energia elétrica praticadas pela CPFL, válidas até 07 de abril de 2004 (em R\$/MWh).....	131
Tabela 3.14 – Médias de poder calorífico superior da biomassa da cana-de-açúcar, base seca.....	138
Tabela 3.15 – Exemplos de preços ofertados para o co-gerador sucroalcooleiro, 2001 (em R\$/MWh).....	139
Tabela 3.16 – Maiores tarifas médias de fornecimento de energia elétrica, 1998 – 2000 (em R\$/MWh).....	140
Tabela 3.17 – Critérios para preços de repasse das distribuidoras referente à compra de eletricidade por contratos bilaterais.....	141
Tabela 3.18 – Valor Normativo por tipo de fonte de geração, 2002 (em R\$/MWh).....	142
Tabela 3.19 – Preços de compra e de repasse em determinadas situações (em R\$/MWh).....	144

Tabela 4.1 – Potencial técnico de co-geração de energia elétrica, por setor industrial.....	151
Tabela 4.2 – Produção de energia excedente, conforme cenário tecnológico (em GWh/ano).....	154
Tabela 4.3 – Excedentes de energia elétrica, gerados conforme cenários tecnológicos, safra 2001/2002 (em MWh).....	154
Tabela 4.4 – Consumo faturado das concessionárias por classe de consumidor, Estado de São Paulo, maio a julho/2000 (em GWh).....	156
Tabela 4.5 – Distribuição das usinas termelétricas sucroalcooleiras por data de entrada em operação, Estado de São Paulo, 1948 a 2000.....	157
Tabela 4.6 – Unidades produtoras no Estado de São Paulo, safra 2001/2002 (em toneladas de cana moída).....	159
Tabela 4.7 – Unidades produtoras do setor sucroalcooleiro, Estado de São Paulo, por decis.....	160
Tabela 4.8 – Unidades produtoras no Estado de São Paulo, por porte de empresa.....	161
Tabela 4.9 – Entrevistas implementadas com representantes de unidades produtoras no Estado de São Paulo, jan/2003 a mai/2003, por porte de empresa..	161
Tabela 4.10 – Resumo dos principais resultados das entrevistas, Usinas A a E....	186
Tabela 4.11 – Tarifas de energia elétrica praticadas pela CPFL, segmento alta-tensão A4 (2,3 kV a 25 kV), válidas até 07 de abril de 2004.....	187
Tabela 5.1 – Evolução do consumo mundial de energia, 1700–2000 (em %)......	192
Tabela 5.2 – Capacidade instalada de Produtores Independentes de Energia Elétrica, EUA, 1980 a 1993 (em GW).....	195
Tabela 5.3 – Valores econômicos propostos pelo MME, por fonte de geração – 1ª fase (em R\$/MWh).....	206
Tabela 5.4 – Parâmetros sugeridos para cálculo do Valor Econômico para geração de energia elétrica por meio de bagaço de cana-de-açúcar, Proinfa – 1ª fase.....	207

Tabela 5.5 – Potência a instalar e energia a ser gerada, por fonte energética, Proinfa – 1ª fase.....	209
Tabela 5.6 – Potência a instalar e energia a ser gerada, por fonte energética, Proinfa – 2ª fase.....	210
Tabela 5.7 – Investimento a ser apropriado em eficiência energética pela CPFL, ciclo 2003/2004.....	216
Tabela 5.8 – Impostos selecionados sobre o preço de compra de equipamentos destinados à geração de energia elétrica por fonte de biomassa, Brasil (em %)...	231
Tabela 5.9 – Síntese das propostas de diretrizes para o incentivo à expansão da atividade de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.....	234

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 – Indústrias de rede: monopólio integrado verticalmente.....	40
Figura 1.2 – Indústrias de rede: separação vertical.	41
Figura 1.3 – Indústrias de rede: integração vertical e liberalização.....	42
Figura 2.1 – Segmentos do setor elétrico brasileiro.....	68
Figura 2.2 – Sazonalidade do armazenamento médio dos reservatórios e do consumo total de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste, jan. a dez.....	73
Figura 2.3 – Sistema elétrico interligado brasileiro, 2002.....	79
Figura 2.4 – Preço médio do MWh no mercado <i>spot</i> (em R\$) x nível de armazenamento nos reservatórios (em %), maio/00 a março/01.....	82
Figura 2.5 – Modelo organizacional do setor elétrico anterior a 1995 x modelo organizacional posterior a 1995.....	86
Figura 2.6 – Nível de armazenamento nos reservatórios, submercado Sudeste/Centro-Oeste, 31/dez/00 a 31/dez/01 (em % Energia Armazenada nos Reservatórios – EAR)	87
Figura 2.7 – Nível de armazenamento nos reservatórios, submercado Nordeste, 31/dez/00 a 31/dez/01 (em % Energia Armazenada nos Reservatórios – EAR)....	88
Figura 2.8 – Tarifas médias de energia elétrica por classe de consumo, a preços de abril de 2003, Brasil (em R\$/MWh).....	89
Figura 3.1 – Subprodutos do Sistema Agro-industrial Sucroalcooleiro.....	97
Figura 3.2 – Preço do bagaço de cana-de-açúcar, usina Galo Bravo, região de Ribeirão Preto, mar/00 a fev/02 (em R\$/t).....	99
Figura 3.3 – Sistema de geração e co-geração.....	101
Figura 3.4 – Participação da co-geração no total produzido de energia elétrica, países selecionados, 1999 (em %).....	103
Figura 3.5 – Capacidade instalada em co-geração, por setores, 2000 (em %).....	104
Figura 3.6 – Processo de geração de energia elétrica e vapor em uma termelétrica sucroalcooleira.....	106
Figura 3.7 – Estrutura de um <i>project finance</i> para a área de energia elétrica.....	115

Figura 3.8 – Emissão de CO ₂ no setor de energia, 1971 a 2020 (em milhões de t).....	119
Figura 3.9 – Estrutura de <i>project finance</i> para Usina Santa Rita – Programa CGDE.....	126
Figura 3.10 – Processo para obtenção de Certificados de Redução de Emissões, Companhia Energética Santa Elisa e Usina de Açúcar e Álcool Moema.	127
Figura 3.11 – Estruturas contratuais na prestação dos serviços de uso e de conexão às redes de distribuição e de transmissão no setor elétrico.....	133
Figura 4.1 – Usina Termelétrica PIERP, estágio inicial do projeto.....	163
Figura 4.2 – Usina Termelétrica PIERP, estágio final do projeto.....	163
Figura 4.3 – Diagrama de produção da Usina A, baseado em dados da safra 2001/2002.....	167
Figura 4.4 – Processo de geração de energia elétrica e vapor, Usina E.....	182
Figura 5.1 – Estrutura de um <i>project finance</i> para a área de energia elétrica, envolvendo Certificados de Redução de Emissões (CREs).....	221

RESUMO

Considerando um potencial estimado de geração de energia elétrica da ordem de 18 mil MW e a necessidade de expandir a capacidade nacional instalada de geração, bem como, de diversificá-la, a tese investigou os motivos para o baixo desempenho no aproveitamento das oportunidades de investimento presentes na geração de excedentes comercializáveis de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro. Para tanto, a pesquisa apresenta um diagnóstico dos principais entraves estruturais e custos de transação presentes na atividade de geração de excedentes de energia elétrica, mostrando a importância das instituições na decisão de expansão da atividade pelo setor sucroalcooleiro. Os resultados obtidos foram confrontados com a proposta de política setorial governamental para incentivo à atividade em pesquisa. Verificou-se a necessidade de aprimoramento do Ambiente Institucional proposto, conforme estipulado na hipótese central do trabalho. As diretrizes para políticas setoriais governamentais, propostas por esta tese, enfocam o financiamento à expansão da atividade; a comercialização dos excedentes; o incentivo tributário; e a concessão de subsídios diretos à expansão da atividade.

Especificamente, as diretrizes apresentadas quanto ao aspecto de financiamento foram: linhas oficiais diferenciadas por tecnologia empregada, por índice de mecanização e por porte de empresa; a Formação de Fundo Ético para o setor; e *projects finance* envolvendo Certificados de Redução de Emissões. No enfoque da comercialização, as diretrizes foram: subvenção às tarifas de transporte; a extensão do universo de consumidores potencialmente livres; a formação de um *pool* de usinas sucroalcooleiras e inclusão no Mecanismo de Realocação de Energia; a inserção da energia sucroalcooleira na composição do Fator X e na Reserva Nacional de Energia; alterações na questão do auto-suprimento das distribuidoras; e o incentivo à comercialização de excedentes de energia e de Certificados de Redução de Emissões. Foram também apresentadas diretrizes quanto ao incentivo tributário à atividade. Com relação ao aspecto de subsídios diretos, as diretrizes apresentadas abordam a utilização dos recursos advindos do Uso do Bem Público e da Conta de Consumo de Combustíveis para estímulo à expansão da atividade de comercialização de excedentes.

Palavras-chave: Co-geração. Bagaço de Cana-de-Açúcar. Setor Sucroalcooleiro. Setor Elétrico. Excedentes Comercializáveis. Políticas públicas.

ABSTRACT

Given the estimated potential of electric energy generation around 18 thousand MW and the necessity to expand and diversify the installed national capacity of energy generation, this dissertation investigates the reasons for the low performance in the exploitation of the investment opportunities in electric energy commercialization by the sugarcane sector. With this purpose, the research presents a diagnosis of the main structural obstacles and transaction costs present in the generation of electric energy surpluses, showing the importance of the institutions in the decision of expansion of the activity by the sugarcane sector. The results were contrasted with the proposal of governmental energy policy for incentive this activity. It was verified the necessity of improvement in the current institutional environment. The main contribution of the dissertation was to present directives to public policies. These directives focus the financing for the expansion of the activity; the commercialization of the excesses; the tax incentive; and the concession of direct subsidies to the expansion of the activity.

The directives related to financing were: official lines differentiated by technology use, index of mechanization and scale; the Ethical Fund Formation for the sector; and projects finance involving Emissions Reduction Certificate. Regarding commercialization, directives were: subvention to the transport tariffs; the extension of the universe of potentially free consumers; formation of *trading pools* and inclusion in the Energy Replacement Mechanism; the insertion of the sugarcane energy in the composition of Factor X and in the National Energy Reserve; changes in the retailers' auto-supplement; and incentive to the commercialization of energy surpluses and of Emissions Reduction Certificates. Directives related to tax incentive were also presented. Regarding direct subsidies, it is interesting the use of the resources that come from the Use of Public Good and Fuel Consume Account to foster the expansion of the energy surpluses commercialization.

Key words: Co-generation. Bagasse of sugarcane. Sugarcane Sector.
Electric Sector. Commercialized excesses. Public politics.

A) INTRODUÇÃO

O setor sucroalcooleiro apresenta vários subprodutos de processo, entre eles o bagaço da cana-de-açúcar. Apesar de considerado o maior dejetivo da agroindústria nacional, seu aproveitamento industrial vai desde composto para ração animal, fertilizante, biogás, à matéria-prima para compensados e para indústria química em geral. No entanto, já no início século passado, o bagaço era utilizado como combustível substituto à lenha, sendo hoje seu principal aproveitamento no processo de produção de energia (térmica e elétrica), conhecido como co-geração.

Segundo COELHO (1999), co-geração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de uma mesmo combustível (gás natural, resíduos de madeira, casca de arroz, bagaço da cana, palha, ponteiros etc.). A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho (p. ex. acionamento de moendas, numa usina de açúcar e álcool) ou transformada em energia elétrica através de gerador de eletricidade; a energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo industrial (p.ex. fabricação de açúcar e/ou álcool) ou no setor de comércio ou serviços (hotéis, *shopping-centers*, hospitais etc.).

O principal setor que emprega o processo de co-geração é o sucroalcooleiro, utilizando o bagaço da cana-de-açúcar como combustível, com amplas possibilidades utilização das palhas e ponteiros da cana. Os demais setores, quando não dispõem de subprodutos de processo (resíduos de madeira, lúvia, casca de arroz etc.), utilizam o gás natural ou outros combustíveis geralmente não renováveis.

De acordo com a ELETROBRÁS (1999), o potencial técnico de co-geração no país seria de 12,5 mil MW (equivalente à potência instalada da Usina Itaipu: 12.600 MW). Somente o setor sucroalcooleiro seria responsável por 32,2% do total desse potencial, sem considerar o aproveitamento das palhas e ponteiros como biomassa combustível. TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES (2002) afirmam que, considerando a colheita mecanizada, de cada tonelada de cana ocorre a disponibilidade de 390 kg de biomassa (bagaço, palhas e pontas). Assim, segundo os autores, utilizando as palhas e pontas e aplicando a tecnologia de gaseificação e ciclo combinado, o potencial em 2001 do setor sucroalcooleiro seria de 18.264 MW, podendo chegar a 21.309 MW até o ano de 2010, com o crescimento da área plantada.

Dessa forma, o potencial de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro está relacionado diretamente com a tecnologia empregada. De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), as termelétricas à biomassa operam com baixa eficiência tecnológica, devido aos custos unitários (R\$/kW instalado) serem influenciados pelo efeito escala. Considerando que o custo de transporte de biomassa é elevado, as termelétricas apresentam pequena capacidade de produção, freqüentemente limitada ao atendimento das necessidades energéticas da usina sucroalcooleira.

Com isso o investimento por kW instalado tende a ser elevado no setor e, para mitigar esse custo, a instalação geralmente torna-se simplificada, sacrificando a eficiência energética. Segundo os autores, a baixa eficiência energética é resultante das baixas pressões e temperaturas com que o vapor é gerado (objetivando a redução dos custos), dos baixos rendimentos das turbinas e das caldeiras e da não utilização de reaquecimento nem regeneração.

Ademais, mesmo com sua ampla utilização no presente, ainda há bagaço excedente, dependendo da configuração da indústria e das condições. Assim, até bem pouco tempo, o objetivo do engenheiro de produção era queimar o máximo de bagaço nas caldeiras, mais que o necessário para não houvesse sobras no processo de co-geração – fato que também incentivou investimentos em equipamentos de pequena eficiência energética.

De acordo com CORRÊA NETO (2001), as unidades produtivas sucroalcooleiras são praticamente auto-suficientes em energia, sendo 98% de sua demanda energética atendida pelo bagaço e os 2% restantes atendidos com óleo diesel, álcool, lenha, gasolina e a energia elétrica comprada das distribuidoras.¹ Assim, considerando a auto-suficiência, as diversas medidas capazes de aumentar a produção de energia elétrica promoveriam a importante função de geração de excedentes de energia para o setor elétrico.

¹ “A lenha é utilizada nas partidas das caldeiras, o diesel, o álcool e a gasolina são utilizados no transporte da matéria-prima e a energia elétrica comprada para atendimento de motores e iluminação” (CORRÊA NETO, 2001, p. 35).

No setor sucroalcooleiro, a maior parte das empresas utiliza caldeiras de média pressão (22 bar, 300° C), apesar de disponíveis caldeiras de 40 a 100 bar, o que elevaria de forma significativa a eficiência energética. A troca de turbinas de simples para múltiplo estágio também traria efeitos positivos: “A simples troca por turbinas de múltiplo estágio permitiria uma economia considerável de vapor que poderia expandir nos turbogeradores, aumentando a eletricidade gerada.” (COELHO, 1999, p. 54).

Segundo o FÓRUM DE COGERAÇÃO (2002), a maioria das usinas do setor sucroalcooleiro foi implantada há mais de vinte anos, para atendimento ao Proálcool. A vida útil dessas usinas estaria no fim, colocando ao setor sucroalcooleiro duas opções: “1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade” (FÓRUM DE COGERAÇÃO, 2002, p. 2).

Segundo dados da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo (UNICA), na safra 2001/2002 a comercialização de excedentes de energia elétrica teria sido de 260 MW ao setor elétrico. Assim, considerando um potencial em 2001 de 18.264 MW (TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES, 2002) e que as necessidades para a auto-suficiência em 2001 foram equivalentes a 1.407 MW (CENBIO, 2002), havendo um potencial de excedentes de 16.857 MW, sendo comercializados apenas 133 MW (0,8% do potencial total comercializável).²

Desse modo, considerando o potencial de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro e a necessidade verificada com a crise no abastecimento de energia elétrica em 2000/2001 de expandir a oferta de geração, bem como, de diversificá-la, **esta tese investiga os motivos para o não-aproveitamento das oportunidades de investimento existentes na atividade de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.**

NORTH & WEINGAST (1989) afirmam que alterações institucionais podem criar um ambiente favorável ao investimento, assim, a contribuição da tese será a proposta de diretrizes institucionais que possam dinamizar o investimento na geração de excedentes e o desempenho na comercialização desses excedentes. Para tanto, serão pesquisados os ambientes tecnológico, competitivo e institucional vigentes para a atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, procurando

identificar as barreiras ao aproveitamento das oportunidades de investimento existentes na geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro.

A.1) Tema da pesquisa

Considerando o potencial estimado de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, o *tema da pesquisa* aborda as oportunidades de investimentos existentes na geração de excedentes de energia elétrica comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro.

A.2) Problema de investigação

O *problema de investigação central* será identificar os principais motivos para o **baixo desempenho** no aproveitamento das oportunidades de investimento presentes na geração de excedentes comercializáveis de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro.

A.3) Justificativa

Energia é a propriedade de um sistema que lhe permite realizar trabalho. Pode-se ter várias formas de energia: potencial, mecânica, química, eletromagnética, elétrica, calorífica etc., sendo necessários diferentes tipos de combustível para a sua geração. A oferta agregada de combustíveis para geração de energia forma a matriz de oferta energética nacional. No caso brasileiro, a matriz de oferta interna de energia é composta predominantemente por derivados de petróleo e pela hidraulicidade, conforme se pode observar por meio da Tabela A.1

² Para comparação, a capacidade instalada no Estado de São Paulo no segundo semestre de 2002 era de

Tabela A.1 – Oferta interna de energia, por tipo de combustível, 1970–2001 (em %).

Ano	Petróleo/ GN	Carvão Mineral	Hidráulica	Lenha	Produtos Cana	Outras	Total
1970	38,0	3,6	4,8	47,9	5,4	0,3	100,0
1975	48,5	3,5	6,5	36,6	4,6	0,3	100,0
1980	49,4	5,2	9,2	27,4	8,1	0,7	100,0
1985	40,0	7,7	11,3	25,5	14,5	1,0	100,0
1990	44,0	6,8	13,5	20,4	13,0	2,3	100,0
1995	47,0	7,5	14,6	14,5	13,4	3,0	100,0
1997	49,6	7,1	14,5	12,2	14,4	2,2	100,0
1998	50,5	6,8	14,7	11,6	13,6	2,8	100,0
1999	50,8	6,9	14,5	11,6	13,1	3,1	100,0
2000	52,1	7,1	15,3	11,8	10,7	3,0	100,0
2001	52,0	7,1	13,0	11,6	11,9	4,4	100,0

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2003).

Note que a lenha combustível de uma representatividade de aproximadamente 48% em 1970, passou a representar apenas 11,6% da matriz de oferta energética brasileira, ocupando, ainda, a quarta posição em importância em 2001. Depois do petróleo e gás natural (GN), a fonte hidráulica é o segundo principal insumo energético na matriz energética nacional. Todavia, os produtos energéticos derivados da cana-de-açúcar – álcoois anidro e hidratado e geração de eletricidade por meio do bagaço – tenderiam a ocupar esta posição, caso houvesse continuidade do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), pois, no auge do Programa, os produtos da cana representaram mais de 14% de nossa matriz de oferta energética e, se houvesse a continuidade daquela política energética, o setor sucroalcooleiro poderia representar a **segunda fonte de oferta energética nacional**.

A Tabela A.2 mostra que, *coeteris paribus*, caso houvesse um crescimento contínuo na produção de álcool hidratado, a representatividade do setor sucroalcooleiro na matriz de oferta de energia poderia significar a segunda posição em importância relativa.

Tabela A.2 – Representatividade dos produtos derivados da cana (em %) e taxa de crescimento dos produtos derivados da cana (em %), 1990–2001.

Ano	Anidro (mil m ³)	Variação %	Hidratado (mil m ³)	Variação %	Bagaço (mil t)	Variação %
1990	849	-	10.669	-	54.776	-
1991	2.044	140,8	10.818	1,4	58.801	7,3
1992	2.226	8,9	9.540	(11,8)	62.002	5,4
1993	2.526	13,5	8.869	(7,0)	60.564	(2,3)
1994	2.798	10,8	9.715	9,5	70.543	16,5
1995	3.003	7,3	9.742	0,3	69.647	(1,3)
1996	4.433	47,6	9.701	(0,4)	73.632	5,7
1997	5.671	27,9	9.823	1,3	82.039	11,4
1998	5.683	0,2	8.438	(14,1)	82.183	0,2
1999	6.174	8,6	6.807	(19,3)	82.311	0,2
2000	5.621	(9,0)	5032	(26,1)	67.086	(18,5)
2001	6.481	15,3	5.068	0,7	76.289	13,7

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2003).

Pela Tabela A.2, observando a variação na taxa de crescimento da quantidade de bagaço, note que o volume de bagaço disponível para geração de energia elétrica depende também do desenvolvimento de outros energéticos, como álcool anidro e hidratado. Isso mostra a importância de continuidade de políticas públicas sistêmicas para o setor, semelhantes ao Proálcool.

Mesmo individualmente, até o presente, não existiu política pública federal específica para a expansão na geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro. Apesar disso, o setor sucroalcooleiro construiu um parque termelétrico capaz de prover praticamente sua auto-suficiência em energia elétrica e vapor na safra e, ainda, a comercialização do excedente de energia elétrica ao setor elétrico. De acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (2003), enquanto na safra de 1996, o setor vendeu cerca de 96.000 MWh, na safra 2003/2004 estima-se que somente a Companhia Paulista de Força e Luz, principal compradora desse tipo de energia, adquirirá aproximadamente 1.260.000 MWh. Relevante é notar que esse desempenho

ocorre mesmo sem a definição do papel do excedente co-gerado pelo setor sucroalcooleiro na matriz energética brasileira.

Freqüentemente, a geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro apresenta vantagens comparativas, entre elas: caracteriza-se pela forma descentralizada (próxima à demanda), podendo atender sistemas isolados; ocorre em períodos secos (quando a oferta hidrelétrica pode estar baixa); utiliza combustível e equipamentos locais (de baixa influência cambial); é relativamente menos agressora ao meio ambiente; o insumo é renovável; os investimentos em capital são relativamente menores; rápida entrada em operação comercial; e emprega mão-de-obra em zona rural.

Dessa forma, considerando as vantagens da geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro, a concessão de subsídios diretos ou indiretos ao setor pode ser justificada como sendo a aquisição de um “seguro barato” à sociedade, comparativamente ao risco de desabastecimento de energia no futuro e ou a aquisição de energia emergencial a preços elevados para contornar eventuais racionamentos. Não obstante, nota-se que os eventos institucionais no setor elétrico têm ocorrido sem uma coordenação estruturada de incentivo à energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, sendo incapaz de remover os obstáculos institucionais, pois o valor do excedente comercializável previsto para a safra 2003/2004 (até 450 MW), ainda está muito distante do potencial comercializável pelo setor sucroalcooleiro.

Assim, um cenário propício à expansão da co-geração por energias renováveis seria aquele que edificasse um ambiente em que os aspectos legais, operacionais, competitivos e financeiros estimulassem o investimento e a comercialização do excedente de co-geração pelo setor sucroalcooleiro, aproximando o excedente efetivamente comercializado de seu potencial. Esta tese, ao procurar delinear os motivos para o baixo desempenho na geração de excedentes comercializáveis, contribuirá para a construção desse cenário ao setor sucroalcooleiro.

A.4) Objetivos

A.4.1) Objetivo geral

Apresentar um diagnóstico dos principais entraves estruturais e custos de transação presentes na atividade de geração de excedentes de energia elétrica,

mostrando a importância das Instituições na decisão de expansão da atividade pelo setor sucroalcooleiro.

A.4.2) Objetivos específicos

1. Descrever a evolução do Ambiente Institucional e Organizacional do setor elétrico brasileiro;
2. Aplicar os referenciais teóricos da Teoria da Organização Industrial e da Nova Economia Institucional no sentido de identificar os principais entraves institucionais, organizacionais, tecnológicos e custos de transação presentes na atividade de co-geração sucroalcooleira;
3. Identificar os principais fatores capazes de inviabilizar a promoção de investimentos na geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro; e
4. Descrever a política setorial governamental proposta para a atividade de geração de energia elétrica sucroalcooleira, verificando se os entraves estruturais identificados em (2) e (3) não contemplados na citada política setorial governamental; e
5. Apresentar diretrizes que possibilitem o aprimoramento da política setorial governamental e promova investimentos na expansão de excedente de energia elétrica gerado pelo setor sucroalcooleiro.

A.5) Hipótese

Há pontos não contemplados na política energética governamental para o setor sucroalcooleiro, relevantes no sentido de incentivar o investimento na geração de excedentes comercializáveis de energia elétrica.

A.6) Material e métodos

O trabalho pode ser classificado como sendo não experimental. A justificativa desta classificação baseia-se na exposição de KERLINGER (1979), para

quem qualquer pesquisa não experimental é aquela onde é impossível a manipulação de variáveis, de condições aleatoriamente ou a designação de sujeitos.

A pesquisa apresenta-se, também, como descritiva. Essa classificação fundamenta-se em GIL (1987), para quem a pesquisa descritiva tem por objetivo a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou, então, o estabelecimento de relações entre variáveis. Para CERVO & BERVIAN (1996), a pesquisa descritiva observa, registra, analisa e correlaciona fatos ou fenômenos sem manipulá-los. De acordo com GIL (1993), uma pesquisa exploratória usualmente envolve levantamento bibliográfico, entrevistas e análise de exemplos ou estudos de caso.

A pesquisa foi conduzida junto ao setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo, maior Estado produtor tanto de açúcar quanto de álcool.³ Nesta pesquisa, para a consecução dos objetivos específicos, foram aplicados os métodos de levantamento bibliográfico e entrevistas. A seguir, detalha-se o plano de aplicação dos métodos para cada objetivo.

A.6.1) Procedimento metodológico

Para a consecução dos objetivos específicos (1), (2) e (4), foi realizada uma pesquisa bibliográfica e documental sobre a indústria brasileira de energia elétrica e da atividade de geração de eletricidade no setor sucroalcooleiro. As fontes secundárias foram livros, artigos, relatórios de pesquisa e de empresa, a legislação existente e publicações relacionadas ao assunto. Devido à escassez relativa de literatura sobre o tema específico da co-geração sucroalcooleira, no processo de coleta de dados, foram examinados documentos ainda não tratados analiticamente, caracterizando-se, assim, por uma pesquisa documental.

Como instrumento de coleta de dados primários e forma de ratificação dos resultados obtidos por meio da consecução do objetivo específico (2), foram aplicadas entrevistas semi-estruturadas junto a determinados representantes do setor sucroalcooleiro. A opção pela entrevista como instrumento de coleta de dados

³ De acordo com a UDOP (2003), na safra de 2001/2002, o Estado de São Paulo foi responsável por 62,3% do total da moagem de cana.

fundamentou-se em GIL (1994), para quem a entrevista é recomendável para pesquisas nas quais se visa abordar realidades pouco conhecidas ou para prover uma visão próxima do objeto de estudo. Para tanto, foi selecionada uma amostra dentre as 140 unidades produtoras do setor sucroalcooleiro paulista.

Os resultados obtidos por meio dos objetivos específicos (2) e (3) permitiram verificar se a hipótese da pesquisa está correta. Cumprindo-se o objetivo geral, verificaram-se os objetivos específicos, sobretudo o referente à elaboração de diretrizes de aprimoramento nas políticas setoriais. A consecução dos objetivos específicos e gerais e a análise dos dados permitiram encontrar validação à hipótese e respostas ao problema de investigação da pesquisa.

A.6.2) Forma de análise dos resultados

A condução da análise dos resultados foi pautada pelos objetivos geral e específicos da pesquisa. Considerando que se trata, sobretudo, de uma pesquisa qualitativa, a forma de análise tendeu a seguir o processo indutivo, o mais indicado para esse tipo de pesquisa, segundo BORDAM & BIKLEN (1996).

A.7) Estrutura da tese

Além de conter esta introdução e da conclusão final, a tese contém a seguinte estrutura resumida de capítulos:

- Primeiro capítulo – apresenta uma revisão bibliográfica sobre as principais características microeconômicas do setor elétrico e de seu produto, procurando utilizar como referenciais teóricos, além da microeconômica tradicional, a Teoria da Organização Industrial e a Nova Economia Institucional;
- Segundo capítulo – apresenta um histórico sobre o setor elétrico e descreve a reestruturação e estágio atual dos ambientes institucional e organizacional desse setor;
- Terceiro capítulo – por meio de revisão bibliográfica, apresenta os principais entraves estruturais e custos de transação presentes no ambiente competitivo

e institucional capazes de inviabilizar investimentos na geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro;

- Quarto capítulo – descreve os métodos de análise e os instrumentos utilizados para a coleta de dados e seus principais resultados. Nesse capítulo, os resultados da pesquisa são confrontados com os obtidos nos capítulos anteriores, promovendo a validação (ou não) dos principais pontos a serem considerados em investimentos na geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro;

- Quinto capítulo – descreve a política governamental proposta para a atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, procurando verificar se a mesma contempla as principais barreiras aos investimentos em geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro. Ainda, nesse capítulo, são apresentadas diretrizes para o aprimoramento à política setorial governamental, no sentido de incentivar o investimento na geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro.

1 ASPECTOS MICROECONÔMICOS DO SETOR ELÉTRICO

A indústria de energia elétrica apresenta particularidades que frequentemente tornam complexas as análises sistêmicas acerca do setor. Essas análises se tornam abrangentes, quer seja devido a aspectos microeconômicos singulares da indústria quer seja devido a características únicas do principal produto da indústria – a energia elétrica. Assim, para compreensão da atividade de geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro, torna-se relevante apresentar e discutir as principais características microeconômicas do produto energia elétrica e dos segmentos que compõem a indústria de energia elétrica.

1.1 Características gerais do produto energia elétrica

Energia é a propriedade de um sistema que permite a realização de trabalho. Pode-se ter várias formas de energia: potencial, mecânica, química, eletromagnética, elétrica, calorífica etc. A energia elétrica - ou eletricidade⁴ - é uma dessas formas, podendo ser gerada através de fontes renováveis de energia (a força das águas e dos ventos, o sol e a biomassa) ou não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares).⁵

De acordo com MARTIN (1992), a eletricidade pode ser uma fonte de energia primária ou secundária. Primária quando é originada por produtos energéticos providos pela natureza, na sua forma direta, como por exemplo: a eletricidade de origem hidráulica, geotérmica, fotovoltaica, eólica, maremotriz. Secundária quando a matéria-prima utilizada para geração de eletricidade sofre transformação. Como exemplo podem ser citados, o gás natural, o bagaço de cana, a madeira, matérias-primas transformadas nas centrais termelétricas.

⁴ Nesta tese as palavras “energia elétrica” e “eletricidade” serão consideradas sinônimas, apesar de conceitualmente diferentes. Eletricidade é a parte da Física que estuda o movimento dos elétrons e energia elétrica é a faculdade que um corpo (elétron) possui para produzir trabalho.

⁵ Para JANNUZZI & SWISHER (1997), a classificação das fontes energéticas como renováveis ou não pode ser controvertida. A princípio nenhuma fonte é considerada absolutamente inesgotável. Porém, para fins de classificação, fontes de energia são consideradas renováveis se seu uso pela humanidade não causa uma variação significativa nos seus potenciais e se suas reposições a curto prazo são relativamente certas.

Até 2000, a eletricidade como fonte primária na matriz de consumo de energia representava pouco mais de 15% do total das necessidades energéticas mundiais, conforme se pode observar por meio da Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Consumo mundial de energia, por tipo de fonte, 1973-2000 (em %).

Ano	Carvão Mineral	Petróleo	Gás Natural	Eletricidade Primária ¹	Energias Renováveis e Outras	Total
1973	25,9	44,5	16,4	2,2	11,1	100,0
1989	28,0	38,2	20,4	4,3	9,2	100,0
1999	8,2	42,7	16,0	15,4	17,7	100,0
2000	7,9	42,7	16,1	15,8	17,5	100,0

Fonte: ENERDATA (1992). Para 1999 e 2000: MME (2002) e (2003).

¹ “As fontes primárias originam-se de processos naturais, e incluem petróleo, carvão, gás natural etc. Geralmente, a energia primária necessita ser transformada em energia secundária (ou vetor), como por exemplo eletricidade ou gasolina, para ser utilizada” (JANNUZZI & SWISHER, 1997, p. 9).

De acordo com a ANEEL (2002), no Brasil, a fonte de geração de eletricidade principal é de origem hidráulica, respondendo por 83% do total da capacidade instalada de geração de eletricidade no país em 2001. Segundo REIS et al. (2000), as partes principais de uma usina hidrelétrica são: a barragem, que tem por função barrar o fluxo da água do rio, represando-a; as comportas e o vertedouro, que controlam o nível de água da represa, evitando transbordamentos; e a casa de máquinas, onde estão instalados os geradores acoplados às turbinas. Para transformar a força das águas em energia elétrica, a água represada passa por dutos forçados, gira a turbina que, por estar interligada ao eixo do gerador, faz com que esse entre em movimento, gerando a energia elétrica.

No caso de uma usina termelétrica, existe uma combinação diferente: a fornalha, onde é queimado o combustível (óleo, gás, biomassa etc.); e a caldeira, onde é produzido o vapor. O jato de vapor extraído da caldeira gira a turbina que, por estar interligada ao eixo do gerador faz com que esse entre em movimento, gerando a energia elétrica.

Segundo HOCHSTETLER (1998), a energia elétrica é composta por vários componentes: energia ativa e reativa, voltagem e a frequência. A energia ativa é a parcela mais importante comercialmente, sendo medida em Watts (W). No mercado, o consumidor está interessado na capacidade de um equipamento realizar trabalho, por meio da utilização de energia elétrica, sendo chamada de demanda, medida em Watt (W), e seus múltiplos mais comuns os seguintes: 1 kW (Quilowatt) = 1.000 Watts, 1 MW (Megawatt) = 1.000 kW, 1 GW (Gigawatt) = 1.000 MW, 1 TW (Terawatt) = 1.000 GW. Uma unidade de tempo (geralmente expressa em horas) de uso de uma unidade de demanda (W) é um Watt-hora (Wh), caracterizando o consumo de energia elétrica, sendo seus múltiplos mais comuns: kWh, MWh, GWh e TWh. Frequentemente é cobrado dos consumidores finais a demanda (medida em kW) e o consumo (medido em kWh). O consumo, dessa forma, seria semelhante a uma taxa de uso da demanda (medida em unidade de tempo).

Os demais componentes podem ser classificados como externalidades ou fatores qualitativos da energia elétrica. O excesso ou instabilidade da energia reativa de um sistema (medida em kVAR) pode representar problemas aos consumidores, significando externalidades negativas, sendo necessária a instalação de capacitores ou aumento da oferta de energia elétrica para a sua correção. A voltagem, ou tensão elétrica, expressa em Volts (V), e a frequência, medida em hertz, são subcomponentes qualitativos da energia ativa.

A energia elétrica também apresenta determinadas características que a diferencia de outros produtos, entre as principais:

1. Características de bens públicos e de bens privados: de acordo com ANUATTI-NETO & HOCHSTETLER (2002), a energia elétrica é caracterizada como um bem privado devido ao seu consumo ser rival e excludente. O consumo por qualquer indivíduo (unidade consumidora) reduz a quantidade disponível para os outros indivíduos, apresentando, assim, a característica de rivalidade. Ademais, é possível excluir agentes que não desejem consumir o bem ou não paguem pelo consumo, evitando a presença do *free-rider*. Por outro lado, a confiabilidade e qualidade são aspectos importantes no fornecimento de um bem essencial como a energia elétrica. Em um sistema integrado, a confiabilidade e qualidade no fornecimento não dependem de

um único gerador, mas do conjunto dos geradores que integram o sistema, assim, se não houver uma entidade de coordenação, os agentes podem tratar o fornecimento de energia elétrica como sendo não-excludente. Por exemplo, uma vez inserida no sistema, sem uma coordenação adequada, seria impossível a identificação de uma energia com baixa qualidade e, assim, excluir o agente indesejável.

Também, de acordo com JANNUZZI (2000), a característica de essencialidade da energia elétrica conduz a tratá-la como bem público quando há falta de interesse de firmas em exercer a atividade. Dentro desse enfoque, a CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION (1997), apresentou uma relação de “bens públicos” que deveriam ter seu fornecimento garantido, por meio de taxas, impostos ou outras formas de financiamento, independentemente da estrutura regulatória. Entre esses “bens” a Comissão elencou: eficiência energética, P&D, fontes renováveis de custos elevados, proteção ambiental, manutenção de programas para atendimento à população de baixa renda e da zona rural.

Para ANUATTI-NETO & HOCHSTETLER (2002), essa dupla característica apresenta uma importante implicação no desenho de mercado do setor elétrico: permite a coordenação do mercado na provisão dos componentes privados do “bem energia elétrica” e requer uma infra-estrutura institucional para a parte representada pelo “bem público energia elétrica”;

2. Bem não estocável: de acordo com HUNT & WOODLEY (1997), diferentemente da maioria das outras fontes energéticas, não existe tecnologia capaz de permitir, em escala viável economicamente, a formação de estoques desse produto.⁶ Embora seja possível o armazenamento dos insumos necessários à sua produção (ex.: água), a energia elétrica tem que ser produzida e consumida ao mesmo tempo, ou seja, esse produto é um bem não-estocável ou instantaneamente perecível, contribuindo para uma elevada necessidade de coordenação entre as cadeias produtivas da indústria;

3. Necessidade de elevada coordenação na cadeia de produção: sendo a energia elétrica um bem essencial para o desempenho das atividades econômicas, de difícil armazenamento e de consumo imediato, há necessidade de uma intensa coordenação para equilibrar ofertas e demandas instantaneamente. Se a oferta estiver superior à demanda, essa entidade de coordenação define quem produz e quem deve

permanecer inoperante. Se a demanda estiver superior à oferta, a entidade de coordenação deve definir quem terá seu abastecimento interrompido. Além disso, a coordenação também é necessária pois, em se tratando de geração hidrelétrica, numa mesma bacia, estão instaladas usinas de diferentes empresas, conduzindo à necessidade de uma organização para coordenação do uso d'água, para que as usinas *upstream* não pratiquem comportamentos oportunistas que prejudiquem as usinas *downstream*.⁷

Ademais, considerando que, sobretudo no Brasil, a geração de energia elétrica ocorre de forma centralizada, ou seja, próxima às fontes primárias, especialmente hídricas, o centro de consumo geralmente dista do centro de geração, necessitando uma ampla malha de transporte dessa energia elétrica. Desse modo, a quantidade gerada para chegar ao consumidor depende do sistema de transmissão e de distribuição e vice-versa, necessitando de constante coordenação em toda a cadeia de produção;

4. Bem intrinsecamente homogêneo: de acordo com HOCHSTETLER (1998), a energia elétrica é um bem intrinsecamente homogêneo. Se o fornecedor atender às condições mínimas de operação (tensão, frequência, corrente elétrica etc.), a energia elétrica para os consumidores da cidade de Maringá apresentará as mesmas qualidades que a consumida na cidade de São Carlos. Apesar de o usuário final optar por determinado fornecedor, a energia recebida por esse usuário não será necessariamente da firma de distribuição da qual contratou, pois a energia segue o caminho de menor resistência, não podendo ser observada uma rota específica para a distribuição de energia de um ponto para outro.

Essa característica tenderia a facilitar a instalação de mercados competitivos, pois não haveria diferenciação de preço, em um mesmo sistema elétrico, devido à homogeneidade do produto. Por outro lado, uma vez colocada no sistema de transmissão/distribuição, a energia elétrica, antes originária de várias fontes de geração, agora é identificada apenas como sendo um produto único, que percorre o sistema até a fonte de consumo. Isso impossibilita a identificação da fonte de geração responsável pelo atendimento de um consumidor específico, tornando difícil atribuir a definição dos

⁶ Segundo HOCHSTETLER (1998), as baterias conservam energia em corrente contínua, porém viável economicamente apenas para pequenos volumes de energia acumulada.

⁷ No Brasil, o aproveitamento do potencial hidráulico tem sido realizado principalmente com grandes reservatórios. Isto implica que um gerenciamento ótimo na regularização do rio deve ainda permitir a operação de usinas à jusante do rio, quer seja por novas usinas com reservatórios ou a fio d'água.

direitos de propriedade e de responsabilidade por falhas no suprimento, exigindo o aparecimento de agentes setoriais para a coordenação operativa do sistema e de órgãos reguladores para arbitrar/regular as transações;

5. Diferenças regionais: mesmo sendo um produto com características de homogeneidade, há restrições físicas e econômicas para a sua distribuição a longas distâncias, com um padrão de qualidade minimamente desejável. Desse modo, a eletricidade é produzida e consumida dentro de sistemas, cuja extensão tem por limite determinadas regiões ou as fronteiras do país. Isso torna a eletricidade um produto não comercial em escala internacional (característica fundamental para uma *commodity*). Além disso, em um único país, freqüentemente há vários sistemas, todos com características peculiares das condições de oferta e de demanda. De acordo com HUNT & WOODLEY (1997), normalmente, a capacidade de transferência de eletricidade entre regiões é limitada, conduzindo a diferença de preços entre as mercados de energia elétrica de um mesmo país. Assim, enquanto em outros mercados de energia (ex.: petrolífero) os índices de correlação são elevados entre regiões e países, para os preços de energia elétrica esses índices podem apresentar baixos coeficientes de correlação. Durante a crise energética em 2001, algo semelhante ocorreu no mercado *spot* brasileiro, onde, devido a restrições na transmissão, os submercados apresentaram preços diferenciados para o mesmo período: enquanto o preço do MWh no submercado Sudeste/Centro-Oeste atingiu R\$ 684,00 em agosto de 2001, no submercado Sul era negociado a R\$ 34,72; e

6. O preço da eletricidade apresenta extrema volatilidade: de acordo com BURCHETT & MOFFAT (1997), nos EUA, freqüentemente a volatilidade de preço no mercado elétrico é maior do que a do óleo, do título do tesouro americano, ou cambial entre dólar americano e yen japonês. Para os autores, no mercado americano de energia, entre janeiro de 1995 e dezembro de 1996, a volatilidade nos preços da eletricidade, do gás natural e do óleo cru foram, respectivamente de 152%, 60% e 35%. No mercado *spot* brasileiro, por exemplo, no período de julho de 2001 a dezembro de 2002, apenas no submercado Sudeste/Centro-Oeste, para o horário de “carga pesada”, o valor médio do MWh foi de R\$ 194,34, com coeficiente de variação da ordem de 129,15%, enquanto para o mesmo período a taxa de câmbio entre R\$ e US\$ apresentou

um coeficiente de variação de 18,94%. Segundo POKALSKY & ROBINSON (1997), a característica de elevada volatilidade nos preços da energia elétrica pode ser devida à:

- Dificuldade de armazenamento;
- Sazonalidade na oferta de matéria-prima (principalmente, quando se trata de usinas hidrelétricas que têm na água sua matéria-prima básica);
- Ao limite de capacidade de transmitir energia elétrica dentro do *pool* (região geo-elétrica onde a eletricidade pode ser negociada);
- Diferença dos custos de produção entre a última unidade de MWh produzida (custo marginal) e a imediatamente anterior: se, para atender a demanda, houver necessidade de entrar em operação usinas termelétricas ultrapassadas ou novos aproveitamentos onerosos, que apresentam um custo marginal de produção elevado, o preço do MWh será elevado quando comparado à situação na qual para atendimento à demanda, houve necessidade apenas de gerar eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, por vezes com custo de capital amortizado, que apresentam baixos custos marginais de produção; e
- Padrões de consumo diferentes entre estações e meses do ano, dias da semana e horas do dia.

Diante dessas características, um modelo de previsão de preços futuros é relativamente mais difícil de ser elaborado no mercado de energia elétrica do que nos mercados financeiros, por exemplo. Diferentemente de um mercado de energia elétrica, a entrega, por exemplo, no mercado de moedas consiste em um “pedaço de papel” (ou em moeda eletrônica), facilmente estocável, transferível e insensível às condições climáticas.

1.2 Características dos segmentos da indústria de energia elétrica

O fornecimento de energia elétrica pode ser caracterizado como um serviço de utilidade pública. Segundo BENJÓ (1999), Serviços de Utilidade Pública (SUPs) são os que a Administração, de acordo com sua conveniência, presta-os diretamente ou concorda em que sejam prestados por terceiros, nas condições

regulamentadas pelo Estado, mas por conta e risco dos prestadores, mediante remuneração dos usuários.⁸ De acordo com FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), as principais características microeconômicas dos serviços de utilidade pública são:

1. A provisão dos serviços é normalmente caracterizada por uma estrutura de redes. De acordo com MANSELL & CHURCH (1995), em indústrias de rede as duas principais falhas de mercado que freqüentemente justificam a regulação do preço é a sub-aditividade de custos que conduz aos monopólios naturais e a barreiras à entrada e saída devido à presença de investimentos do tipo *sunk costs*. Essas duas características, que também fazem parte das características dos SUPs são descritas a seguir.

2. Funções de custo apontam para a existência de monopólios naturais em alguma etapa da cadeia produtiva, ou seja, as economias de escala são tão grandes em determinados segmentos que o nível eficiente de produção de uma única empresa satisfaz a demanda de todo o mercado. Conforme WONNACOTT & WONNACOTT (1982), monopólio natural “é aquele que surge quando o custo médio de uma empresa única diminui por um intervalo suficientemente longo que permite, a essa empresa, produzir a quantidade total vendida a um custo médio mais baixo do que fariam duas ou mais empresas”. De acordo com BENJÓ (1999), os SUPs apresentam, em geral, pelo menos um segmento com características de monopólio natural. No caso do setor elétrico, há monopólios naturais nos “segmentos-fio”, ou seja, na distribuição e na transmissão de energia elétrica, exigindo a instituição de leis e controles regulatórios que garantam o acesso às redes e evitem estratégias monopolistas resultantes em preços superiores aos custos marginais da indústria de rede, inviabilizando a competição nos demais segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização de energia elétrica).

3. Ativos necessários para a provisão de utilidades públicas são específicos e irrecuperáveis (*sunk costs*), devido sobretudo à especificidade locacional e aos ativos dedicados. Devido aos investimentos no setor elétrico serem vultosos e de

⁸ Diferentemente, serviços públicos são os que a Administração presta diretamente à comunidade, por reconhecer sua essencialidade e necessidade para a sobrevivência do grupo social e do próprio Estado. Os serviços públicos podem ser identificados como os serviços coletivos mais puros.

longo prazo de maturação, essa característica adquire significativa relevância nas análises de investimentos, quando se decide pela entrada na indústria, e nas estratégias a adotar durante a operação do empreendimento e na eventual saída da indústria.

4. Seus produtos (ou serviços) apresentam uma demanda generalizada e pouco sensível à variação de preços. De acordo com SOUZA (2002), a elasticidade-preço da demanda por energia elétrica no Brasil entre 2000 e 2001 foi de -0,18, refletindo a inelasticidade da demanda em relação ao preço. Mesmo a elasticidade-preço da demanda no longo prazo (elasticidade no arco), entre 1985 e 2001, apresentou um valor de -0,70, um pouco menos inelástica, pela provável influência da disponibilidade de bens substitutos (gás natural e óleo), programas de eficiência energética, autoprodução e queda real na renda do consumidor.

Todas essas características estão presentes conjuntamente ou não nos segmentos do setor elétrico que, segundo FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), envolve, essencialmente, cinco estágios de produção diferentes:

1. Oferta de insumos energéticos (carvão, gás natural, petróleo, quedas d'água etc);
2. Geração;
3. Transmissão;
4. Comercialização (oferta para consumidores finais); e
5. Distribuição.

As etapas (1) e (2) são potencialmente competitivas, assim como a atividade de comercialização (4). Não obstante, comumente a atividade de oferta de insumo energético está integrada verticalmente com a geração hidrelétrica devido ao problema de *hold up*, que ocorre, segundo BESANKO, DRANOVE & SHANLEY (2000), quando uma parte na relação contratual pode explorar a vulnerabilidade da contraparte devido à especificidade de ativos envolvida na transação. No caso, a dependência da oferta de insumo para um gerador hidrelétrico é total e o ofertante, alegando aumentos nos custos de produção, poderia constantemente exigir aumentos no preço do insumo. Considerando a dependência locacional quanto ao fornecimento do

insumo, o gerador de energia terá sempre seu poder de barganha afetado pela questão do *hold up*.

Quanto aos demais segmentos, tanto a transmissão quanto a distribuição de energia elétrica são caracterizadas por serem exercidas em monopólios naturais. Dada uma demanda de mercado, cada MW transportado por uma rede de transmissão ou distribuição contribui para reduzir os custos elevados de instalação. Se outra firma de “transporte de energia elétrica” disputasse o mesmo mercado, a quantidade total seria dividida, mas a infra-estrutura de transporte seria duplicada, com prejuízos a ambas as firmas. Apesar de, naturalmente a longo prazo, operar somente uma firma nessa indústria, geralmente os segmentos de transmissão e distribuição operam em monopólios naturais regulamentados pelo Estado. Assim, de acordo com VILELA & MACIEL (1999), para evitar o poder de mercado que poderia ser exercido pelo monopolista (cobrar preços altos e/ou diminuir a produção para níveis não competitivos), a maioria dos governos pratica forte regulação sobre o preço exercido em tais segmentos.

Além de apresentar elevadíssima especificidade nos ativos, de acordo com FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), a atividade de geração de energia elétrica é consideravelmente intensiva em capital, sendo os custos associados a esses investimentos irrecuperáveis (*sunk costs*): não possuem uso alternativo e, portanto, apresentam custo de oportunidade igual a zero. Os segmentos de transmissão e de distribuição também são intensivos em capital, apresentam custos irrecuperáveis e elevada especificidade nos ativos. Ademais, as estratégias de um segmento estão intrinsecamente relacionadas com a etapa produtiva a jusante ou a montante. Por exemplo, estratégias de crescimento na capacidade de geração dependem de ocorrer disponibilidade no fornecimento de combustível e da possibilidade de transporte da energia adicional nas linhas de transmissão, o mesmo ocorrendo entre as etapas de comercialização e de distribuição.

Dessa forma, como fonte de economia dos custos de transação, freqüentemente ocorre a integração vertical entre os segmentos de oferta do insumo, geração e de transmissão e de distribuição com o de comercialização. Salienta-se que, no caso de integração vertical das redes de transportes com etapas a jusante (geração com transmissão) e a montante (comercialização com distribuição), torna-se necessária

para evitar barreiras à entrada, a garantia do livre acesso aos demais agentes de geração e de comercialização, não detentores de redes, para viabilizar a competição nesses segmentos potencialmente competitivos.

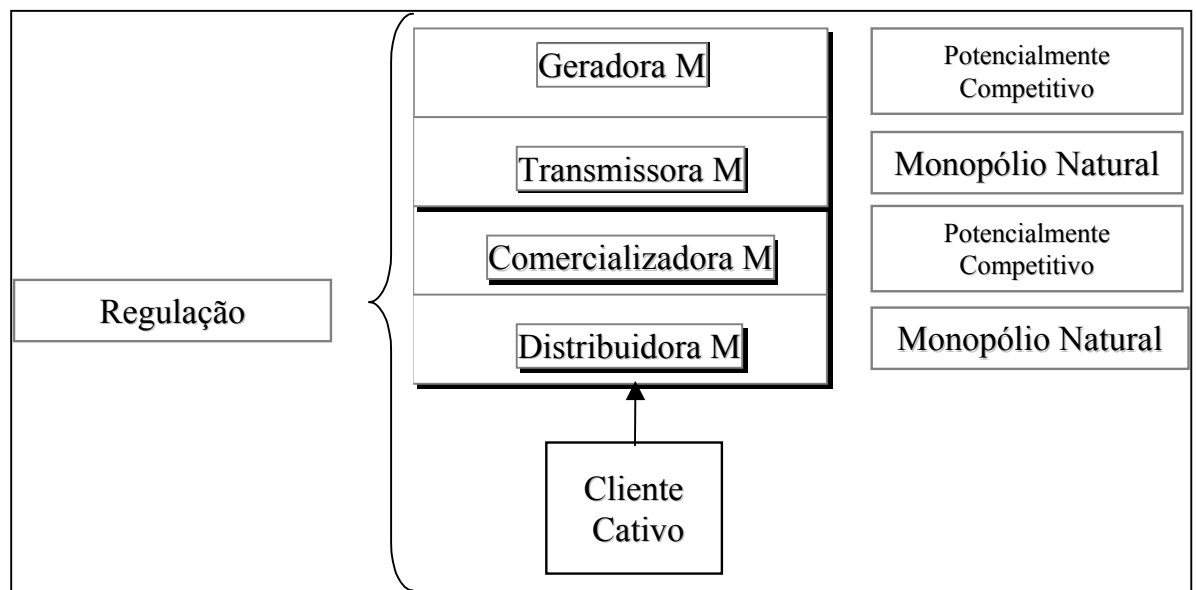
Também é freqüente ocorrer a integração vertical entre todos os segmentos, como era o arranjo vertical adotado anteriormente pela Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP): que ofertava o insumo, gerava, transmitia, comercializava e distribuía a energia ao consumidor final. Esse arranjo vertical hierarquizado ainda está presente em empresas que permanecem estatais como a Copel (PR) e a Cemig (MG).

Por fim, os consumidores finais, por determinação do órgão regulador, podem ser considerados livres ou cativos. Sendo cativos, serão obrigados a adquirir energia elétrica apenas do fornecedor determinado pelo órgão regulador, geralmente a concessionária detentora da área de concessão onde os consumidores estão inseridos. Sendo considerados consumidores livres, poderão adquirir de qualquer agente autorizado a comercializar energia elétrica, independente da área de concessão onde estão inseridos, podendo exercer algum poder de barganha na compra do bem.

Assim, podem ocorrer várias estruturas alternativas em indústrias de rede. FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997) apontam três configurações básicas para indústrias de rede como a do setor elétrico:

1. Monopólio integrado verticalmente;
2. Separação vertical; e
3. Integração vertical e liberalização.

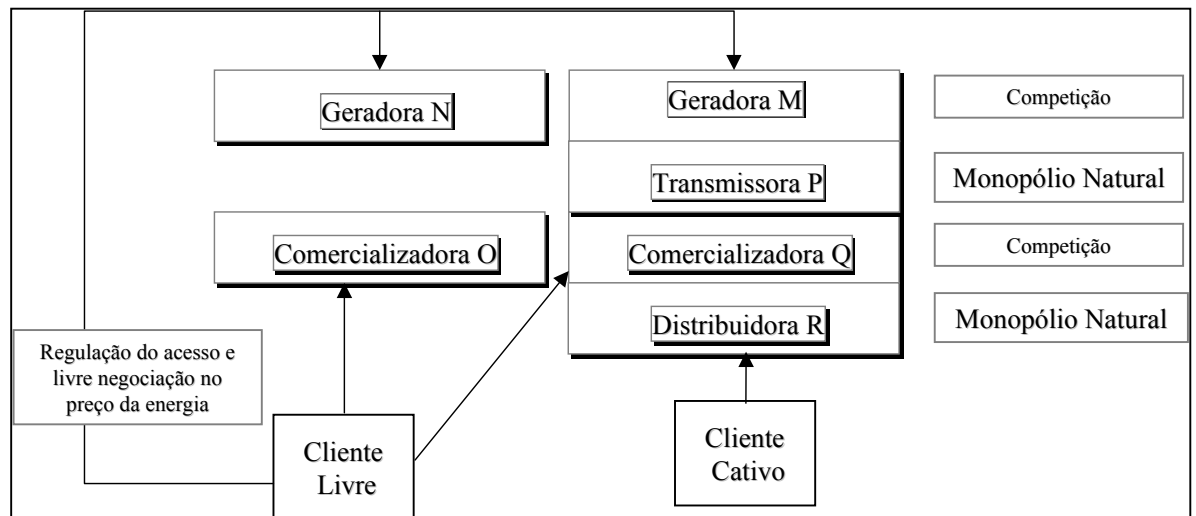
Baseando-se nesses autores, podem-se traçar essas três configurações, adaptando-se às especificidades do setor elétrico, conforme disposto pelas Figuras 1.1 a 1.3.



Fonte: FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), adaptada pelo autor.

Figura 1.1 – Indústrias de rede: monopólio integrado verticalmente.

Segundo JOSKOW (1998), o modelo exposto na Figura 1.1 preserva economias da integração vertical e vigorava em muitos países antes do processo de privatização e de *re-regulamentação*. De acordo com OLIVEIRA (1997), esse modelo do monopólio total, adotado em países como a França (da estatal local EdF), devido à centralização, tem viabilizado a sistemática de tarifas nacionais uniformes, o planejamento energético e a operação interligada do sistema. Esse foi aproximadamente a estrutura que vigorou no Brasil até meados da década de 90, representada sobretudo pelo sistema Eletrobrás, suas subsidiárias e pelas empresas estaduais verticalizadas (ex.: CESP – SP, Cemig – MG, Copel – PR, CEEE – RS etc.), que internalizavam os custos dos contratos por meio da adoção de estruturas de governança hierárquicas.

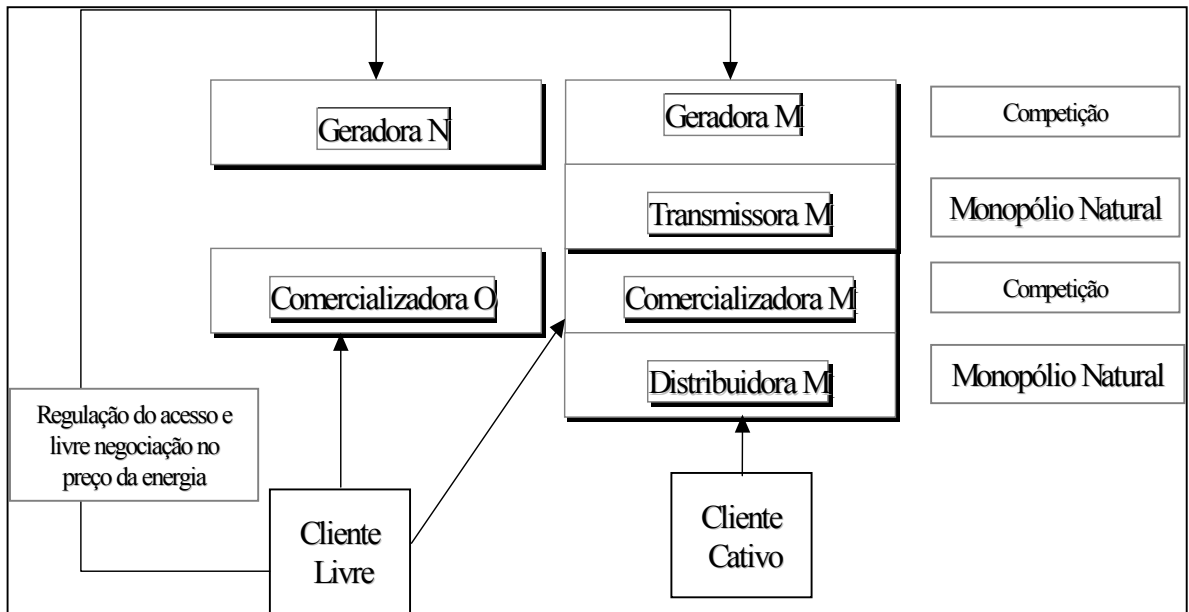


Fonte: FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), adaptada pelo autor.

Figura 1.2 – Indústrias de rede: separação vertical.

O modelo disposto pela Figura 1.2 representa uma indústria de energia elétrica desverticalizada, que procura inserir competição por meio da separação vertical compulsória, representada pelo crescimento do número de agentes produtivos na indústria, e pela forte atuação de órgãos reguladores junto aos segmentos monopolizados (de rede), sobretudo por meio do controle tarifário e pela regulamentação do livre acesso às redes. Esse modelo seria o proposto para o setor elétrico brasileiro, quando fosse concluído o processo de reestruturação iniciado em meados da década de 90.⁹ A desverticalização, a criação de mercados do tipo *spot* e a contestabilidade dos segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) proporcionariam ao sistema uma configuração mais competitiva, o que, de acordo com seus teóricos, conduziria a uma maior eficiência econômica.

⁹ Para mais informações, veja “COOPERS & LYBRAND: *Stage I - Situational appraisal and review of work in progress - October 1996* - BRASIL, Ministério das Minas e Energia - Secretaria de Energia - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”.



Fonte: FARINA, AZEVEDO & PICCHETTI (1997), adaptada pelo autor.

Figura 1.3 – Indústrias de rede: integração vertical e liberalização.

Nessa última estrutura - o modelo de integração vertical com liberalização - há a convivência de empresas totalmente verticalizadas com outras que se especializam nos segmentos que permitem a competição. Esse modelo ocorre em várias regiões do setor elétrico americano. Note que essa estrutura é a mesma representada na Figura 1.1, mas permitindo a entrada de agentes nos segmentos potencialmente competitivos, fato ocorrido com o início da reestruturação do setor em meados da década de 90, no setor elétrico brasileiro. Tal estrutura, por permitir um contestabilidade às firmas dominantes,¹⁰ preserva as vantagens das economias de integração vertical e oferece os benefícios do livre acesso. Todavia JOSKOW (1998) alerta para o esforço regulatório a ser empreendido para evitar que as condições de acesso não discriminem os agentes envolvidos, fato que representaria barreiras à entrada

¹⁰ Segundo FONTENELE (1996), de acordo com a Teoria dos Mercados Contestáveis, a ameaça de entrada de possíveis novos competidores na indústria pode ser vista como um regulador de preços e produto de uma importância comparável à da competição perfeita.

em setores potencialmente competitivos como geração e comercialização, tornando esses mercados pouco contestáveis.

Para os modelos representados pelas Figuras 1.2 e 1.3, a instituição de um mercado *spot*, onde se daria a competição e o intercâmbio de energia entre geradoras e distribuidoras freqüentemente torna-se necessária. Além disso, a garantia do acesso às redes de transmissão e de distribuição é condição *sine qua non* para a competição efetiva nos segmentos de geração e de comercialização, mantendo-se a neutralidade dos segmentos com características de monopólios naturais.

Em suma, de acordo com WILLIAMSON (1985), o grau de integração e as estruturas de governança envolvidos numa indústria variam conforme o delineamento dos custos de transação e do ambiente institucional vigente no local, podendo ocorrer, ao longo do tempo, gradações dos modelos apresentados neste item. Como exemplo, pode ser citada a década de 80, quando o ambiente institucional foi fortemente alterado com a “re-regulamentação” do setor elétrico e sua posterior privatização em diversos países, surgindo desse evento diversas gradações de arranjos estruturais para a indústria de energia elétrica.

De acordo com MURRAY (1998), uma variedade de motivos justificava a reestruturação do setor elétrico, em escala mundial. Podem-se citar, entre esses motivos: (i) a reestruturação promovia uma maior competição na indústria, conduzindo à redução dos custos da energia elétrica; (ii) promovia, também, a atração de substancial quantidade de capital necessária para os investimentos em setores da infra-estrutura, intensivos em capital; e (iii) elevava a receita do governo, por meio do processo de privatização e evitando gastos futuros com investimentos no setor elétrico. Entretanto, na base dessas propostas, estava a intenção de transformar o produto energia elétrica o mais próximo possível de uma *commodity*, processo dinamizado nas décadas de 80 e 90, descrito a seguir.

1.2.1 A “commoditização” da energia elétrica

Segundo VISCUSI et al. (1995), o modelo de tarifação de energia elétrica mais utilizado na maioria dos países, anteriormente ao processo de reestruturação, era o da remuneração tarifária de acordo com o custo do serviço. Nesse modelo, os preços

deveriam remunerar os custos totais e garantir uma margem que proporcionasse uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor. Esse modelo visava, também, evitar que a firma se apropriasse de lucros extras, por meio de fixação de preços que igualassem os custos às receitas. Entretanto, a experiência internacional demonstrou que, embora procurasse evitar lucros excessivos, na prática esse modelo não trouxe incentivos para a firma minimizar custos, pois a remuneração era garantida ao produtor, independente do comportamento dos custos. Ao permitir o repasse para as tarifas de investimentos realizados desnecessariamente, esse modelo acabou prejudicando os consumidores e gerou ineficiência produtiva.

O Brasil não foi exceção na adoção desse sistema tarifário. De acordo com VILLA VERDE (2000), de meados de 1970 a 1993 foi adotada a política de tarifa única e remuneração garantida dos investimentos. Isso implicava na existência de uma reserva de garantia de remuneração, a RGG – Reserva Global de Garantia, e de uma Conta de Resultados a Compensar – CRC, cuja função era a de contabilizar as insuficiências e excedentes de receita, de forma a garantir uma remuneração mínima de 10% (em alguns casos 12%) sobre os ativos das empresas. No caso específico do Brasil, segundo REZENDE & PAULA (1997), a unificação tarifária aliada à remuneração garantida acarretaram um desestímulo à eficiência administrativa e proporcionaram uma progressiva negligência das empresas do setor em relação aos custos e investimentos, pois as empresas rentáveis freqüentemente eram penalizadas com a transferência de seus ganhos para empresas não rentáveis, na maioria das vezes mal geridas.

De acordo com AVERCH & JONHSON (1962) e POLLITT (1999), o repasse na tarifa dos custos de investimentos desnecessários (caracterizado como *efeito Averch-Johnson*) surgia, principalmente, devido à manipulação das informações sobre os verdadeiros custos por parte dos produtores (uma questão de assimetria de informações). A descrição do *efeito Averch-Johnson* mostrou que os produtores de energia elétrica eram estimulados, quando a remuneração permitida estava acima da taxa de depreciação do capital empregado, a sobre-investir, pois isso proporcionava uma taxa de desconto superior à depreciação desse capital, gerando, entre outras coisas, um uso não ótimo das plantas. Entretanto, em períodos inflacionários, de elevação dos juros e de incerteza macroeconômica, a tendência era inversa.

Conforme OLIVEIRA (1997), durante a década de 70, o desempenho econômico e financeiro das concessionárias começou a se deteriorar e o cenário de ganhos por intermédio de economias de escala cedeu espaço para o de custos e tarifas crescentes.¹¹ Mesmo em países onde a presença da iniciativa privada nesse setor era marcante, como nos EUA, a adoção do modelo de custo do serviço conduziu à acomodação na busca por ganhos de produtividade no setor, que poderiam resultar em modicidade tarifária ao consumidor final. Estruturou-se, então, um período de aumento das tarifas: (i) a pressão de custos induzia à elevação tarifária, que promovia a conservação de energia e a autogeração, diminuindo o ritmo de expansão da demanda; (ii) como as concessionárias haviam planejado sua expansão da capacidade de oferta baseada no ritmo histórico de crescimento da demanda, as novas centrais entravam em operação sem que encontrassem consumo para seu produto; (iii) essa capacidade ociosa pressionava os custos, fato que, novamente, causava pressões nos preços ao consumidor final, devido à adoção de modelos tarifários pelo custo do serviço.

Assim, como o regime tarifário permitia o repasse das elevações nos custos das concessionárias, de maneira a garantir o retorno do investimento, o consumidor final absorvia essas elevações nos custos das concessionárias, por meio do encarecimento do MWh. Contudo, a elevada frequência desse processo de repasse conduziu os governos a inferirem que os monopólios privados ou estatais do setor elétrico estavam acomodados no gerenciamento de seus custos de produção.

Durante a década de 80, diante desse quadro, a reestruturação do setor elétrico tornou-se premente para alguns países. BURCHETT & MOFFAT (1997), citam que, para atingir esse objetivo, ocorreram cerca de cinco tipos principais de reforma realizadas no setor elétrico em vários países: comercialização, privatização, desverticalização, competição para o mercado atacadista e de varejo, e regulação. Essas reformas têm sido implementadas em conjunto ou não: no Brasil procurou-se implantar as cinco reformas, já na Noruega não ocorreu a privatização.¹²

¹¹ Economias de escala significa a redução do custo médio de longo prazo à medida que aumenta a quantidade produzida. No início do século até a década de 70, o setor elétrico apresentou elevadas economias de escala em diversas partes do mundo.

¹² De acordo com a INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2002), Brasil e Noruega apresentam sistemas elétricos semelhantes, pois a importância da hidroeletricidade na matriz energética de ambos, em 2000, foi de 38 e 38,5%, respectivamente, por isso podem ser citados como o Ambiente Institucional pode variar de país a país.

Independente do tipo de reforma, geralmente na base do modelo, procurava-se sempre que a reestruturação do setor elétrico, aliada à evolução tecnológica, promovesse a “commoditização” da energia elétrica, fator considerado essencial para a transparência de preços e informações no setor e à criação de um ambiente competitivo.

Entretanto, segundo HUNT & WOODLEY (1997), três pontos impediam que a energia elétrica fosse considerada uma *commodity pura*: sua não-estocagem, a necessidade de um controle em tempo-real da oferta e demanda, e a presença de monopólios naturais aliada ao freqüente exercício do poder de monopólio em seus segmentos. Ainda assim, os agentes do setor em diversos países têm procurado implementar processos de “commoditização” da energia elétrica, objetivando, porém, tornar a eletricidade não uma *commodity* internacional, mas uma *commodity* transacionada em mercados regionais. Esse processo passa, necessariamente, pela liberalização desse mercado, pelo fortalecimento do mercado *spot* e pela introdução de instrumentos financeiros de proteção contra flutuações dos preços (mercados futuros, de opções, *swaps* etc.). De acordo com VACTOR (1997) e SOUZA (2002), a experiência internacional indica que há, pelo menos, seis componentes para a efetivação dessa transição no mercado elétrico:

1. Conforme o mercado de energia elétrico é aberto, a *commodity* passa a ser comercializada separadamente de outros produtos e serviços normalmente associados com a sua venda. Esse processo ficou conhecido como *unbundling* ou desverticalização, surgindo disso, o fornecimento de energia elétrica separado do serviço de transmissão/distribuição de energia elétrica, ou seja, o “serviço-fio” é segregado do “produto-energia”;

2. Ocorre um processo de disseminação de preços e de informações sobre o setor (*price discovery*), antes desconhecidos da maioria dos agentes;

3. Esse processo (*price discovery*) necessita de uma padronização do produto para que os preços possam ser comparáveis;

4. A disseminação de preços expõe diferenças geográficas e oportunidades de lucro rápido, atraindo novas firmas e *traders* para o setor, promovendo, assim, uma maior liquidez ao mercado;

5. Conforme os preços são liberados, a volatilidade tende a aparecer, promovendo um risco financeiro aos agentes do setor. Como consequência, mercados a termo e de futuros são desenvolvidos, permitindo proteção aos agentes contra o risco de preço presente no setor e a separação entre riscos de preço e de produção; e

6. Para os segmentos que continuarem regulados, caracterizados pelo monopólio natural, há necessidade de alterar os modelos tarifários no sentido de que os agentes tenham incentivos à busca pela eficiência operacional.

Esses seis componentes, julgados necessários à efetivação da transição no mercado elétrico, são brevemente descritos a seguir.

1.2.2 A separação de outros produtos e serviços

Segundo VACTOR (1997), durante o período de reestruturação do mercado americano de energia, o termo *unbundling* foi empregado para representar o processo de separação do preço da *commodity* do preço de transporte e de outros serviços, antes inclusos no preço final da energia. Nos anos 70, em uma indústria integrada verticalmente, era tarefa difícil aos órgãos reguladores a separação do preço do fornecimento de energia do preço do serviço de transporte do produto. Ademais, o próprio preço da energia para o consumidor industrial freqüentemente refletia a inclusão de subsídios à classe consumidora residencial (subsídios cruzados).

Ainda assim, conforme avançava a liberalização dos preços no mercado, o preço do produto era separado do preço de serviços e outros fatores associados à sua venda, permitindo maior transparência e comparação entre os preços no mercado. No caso brasileiro, por exemplo, de acordo com o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - CRMSE (2002c), o preço dos serviços de transmissão/distribuição (parcela “fio”), mais o dos serviços de comercialização, representariam cerca de 53% da tarifa média atual cobrada do consumidor ligado em baixa tensão e 34% do ligado em alta tensão (13 kV), conforme pode ser observado por meio da Tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Componentes da tarifa média nacional, 2002 (em R\$/MWh).

Componentes da tarifa	Baixa Tensão	A4 (13,8 kV)	A3a (34,5 kV)	A3 (68 kV)	A2 (138 kV)	A1 (230 kV)
Tarifa média ¹	199,0	134,4	108,1	92,5	81,6	68,4
Parcela “fio + comercialização” ²	105,1	57,8	35,7	25,5	18,4	9,6
Parcela “energia + encargos”	93,9	76,6	72,4	66,9	63,1	58,8

Fonte: COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (2002c).

¹ Esse quadro foi calculado com valores médios que não capturam a diversidade de situações das distribuidoras e de diferentes níveis de modulação da carga.

² A parcela “fio” é composta da tarifa de uso da rede de distribuição (TUSD) e da tarifa nodal de transmissão (TUST). A parcela de comercialização foi calculada de maneira aproximada supondo um custo unitário de comercialização para cada segmento e ponderando pelo número de clientes; além disso, foi feita uma alocação das perdas técnicas entre segmentos.

Assim, o processo de *unbundling* promove a *price discovery* e permite identificar subsídios cruzados vigentes no setor. Apesar de não necessariamente ser obrigatória, a separação entre produto e serviço vem frequentemente acompanhada da desverticalização da indústria, convivendo segmentos monopolistas (transportes) com segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização do produto).

Não obstante, segundo BROADMAN & MONTGOMERY (1983), a integração vertical apresenta um impacto neutro sobre a competição a menos que a firma integrada verticalmente obtenha um considerável grau de domínio horizontal em qualquer um dos mercados em que opera individualmente, ou seja, se a firma integrada apresenta considerável *market share* tanto a montante quanto a jusante. No caso do setor elétrico, uma firma integrada verticalmente (geração e transmissão) geralmente se comporta como um forte monopolista no segmento de transmissão, podendo impedir a competição na geração ao praticar preços bem superiores ao custo marginal dos serviços de transmissão. Desse modo, além da desverticalização, o órgão regulador deve garantir o livre acesso de todos os agentes às redes de transmissão e distribuição. Nesse aspecto, empresas como a CESP, que geravam, transmitiam, comercializavam e distribuíam eletricidade compulsoriamente promoveram a cisão dessas atividades, pelo menos em caráter contábil, permitindo a descoberta do preço do produto “energia elétrica” dos serviços de transporte.

Além do exposto acima, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (CRMSE) elenca mais dois benefícios da desverticalização dos segmentos do setor elétrico. Segundo o CRMSE (2002c), a atuação de um mesmo agente em segmentos com regimes diferentes acarreta sérias dificuldades ao funcionamento do setor em dois quesitos: (i) a neutralidade das atividades de rede e (ii) diminuição da assimetria de informações. Nas palavras do Comitê:

“Por exemplo, [com a integração vertical] não é possível garantir a indispensável neutralidade na operação e expansão das redes de transmissão em relação aos agentes de geração e consumo. Também se torna muito difícil a fiscalização das atividades reguladas de uma empresa que atua em segmentos não-regulados [devido à assimetria de informações]. Por estas razões, a desverticalização, que é a proibição de exercício pela mesma empresa de diferentes atividades, é um dos princípios fundamentais do novo modelo setorial” (CRMSE, 2002, p.40).

Por outro lado, a dificuldade na implantação de um modelo de separação vertical total reside nas economias de integração vertical que deixarão de ocorrer, como, por exemplo, a questão fiscal e contributiva: com a desverticalização, normalmente ocorre aumento de custos, derivado da elevação da carga tributária e de encargos setoriais. Ademais, deve-se verificar se há perdas de eficiência (aumento de custos de transação) na desverticalização, dado que a energia elétrica não é uma *commodity* típica. O ganho de uma maior concorrência pode ser menor que as perdas do uso de uma estrutura de comercialização (governança) ineficiente.

1.2.3 Transparência nos preços

Com a introdução de mercados *spot* e de futuros, ocorre o processo conhecido como difusão de preços (*price discovery*). Diferentemente dos contratos privados, cujas informações são privilégios das contrapartes, os mercados *spot* e de futuros são instrumentos financeiros de acesso público, por meio dos quais todos os participantes do mercado podem facilmente observar os preços correntes e históricos da energia elétrica. Os preços dos contratos de futuros auxiliam os agentes econômicos a

formar expectativas sobre os preços à vista (*spot prices*) esperados para o futuro, ajudando-os, assim, em suas decisões de produção, comercialização e consumo.

De acordo com JOHNSON & SOGOMONIAN (1997), a transparência e o consenso do mercado sobre os preços que os contratos desses mercados provêm, possibilitam a utilização de seus preços como um referencial (*benchmark*) para os preços da energia elétrica no futuro, facilitando a negociação de qualquer transação que dependa dessa variável: contratos de curto e de longo prazo, estimativa da receita ou custo futuro, entre outras.

Segundo SOUZA (1999), em mercados de futuros já bem fortalecidos, como os do óleo e do gás na New York Mercantile Exchange (Nymex), onde há intensa negociação em períodos de um mês até cinco anos, há um consenso do mercado sobre o comportamento de seus preços no futuro. Assim, os preços futuros nesses mercados consolidados são referenciados como um *benchmark* para seus agentes, contribuindo para a transparência nos preços.

1.2.4 Separando risco financeiro do risco de produção

Para VACTOR (1997), um nível maior de concorrência, a padronização e o avanço do processo de *unbundling*, permitem uma melhor avaliação do comportamento dos preços no mercado, conduzindo à separação entre os riscos de produção e de preço. Embora ilusório, os preços em mercados regulados são estáveis, permitindo aos agentes a formalização de contratos de longo prazo, no qual o preço e a quantidade negociados são fixos. Diferentemente, em um mercado de *commodities*, os preços se comportam de modo errático, variando de dia após dia, semana a semana (no caso da eletricidade, podendo ser de hora em hora). Em um *open market*, a negociação *spot* é difundida e os agentes utilizam os contratos derivativos para a transferência do risco de preço. Ao “travar” um preço nos mercados derivativos, os agentes separam o risco de preço do risco de produção, podendo, então, gerenciar melhor esse último.

1.2.5 Modelos tarifários e a questão dos incentivos

Um dos objetivos da reestruturação é promover a competição nos segmentos de geração e de comercialização da energia elétrica, podendo a competição ser exercida de forma potencial ou contestável. Para tanto, deve-se garantir nos “segmentos-fio” o livre acesso às redes, com tarifas remuneradoras o suficiente para permitir a continuidade do fluxo de investimento àqueles segmentos. Para garantia da atratividade desses segmentos, de acordo com SANTANA & GOMES (1999), os dois tipos de regulamentação tradicionalmente empregados consistem em modelos de custo do serviço (ou na garantia de remuneração do investimento) e de controle de preços, por meio do mecanismo de *price-cap*.

Conforme mencionado, para VISCUSI et al. (1995), no primeiro modelo, o preço deve cobrir os custos mais uma remuneração garantida. A vantagem desse modelo é de praticamente eliminar os riscos de negócio, contudo, parece não proporcionar incentivos à redução de custos, ou seja, à eficiência produtiva, pois, aumentos de custos são automaticamente repassados ao consumidor. De acordo com AVERCH & JONHSON (1962), esse modelo também apresenta um problema já citado relacionado à manipulação das informações sobre os verdadeiros custos por parte das firmas, gerando investimentos desnecessários (*efeito Averch-Jonhson*). Com a remuneração garantida sobre o ativo imobilizado em serviço, as firmas tendem ao excesso de investimento sem uma adequada análise de sua viabilidade econômica, situação de difícil contorno ao regulador devido ao problema de assimetria de informações.

Esse modelo foi largamente utilizado no setor elétrico por diversos países. Todavia, as dificuldades desse modelo, apontadas acima, conduziram os órgãos reguladores a inserir incentivos nos processos de tarifação. Para tanto, o modelo freqüentemente empregado tem sido o *price-cap*. Segundo SANTANA & GOMES (1999), nesse modelo determina-se um preço limite a ser praticado pelas firmas, o que incentiva a conter custos – eficiência produtiva – pois a remuneração dos investimentos é uma resultante do modelo. Não obstante, nesse modelo as firmas estão expostas a oscilações de custos originadas por variáveis exógenas não controláveis, por exemplo,

variações repentinas do lado da demanda ou da oferta. Para evitar esse contratempo, costuma-se inserir mecanismos de repasse automáticos dos custos (*cost pass-through*), semelhantes ao repasse dos custos não-gerenciáveis nos processos de reajuste tarifário coordenados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).¹³

Um refinamento desse modelo tem sido o emprego de mecanismos de incentivo para repartir excessos de ganhos de produtividades (*benefit sharing*), distribuindo o lucro excessivo dos monopolistas para os consumidores cativos. No caso do setor elétrico brasileiro, nos processos de revisão tarifária implementados pela Aneel essa função tem sido cumprida pelo mecanismo chamado de “Fator X”. De acordo com a ANEEL (2003), o “Fator X” consiste em definir um percentual redutor da variação do índice de preços que será aplicado aos custos que podem ser gerenciáveis pela concessionária (essencialmente, custos de O&M). Para CABRAL (2002), corresponde aos ganhos futuros de produtividade do ente regulado que serão repartidos com os consumidores cativos.

Exemplificando, pode-se citar o caso da segunda revisão tarifária em 2001 da concessionária Escelsa S.A., quando seu “Fator X” foi fixado em 1,89%, percentual deduzido do IGPM utilizado no reajuste tarifário, que na ocasião foi da ordem de 9,99%. Aplicando-se o “Fator X”, o reajuste da parcela dos custos gerenciáveis ficou em 8,10%, reduzindo o reajuste total a ser aplicado às tarifas em 0,51%. Como o reajuste é calculado para permitir uma receita futura (para período que variam de três a cinco anos), a concessionária tem incentivos para que a parcela de custos gerenciáveis tenha um crescimento inferior ao homologado pelo órgão regulador, quando do reajuste tarifário.

Em síntese, observa-se que na base das reformas ocorridas em diversos países, o conceito de que energia elétrica podia ser tratada como uma *commodity* era subjacente. Com a desverticalização, separando produto de serviços, a energia elétrica se tornaria uma mercadoria comum, permitindo, quando necessário, sua substituição por produtos substitutos – como o gás natural – além de ser possível o transporte e a importação de energia elétrica (pois, pressupunha-se não ocorrerem “gargalos” no

¹³ O custo de compra de energia elétrica e os encargos setoriais são considerados custos não-gerenciáveis no processo tarifário das distribuidoras do setor elétrico brasileiro, sendo repassados diretamente às tarifas.

sistema de transmissão). Observando desse modo, conclui-se que o processo iniciado no Brasil ainda estaria em fase incipiente, quando comparado com os diferentes estágios propostos à “commoditização” da energia elétrica. A seguir, procura-se justamente situar a reforma institucional e organizacional que o setor elétrico vivenciou a partir da década de 90, com o objetivo de implantar o processo descrito acima. Além disso, uma análise histórica da indústria de energia elétrica no Brasil também é apresentada.

2 VISÃO SISTÊMICA E EVOLUTIVA DO SETOR ELÉTRICO

Neste capítulo é apresentada a evolução do ambiente organizacional e institucional do setor elétrico brasileiro, desde o início dessa indústria no país – com uma participação predominantemente privada – passando pela posterior consolidação de um modelo estatal, centralizado no Sistema Eletrobrás, e pelo esgotamento desse modelo, configurado pela reestruturação do setor iniciada em 1995.

2.1 O ambiente institucional e organizacional de 1879 a 1934: os passos iniciais

De acordo com a ELETROBRÁS (2002a), o marco histórico da energia elétrica ocorreu em 1879 quando Dom Pedro II concedeu a Thomas Alva Edson autorização para operar no país aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública. Nesse mesmo ano, foi instalada a primeira iluminação permanente no país, na Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II – atual Central do Brasil (RJ). Dois anos depois, em 1881, a Diretoria Geral dos Telégrafos inaugurou a primeira iluminação pública em parte da atual Praça da República (RJ).

Segundo a ESCELSA (2002), em 1883, foi instalada na cidade de Campos (RJ), a primeira usina termelétrica do país, com uma potência instalada de 52 kW. Já a primeira usina hidrelétrica seria inaugurada no mesmo ano, sendo instalada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, em Diamantina (MG). De acordo com PAULON & MARTINS NETO (2002), a finalidade era movimentar bombas de desmonte hidráulico que, com jatos d'água, revolviam o solo, rico em diamantes. Para tal, uma linha de transmissão de dois quilômetros fazia o transporte de eletricidade para as máquinas que extraíam cascalho da mina.

Em 1887, começou a operar uma outra pequena usina hidrelétrica, dessa vez em Nova Lima, Minas Gerais. Essa usina, construída por iniciativa da Compagnie des Mines d'Or du Faria, permitia a empresa utilizar energia elétrica nos trabalhos de mineração. Uma pequena linha de transmissão permitia o fornecimento de iluminação

às dependências da mina e às casas dos funcionários da empresa, conforme descrito por PAULON & MARTINS NETO (2002).

Para a ELETROBRÁS (2002a), a primeira usina hidrelétrica considerada de grande porte para a época, com potência instalada de 250 kW, foi a Marmelos-Zero da Companhia Mineira de Eletricidade. Localizada no rio Paraibuna (MG), foi inaugurada em 7 de setembro de 1889, tendo a finalidade de fornecer iluminação pública à cidade de Juiz de Fora (MG) e energia à fábrica de tecidos do industrial Bernardo Mascarenhas, proprietário do empreendimento. A atividade era regulamentada por meio de um contrato entre a Companhia e a câmara municipal, no qual autorizava-se a empresa a fornecer lâmpadas a particulares e delimitava-se a área a ser atendida dentro do perímetro urbano.

Em 1892, foi inaugurada no Rio de Janeiro, pela Companhia Ferro-Carril do Jardim Botânico, a primeira linha de bondes elétrica. Sete anos depois, em 1899, seria constituída em Toronto, Canadá, a São Paulo Railway, Light and Power Company Limited – a conhecida Light São Paulo. Formada por empresários canadenses, seu objetivo era a produção, a utilização e a venda de eletricidade, ou seja, a integração vertical total. A integração vertical era explicada pelos custos de transação presentes na indústria, devidos, sobretudo, à especificidade de seus ativos. Também, procurando aproveitar as economias de escopo, a Light São Paulo abrangia o estabelecimento de linhas férreas, telegráficas e telefônicas. Essa estratégia de diversificação e o aproveitamento dos recursos de distribuição e comercialização permitiam a redução dos custos médios dessa indústria nascente.¹⁴

Mediante a garantia de monopólio dos serviços de bondes elétricos e de fornecimento de energia e gás, em 1901, a Light inaugurou sua primeira hidrelétrica com uma capacidade geradora inicial de 2.000 kW, no rio Tietê, em São Paulo. Sua função era a de produzir energia para atender às necessidades da rede de transporte urbano e de iluminação da cidade de São Paulo. A usina chamada de Hidrelétrica de Parnaíba (atual Edgard de Souza), recebeu um acréscimo de 1.000 kW em fevereiro de 1902 e mais 1.000 kW em março de 1903. Esse processo chegou ao fim em 1912, quando Parnaíba atingiu a potência máxima de 16.000 kW (PAULON & MARTINS NETO, 2002).

Com autorização do Presidente Rodrigues Alves, em 1905, ocorre a criação da Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltd., do mesmo grupo financeiro de São Paulo. No mesmo ano, em dezembro, o grupo inicia a operação da usina de Fontes, no município de Pirai (RJ), com objetivo de fornecer energia à iluminação pública e residencial e à tração dos bondes elétricos no Distrito Federal. Ainda, segundo PAULON & MARTINS NETO (2002), em 1908 a usina já possuía uma potência instalada de 12.000 kW e em junho de 1909 a potência passou a 24.000 kW, sendo, na época, a maior usina do Brasil e uma das maiores do mundo.

Até a chegada do capital estrangeiro, representado pela Light, pode-se afirmar que o aparecimento das pequenas centrais hidrelétricas se deveu basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas ligadas à mineração, fábricas de tecidos, serrarias e beneficiamento de produtos agrícolas. Nesse período, a grande maioria das unidades era de pequena potência, pois os altos custos inviabilizavam a instalação de grandes usinas geradoras, tendo-se dado preferência para que fossem implantados aproveitamentos diretos da força hidráulica, que determinavam inclusive a localização das fábricas junto às quedas d'água. A baixa confiabilidade quanto à regularidade do funcionamento dessas instalações concorreu para que, até a virada do século, a energia termelétrica predominasse, tendo o processo se invertido a favor das hidrelétricas com a chegada da Light (PAULON & MARTINS NETO, 2002).

Dessa forma, as atividades de geração e distribuição de eletricidade não se restringiam às desenvolvidas apenas pelo grupo Light. Havia também um grande número de unidades isoladas, instaladas em diversos pontos do país. Segundo a ESCELSA (2002), em 1920, existiam cerca de 300 empresas no setor elétrico servindo a 431 localidades, com um capacidade instalada total de 354.980 kW, sendo 276.100 kW em usinas hidrelétricas e 78.880 kW em usinas termelétricas.

De acordo com PAULON & MARTINS NETO (2002), após 1920, duas são as principais características da indústria de energia elétrica no Brasil:

¹⁴ Para BESANKO, DRANOVE & SHANLEY (2000), o sucesso da diversificação reside sobretudo em negócios que exploram economias de escopo.

1. A construção de centrais geradoras de maior envergadura, capazes de atender à constante ampliação do mercado de energia; e
2. A intensificação do processo de integração horizontal e centralização das empresas concessionárias.

A expansão dos bondes elétricos e da iluminação pública fez desses dois serviços públicos os principais consumidores. Entretanto, era crescente a participação da demanda industrial no consumo de eletricidade. Na década de 1920, o crescimento da indústria de energia elétrica foi bastante significativo, embora não tenha livrado o país de racionamentos de consumo.

Quanto ao processo de concentração empreendido pelas companhias de energia elétrica, esse foi extremamente rápido. A Light, em apenas dois anos, 1927 e 1928, incorporou oito empresas menores. Dando continuidade às incorporações, a empresa seguiu comprando mais cinco usinas, entre 1930 e 1934. No interior de São Paulo, os maiores grupos regionais, como a Companhia Paulista de Força e Luz, o grupo da família Silva Prado e o grupo Ataliba Vale - Fonseca Rodrigues - Ramos de Azevedo seguiam também o caminho de incorporação das concessionárias menores.

Consolidando esse processo, em 1927, iniciam-se as atividades no país do grupo americano American & Foreign Power Company (Amforp). Esse grupo adquiriu diversas usinas hidrelétricas, passando a fornecer energia elétrica para parte do Sul, Centro e Nordeste do país. Segundo a ESCELSA (2002), somente os grupos Light e Amforp chegaram a dominar, em 1939, mais de 70% da capacidade instalada no país (652 mil kW do grupo Light e 157 kW do grupo Amforp).

Em síntese, o modelo inicial da indústria de energia elétrica pode ser resumido assim:

“A grande empresa estrangeira [Light], responsável pelo suprimento de energia elétrica na região mais desenvolvida do país [eixo Rio-São Paulo]... Além disso, a Foreign Power explorava a geração e distribuição de energia em outras áreas vitais do país, como interior de São Paulo e arredores, Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal, Vitória e interior do estado do Rio... Apenas a periferia, a região menos desenvolvida, mais retardada, tinha seus serviços de energia elétrica a cargo de pequenas empresas nacionais ou dos

governos estaduais ou municipais” (PEREIRA & LIMA, 1975, p.115).

Conforme observado no primeiro capítulo e consoante JANNUZZI & SWISHER (1997), a energia elétrica pode ser tratada como uma mercadoria (*commodity*), uma necessidade social ou como recursos estratégicos ou ecológicos. Esse modelo, descrito por PEREIRA & LIMA (1975), mostra a visão da energia elétrica como sendo uma *commodity*, no qual as maiores possibilidades de ganho de escala eram absorvidas por grandes empresas privadas, enquanto a visão de necessidade social ou de recurso estratégico era exercida, sobretudo pelos governos estaduais e municipais. O modelo somente se alteraria substancialmente em 1934, com a promulgação do Código de Águas, marcando o esboço de uma nova etapa para o setor: a era estatal. A oferta de energia elétrica passaria a ser executada, predominantemente, pelos governos federal e estaduais, sob uma visão de necessidade social e estratégica para o desenvolvimento industrial do país.

2.2 Décadas de 30 e 40: alterações no ambiente institucional e organizacional

LEVY & SPILLER (1994) argumentam que a eficiência do aparato regulatório em promover o investimento privado varia com as instituições políticas e sociais de cada país. O sucesso na obtenção de um ambiente propício ao investimento privado, sobretudo estrangeiro, depende da criação de mecanismos que restrinjam a ação regulatória sobre o setor e preserve a credibilidade dos contratos entre os agentes privados e públicos (*credible commitment*). Dessa forma, o modelo liberal adotado no início da indústria de energia elétrica favorecia a entrada de investimentos privados.

Todavia, desde o início do século passado, havia iniciativas de alterar a base jurídica do modelo liberal existente. Para tentar regulamentar o setor elétrico, em 1907, o primeiro projeto do Código de Águas foi apresentado ao Congresso Nacional, tentando estabelecer a caracterização jurídica das águas e regulamentar seu aproveitamento para geração de eletricidade. O projeto permaneceu por vários anos na Câmara dos Deputados, sem obter aprovação. Segundo a ELETROBRÁS (2002a), o caráter liberal da Constituição de 1891 impedia tentativas de ampliar a ingerência da União em questões relativas à exploração e produção das riquezas nacionais.

Na década de 30, o Governo Vargas alterou a forma de administrar os recursos hídricos, que passaram a ser considerados como de interesse nacional. A 10 de julho de 1934, foi promulgado o Código de Águas, consolidando a intervenção do Estado no domínio econômico e a União como poder concedente para os aproveitamentos hidrelétricos destinados ao serviço público. Em 1937, segundo GUIMARÃES (2001), deu-se a proibição de qualquer novo aproveitamento hidráulico por companhias estrangeiras e, em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) órgão federal responsável pela tarifação, organização, controle das concessionárias, interligação entre as usinas e sistemas elétricos. De acordo com a ELETROBRÁS (2002a), o CNAEE – até a criação do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobrás, nos anos 60 – foi o principal órgão do governo federal nos assuntos relativos à política de energia elétrica.

A tendência de que o Estado assumisse a condução no setor elétrico foi reforçada com a crise de energia no final da década de 30. O principal fator para a crise do setor elétrico ocorrida naquela época foi o início da Segunda Guerra Mundial, em 1939. PEREIRA & LIMA (1975) afirmam que o grupo Light, às vésperas da guerra, gerava e oferecia energia elétrica acima da demanda. Até o grupo Amforp, em algumas regiões, também apresentava capacidade de geração superior à demanda.

“A guerra é que retardou a expansão do sistema elétrico privado, quer pela dificuldade de obtenção de recursos para o investimento, quer pela dificuldade de aquisição de equipamento estrangeiro, pois o que aqui se produzia era quase nada. Além disso, a inflação, gerada pela situação especial que o país atravessava durante a guerra, foi tornando as tarifas cada vez menos interessantes para os concessionários” (PEREIRA & LIMA, 1975, p.116).

No período entre 1930 e 1945, a expansão do consumo de energia elétrica nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro foi de 250%, enquanto a capacidade instalada de geração de energia cresceu somente 72%. Esse resultado foi atribuído à falta de interesse da iniciativa privada em investimentos no setor. Entretanto, segundo BERGARA, HENISZ & SPILLER (1997), as empresas multinacionais precisam ponderar os potenciais custos e benefícios de operar em mercados onde o risco de expropriação dos investimentos é maior. Nesse sentido, as sinalizações advindas das instituições do setor elétrico, na época, não favoreciam a criação de um ambiente

propício ao investimento. Dessa forma, a retomada do crescimento em capacidade de geração de energia ocorreu somente com a efetiva participação dos governos federal e estaduais no setor, a partir da década de 50, conforme se pode observar por meio da Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Capacidade instalada de geração de eletricidade, 1930–1960 (em MW).

Ano	Potência (em MW)	Taxa crescimento no período (em %)
1930	779	-
1935	850	9,1%
1940	1.244	46,4%
1945	1.342	7,9%
1955	3.148	134,6%
1960	4.800	52,5%

Fonte: BAER & MCDONALD (1997).

Na realidade, de acordo com a ANEEL (2002), no período de 1939 a 1947 ocorreu apenas um registro de ampliação do parque gerador – o de Ribeirão da Lages. A efetiva retomada dos investimentos ocorre somente no pós-guerra, quando do segundo governo de Getúlio Vargas (1951-1954).

2.3 O início do modelo predominantemente estatal: 1950 a 1961

O marco inicial dessa fase – Estado produtor e regulador – pode ser considerado o início da construção, em 1950, durante o Governo Vargas, da Usina Paulo Afonso no rio São Francisco. Seria a primeira usina da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf). De acordo com a ELETROBRÁS (2002a), a constituição da Chesf representou: (i) uma maior presença do governo na geração de energia; (ii) a tendência de construção de usinas de grande porte, explorando-se as economias de escala; e (iii) a integração vertical entre geração e transmissão, explorando-se as economias de escopo e diminuição dos custos de transação.

Até a década de 50, o setor de elétrico ainda era predominantemente privado, com as concessões para o fornecimento de energia nas principais cidades sob gestão de operadoras estrangeiras. De acordo com GUIMARÃES (2001), a inauguração

da usina Paulo Afonso em 1955, com capacidade de geração de 184 MW, impulsionou a constituição de novas empresas de capital misto entre governo federal e governos estaduais: a Centras Elétricas de Minas Gerais (Cemig), a Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cerp) – posteriormente incorporada pela Centrais Elétricas de São Paulo (CESP), a Companhia de Energia Elétrica do Paraná (Copel) entre outras. Para BAER & MCDONALD (1997), essas empresas surgiram principalmente pela incapacidade (ou indisposição) dos grupos Light e Amforp em atenderem à crescente demanda por energia elétrica em suas áreas de concessão.

De acordo com LEITE (1997), as barreiras na efetivação de projetos privados eram basicamente três: (i) dificuldades para obtenção de recursos financeiros; (ii) dificuldades para importação de equipamentos; e (iii) ausência de políticas que permitissem promover o reajuste das tarifas e garantir a lucratividade sobre o capital investido. No entanto, conforme mencionado, deve-se acrescentar também o problema de *credible commitment*, pois o ambiente institucional gerava incerteza quanto à rentabilidade do investimento e ao cumprimento dos contratos entre os agentes privados e públicos.

Para as empresas multinacionais, a insatisfação dos consumidores pela qualidade do fornecimento era crescente. Segundo ARAÚJO & BESNOSIK (1993), a piora na qualidade dos serviços de energia elétrica, durante os anos 50, resultou em um crescimento expressivo da autogeração, chegando a 16,7% da capacidade instalada em 1953. Apesar dos cortes e racionamentos constantes, os grupos Light e Amforp recusavam-se em reinvestir seus lucros na expansão da geração de energia elétrica. Assim, em 1959, ocorreu um fato marcante que foi a aquisição pelo governo do Estado do Rio Grande do Sul, na gestão Leonel Brizola, ao preço simbólico de um cruzeiro, das subsidiárias da Light e da Amforp, dando origem à primeira empresa estadual (a Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE) e gerando uma crise entre os governos brasileiro e americano.

Todavia, a efetiva consolidação do perfil intervencionista ocorre com a criação, em 25 de abril de 1961, das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), para a coordenação de todo o setor elétrico, marcando o fim da era liberal para o setor elétrico. Um ano antes, em 22 de julho de 1960, a Lei 3.782 criou o Ministério das Minas e Energia (MME), cuja área de atuação abrangia temas relativos à produção

mineral e energia. O MME ficou responsável pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) e pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), além das empresas federais de geração de eletricidade, como a Chesf. Estava redesenhada as principais organizações e instituições que balizariam o novo modelo para o setor.

2.4 Consolidando o modelo: 1961 a 1981

A Eletrobrás, criada por meio da Lei 3.890-A, em 1961, tinha o objetivo principal de ser uma *holding* do setor elétrico, sendo responsável pelo planejamento do setor – tarefa até então a cargo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), criado em junho de 1952. Esse processo foi sendo consolidado durante as décadas de 60 e 70, por meio da criação das subsidiárias da *holding* - Eletrosul (1968) e Eletronorte (1972) - e com a assunção do controle da Chesf e de Furnas Centrais Elétricas.

De acordo com GUIMARÃES (2001), inicialmente, a Eletrobrás foi financiada por meio de um imposto sobre o consumo de energia elétrica e de um empréstimo compulsório. Esse último representava 15% do valor de venda aos consumidores, passando, posteriormente, a 20%. Tinha, por contrapartida, títulos de dez anos, corrigidos com taxa de juros anuais a 12%.

Evitando repetir a crise institucional ocorrida com a encampação das subsidiárias da Light e Amforp no Rio Grande do Sul, em abril de 1963, a Amforp acordou com o governo federal a venda de suas instalações por US\$ 135 milhões. A reação de nacionalistas impediu a concretização do negócio e a compra foi consumada somente após o golpe militar de 1964, em 12 de novembro daquele ano, ao mesmo preço de US\$ 135 milhões, a serem pagos em 45 anos. Essa aquisição deu à estatal mais dez empresas e, ao setor público, o primeiro lugar na geração de energia elétrica, com 54% dos 7.400 MW de potência instalada em 1964.

Em 1965, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), posteriormente – 1968 – denominado Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), quando absorveu além do DNAE o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). Essa estrutura organizacional (DNAEE e

Eletrobrás) vigoraria formalmente até dezembro de 1996, quando da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica. Enquanto a Eletrobrás executava a política energética, o DNAEE era responsável pela atividade normativa.

Em 1966, todas as empresas do Estado de São Paulo, no total de onze, foram unificadas nas Centrais Elétricas de São Paulo (CESP), caminho seguido por vários estados que estabeleceram empresas estaduais de energia elétrica (PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL, 1988). Segundo PONTES (1998), pelo Decreto-lei 200, de 1967, a União transferiu para os estados quase todos os serviços de distribuição de energia elétrica que se encontravam sob o seu controle, com a transferência para a esfera estadual das dez empresas de caráter regional adquiridas quando da estatização do grupo Amforp, em 1964. Dessa forma, o capital da *holding* Eletrobrás além de integralizado em suas subsidiárias, também envolvia uma participação minoritária nas chamadas empresas associadas, em sua maioria, as distribuidoras estaduais (ELETROBRÁS, 2002a).

Assim, o modelo consolidou-se na exploração de economias de escopo pela integração vertical entre a geração e transmissão (com forte atuação do governo federal) e nos ganhos de escala e diminuição dos custos de transação propiciados pela integração horizontal na distribuição (com forte atuação dos governos estaduais).

Em síntese, de uma participação de 82,4% do total da potência instalada em 1952, o setor privado caiu para 52,2% em 1962 e, em 1965, representava apenas 33,6%, conforme disposto em BAER & MCDONALD (1997). O processo de estatização foi concretizado com a compra da Light Rio e da Light São Paulo. O grupo proprietário (Brascan Limited) já transferira seus investimentos para setores mais rentáveis, como mineração e turismo, e, em 1979, a Light Rio foi adquirida pelo governo federal e, em 1981, foi a vez da Light São Paulo.

2.5 O auge do modelo: 1981 a 1995

Os dois “choques de petróleo” – 1973 e 1979 – promoveram a elevação dos preços de diversos energéticos. Vários países transferiram indústrias eletro-intensivo para países “periféricos”. O Japão, por exemplo, praticamente fechou sua indústria de alumínio primário e passou a importá-lo de países como o Brasil. Para

tanto, segundo BAER (1995), o governo passou a utilizar as empresas para a busca de recursos externos e financiar projetos de energia, conforme pode ser observado por meio da Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Origem dos recursos do setor elétrico, Brasil, 1967–1984 (em %)

Origem dos recursos	1967	1973	1979	1984
Recursos internos	34,0	44,9	24,2	17,9
Empréstimos obrigatórios	8,1	9,4	7,6	3,9
Recursos estatais	31,9	20,3	6,1	6,0
Empréstimos domésticos	13,0	6,6	30,1	9,4
Financiamentos estrangeiros	13,0	18,8	32,0	62,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: BAER & MCDONALD, p. 10, 1997.

Apesar de o modelo estatal propiciar uma expansão da capacidade instalada de 6.355 MW, em 1963, para 42.860 MW, em 1984, o governo federal apresentava um déficit público insustentável, com uma dívida externa que cresceu de US\$ 49,9 bilhões em 1974 para US\$ 91,1 bilhões em 1984 e a taxa de inflação (IGP-DI) chegou a 224% nesse mesmo ano. A partir de 1982, o setor foi afetado pela adoção de políticas restritivas recomendadas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI). De acordo com GREMAUD, VASCONCELLOS & TONETO JR (2002), essas políticas preconizavam: (i) contenção da demanda agregada, por meio da redução do déficit público (obtida com a redução nos gastos públicos, sobretudo investimentos); (ii) aumento da taxa de juros interna e restrição ao crédito; (iii) redução do salário real; e (iv) estímulo à competitividade da indústria brasileira, por meio da contenção de determinados preços públicos.

Assim, em um cenário recessivo, de queda no consumo e de elevação do custo do capital, as tarifas de energia elétrica foram comprimidas como instrumento de combate à inflação. Segundo BAER & MCDONALD (1997), de 1964 a 1969, as tarifas de energia elétrica aumentaram cerca de 50% no período, enquanto o nível geral de preços 39%. Nos anos subseqüentes, até 1973, as tarifas permaneceram sendo reajustadas ligeiramente acima da inflação, permitindo que o setor aumentasse os recursos gerados internamente de 34% em 1967 para 44,9% em 1973, conforme se pôde

observar na Tabela 2.2. Contudo, a Tabela 2.3 mostra que o processo de ganho real da tarifa em relação à inflação apresentou um retrocesso a partir de 1975.

Tabela 2.3 – Tarifa de energia elétrica real média, 1964-1991 (base 1964 = 100).

Ano	Tarifa Real Média	Ano	Tarifa Real Média
1964	100	1978	112
1965	140	1979	106
1966	144	1980	106
1967	156	1981	120
1968	138	1982	114
1969	150	1983	101
1970	166	1984	98
1971	163	1985	93
1972	175	1986	97
1973	164	1987	102
1974	145	1988	101
1975	150	1989	71
1976	129	1990	73
1977	118	1991	72

Fonte: BAER & MCDONALD (1997).

Além do arrocho tarifário, a situação das empresas estatais do setor elétrico foi agravada pelo crescimento das taxas de juros internacionais – mais do que dobraram entre 1979 e 1980. Na tentativa de obtenção de divisas, o governo brasileiro obrigou suas empresas a contraírem dívidas externamente, mesmo quando não necessário. Segundo o PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL (1988), o efeito dessa política foi um crescimento dos custos do serviço da dívida do setor, em termos reais, de 117% entre 1978 e 1980.

Para GUIMARÃES (2001), o processo de deterioração, aliado à diminuição de recursos para o setor, promoveu um fenômeno denominado “calote em cascata”: as concessionárias geradoras – federais ou estatais – não pagavam os combustíveis utilizados ou seus compromissos comerciais, fiscais e tributários. As concessionárias distribuidoras – federais ou estatais – por sua vez, não pagavam as concessionárias geradoras. Os poderes públicos, os grandes consumidores estatais – federais, estatais e municipais – e os grandes consumidores privados não pagavam a energia elétrica consumida, e, finalmente, os fornecedores de combustíveis, matérias-primas e insumos não pagavam seus fornecedores e o fisco.

No sentido de resolução dessa crise de inadimplência, em 28 de outubro de 1993 foi promulgada a Lei 8.724, promovendo um gigantesco acordo entre a União e os diversos agentes do setor elétrico brasileiro. Pelo acordo, a União assumiu um passivo de cerca de US\$ 26 bilhões. Todavia, o acordo atacava os efeitos e não as causas, pois, passados três anos, o “calote em cascata” já atingia cerca de US\$ 3 bilhões, sendo o fato apontado como principal evidência da necessidade urgente de revisão institucional e organizacional do setor elétrico.

2.6 As bases de um novo arranjo institucional

Durante as décadas de 80 e 90 aconteceram diferentes reformas da indústria mundial de energia elétrica, conforme observado no capítulo anterior. Na base das reformas estava o conceito de que a energia elétrica podia ser tratada como uma *commodity*. A seguir, esse processo de “commoditização”, que pressupõe uma reforma institucional e organizacional, é apresentado para o caso brasileiro.

2.6.1 A reestruturação institucional e organizacional do setor elétrico: 1995 a 2001

No caso específico do Brasil, a reestruturação do Estado teve início no governo Collor, em 1990, com o Plano Nacional de Desestatização (PND). Nesse plano foram incluídas as distribuidoras Light S.A. e Escelsa S.A. – do grupo Eletrobrás. No entanto, somente em julho de 1995, já no governo de Fernando Henrique Cardoso, ocorreria a primeira privatização do setor – a venda da Escelsa S.A. Ainda em 1995, o governo federal incluiria no PND: Eletrobrás, Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Chesf.

Com a perspectiva de possíveis blecautes, em razão do aumento da demanda por energia elétrica, provocado pelo ganho de poder aquisitivo da população com o Plano Real, em meados de 1996, o Ministério de Minas e Energia (MME) e Eletrobrás selecionaram um consórcio para a realização do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. De acordo com MELLO (1999), o edital continha a proibição de firmas de consultoria brasileiras exercerem a liderança do consórcio. Dessa forma, a liderança coube à consultoria inglesa Coopers & Lybrand Consultores Ltda.

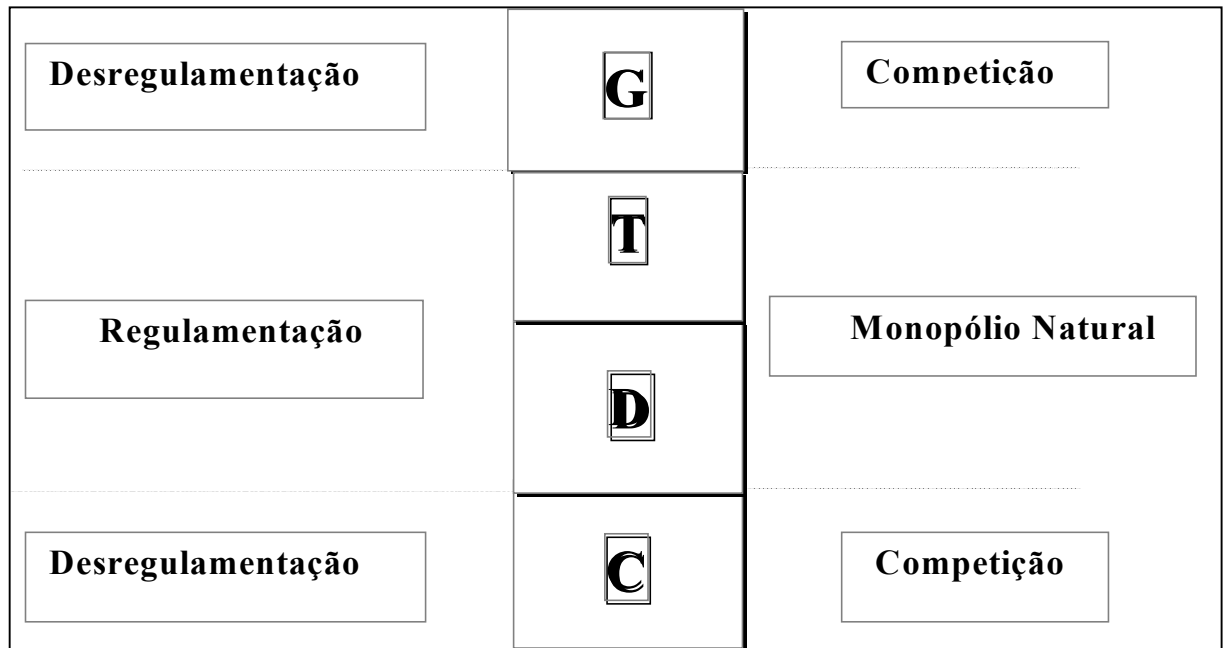
De acordo com o COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO (2002b), a instituição de um novo marco regulatório teve por objetivos: (1) assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, considerando a percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala desejável; e (2) garantir que o setor elétrico fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para assegurar um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível.

As estratégias básicas para atingir esses dois objetivos foram resumidas pelo citado Comitê da seguinte forma:

1. Desverticalização: separação entre as atividades de geração (G), transmissão (T), distribuição (D) e comercialização (C), de tal forma, que essas atividades fossem exercidas por empresas distintas. Admitindo-se, entretanto que, dentro de certos limites, algumas combinações dessas atividades fossem realizadas por uma única empresa, desde que houvesse a separação contábil.

2. Competição na geração (G) e na comercialização (C) de forma a gerar estímulos para o aumento da eficiência e redução dos preços. Enquanto as atividades de transmissão (T) e distribuição (D), por serem monopólios naturais, continuariam como atividades reguladas; os extremos da cadeia produtiva do setor elétrico (geração e comercialização) teriam suas atividades desregulamentadas (ou *re-regulamentadas*) no sentido de inserir a competição nesses segmentos.

Essas estratégias foram sendo executadas desde o primeiro mandato de Fernando Henrique Cardoso. A Figura 2.1 resume a estrutura do marco regulatório implementada a partir de 1995.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 2.1 – Segmentos do setor elétrico brasileiro.

3. Livre acesso às redes de transmissão e distribuição para permitir a competição na produção e na comercialização. Os segmentos de transmissão e distribuição continuariam monopólios regulados. A participação da iniciativa privada ocorreria na expansão do sistema de transmissão. Para tanto, em 1999, ocorreu o fim da exclusividade estatal na construção e exploração da rede transmissora. Até aquele ano, a licitação pública era o instrumento de contratação e, a partir de 2000, passou a ser a modalidade dos leilões públicos em bolsa de valores, vencendo quem oferecesse o menor preço pelos serviços de transmissão. Segundo a ANEEL (2003), os leilões de linhas de transmissão realizados na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, transferiram para a iniciativa privada o compromisso de ampliar a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional em mais de 7.000 km, entre 1999 e 2002, com investimentos estimados em R\$ 3,9 bilhões. Somando-se as linhas leiloadas e as autorizadas, a agência outorgou 9,3 mil quilômetros de novas linhas, com investimento estimado em R\$ 5,1 bilhões. Desse total, 5,2 mil quilômetros já estão em operação, 1,4 mil entrariam em funcionamento em 2003, e outros 2,7 mil em 2004.

4. Privatização: para JOSKOW (1998) e POLLITT (1999), os objetivos principais da privatização no setor foram: reduzir o envolvimento governamental na

operação da indústria; prover recursos para os governos federal e estaduais com a venda das empresas; prover recursos privados para os investimentos necessários ao setor; aumentar a eficiência da indústria, supondo que o setor privado apresenta eficiência econômica superior; e prover um ganho político para os gestores do processo.

Conforme mencionado, no Brasil, o processo de privatização do setor elétrico foi iniciado com a privatização da Escelsa S.A. do Estado de Espírito Santo, em 11 de julho de 1995. Na época, foram vendidas na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro pela Eletrobrás, 51% das ações da Escelsa, pelo valor de US\$ 399,9 milhões, com ágio de 11,8% sobre o preço mínimo. A Tabela 2.4 apresenta do total de 27 empresas cadastradas na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), as empresas públicas (estaduais e federais) remanescentes no setor elétrico brasileiro, baseando-se em dados atualizados até dezembro de 2000.

Tabela 2.4 – Empresas públicas no setor de energia elétrica brasileiro (dez/2000).

Empresa	Principal acionista	<i>Market share</i> no suprimento (medido pelo kWh)	<i>Market share</i> na distribuição (medido pelo kWh)
<u>Geradoras</u>			
Chesf	Eletrobrás (100,0%)	15,68%	2,68%
Furnas	União Federal (58,4%)	45,64%	0,04%
EMAE	Fazenda do Estado de São Paulo (97,4%)	1,30%	0,00%
<u>Mistas¹</u>			
CEEE	Estado do Rio Grande do Sul (67,0%)	0,66%	2,18%
Cemig	Estado de Minas Gerais (51,0%)	1,74%	13,35%
CESP	Fazenda do Estado de São Paulo (60,5%)	10,38%	0,75%
Copel	Estado do Paraná (58,6%)	1,77%	6,27%
Eletronorte	Eletrobrás (98,83%)	5,47%	5,32%
<u>Distribuidoras</u>			
CEB	Governo do Distrito Federal (89,3%)	0,05%	1,35%
Celesc	Estado de Santa Catarina (50,2%)	0,07%	4,27%
Celg	Estado de Goiás (97,8%)	0,03%	2,32%
Total da participação pública		82,79%	38,54%

Fonte: BNDES (2001). Para Copel: dados de 1998 (ELETROBRÁS, 1999).

¹ Apresenta geração própria maior ou igual a 25% da energia requerida e atende a um número maior ou superior a 100 mil consumidores.

Note que o programa de privatização teve um grande avanço no segmento de distribuição, no qual o setor privado representou 61,46% do total de energia elétrica fornecida ao consumidor final em 2000. Todavia, no segmento de geração, o setor privado apresentava um *market share* de apenas 17,21% no mesmo ano.

Essas alterações no ambiente institucional conduziram também a mudanças no ambiente organizacional. Entre elas, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), alterando substancialmente o ambiente organizacional e competitivo do setor. A seguir, detalham-se essas organizações e as alterações principais no ambiente competitivo.

2.6.1.1 A Aneel

De acordo com SANTANA & OLIVEIRA (1999), o arranjo de governança predominante no modelo anterior (“era estatal”) dava à Eletrobrás um poder de regulador e, implicitamente, autonomia para resolver, formal ou informalmente, conflitos de natureza comercial, institucional e até de responsabilidade típica do poder judiciário. Dessa forma, a captura do regulador (DNAEE) pelo Agente (Eletrobrás) foi uma constante no modelo anterior à reforma do setor elétrico.

Assim, em 26 de dezembro de 1996, a Lei 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A intenção era de que a Aneel fosse o órgão regulador do setor elétrico, mas com características de independência, com orçamento próprio, apesar de vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Sua função seria regular e fiscalizar os segmentos de produção, transmissão, distribuição e comercialização, enquanto o Ministério de Minas e Energia ficaria responsável pela política energética.

Segundo o INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA - IPEA (1997), a Aneel agiria não somente como órgão regulador do setor elétrico nacional, como também árbitro entre os interesses do Estado e os diversos agentes do setor elétrico, sendo responsável pela licitação das concessões e fiscalização dos contratos no setor elétrico. Entretanto, para PIRES (2001), a Aneel tem encontrado

dificuldades em estabelecer um processo de cultura regulatória e de liderar esse processo devido a quatro fatores principais:

1. O estabelecimento da agência ocorreu depois de iniciado o processo de privatização e de reforma do setor, enfraquecendo seu poder e capacidade de solucionar controvérsias entre os agentes, tendo sido freqüentemente questionada pelos agentes privados que entraram no setor elétrico pós-privatização;

2. Considerando que a maior parte dos técnicos da agência adveio do antigo DNAEE, os investidores entenderam como sinalização de que a cultura de controle operacional, técnico e legal não seria substituída por uma cultura regulatória de incentivos a comportamentos não-oportunistas;

3. Determinados aspectos contratuais apresentaram inconsistência gerando comportamento oportunista entre geradoras e distribuidoras, dificultando a atuação do órgão regulador; e

4. O processo de privatização da geração estagnou, permitindo a permanência de estatais que ainda observavam um aparato regulatório no qual o regulador era capturado pelo regulado (Eletrobrás). Essas empresas freqüentemente tentaram exercer uma dupla função, potencialmente conflitante: a de investidor (em geração e transmissão) e a de regulador. Considerando o poder de mercado que essas empresas apresentam não raro tem ocorrido o sucesso na condução dessa dupla função a favor dessas firmas.

2.6.1.2 O Mercado Atacadista de Energia e novas formas de comercialização

Em setembro de 2000, ocorreu o início de uma bolsa de energia (*marketplace*), chamada de Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), com o objetivo de substituir plenamente o sistema de preços vigentes de geração e contratos renováveis de suprimento. Nessa bolsa toda a energia das redes de transmissão interligadas por meio dos submercados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul seria negociada. Segundo a ANEEL (1998), o MAE seria um ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processaria a compra e venda de

energia elétrica, entre os participantes, tanto por meio de contratos bilaterais (contratos de longo prazo) como no mercado de curto prazo de energia elétrica.

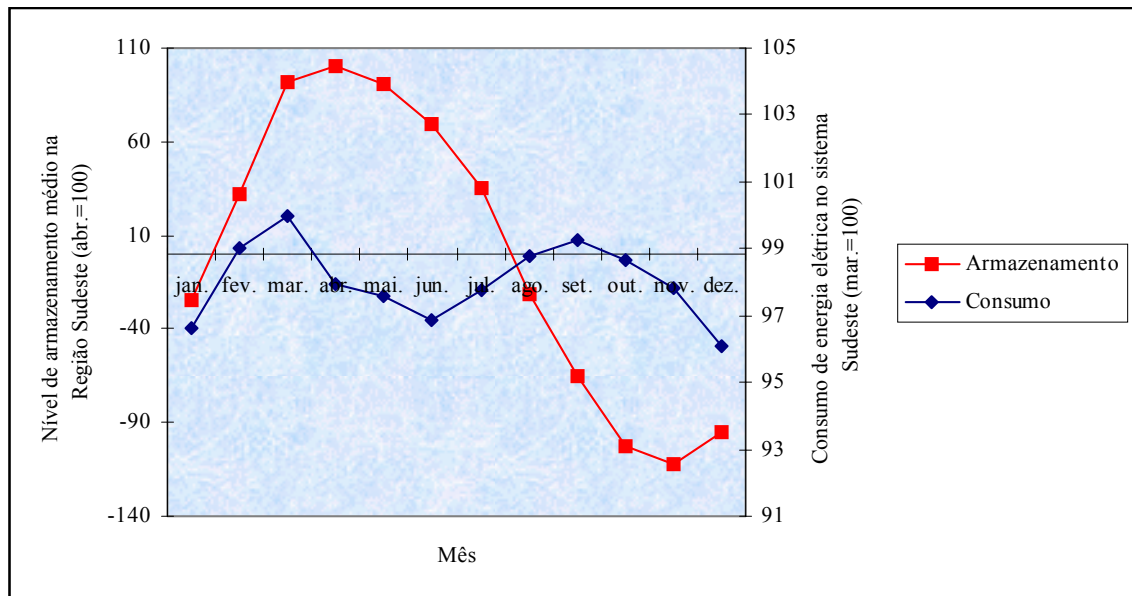
De acordo com a Resolução Aneel 249, de 11/08/98, deveriam participar do MAE os seguintes agentes: (i) concessionários e autorizados a explorar serviços de geração de energia elétrica detentores de centrais geradoras com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW e agentes autorizados a importar energia elétrica em montante igual ou superior a 300 GWh/ano; e (ii) concessionários e autorizados a explorar atividades de comercialização de energia elétrica com um mercado igual ou superior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior, e agentes autorizados a exportar energia elétrica, em montante igual ou superior a 300 GWh por ano.

Ainda, segundo a citada Resolução, a participação no MAE seria facultativa para os seguintes agentes:

1. Concessionários e autorizados a explorar serviços de geração de energia elétrica que possuam central geradora com capacidade instalada inferior a 50 MW e autorizados a importar energia elétrica, em montante inferior a 300 GWh/ano;
2. Concessionários e autorizados a explorar atividades de comercialização de energia elétrica com mercado inferior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior, e agentes autorizados a exportar energia elétrica, em montante inferior a 300 GWh/ano; e
3. Consumidores livres (diferentemente dos consumidores cativos, são aqueles com opção de escolha de compra de energia elétrica).

A comercialização poderia ocorrer no mercado de curto prazo (representado pelas negociações no mercado *spot* ou contratos bilaterais de curto prazo) ou de longo prazo (representado pelos contratos bilaterais de longo prazo). Todavia, para PIRES & PICCININI (1998), o preço da energia elétrica em mercados *spot* apresenta oscilações conforme o risco de déficit do sistema e de sua capacidade de atender à demanda. No Brasil, a volatilidade no preço desses mercados é agravada pela característica do setor elétrico apresentar como principal fonte de oferta a geração hidráulica, estando sujeito às variações climáticas, além do comportamento também sazonal do consumo.

A Figura 2.2 apresenta a sazonalidade mensal calculada para nível médio de armazenamento nos reservatórios da Região Sudeste e para o consumo total no antigo sistema Sudeste.¹⁵



Fonte: SOUZA (2000).

Figura 2.2 – Sazonalidade do armazenamento médio dos reservatórios e do consumo total de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste, jan. a dez.

Pela Figura 2.2 observa-se que tanto o nível de armazenamento quanto o consumo de energia elétrica apresentam padrões sazonais característicos. O nível de armazenamento se apresenta em tendência crescente no período úmido (de novembro a abril) e decrescente no período excludente, de seca. Já o consumo apresenta uma tendência crescente na estação de verão (dezembro a março) e no terceiro trimestre do ano. De acordo com HOFFMANN (1991), a intensidade da variação estacional é dada pela dispersão dos valores do índice sazonal. Desse modo, pode-se considerar que a sazonalidade do nível de armazenamento dos reservatórios, por questões climáticas, apresenta uma dispersão bem superior que a do consumo. Para a sazonalidade do nível de armazenamento, a amplitude calculada e o desvio-padrão são, respectivamente, de

¹⁵ Para cálculo da primeira sazonalidade foram utilizados dados do armazenamento médio dos reservatórios hidráulicos do sistema Sudeste, entre 1989 e 1999. Para cálculo da segunda sazonalidade foram utilizados dados relativos ao consumo de eletricidade para o sistema Sudeste, no período de 1992 a 1998. Mais informações em SOUZA (2000).

211,75 e 80,36. Enquanto que, para a sazonalidade do consumo de energia elétrica, a amplitude e o desvio-padrão são, respectivamente, de apenas 3,94 e 1,16.

A crise de 2001 refletiu esse cenário: escassez de oferta de energia elétrica para um consumo relativamente pouco volátil, ocasionando abruptas alterações no preço *spot*. A Tabela 2.5 apresenta a evolução dos preços do mercado *spot* brasileiro, o desvio-padrão e o coeficiente de variação para o período de julho de 2001 a dezembro de 2002, submercados do Norte e Nordeste.¹⁶

Tabela 2.5 – Preços médio mensal do MWh no MAE, submercados Norte e Nordeste, jul/01 a dez/02 (em R\$).

Mês	Norte			Nordeste		
	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
Jul-01	684,00	684,00	684,00	684,00	684,00	684,00
Ago-01	684,00	684,00	684,00	684,00	684,00	684,00
Set-01	597,00	597,00	597,00	653,54	653,54	653,54
Out-01	336,00	336,00	336,00	562,15	562,15	562,15
Nov-01	336,00	336,00	336,00	562,15	562,15	562,15
Dez-01	336,00	336,00	336,00	562,15	562,15	562,15
Jan-02 ¹	336,00	336,00	336,00	562,15	562,15	562,15
Fev-02	4,81	4,81	4,81	351,35	351,35	351,35
Mar-02	5,15	5,15	5,15	71,29	71,29	71,29
Abr-02	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34	8,34
Mai-02	14,97	14,37	14,26	5,13	5,13	5,13
Jun-02	7,15	7,15	5,11	7,15	7,15	7,15
Jul-02	16,59	15,22	10,24	16,59	16,59	16,59
Ago-02	12,04	11,92	11,74	13,43	13,43	13,43
Set-02	5,57	5,54	5,47	5,57	5,54	5,47
Out-02	4,18	4,17	4,14	4,18	4,17	4,14
Nov-02	6,63	6,49	6,20	6,25	6,10	6,10
Dez-02	6,68	6,68	6,51	5,39	5,39	5,39
Média	188,95	188,82	188,39	264,71	264,70	264,70
Desvio-padrão	254,61	254,70	255,02	296,53	296,54	296,55
Coeficiente de Variação	134,75%	134,89%	135,37%	112,02%	112,03%	112,03%

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

¹Nessa data não foram divulgados valores. Assumiram-se os valores do mês anterior (dezembro de 2001).

¹⁶ Desde junho de 2001, o preço no *spot* tem sido determinado semanalmente, de forma *ex-ante*. O preço é diferenciado por submercado e por patamar de carga: entre 18 e 21 horas (carga pesada), de madrugada (carga leve) e nas demais horas do dia (carga média).

Observa-se a queda no preço *spot* no mês de fevereiro de 2002. O motivo seria o retorno da estação chuvosa e da queda no consumo, refletindo nos baixos preços praticados no mercado *spot*, conforme se observa da Tabela acima. Assim, em 19/02/2002, por meio da Resolução CGCE 117, decretou-se o fim do racionamento. A diferença de preços entre os submercados Norte e Nordeste, no mês de fevereiro de 2002, mesmo com o fim do racionamento, pode ser explicada por “gargalos” na transmissão que impediram o fluxo normal da energia elétrica e, por consequência, uma maior quantidade ofertada e uma queda mais representativa nos preços do submercado do Nordeste. Tal fato ocorreu também entre os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, porém em maior magnitude, conforme se pode observar por meio da Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Preços médio mensal do MWh no MAE, submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, jul/01 a dez/02 (em R\$).

Mês	Sudeste/Centro-Oeste			Sul		
	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
Jul-01	684,00	684,00	684,00	59,14	59,14	59,14
Ago-01	684,00	684,00	684,00	34,72	34,72	34,72
Set-01	597,00	597,00	597,00	75,02	75,02	75,02
Out-01	336,00	336,00	336,00	18,89	18,89	18,89
Nov-01	336,00	336,00	336,00	33,53	33,53	33,53
Dez-01	336,00	336,00	336,00	24,76	24,76	24,76
Jan-02	336,00	336,00	336,00	58,47	58,47	58,47
Fev-02	71,97	71,97	71,97	9,32	9,32	9,32
Mar-02	8,61	8,61	8,61	7,92	7,92	7,92
Abr-02	17,21	17,04	16,36	16,95	16,90	16,81
Mai-02	25,76	24,77	23,87	25,72	25,35	25,06
Jun-02	13,62	13,26	13,02	11,96	11,65	11,25
Jul-02	17,15	17,05	16,81	17,11	17,05	16,81
Ago-02	12,12	11,92	11,87	13,05	13,02	11,81
Set-02	6,21	6,06	6,01	6,40	6,39	5,95
Out-02	4,35	4,26	4,20	4,00	4,00	4,00
Nov-02	6,78	6,66	6,50	5,02	5,02	4,91
Dez-02	5,28	5,25	5,16	4,30	4,30	4,29
Média	194,34	194,21	194,08	23,68	23,64	23,48
Desvio-padrão	250,98	251,08	251,18	21,08	21,09	21,17
Coefficiente de Variação	129,15%	129,28%	129,42%	89,01%	89,23%	90,18%

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Em todos os submercados, o preço *spot* apresentou elevada volatilidade. Para fins de comparação, em igual período, a taxa de câmbio entre reais e dólares apresentou um coeficiente de variação de 18,94% apenas.¹⁷ A elevada volatilidade refletiu a forma de cálculo do preço no MAE (balizado pela última unidade de geração despachada) e também devido a estrangulamentos nos investimentos na rede de transmissão que não permitiram o aproveitamento sinérgico existente entre os submercados, sobretudo entre os do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste.

Devido a “gargalos” na transmissão, reservatórios na Região Sul foram obrigados a verter água por falta de demanda, ação refletida no preço do mercado *spot* da ordem de R\$ 34,72/MWh em agosto de 2001, enquanto no submercado Sudeste/Centro-Oeste, o preço no mercado *spot* atingia R\$ 684,00/MWh no mesmo período. O baixo índice de correlação entre os submercados interligados do Nordeste e Sul mostra que situações de explosão de preço em determinado submercado poderiam ter sido suavizadas se não existissem “gargalos” no segmento de transmissão. Com base em dados das Tabelas 2.5 e 2.6, a Tabela 2.7 apresenta os índices de correlação para o preço do mercado *spot*, durante a “carga pesada”, para os quatro submercados do setor elétrico nacional.

Tabela 2.7 – Matriz de índices de correlação para o preço médio mensal do mercado *spot*, “carga pesada”, período de jul/2001 a dez/2002.

Submercado	Norte	Nordeste	Sudeste/Centro-Oeste	Sul
Norte	1			
Nordeste	0,922	1		
Sudeste/Centro-Oeste	0,998	0,934	1	
Sul	0,825	0,766	0,824	1

Fonte: Resultado de pesquisa (2003).

Segundo a ANEEL (2002), desde 1999, a Aneel realiza leilões de licitações de transmissão, abertos à iniciativa privada e às empresas públicas. Pretende-se que o segmento de transmissão se transforme em um novo nicho de negócios, em que

¹⁷ Considerando a taxa do último dia útil do mês (SUMA ECONÔMICA, 2003).

a receita é obtida pelo aluguel da linha, independentemente do volume de energia transportado. A questão foi que, desde 1999, com o fim da exclusividade estatal na construção de linhas de transmissão, não havia ainda um compromisso confiável entre os agentes privados e o órgão regulador, que assegurasse que os investimentos de longo prazo seriam remunerados adequadamente.

Assim, de acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (07/01/2002), o problema inicial foi a diminuição sensível dos investimentos estatais no setor¹⁸ e a rentabilidade prevista pela Aneel, na faixa de 10% a 12% ao ano, não foi suficiente para atrair os investidores.¹⁹ A maior parte dos participantes das licitações iniciais pertencia à indústria fornecedora - que complementava a rentabilidade do negócio com o fornecimento de bens e serviços - ou representava as concessionárias de energia elétrica. Para JOSKOW (1998), a criação de um *credible commitment* é essencial para evitar o problema de *hold up*, pois considerando que os investimentos em transmissão são altamente específicos, o agente regulador tem incentivo para explorar os custos de a firma regulada abandonar a atividade, redistribuindo a quase-renda para outros segmentos de seu interesse.

Apesar da alta volatilidade em seus preços, na essência do modelo, o mercado *spot* desempenharia importantes funções como: "(a) indicar o valor marginal de curto prazo da energia, correspondendo ao valor no qual as decisões de produtores e consumidores são mais eficientes; (b) fornecer um sinal econômico para futuros investimentos no setor e para a contratação de energia a longo prazo" (BORN & ALMEIDA, 1997).

Para JOSKOW (2000), caso os formuladores de política tivessem utilizado o referencial teórico da Economia dos Custos de Transação em suas análises, elaborariam mais adequadamente as bases de um mercado *spot*. Nesse enfoque, a opção pelo mercado parece não ser a mais adequada para os agentes de geração do setor elétrico. Os agentes que operaram no mercado *spot*, inclusive sucroalcooleiros,

¹⁸ "Cálculos do governo mostram a necessidade de se destinar US\$ 7 bi para manutenção e obras no sistema, mas o governo gastou, nos últimos anos, menos de R\$ 4 bi anuais" (ELETROBRÁS/UFRJ, 22/1/2002).

¹⁹ Paulo Godoy, presidente do consórcio Schahin-Alusa, um dos interessados na participação do leilão de onze linhas de transmissão em agosto de 2002, apesar de interessado no leilão, afirmava ser necessária a aplicação de tarifas melhores para remunerar seu investimento: "Ou o poder público faz, ou dá condições para a iniciativa privada fazer" (ELETROBRÁS/UFRJ, 19/06/2002).

assumiram elevados custos de transação, advindos do comportamento oportunista de agentes que ficaram comprados (p. ex.: a estatal Furnas) quando o preço do mercado representava o custo do déficit (R\$ 684/MWh) e capturaram o órgão regulador, responsável pela intervenção na bolsa, impossibilitando-o de forçar o cumprimento do acordo de mercado. De acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (9/12/2002), até início de dezembro de 2002, existiam quinze ações na Justiça para reivindicação dos valores devidos pelo MAE aos agentes do setor.²⁰ Dessa forma, para o funcionamento adequado de um mercado *spot* há necessidade de um poder de *fiat* que force o cumprimento de contratos de forma ágil e dentro do *credible commitment* firmado entre os agentes.

Efetivamente, a volatilidade dos preços no mercado *spot* contribuiu sobremaneira para a elevação da taxa de risco para os investimentos em energia nova. De acordo com CASTRO (2003), o elevado grau de variação das condições pluviométricas do país, associado a tentativa frustrada de desenvolvimento de um mercado *spot* para a energia, criaram um grau de incerteza na projeção de estimativas para o preço da geração de energia: “Com este nível de variação, como é possível atrair investimentos de longo prazo para o setor elétrico? Somente recursos financeiros mais propensos a assumir maiores riscos, capitais do tipo especulativos, teriam interesse em participar deste mercado.” (CASTRO, 2003, p.1).

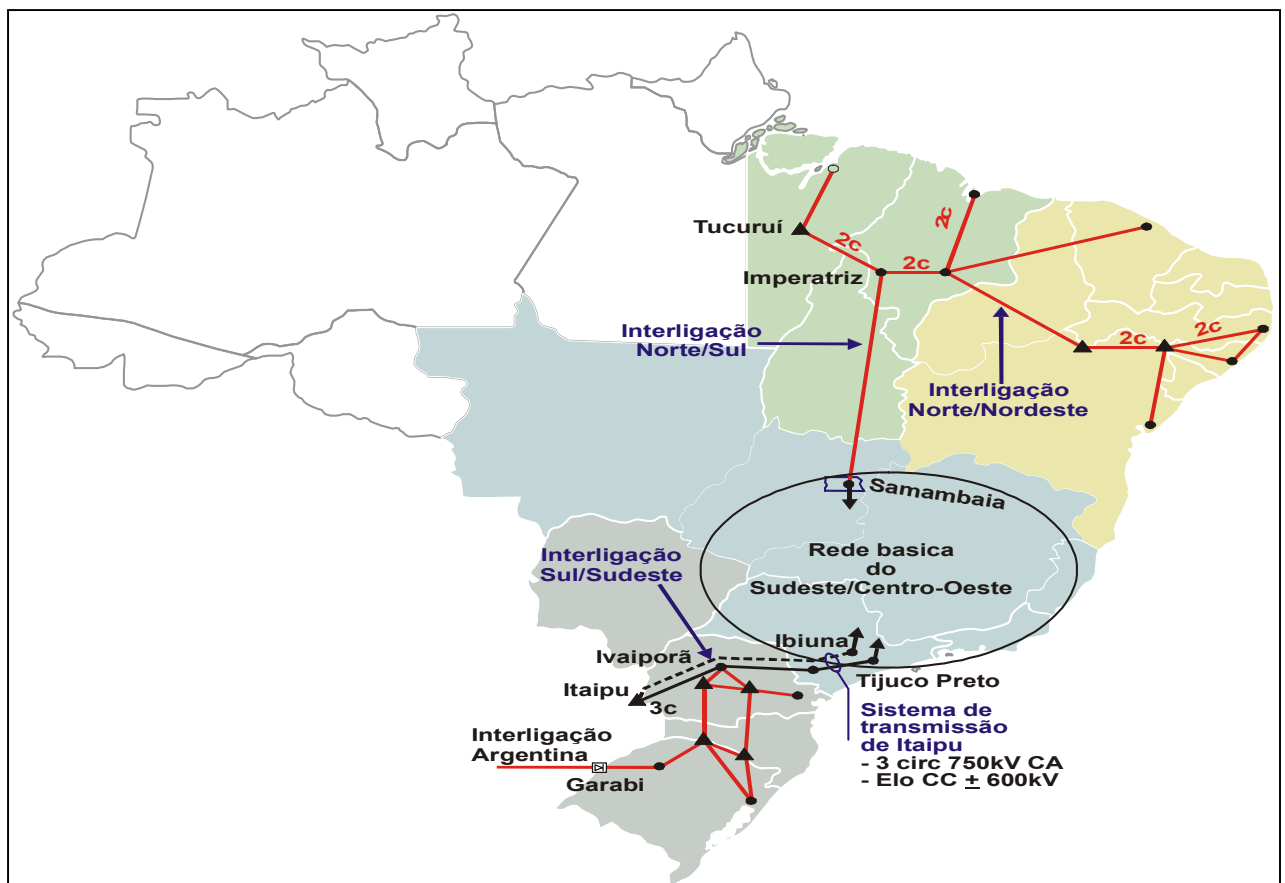
2.6.1.3 O Operador Nacional do Sistema

Quanto à operação do sistema elétrico brasileiro, foi instituída, em agosto de 1998, uma sociedade civil sem fins lucrativos chamada Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A empresa ONS é “um agente neutro criado a partir de um acordo multilateral entre todos os agentes do mercado (firmas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, além de consumidores livres)” (HOCHSTETLER, 1998, p.156). A criação dessa empresa foi inspirada na National Grid, empresa privada britânica que desenvolve as mesmas funções previstas para o ONS. De acordo com a COOPERS & LYBRAND (1997), o ONS é responsável por todos os aspectos de

²⁰ Apenas ao setor sucroalcooleiro, de 06/01 a 10/02, o Sindaçúcar (PE) calculava em R\$ 25 milhões a inadimplência do MAE (ELETROBRÁS/UFRJ, 27/11/2002).

operação e planejamento da rede de transmissão, mas não pode ser proprietário de ativos de transmissão.

Segundo SILVA (2001), até recentemente o sistema elétrico brasileiro era formado por dois grandes sistemas: o do Sul, Sudeste e Centro-Oeste e o outro da Região Nordeste e parte da Região Norte. Em 1999, ocorreu a entrada em operação da linha de transmissão Norte-Sul, promovendo a interligação entre os dois sistemas, criando o Sistema Interligado Nacional – SIN. Assim, de acordo com o ONS (2002), apenas 3,4% da capacidade de produção de energia elétrica não estão interligados ao SIN (sobretudo na Região Norte). A Figura 2.3 apresenta o Sistema Interligado Nacional, mostrando a importância do ONS: coordenador operacional de 96,6% do setor elétrico brasileiro.



Fonte: ONS (2002)

Figura 2.3 – Sistema elétrico interligado brasileiro, 2002.

De acordo com o MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (1998), as funções básicas e específicas do ONS são:

1. Planejamento operacional dos segmentos de geração e de transmissão, em um horizonte de até cinco anos;
2. Responsabilidade pela otimização do sistema, gerindo o despacho (entrega) de energia, ficando, assim, responsável por administrar o transporte de energia elétrica no país;
3. Cobrança dos usuários da rede de transmissão e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão;
4. Planejamento dos investimentos necessários para até cinco anos;
5. Garantia de novos investimentos no segmento de transmissão: de acordo com a ANEEL (2002b), o sistema de transmissão brasileiro apesar de ser o mais extenso do mundo, com 184 mil km, até 2010 serão necessários incrementos num total superior a 50 mil km; e
6. Estabelecer o custo marginal de operação do sistema elétrico interligado que serviria de parâmetro para o preço no mercado *spot*.

Considerando que os regimes hidrológicos são diferentes entre os submercados,²¹ a operação interligada representa um elevado ganho de eficiência ao sistema, apesar de torná-lo mais vulnerável à interrupção em grande escala. De acordo com FIGUEIREDO (2000), o ganho de produção com a interligação do sistema equivale a 22% do consumo total energia elétrica anual. Assim, independentemente do arranjo institucional, a coordenação de um sistema baseado em hidroeletricidade deve sempre estar presente. Porém, sendo o ONS formado pelos próprios agentes do setor, a escolha por uma coordenação privada implica em custos de monitoramento sobre os próprios agentes para evitar atitudes oportunistas que poderiam promover privilégios para determinados membros do grupo em detrimento da otimização do sistema.

2.6.1.4 A formação de preço no mercado *spot*

De acordo com o MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (1997), os geradores hidrelétricos fornecem os dados técnicos de suas usinas, incluindo os níveis

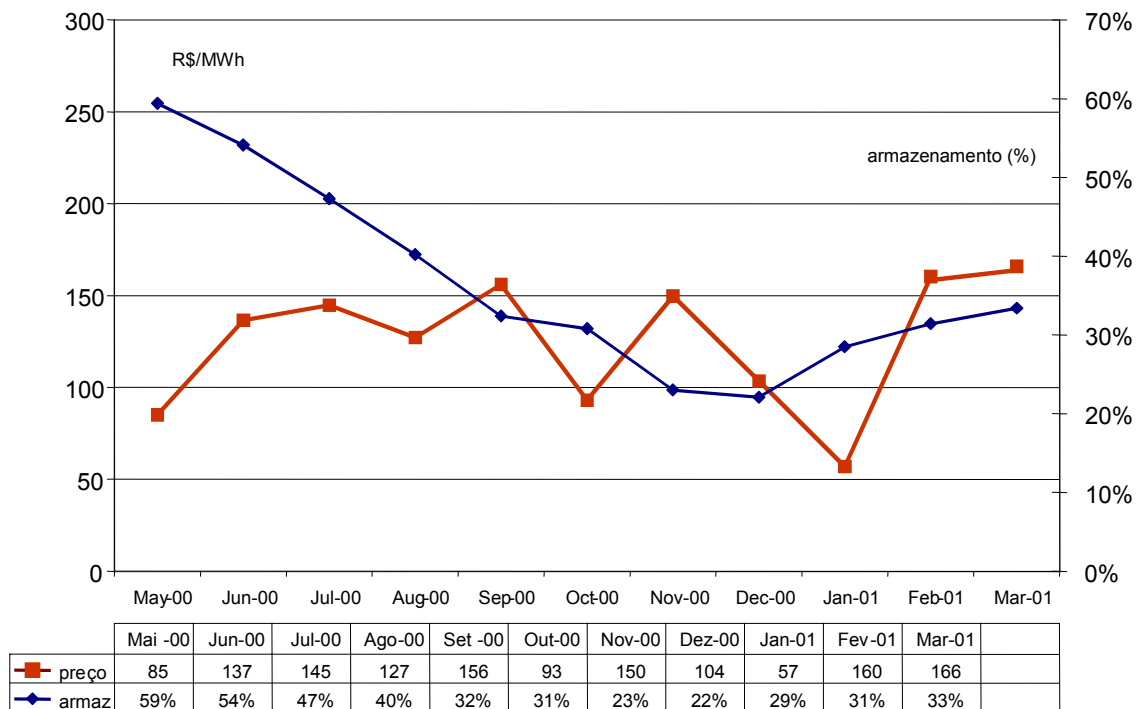
²¹ O regime pluviométrico no sistema Sul é pouco correlacionado com o do sistema Sudeste/Centro-Oeste, provocando um efeito sinérgico positivo quando há a interligação entre os sistemas.

de seus reservatórios, vazões e disponibilidade de seus equipamentos. Os geradores termelétricos informam os dados de custos de operação e combustível, rendimento térmico e disponibilidade de seus equipamentos. Por outro lado, os demandantes informam suas previsões de consumo, de acordo com as necessidades da programação energética do ONS. Para evitar alterações nas previsões de carga, nas declarações apresentadas ao ONS e também mudanças nas propostas de redução de carga - posteriores à definição do preço - são estabelecidos critérios de estímulos e penalidades.

Segundo GOMES (1998), mediante esses dados, o ONS aplica modelos matemáticos que criam uma escala de geração estabelecendo quais as unidades que devem produzir energia elétrica (as que têm um menor custo marginal são as primeiras) para que se alcance um menor custo marginal de operação. Assim, como resultado dessa otimização do sistema, executado pelo ONS, é definido o custo marginal do MWh, que serviria de indicador para o preço a ser negociado no mercado *spot*.

Todavia, de acordo com o COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO – CRMSE (2002b), a determinação da produção de cada usina e dos preços de curto prazo por um modelo computacional pelo ONS não é um mecanismo ideal. De acordo com o órgão, no final do ano 2000, enquanto a situação dos reservatórios era crítica, o preço do *spot* no MAE apresentou queda em cerca 31% entre novembro e dezembro de 2000. Em janeiro de 2001, enquanto o nível de armazenamento era de 29%, o preço no mercado *spot* era de apenas R\$ 57/MWh, um valor 33% inferior ao valor vigente em maio de 2000, quando o nível de armazenamento era de 59%.

Essas situações forneceram uma sinalização de preços inadequada à realidade. A Figura 2.4 apresenta o ocorrido.



Fonte: CRMSE (2002a)

Figura 2.4 – Preço médio do MWh no mercado *spot* (em R\$) x nível de armazenamento nos reservatórios (em %), maio/2000 a março/2001.

Pela Figura 2.4, pode-se observar que os preços do mercado *spot* variaram sem forte correlação com o aumento ou redução do risco hidrológico do racionamento, possivelmente, apenas influenciado por uma maior ou menor procura de energia.²²

2.6.1.5 Consumidores livres e cativos

Do lado do consumo, há uma classificação levando em consideração a possibilidade de liberdade na compra da energia elétrica. Os consumidores são classificados entre livres e cativos. Segundo a Resolução Aneel 264, de 13 de agosto de 1998, os consumidores são livres se enquadrados como segue na Tabela 2.8.

²² A correlação calculada para os dados da Figura 2.4, fornecidos pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, foi de apenas -6,8%.

Tabela 2.8 – Critérios de classificação para o consumidor livre de energia elétrica.

Possibilidade de opção pelo fornecedor	Características do consumidor			Restrição à escolha do fornecedor
	Data ligação da unidade consumo	Demanda contratada	Tensão de fornecimento	
Desde 13/08/1998	qualquer data	> 10 MW	>= 69 kV	nenhuma
Desde 13/08/1998	unidade ligada após 8/7/95 ¹	> 3 MW	qualquer tensão	nenhuma
Desde 13/08/1998	qualquer data	> 0,5 MW, segmento horo-sazonal	qualquer tensão	só Pequenas Centrais Hidrelétricas ²
Desde 13/08/1998	unidade desligada +1 ano	> 3 MW	qualquer tensão	nenhuma
Desde 8/7/2000	unidade ligada antes de 8/7/95	> 3 MW	>= 69 kV	nenhuma

Fonte: Resolução Aneel 264, de 13/8/98, adaptada pelo autor.

¹ A data de 8/7/1995 é escolhida como marco devido a ser a data de promulgação da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, que trata sobre o assunto.

² Caracterizadas por apresentarem potência instalada superior a um MW e igual ou inferior a 30 MW, além de área total de reservatório igual ou inferior a três km² (Resolução Aneel 394, de 4/12/98).

Os restantes dos consumidores são denominados cativos, ficando “presos” à distribuidora monopolista responsável pela área de concessão em que esses consumidores estão inseridos. Assim, o consumidor cativo é aquele que somente pode comprar energia elétrica do concessionário ou autorizado a cuja rede elétrica está conectado. A vantagem em ser classificado como consumidor cativo é que a distribuidora local é obrigada a garantir o fornecimento regular de energia elétrica e a um preço fixado anualmente.

Mesmo um número razoável de consumidores de energia elétrica podendo exercer a condição de consumidor livre – figura essencial ao mercado competitivo na comercialização, de acordo com o CRMSE (2002c), até hoje uma quantidade extremamente reduzida optou pela condição de consumidor livre. Entre os motivos apresentados pelo CRMSE (2002c) e SOUZA (2003) estão:

1. O *mix* de contratos de compra de energia das distribuidoras (Itaipu, Contratos Iniciais e Energia Própria), que permite às distribuidoras manter uma tarifa de média de compra inferior ao preço marginal das novas fontes de energia que seriam alternativas para os consumidores livres;
2. Outro fator que compromete o exercício da opção ao consumidor livre é a existência de subsídios cruzados na tarifa, sobretudo dos consumidores residenciais para os consumidores industriais (justamente os potencialmente livres);
3. A complexidade das regras do MAE, ainda em formação, que representaria um aumento nos custos de transação;
4. A indefinição quanto aos encargos setoriais representariam um fator adicional de insegurança e risco, dificultando a presença de consumidores livres e mantendo-os afastados desse mercado; e
5. A vigência dos contratos já existentes entre distribuidoras e grandes consumidores, alguns de longo prazo e outros com cláusula de renovação automática, que acabam dificultando a migração e a existência de um mercado efetivamente livre. Ademais, a elevada especificidade de ativos envolvida nas transações de compra e venda de energia elétrica conduz à necessidade de contratos de longo prazo, o que dificulta adaptações a alterações no Ambiente Institucional, como a troca do fornecedor.

De acordo com a ANEEL (2002b), a intenção do órgão regulador é que os novos consumidores sejam aqueles com demanda contratada de no mínimo 0,5 MW e tensão superior a 2,3 kV. Esse processo teria seu ápice em 2005, quando todos os consumidores, inclusive os residenciais, seriam considerados livres. Segundo THEOTONIO (1999), dados estimados pelo Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS) mostram que os consumidores livres representariam 19% da demanda total por energia elétrica no ano de 2000. Valor próximo ao estimado pela ANEEL em 2002, segundo o qual os consumidores livres representariam 20% do mercado nacional em 2002.

2.6.1.6 Os agentes comercializadores

A reforma regulatória buscou tornar o segmento de comercialização perfeitamente contestável. De acordo com FONTENELE (1996) e POSSAS, FAGUNDES & PONDÉ (1998), um mercado é perfeitamente contestável se os concorrentes potenciais têm acesso à tecnologia disponível e podem recuperar seus custos de entrada, caso decidam abandonar a indústria em um momento seguinte. Desse modo, a perfeita contestabilidade está relacionada com a liberdade total de entrada e saída das firmas em um determinado mercado. Para tanto, pressupõe-se, ainda que não exclusivamente: (a) a ausência de custos irrecuperáveis (*sunk costs*), como os investimentos em ativos específicos; (b) que a tecnologia seja um bem livre; e (c) a não-retaliação contra os novos entrantes por parte das empresas já operantes na indústria.

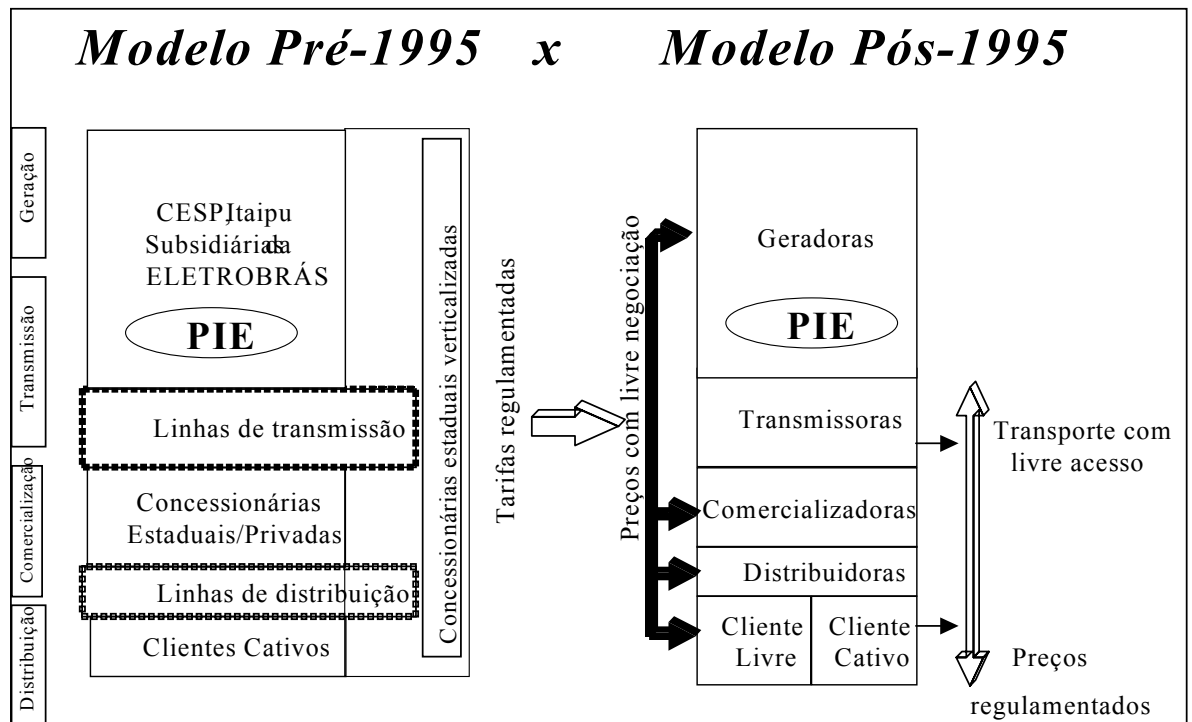
O segmento de comercialização, para os consumidores cativos, é representado apenas pela concessionária verticalizada (comercialização integrada à distribuição) e monopolista, responsável por uma determinada área de concessão. Diferentemente, para os consumidores livres, o segmento de comercialização é composto por diversos agentes: (i) pelas geradoras e produtores independentes de energia elétrica (PIEs) interessados na venda de energia elétrica diretamente ao consumidor livre; (ii) pelas atuais distribuidoras verticalizadas dentro ou fora de sua área de concessão; e (iii) pelos comercializadores que atuam como uma espécie de corretores (*brokers*).

Essa última figura não detém ativos de distribuição e objetivam lucrar com a compra de energia elétrica junto às distribuidoras, geradores e PIEs e a posterior revenda para os consumidores livres ou demais interessados. Dessa forma, considerando que a presença de *sunk costs* seria pequena e que a tecnologia não é um fator determinante, o mercado poderia ser facilmente contestável pelos agentes comercializadores, desde que o agente regulador consiga evitar preços predatórios por parte das distribuidoras (por meio de subsídios cruzados) e garantir adequadamente o livre acesso às redes. Assim, de acordo com POSSAS, FAGUNDES & PONDÉ (1998), a eficiência da estrutura de mercado dependerá do nível de obstáculos à entrada e à saída na indústria, ou seja, de seu grau contestabilidade, que por sua vez depende do aparato regulatório ainda em formação e em transformação.

Mesmo o aparato regulatório estando ainda em consolidação, até dezembro de 2002, a Aneel havia concedido autorização de funcionamento para 35 comercializadores. A idéia, de acordo com VINHAES (1999), é que a mitigação ou término das barreiras à entrada e à saída, permitiria um fluxo de novos agentes comercializadores sempre que as empresas estabelecidas atuassem em um ponto fora do mínimo da curva de custo médio, pois isso seria uma condição de atratividade para os novos entrantes.

2.6.1.7 As alterações no ambiente institucional

Do exposto neste capítulo, a Figura 2.5 procura apresentar, de forma sintética, uma comparação entre o modelo anterior à reestruturação e o modelo implementado a partir de 1995.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

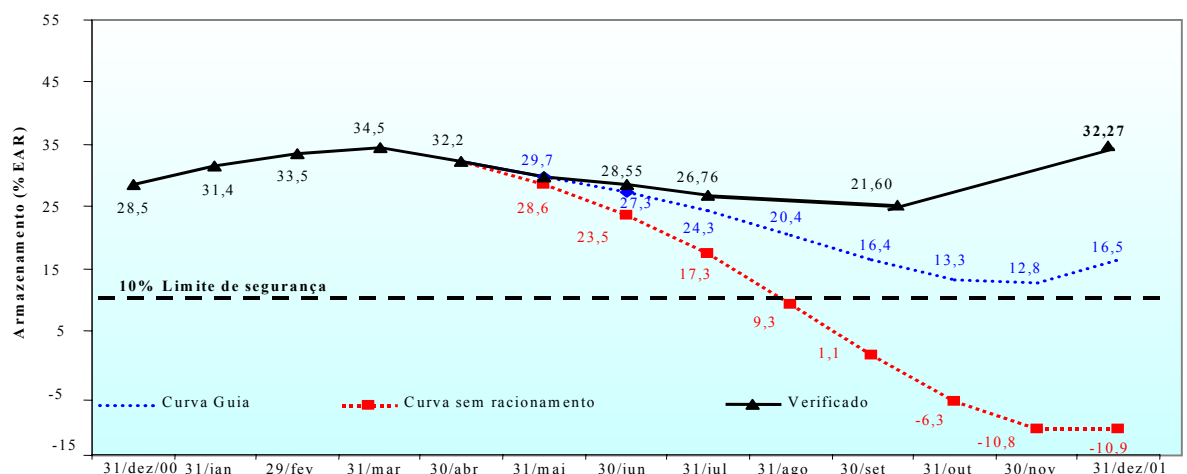
Figura 2.5 – Modelo organizacional do setor elétrico anterior a 1995 x modelo organizacional posterior a 1995.

De acordo com os formuladores de política para o setor, esse modelo seria capaz de atrair o interesse da iniciativa privada, restando para o estado apenas o papel de regulador. Porém, antes mesmo da consolidação organizacional e institucional

desse modelo, ocorreu uma série crise de oferta no setor em 2001/2002, cujo principal efeito foi o racionamento de energia elétrica. Como causa principal para essa crise tem sido apontado justamente o arcabouço institucional e organizacional proposto ao setor.

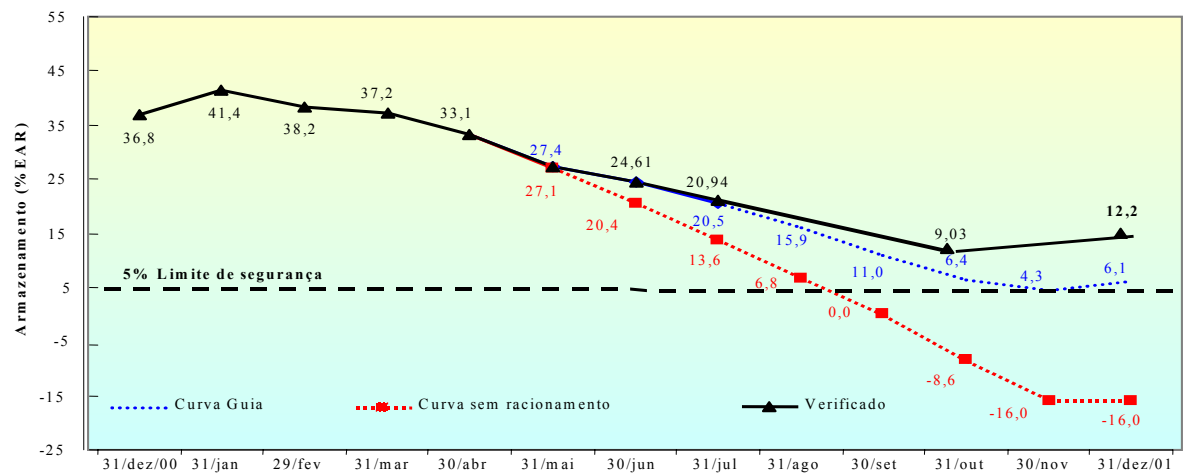
Para ROSA (2001), a crise de energia de 2001/2002 está relacionada principalmente a três fatores: (i) às condições climáticas; (ii) à falta de investimentos tanto do setor privado quanto das estatais; e (iii) ao *timing* do processo de reestruturação. Para reverter a situação crítica, o governo federal, no dia 18 de maio de 2001, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), instalada formalmente em 29 de maio de 2001. Diante de um cenário de oferta e do crescimento contínuo da demanda, a CGCE impôs como principal medida de curto prazo no gerenciamento do lado da demanda, durante o período de junho a novembro de 2001, um racionamento de 20% para as Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e, se fosse necessário, para os Estados do Pará e Tocantins.

Excetuando-se os com gasto mensal de até 100 kWh, os consumidores residenciais tiveram que reduzir seu consumo de energia para 80% da média obtida no período de maio a julho de 2000, sujeitos à sobre-taxa e ao corte no fornecimento em caso de descumprimento da meta. Já os consumidores de outras classes tiveram metas de corte que variaram, conforme o setor, de 15% a 25% da média registrada no mesmo período. O programa de racionamento apresentou resultados acima do esperado pela CGCE, conforme pode ser observado pelas Figuras 2.6 e 2.7.



Fonte: CGCE (2002); ELETROBRÁS/UFRJ (2001).

Figura 2.6 – Nível de armazenamento nos reservatórios, submercado Sudeste/Centro-Oeste, 31/dez/00 a 31/dez/01 (em % Energia Armazenada nos Reservatórios – EAR).

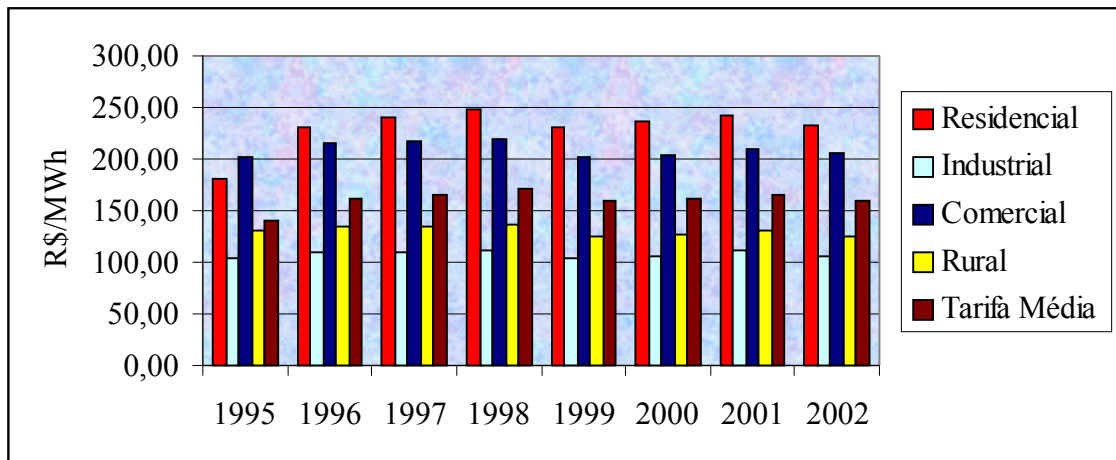


Fonte: CGCE (2002); ELETROBRÁS/UFRJ (2001).

Figura 2.7 – Nível de armazenamento nos reservatórios, submercado Nordeste, 31/dez/00 a 31/dez/01 (em % Energia Armazenada nos Reservatórios – EAR).

Não obstante, de acordo com o MME (2203), o sucesso do contingenciamento da demanda fez com que o consumo faturado em 2002 fosse equivalente ao de 1999, representando forte queda na receita das distribuidoras. Esse fato do lado da demanda, aliado à entrada de novos empreendimentos e a uma estação chuvosa favorável em 2002, conduziu ao cenário oposto do ano anterior, ou seja, à sobra de energia, afetando também o segmento da geração, que teve parte de seus contratos com as distribuidoras revistos na questão do volume contratado.

Por fim, tinha-se o consumidor cativo que percebia um crescimento da despesa de energia elétrica em sua renda, potencializado tanto pela queda real da renda quanto pelo crescimento real da tarifa de energia elétrica, conforme se pode observar por meio da Figura 2.8.



Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de ANEEL (2003).

Obs.: Dados deflacionados pelo Índice Geral de Preços de Mercado – IGPM.

Figura 2.8 – Tarifas médias de energia elétrica por classe de consumo, a preços de abril/2003, Brasil (em R\$/MWh).

Nesse cenário, ao assumir o governo em 2003, a nova administração federal propôs novamente um re-desenho de mercado para o setor elétrico. De acordo com o PARTIDO DOS TRABALHADORES (2002), a proposta era manter “distância tanto do velho nacional desenvolvimentismo das décadas de 1950, 1960 e 1970 quanto do novo liberalismo que marcou os anos 90” (PARTIDO DOS TRABALHADORES, 2002, p. 52).

Apesar de propor um novo ambiente institucional, parece que, excetuando-se a presença da iniciativa privada no segmento de distribuição e das figuras do consumidor livre e do produtor independente, essencialmente a proposta do novo governo procura reativar as bases do modelo da era estatal, pré-Collor, amenizadas pelas parcerias com o setor privado.

Conforme observado, o ambiente institucional e organizacional vigente no setor elétrico anteriormente ao início de seu processo de reestruturação era caracterizado pela presença regulada de monopsonios e monopólios em todos os segmentos desse setor.²³ As atividades de produção, distribuição e comercialização de energia elétrica eram realizadas por empresas verticalizadas (algumas internalizando

²³ Monopsonio é a estrutura de mercado em que existe apenas um comprador pelo produto. Diferente do monopólio, que é uma forma de organização de mercado em que uma firma domina a oferta do produto.

todas as etapas da cadeia produtiva, outras gerando e transmitindo e, ainda, outras apenas distribuindo e comercializando), mas que exerciam o monopólio e/ou monopólio em sua área de concessão. As empresas que não internalizavam todas as etapas da cadeia de produção, devido à elevada especificidade do ativo transacionado, se protegiam por meio de contratos de longo prazo.

Dessa forma, a estrutura de governança predominante no setor elétrico, anterior ao avanço do processo de sua reestruturação, iniciado em 1995, era a de governança hierárquica (integração vertical). Os atributos relacionados às transações (como a especificidade do ativo) e as características do ambiente institucional edificado, durante os anos 60 e 70, com o objetivo de se auferir economias de escala e de escopo, podem ser citados como alguns dos motivos para a adoção predominante da estrutura de integração vertical entre os diversos segmentos do setor.

No topo da coordenação hierárquica estava a Eletrobrás, capturando os órgãos de operação, de planejamento, de financiamento e até de regulação do setor elétrico. Segundo KAY & VICKERS (1988), a captura do regulador ocorre quando o órgão passa a confundir o bem comum com os interesses da indústria (no caso, da firma Eletrobrás) que é por ele regulamentada. De acordo com SANTANA & GOMES (1999), o DNAEE atuava mais como um fiscalizador do que propriamente um regulador.²⁴

As características de especificidade dos ativos, segmentos capital-intensivo, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas, e de custos potencialmente irrecuperáveis e preços voláteis exigiam uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada para a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis. Assim, esses atributos nas transações do setor elétrico favoreceram a implantação de uma estrutura de governança hierarquizada no setor elétrico brasileiro, propiciando o estabelecimento de uma Eletrobrás como a principal coordenadora dessa estrutura, tendo como forma contratual predominante, nas transações, os contratos de longo prazo, quando não ocorria a integração.

²⁴ “A influência da *holding* dos concessionários federais é tão grande que, muitas vezes, ao procurar saber de assuntos tais como custo da energia, esquemas de racionamentos e políticas tarifárias a imprensa e até

Todavia, segundo SANTANA & OLIVEIRA (1999), os custos de transação advindos das múltiplas funções desempenhadas pela Eletrobrás contribuíram para conduzir ao estabelecimento de um novo ambiente institucional. Esse processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro buscou inserir uma maior eficiência no setor elétrico por meio da competição, onde fosse possível, em segmentos desse setor. Assim, medidas de ordem regulatória como a desverticalização das empresas e de adoção de novos modelos tarifários, de incentivo à concorrência como a instituição das figuras do agente de comercialização, do produtor independente e do consumidor livre, o estabelecimento de limites de *market share* para as empresas e o livre acesso às redes de transmissão e distribuição; representaram o esforço institucional na promoção da competição no setor elétrico, ação que deveria inserir novos agentes (investidores) sobretudo no segmento de geração.

Entretanto, para SOUZA (2003), a efetivação de um ambiente institucional capaz de criar um *credible commitment* entre os agentes não foi rápida o suficiente para evitar uma crise de oferta no segmento de geração. Agora, parece que a intenção de reerguer o sistema Eletrobrás, que tinha um poder regulador, arbitrador e executor, advém da necessidade de, rapidamente, estimular ou suprir uma lacuna na expansão dos investimentos em geração que se esperava ser preenchida por agentes privados no modelo anterior.

A iniciativa privada adquiriu firmas estabelecidas, muitas com investimentos já recuperados, mostrando pouco interesse na efetiva expansão do sistema. Provavelmente, esse desinteresse ocorreu porque o investimento no setor é, sobretudo, caracterizado por elevadíssima especificidade e custos irrecuperáveis à saída. Assim, em um ambiente no qual instituições consideradas eficientes ainda estavam sendo consolidadas, não ocorreu nem a entrada da iniciativa privada, nem a ação do estado produtor e regulador em tempo hábil de evitar o racionamento. Os agentes privados que mostravam interesse em participar da expansão do setor, exigiam altas taxas de retorno e/ou a repartição de riscos com os demais agentes (principalmente o próprio governo), como foi o caso do risco cambial na questão do gás natural importado da Bolívia.

mesmo os investidores se dirigiam à Eletrobrás e não ao DNAEE” (SANTANA & OLIVEIRA, 1999, p. 4).

Diferentemente, o governo petista propõe, para a expansão da geração, que os agentes atuem basicamente de três formas diferentes: as próprias empresas estatais gerando os recursos necessários; as empresas estatais atuando com a iniciativa privada, na forma de parcerias; e a iniciativa privada investindo em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), térmicas e fontes alternativas, nesse caso, pressupondo-se políticas públicas quando a fonte de geração for considerada estratégica, mas apresentar problemas de competitividade.

Na prática, restringe-se consideravelmente a figura modelar do Produtor Independente de Energia Elétrica, que atuaria sem a necessidade de políticas públicas de incentivo, guiado apenas pelas sinalizações de um mercado competitivo. No modelo FHC, esperava-se que a liberação do mercado em 2006, quando os preços seriam negociados livremente entre os agentes, ocorresse em um cenário de demanda crescente. Dessa forma, considerando que os potenciais de geração com menores custos já teriam sido aproveitados, os preços se elevariam, permitindo a entrada natural de fontes de geração mais dispendiosas como PCHs, térmicas a gás natural, biomassa e eólicas, sem a necessidade de políticas públicas específicas, ou seja, de subsídios diretos ou mesmo indiretos.

Assim, a privatização das geradoras se tornaria atraente, pois as usinas “velhas”, com o valor do investimento já recuperado, passariam a absorver um considerável excedente do produtor. A perversidade desse modelo residiria em que a suposta competição poderia resultar em um aumento de preço ao consumidor final. Todavia, na visão dos formuladores de política, os consumidores estariam protegidos pelo aparato regulatório e pela condição de maior barganha devido à liberdade de escolha (consumidores livres), o que, também, conduziria à descoberta dos melhores preços e qualidade de fornecimento. Não obstante, seria provável que uma eventual redução de preços advinda da competição seria apropriada pelos grandes consumidores industriais, semelhante ao ocorrido na Inglaterra, que serviu de modelo para a reforma do setor elétrico brasileiro (ROSA, TOLMASQUIM & PIRES, 1998).

Diferentemente, na base da reforma petista há o retorno da função do estado como agente principal no setor elétrico. Considerando que o setor elétrico é estratégico para o crescimento econômico, um dos principais erros no desenho de mercado em relação a esse setor seja o de não considerar essencial um planejamento

determinativo de longo prazo e, sobretudo, o cumprimento desse planejamento. Em cenários de escassez de oferta, os sinais de um livre mercado se mostraram incapazes de prover soluções *ex-ant* à crise, bastando observar o colapso ocorrido em 2001 no estado americano da Califórnia e no próprio setor elétrico brasileiro, conforme citado anteriormente. Segundo ROSA, TOLMASQUIM & PIRES (1998), também na Inglaterra, onde o planejamento da expansão é apenas indicativo, o sistema de incentivos (preços) existentes no mercado livre não funciona adequadamente, o que poderia levar ao esgotamento prematuro do gás natural, em detrimento de uma transição mais equilibrada da matriz energética. De acordo com os autores, devido a um cenário anterior de preços elevados, o *boom* de novos projetos de geração a gás natural foi tão forte que, em 1998/99, a demanda de pico prevista era de 52,7 GW, estando disponíveis 81,9 GW para uso, forçando a queda de preços e desestimulando novos investimentos. Situação pendular também tem ocorrido no setor elétrico brasileiro, sem um planejamento determinativo.²⁵

Ao tornar o planejamento apenas indicativo, o governo FHC delegou aos agentes do setor (privados e estatais) a decisão sobre a expansão da capacidade instalada e a expansão do sistema deixou de ser obrigatória e, na ausência de um *credible commitment*, a “mão invisível” costuma não funcionar adequadamente para a energia elétrica, pois o segmento de geração apresenta elevada especificidade de ativos, potenciais *sunk costs* e um grau de contestabilidade relativamente menor quando comparado, por exemplo, ao da comercialização.

Nesse aspecto, o governo petista pretende re-estabelecer o planejamento determinativo de longo prazo, integrando os diversos segmentos da área de energia e suas fontes de geração: eletricidade; petróleo e gás natural; álcool e bagaço de cana; carvão e combustível nuclear; conservação de energia, co-geração e geração elétrica distribuída, e fontes alternativas como a eólica, a solar e a biomassa. O planejamento deixará de ser indicativo, mas torná-lo determinativo para a iniciativa privada exige políticas claras de incentivos, como garantias quanto à colocação da energia gerada e rentabilidade mínima do empreendimento.

²⁵ “Ou falta [energia elétrica], ou sobra. Não há estabilidade. Você vive hoje um efeito de pêndulo: sai do racionamento e vai para a sobre-oferta” (Dilma Rousseff, Ministra do MME, INFRA-2020, 26/08/2003, SP).

De acordo com SOUZA (2003), a eficácia desse novo modelo institucional, quando se adotam expectativas estáticas,²⁶ torna-se um fator preocupante, pois, ao se observar o comportamento do investimento público no setor elétrico em décadas passadas, a proposta de que as geradoras estatais proverão a maior parte dos recursos necessários para o investimento, sem desvios, merece desconfiança.²⁷ Anteriormente, enquanto o crescimento da demanda era contínuo, o Estado aportava recursos de forma irregular e muitas vezes pouco eficiente, aliás esses foram alguns dos motivos principais para a reforma do setor elétrico.

Caso o projeto de inserção do Estado como o principal agente responsável pela expansão do sistema falhe, novas crises de energia poderão surgir, em um cenário de curto ou médio prazo. Mesmo admitindo-se a mudança no perfil de consumo de energia elétrica, devido aos efeitos do aumento da eficiência energética e da autogeração,²⁸ crescimento a taxas decrescentes do consumo residencial; o comportamento do preço e das condições de acesso a bens substitutos (sobretudo gás natural); a elevação real das tarifas etc., de acordo com SOUZA (2002) já em 2006, pode-se retornar ao patamar de consumo anterior à crise de energia em 2001. Assim, a questão oferta de energia elétrica sinaliza a importância do planejamento a longo prazo no setor, pois, ocorrendo cenários adversos à efetivação dos investimentos previstos e de condições climáticas atípicas, o produto “energia elétrica” poderá ser novamente uma condicionante importante no estrangulamento da idéia de crescimento sustentado para o quinquênio presente no Programa de Governo 2002 da administração federal petista.

Na gestão FHC, em relação às demais fontes alternativas, salvas ações isoladas, não foram efetivadas políticas públicas de integração à matriz de oferta de energia elétrica. Como mencionado, acreditava-se que, conforme o custo de marginal de expansão fosse elevado, em decorrência do aproveitamento de fontes mais caras (potencial hidrelétrico mais distante do centro consumidor e térmicas a gás natural), as

²⁶ De acordo com SACHS & LARRAIN (1995), segundo essa perspectiva, as pessoas atualizam as expectativas com relação ao futuro como se o próximo evento fosse igual ao atual.

²⁷ Sobretudo, para um governo que pretende priorizar ações sociais, o custo de oportunidade de investimentos federais no setor elétrico será elevado, quando consideradas alternativas como investimentos na área social.

²⁸ Segundo o MME (2003), a conservação de energia representou um consumo evitado de 12.783 no ano de 2002 e representará 20.780 GWh no ano de 2005, significando um crescimento de cerca de 63% no período.

demais fontes alternativas seriam naturalmente inseridas na matriz de eletricidade.²⁹ Todavia, nota-se que o governo federal petista prefere não esperar a “mão invisível” do mercado e redireciona propostas de políticas públicas no sentido de propor o favorecimento não da fonte gás natural mas de outras fonte alternativas de geração como as PCHs, eólica e biomassa. O gás natural – na geração de energia elétrica – deverá cumprir papel de complementaridade à geração hidrelétrica (utilização em períodos secos).

Nesse sentido, para SOUZA (2003) um *credible commitment* entre os agentes públicos e privados deve ser edificado, pois, considerando a importância que o agente estatal adquirirá no novo modelo, potencial captador do órgão regulador, o problema do *hold up* poderá ser um grande entrave para atrair investimentos privados ao setor, mesmo ocorrendo políticas de subvenção econômica. Dessa forma, para se analisar as bases requeridas pelos investidores sucroalcooleiros na geração de excedentes de energia elétrica, foco desta tese, no próximo capítulo são apresentadas as principais características dos ambientes tecnológico, competitivo e institucional dessa atividade comercial.

²⁹ Por exemplo, segundo a ECONOMIA & ENERGIA (2002), sob certas hipóteses para crescimento do PIB e com a entrada em operação de hidrelétricas mais caras, o custo marginal de operação do sistema deverá ser de US\$ 58/MWh em 2009, momento em que viabilizaria a entrada em operação da usina nuclear Angra III, sem a necessidade de políticas públicas direcionadas.

3 O AMBIENTE TECNOLÓGICO, INSTITUCIONAL E COMPETITIVO

O Ambiente Institucional (AI) estabelece as bases para a produção, distribuição e troca dos bens e serviços. São as regras formais e informais para os agentes econômicos exercerem suas atividades, envolvendo o conjunto de leis, regulamentos, políticas setoriais públicas e privadas que atua sobre determinada indústria ou setor econômico. De acordo com GREIF (2001), as instituições formais e informais são influenciadas pelo conhecimento social e técnico da sociedade. Assim, o Ambiente Institucional interage e se inter-relaciona de modo sistêmico com os Ambientes Tecnológico e Competitivo, atuando de forma decisiva sobre o desempenho da indústria. Neste capítulo, os principais aspectos desses ambientes – em que a geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro está inserida – são apresentados.

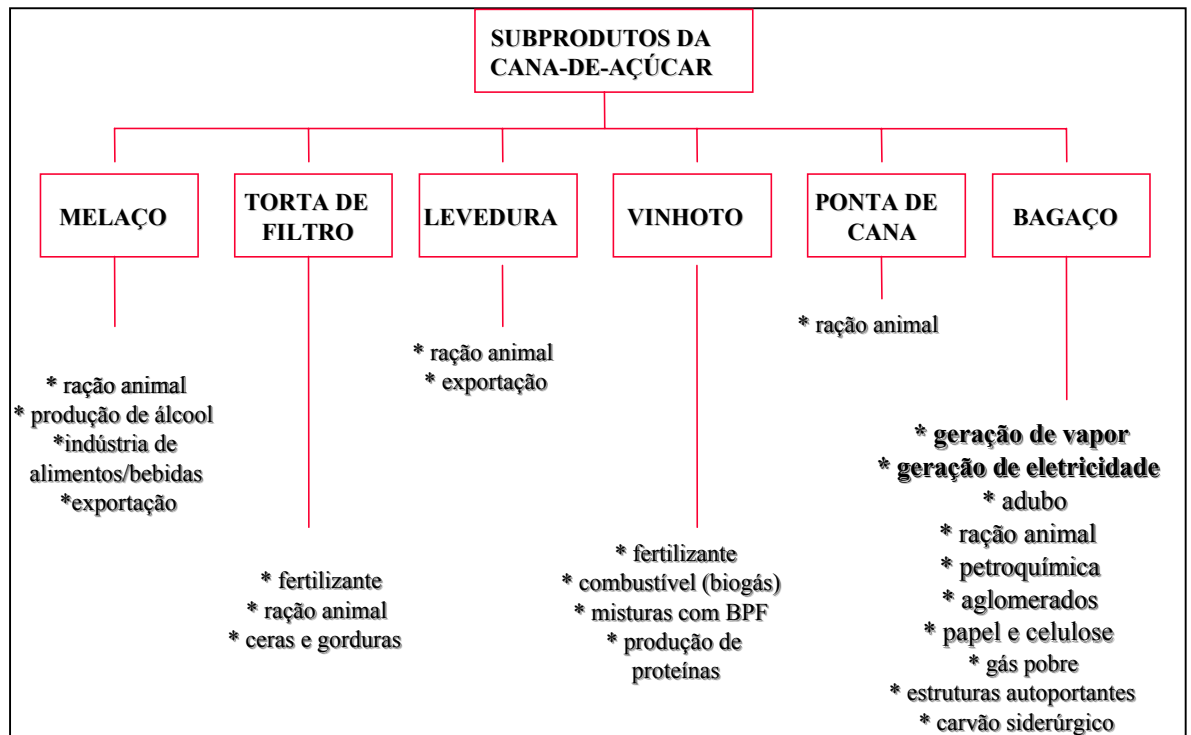
3.1 O Ambiente Tecnológico

O objetivo deste item é apresentar uma visão sistêmica sobre o Ambiente Tecnológico presente na atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, antes, porém, uma breve visão sobre o principal insumo na geração de energia elétrica pelo setor – o bagaço da cana – é apresentada.

3.1.1 O bagaço no Sistema Agro-industrial Sucroalcooleiro

O setor sucroalcooleiro apresenta vários subprodutos de processo, cujo aproveitamento industrial vai desde a ração animal, fertilizante, geração de energia elétrica, biogás à comercialização *in natura* do bagaço, entre outros.

A Figura 3.1 apresenta um resumo das finalidades dos diversos subprodutos da cana-de-açúcar.



Fonte: SOUZA (2002).

Figura 3.1 – Subprodutos do Sistema Agro-industrial Sucroalcooleiro.

Dentre os subprodutos, o bagaço é considerado o maior dejetos da agroindústria não somente sucroalcooleira como nacional. Uma tonelada de cana moída produz cerca de 250 kg a 285 kg de bagaço úmido (média de 50% de umidade, 48% de fibras e 2% de sólidos solúveis). Assim, considerando a safra sucroalcooleira de 2001/2002 no Estado de São Paulo da ordem de 184,6 milhões de toneladas de cana moída (UDOP, 2002), ter-se-ia um total de aproximadamente 52,6 milhões de toneladas de bagaço no período. A seguir, a Tabela 3.1 compara esse dejetos com os gerados pelo restante da sociedade.

Tabela 3.1 – Resíduos sólidos domiciliares e industriais no Estado de São Paulo, 2002 (em milhões t/ano).

Segmento	Milhões t/ano	Destinação principal
Domiciliares ¹	7,5	Aterro/lixão
Industriais ²	29,7	Aterro/lixão
Sucroalcooleiro	52,6	Reutilização

Fonte: ¹ CETESB (2003); ² Resultados de pesquisa, a partir de CETESB (2003).

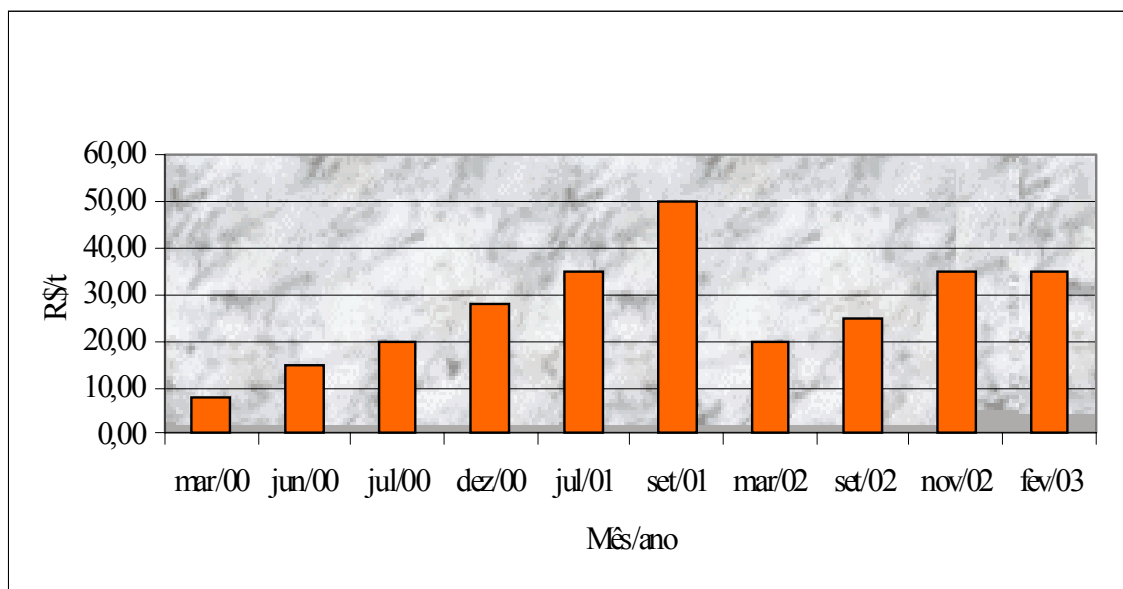
Não obstante, de acordo com PELLEGRINI (2002), pode-se considerar que uma tonelada de cana contém cerca de 392.000 kcal em 70 litros de álcool contra 560.000 kcal em 250 kg de bagaço úmido, mostrando o potencial energético que esse dejetos possui. Desse modo, para reverter um quadro ambiental/operacional desfavorável, já no início do século passado, o bagaço era utilizado como combustível substituto à lenha. Todavia, até bem pouco tempo, o objetivo do engenheiro de produção era queimar o máximo de bagaço nas caldeiras, mais que o necessário, para não haver sobras – fato que incentivou investimentos em equipamentos de baixa eficiência energética.

Mesmo com sua ampla utilização no setor sucroalcooleiro, ainda há bagaço excedente. A venda de bagaço excedente a granel tem geralmente o destino como insumo energético (para a indústria citrícola, de soja, de papel e celulose, cerâmicas e retíficas de pneus). Porém, o mercado de comercialização do bagaço é irregular: em anos de muita chuva, as usinas paralisam o corte de cana-de-açúcar e, para manter as caldeiras acessas, consomem mais bagaço, o que promove a escassez no mercado.

Além da variação ao longo do tempo, o preço do bagaço é irregular tanto entre safras como entre as regiões produtoras. Por exemplo, enquanto no norte do Paraná, a tonelada do bagaço chegava a ser negociada entre R\$ 3,00 e R\$ 4,00, de acordo com BACCARIN & CASTILHO (2002), na mesma safra (00/01), na região de Mogi Guaçu, a tonelada do bagaço era negociada de R\$ 35,00 a R\$ 36,00/t, sendo comercializado para empresas de suco laranja. O preço também pode variar conforme a condição do perfil energético das usinas locais. Quando a maioria das unidades

promove a auto-suficiência ou comercializa excedente, há uma tendência a valorizar o bagaço excedente, diferentemente quando na região predominam unidades que adquirem energia elétrica do sistema na safra. Nesses casos, geralmente há excesso de bagaço, fato que contribui para uma menor valorização do bagaço.

Há também sazonalidade de preços durante a safra, pois no início da safra, o preço do bagaço pode apresentar um valor inferior ao final da safra, quando as empresas estocam bagaço para eventuais necessidades na entressafra e para dar partida na usina termelétrica quando do início da próxima safra. A Figura 3.2 apresenta o comportamento de preços de março de 2000 a fevereiro de 2003 para a usina Galo Bravo, localizada na cidade de Ribeirão Preto.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 3.2 – Preço do bagaço de cana-de-açúcar, usina Galo Bravo, cidade de Ribeirão Preto, SP, mar/00 a fev/03 (em R\$/t).

No entanto, como mencionado, a comercialização *in natura* não tem sido o principal aproveitamento do bagaço. Do total de bagaço gerado em 2001 (76,3 milhões de toneladas), cerca de 95% foram empregados na geração de vapor e energia elétrica, conforme se pode observar por meio da Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Produção e consumo final energético de bagaço da cana-de-açúcar por setor, 2001 (em %).

Identificação	10 ³ t	% sobre total
Produção	76.289	100
Consumo final não-energético	3.815	5,0
Consumo final energético	72.474	95,0
Setor energético	29.430	38,6
Alimentos e bebidas	42.975	56,3
Papel e celulose	69	0,1

Fonte: MME (2003).

Dessa forma, considerando a sua importância como insumo energético, o objeto de estudo deste capítulo será focado no emprego do bagaço na geração de energia elétrica. Para tanto, a seguir, apresenta-se um perfil do ambiente tecnológico para essa atividade, iniciando pela definição do conceito de co-geração de energia elétrica.

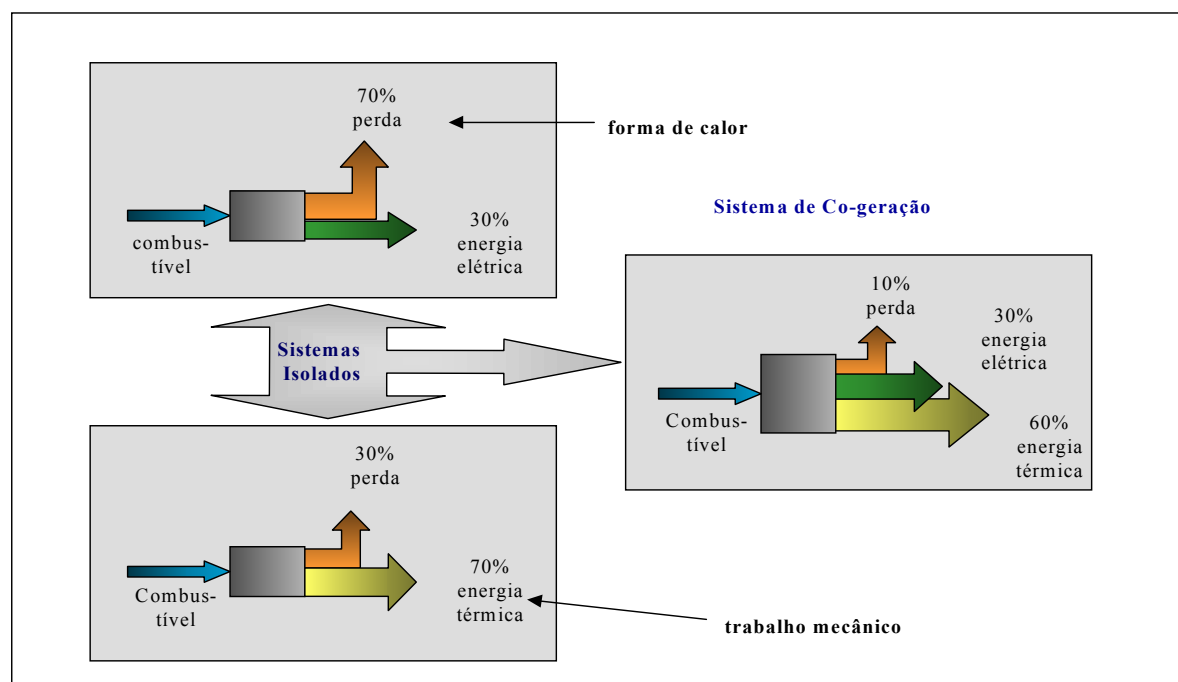
3.1.2 Definição de co-geração

Existem diversas definições de co-geração. O Plano Decenal de Expansão 2000/2009 (ELETROBRÁS, 2000) apresenta a seguinte definição: "A co-geração é o processo de produção simultânea de energia térmica para calor de processo e energia elétrica ou mecânica a partir de um combustível". Para COELHO (1999), co-geração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de um mesmo combustível (gás natural, resíduos de madeira, casca de arroz, bagaço da cana etc.).

A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho (acionamento de moendas, numa usina sucroalcooleira) ou transformada em energia elétrica através de um gerador; a energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo industrial (p. ex. fabricação de açúcar e/ou álcool) ou no setor de comércio e de serviços (hotéis, *shopping-centers*, hospitais etc.).

O sistema de co-geração pode ser considerado um sistema que eleva a eficiência energética no aproveitamento do combustível. Segundo ROSA (2000), a racionalidade da co-geração reside na economia de combustível frente à configuração convencional composta de processos distintos que produzam separadamente as mesmas quantidades de calor útil, trabalho e energia elétrica.

A Figura 3.3 apresenta dois processos hipotéticos de geração de energia térmica e energia mecânica - configurados de forma independente. Por fim, apresenta-se um processo que agrega os dois processos de geração em um único, denominado de co-geração.



Fonte: SOUZA (2002).

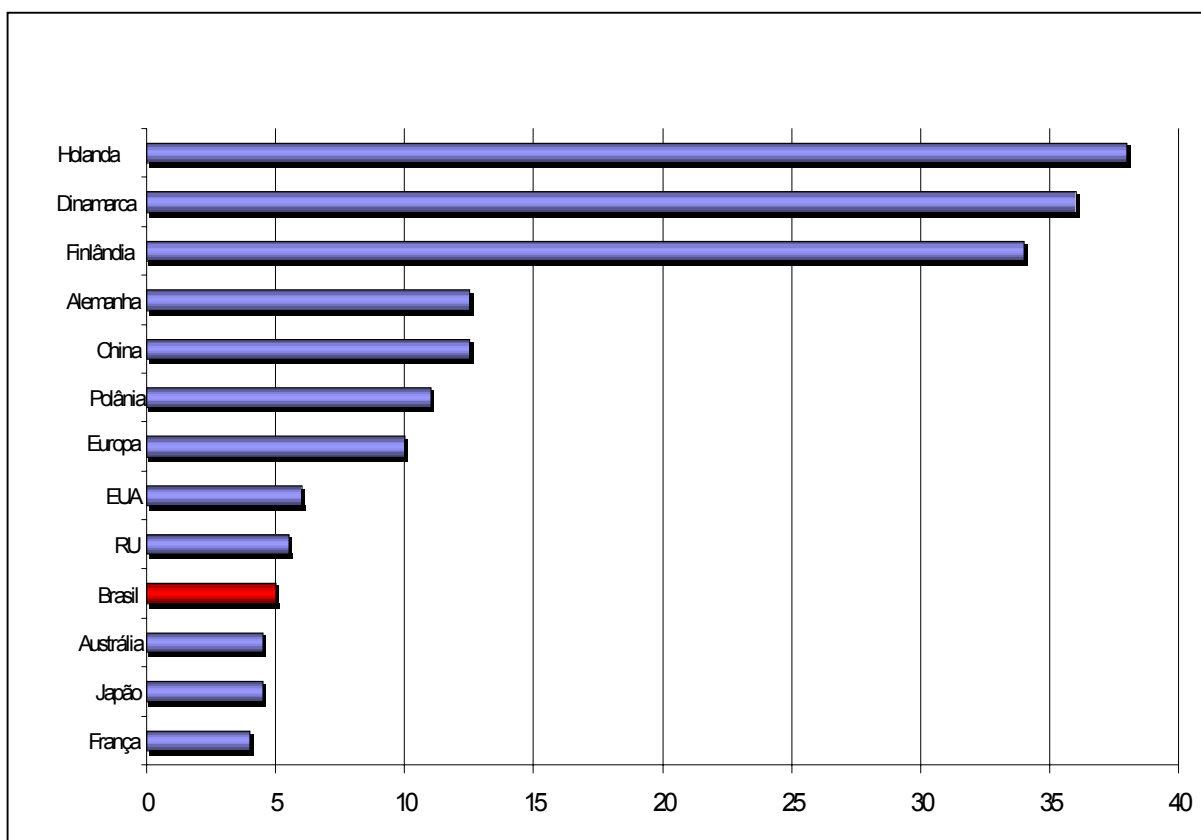
Figura 3.3 – Sistema de geração e co-geração.

De acordo com SILVEIRA, PINHEIRO & GIMENES (2000):

“Das perdas totais de um sistema termelétrico convencional a vapor, 10% referem-se à caldeira e cerca de 55% ao calor contido no vapor de exaustão nas turbinas a vapor. O vapor de exaustão das turbinas de condensação utilizadas nas usinas termelétricas apresenta temperaturas entre 30 e 45°C, contendo por volta de 610 kcal/kg de vapor, calor este que é praticamente todo dissipado nas torres de resfriamento, representando grande energia térmica perdida. Para tornar essa energia utilizável, pode-se promover um escape com temperaturas mais elevadas, de 200 a 300°C, ou a utilização a gás no processo, cujo calor de exaustão representa temperatura acima de 500°C. Dessa forma, a quantidade de calor perdida pode ser recuperada através do processo de co-geração, que é hoje cada vez mais utilizado em todo o mundo.” (SILVEIRA, PINHEIRO & GIMENES, 2000, p.87).

Dessa forma, “é importante observar que o processo de co-geração é, antes de tudo, uma ação de utilização racional de energia, uma vez que o rendimento do processo de geração de energia é elevado a partir da produção combinada, dando-se um melhor aproveitamento no conteúdo energético do combustível básico” (COELHO, 1999, p. 37). Diante disso, conforme se pode observar pelo capítulo anterior, a co-geração apresentou forte expansão no início do século XX, quando o fornecimento de energia elétrica por meio de grandes centrais ainda era incipiente. Conforme o sistema interligado foi implementado, a co-geração na produção de energia elétrica perdeu sua importância relativa na matriz energética nacional.

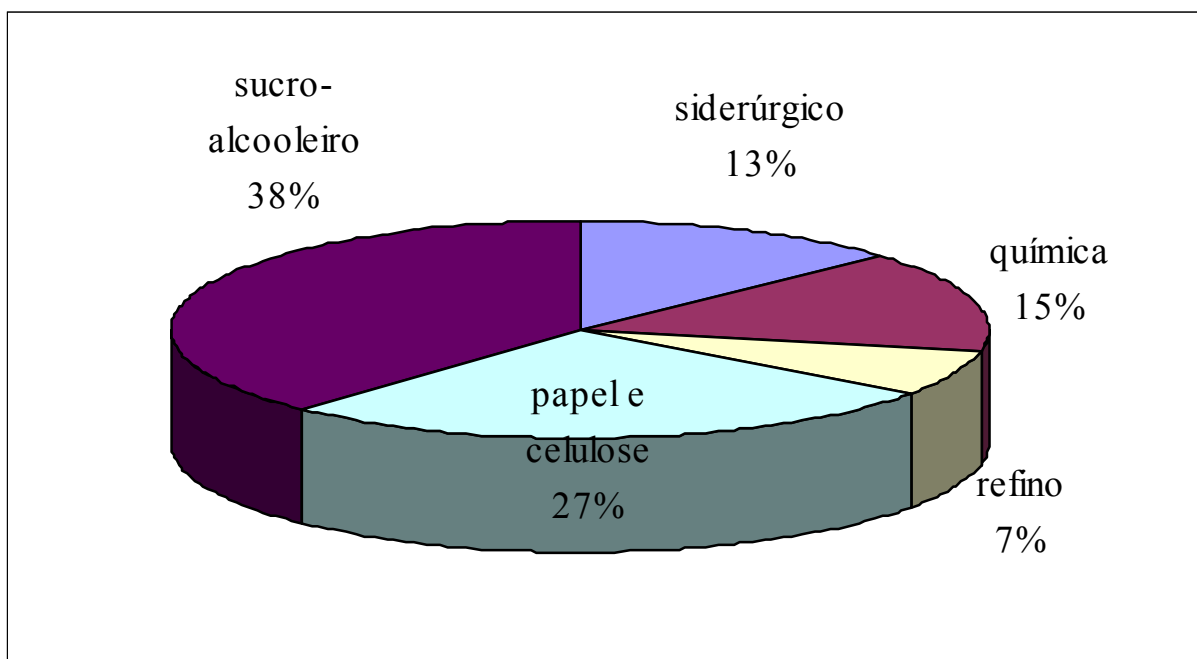
No Brasil, quando comparada a outros países, apesar de sua importância no aspecto de eficiência energética, a co-geração de energia representa ainda pequena participação no cenário energético nacional, conforme se pode observar por meio da Figura 3.4.



Fonte: ELETROBRÁS (2002).

Figura 3.4 – Participação da co-geração no total produzido de energia elétrica, países selecionados, 1999 (em %).

Freqüentemente, os sistemas de co-geração têm sido implementados em indústrias que dispõem de subprodutos do processo industrial que podem ser utilizados como fonte combustível. A Figura 3.5 apresenta como está distribuída a capacidade instalada de co-geração no Brasil.



Fonte: ELETROBRÁS (2002).

Figura 3.5 – Capacidade instalada em co-geração, por setores, 2000 (em %).

De acordo com o CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA EM BIOMASSA – CENBIO (2002), como subprodutos do processo, a indústria siderúrgica utiliza os gases de coqueria, de alto forno e de aciaria. Segundo COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), no setor de papel e celulose, os principais subprodutos utilizados como combustíveis são: a lixívia (23,8%), os resíduos de madeira (13,4%)³⁰ e o óleo combustível (12,3%), com crescente participação do gás natural.

Entretanto, conforme mostrado na Figura 3.5, o principal setor que emprega o processo de co-geração é o sucroalcooleiro, utilizando o bagaço da cana-de-açúcar como combustível. Os demais setores apresentados, quando não dispõem de subprodutos de processo industrial, utilizam outros tipos de combustíveis, como o gás natural, quando este está disponível.

3.1.3 A tecnologia

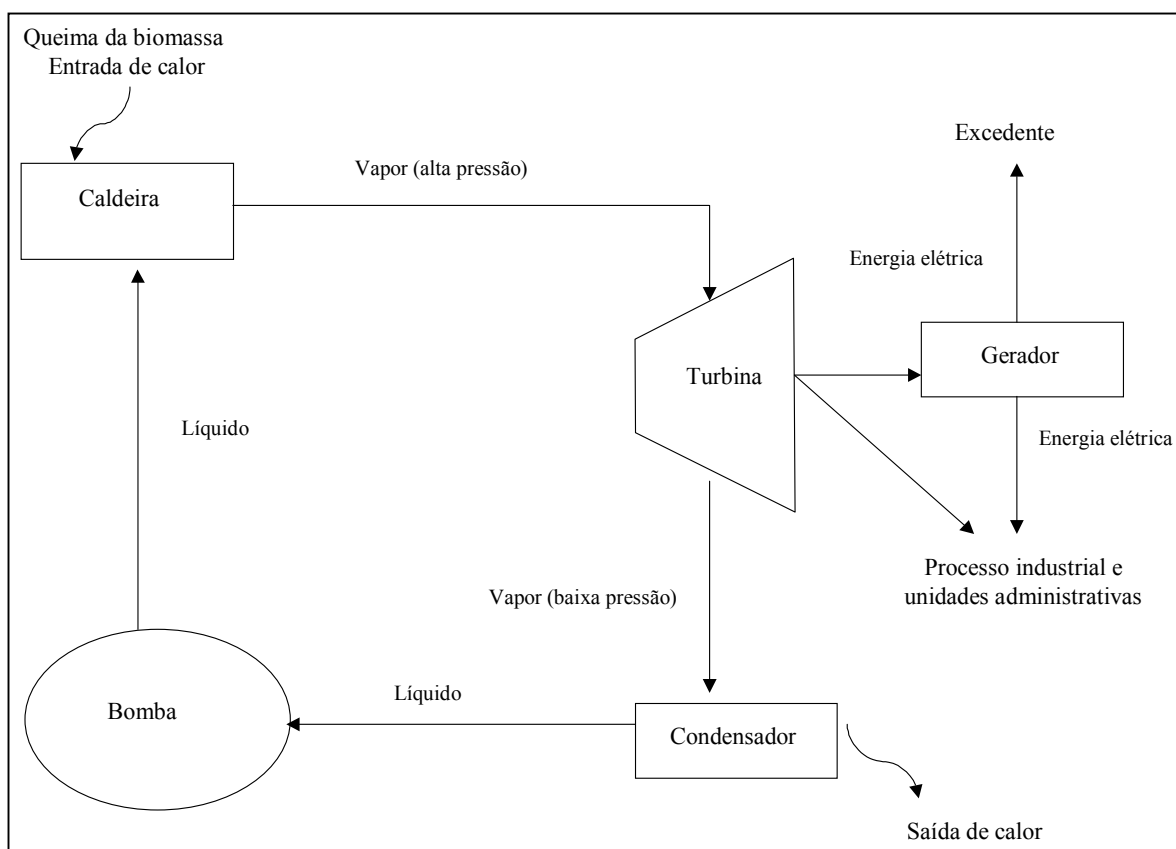
De acordo com PINDYCK & RUBINFELD (1999), tecnologia é um determinado estado de conhecimento a respeito dos diversos métodos que podem ser utilizados para transformar insumos em produtos. A co-geração de energia elétrica apresenta uma determinada tecnologia na qual há um estágio maduro de desenvolvimento, começando a ser superado por tecnologias como a da gaseificação que poderão ficar competitivas no curto ou no médio prazo. Todavia, no setor sucroalcooleiro, as usinas termelétricas por vezes apresentam determinada tecnologia defasada em duas ou mais gerações. A seguir, a tecnologia adotada pelo setor sucroalcooleiro é apresentada, antes, porém, mostra-se o processo básico de geração de energia elétrica e de vapor nesse setor.

3.1.3.1 Gerando energia elétrica

Uma central termelétrica, como as presentes no setor sucroalcooleiro, baseia-se na conversão de energia térmica em energia mecânica e, desta em energia elétrica. A produção de energia térmica se dá pela queima de biomassa. Esse combustível, quando queimado, aquece a água disponibilizada na caldeira até gerar o vapor que – em alta pressão – é transferido para uma turbina. O vapor se expande quando a pressão baixa na turbina (descompressão do vapor), promovendo o acionamento mecânico de um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina a vapor – originando o produto energia elétrica.

O vapor que sai da turbina (vapor de escape) é destinado ao processo de fabricação de açúcar e álcool. Havendo sobra, o vapor vai para o condensador, no qual o calor é retirado e se obtém efluentes líquidos. Os efluentes são bombeados de volta a caldeira, fechando o ciclo. A Figura 3.6 apresenta o processo de geração de energia elétrica e vapor em uma usina termelétrica sucroalcooleira.

³⁰ “A lixívia e os resíduos do processo são subprodutos do processo de fabricação da celulose pelo processo sulfato, disponíveis, portanto nas plantas de indústrias de celulose e integradas (papel e celulose)” (CENBIO, 2002, p. 4).



Fonte: SILVEIRA, PINHEIRO & GIMENES (2000).

Figura 3.6 – Processo de geração de energia elétrica e vapor em uma usina termelétrica sucroalcooleira.

Segundo KANN & NEGRI (2001), as tecnologias básicas utilizadas na geração termelétrica são o ciclo Rankine (ou ciclo a vapor), o ciclo Brayton (ou ciclo a gás) e o ciclo para grupos geradores de pequeno porte (ciclos Otto e Diesel). As tecnologias consideradas mais avançadas são o ciclo Combinado (Rankine-Brayton) e a gaseificação.

No setor sucroalcooleiro, a tecnologia largamente empregada tem sido o ciclo a vapor, considerada a tecnologia madura. Contudo, está em desenvolvimento o emprego da tecnologia da gaseificação, relativamente mais eficiente no aspecto produtivo. A seguir apresenta-se cada uma dessas tecnologias.

3.1.3.2 A tecnologia madura

De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), o principal ciclo térmico para geração de eletricidade no setor sucroalcooleiro tem sido o ciclo Rankine, no qual se utiliza o calor originário da queima de combustíveis para geração de vapor na caldeira ou gerador de vapor. Essa energia térmica (o vapor) pode ser utilizada para aquecimento, processos industriais e para a geração de eletricidade (nesse caso, acionando uma turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico).

Em outros setores da economia, o ciclo Rankine, também chamado de ciclo convencional a vapor, está cedendo espaço para tecnologias como a de plantas baseadas em turbinas a gás (ciclo combinado) e não a vapor. Segundo CORRÊA NETO (2001), os ciclos termelétricos com turbinas a vapor são aplicados desde o final do século XIX, porém, atingiram um limite de desenvolvimento na década de 60. De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), do total de energia do combustível apenas de 30% a 35% pode ser convertido em energia térmica, ou seja, o rendimento térmico desse processo é considerado baixo. Melhores resultados foram alcançados por DREIER (1996): 48% de eficiência energética. Para elevar a eficiência energética, os sistemas de co-geração são empregados largamente em unidades industriais que necessitam de vapor e de energia elétrica, como o setor sucroalcooleiro.

Segundo CARVALHO & SANTOS (2001), apesar da baixa eficiência energética, a vantagem da utilização de ciclos a vapor em processos de geração reside na possibilidade de uso de combustíveis sólidos, incluindo os de baixo poder calorífico como o bagaço da cana. As configurações com ciclo a vapor mais utilizadas são com turbina de contrapressão e de extração-condensação, sendo esta última considerada mais eficiente. Esses dois sistemas têm a ver com a forma como se recupera o vapor, antes ou depois da turbina. A Tabela 3.3 mostra o perfil tecnológico das 138 usinas termelétricas do setor sucroalcooleiro paulista, pesquisadas entre 1999 e 2001 pela Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo (CSPE).

Tabela 3.3 – Perfil tecnológico de 138 usinas termelétricas do setor sucroalcooleiro paulista, 1999 a 2001.

Tipo de turbina	Número de turbinas	Participação no total (%)
A Vapor	38	10,5
A Vapor Contrapressão	325	89,5
Total	363	100,0

Fonte: CSPE (2001).

Observe que cerca de 90% das turbinas são a vapor contrapressão, havendo ainda 10,5% de turbinas a vapor. Isso mostra a possibilidade de avanço tecnológico no curto prazo para o setor. Contudo, a opção por turbinas a vapor de extra-condensação exige maiores investimentos do que em turbinas a contrapressão.

Além da questão do ciclo térmico Rankine, de acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), as termelétricas à biomassa operam com baixa eficiência tecnológica devido aos custos unitários (R\$/kW instalado) serem influenciados pelo efeito escala. Considerando que o custo de transporte de biomassa é elevado, as termelétricas apresentam pequena capacidade de produção, sendo que o investimento tende a ser elevado. Assim, para que o custo de capital seja menor, a instalação torna-se simplificada, sacrificando a eficiência energética.

Para COELHO (1999), a baixa eficiência energética é resultante das baixas pressões e temperaturas com que o vapor é gerado (objetivando a redução dos custos), dos baixos rendimentos das turbinas e das caldeiras e da não utilização de reaquecimento nem regeneração. Segundo CORRÊA NETO (2001), o regenerador é um trocador de calor que recupera parte da energia térmica dos gases de exaustão e pré-aquece o ar que entra na câmara de combustão, reduzindo o consumo de combustível e elevando a eficiência global.

Quanto ao reaquecimento, este consiste em adicionar-se uma câmara de combustão intermediária e divide-se a expansão do ar comprimido na turbina de dois estágios:

“Assim, o ar comprimido entra na primeira câmara de combustão e reage com o combustível para realizar trabalho na primeira

turbina e, em determinado ponto, quando a pressão é ainda significativa, os gases são direcionados a outra câmara de combustão e recebem nova carga de energia (reaquecimento) mediante a queima de mais combustível e então, seguem para a segunda turbina para executar o trabalho final” (CORRÊA NETO, 2001, p.58).

Desse modo, segundo o FÓRUM DE COGERAÇÃO (2001), há diversas medidas que aumentariam a produção de energia elétrica como o uso de turbinas de extra-condensação no lugar de contrapressão. Ademais, no setor sucroalcooleiro, a maior parte das empresas utiliza caldeiras de média pressão (22 bar, 300° C), apesar de disponíveis caldeiras de 40 bar a 100 bar, o que elevaria de forma significativa a eficiência energética. Segundo COELHO (1999), quando há necessidade de troca de equipamentos não tem ocorrido a mudança para caldeiras de pressão mais elevadas. A autora cita que os motivos seriam: conservadorismo, desconhecimento ou falta de interesse em gerar excedentes de energia elétrica. Esta tese investiga justamente se, além desses motivos, não existiriam obstáculos na comercialização de energia e/ou no ambiente institucional que inviabilizariam o investimento em tecnologias mais eficientes do ponto de vista energético ou conduziriam aos motivos apresentados por COELHO (1999).

3.1.3.3 A gaseificação

Para CORRÊA NETO (2001), gaseificação é a conversão de qualquer combustível sólido ou líquido em um gás energético por meio da oxidação parcial em temperaturas elevadas. A conversão pode ser realizada em vários tipos de reatores, chamados gaseificadores. Segundo COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), para que a biomassa possa ser utilizada na alimentação de turbinas a gás e motores a combustão interna, é necessário que ela seja submetida ao processo de gaseificação ou liquefação.

De acordo com KANN & NEGRI (2001), a origem da gaseificação remonta à Segunda Guerra Mundial, quando a falta de combustíveis líquidos tradicionais motivou a implantação de gaseificadores que, a partir de combustíveis sólidos, eram transformados em combustíveis gasosos nas termelétricas. Durante a

década de 80, com a crise de petróleo, essa tecnologia foi retomada: procurava-se obter combustíveis nobres a partir de carvão e óleos residuais.

3.1.3.3.1 A gaseificação no setor sucroalcooleiro

O sistema de gaseificação da biomassa e acoplamento da unidade de gaseificação a uma turbina a gás é chamado de *Biomass Integrated Gasification-Gas Turbine* (BIG-GT). O sistema de gaseificação de biomassa BIG-GT integrado em um ciclo combinado (aquele que combina os ciclos Rankine e Brayton) é conhecido como BIG-GTCC (*Biomass Integrated Gasification-Gas Turbine Combined Cycle*). De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), dois modos de operação estão sendo considerados na configuração de plantas de gaseificação: termelétricas independentes (com ciclo combinado) ou co-geração.

Representantes da Copersucar e do Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento (PNUD) assinaram em julho de 1997 um contrato com o objetivo de avaliar e desenvolver tecnologia para a produção de energia elétrica a partir da gaseificação da biomassa da cana-de-açúcar. Conhecido como "Geração de Energia por Biomassa, Bagaço de Cana-de-Açúcar e Resíduos" ou BRA/96/G31, o projeto é coordenado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia e o desenvolvimento está a cargo do Centro de Tecnologia Copersucar, com a participação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). A gaseificação é empregada em turbinas a gás com ciclo combinado (BIG-GTCC).

O projeto busca estimular a co-geração de energia elétrica por meio do bagaço e da palha da cana-de-açúcar. A intenção é utilizar as turbinas a gás empregadas nas usinas de açúcar e álcool, aproveitando a tecnologia de gaseificação, para produzir energia de alta eficiência e reduzir a emissão de gás carbônico à atmosfera. Estudos realizados pelo Ministério da Ciência e Tecnologia mostram que a quantidade de energia produzida com a tecnologia convencional é de, no máximo, 100 kWh por tonelada de cana-de-açúcar.³¹ Com o novo modelo proposto pelo projeto de gaseificação da biomassa, a produtividade saltaria para 152 kWh por tonelada de cana-de-açúcar.

³¹ De acordo com o CENBIO (2001), a média do setor é de apenas 30 kWh por tonelada de cana.

Desse modo, além das vantagens ambientais, o processo eleva a eficiência da planta em 50%, segundo o Ministério. Mas o custo da tecnologia estaria cerca de 20% acima da linha de viabilidade, mostrando a necessidade de políticas públicas específicas para o setor, enquanto a tecnologia não tornar “madura” (ELETROBRÁS/UFRJ, 20/5/2002). Todavia, o emprego da tecnologia mais eficiente depende, sobretudo, de sinalizações positivas advindas dos Ambientes Competitivo e Institucional, capazes de motivar os agentes em suas decisões de investimentos. Dessa forma, a seguir, uma visão sistêmica desses dois ambientes é apresentada.

3.2 O Ambiente Competitivo e Institucional

Conforme mencionado, o Ambiente Institucional (AI) representa o conjunto de leis, regulamentos, políticas setoriais públicas e privadas que atua sobre determinada indústria ou setor econômico, atuando decisivamente sobre o Ambiente Competitivo em que a atividade de geração de excedentes está inserida. Neste item, fatores essenciais no incentivo à expansão da geração de excedentes no setor sucroalcooleiro são abordados: as principais formas de financiamento, o mercado de créditos de carbono e as normas de comercialização de excedentes.

3.2.1 As condições de financiamento

Para que ocorra uma expansão do volume de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, deve-se discutir o aspecto do custo do investimento nos sistemas de co-geração. Quando comparado com novas usinas termelétricas a gás natural, que necessitam montar toda a unidade de geração, o setor sucroalcooleiro apresenta uma vantagem competitiva, pois já possui plantas termelétricas, havendo necessidade apenas de reformas para a promoção na expansão do sistema de geração. Ainda assim, o investimento na expansão da geração é relevante. De acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (2001), considerando que o setor sucroalcooleiro apresenta firmas bastante diversificadas em sua estrutura de custos, os investimentos necessários para a expansão da geração variam entre R\$ 600 e R\$ 2,5 mil por MW, conforme o nível tecnológico adotado. Mesmo sendo inferior ao investimento em hidrelétricas e em

várias termelétricas, essa inversão requer linhas de financiamento específicas e incentivos para o setor sucroalcooleiro no qual o principal objetivo é o financiamento da produção de açúcar e álcool e sua melhoria tecnológica.

Diante desse quadro, com o objetivo de contribuir para o estímulo à implantação, em curto prazo, de projetos de expansão do sistema elétrico brasileiro, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) implantou em 2001, o Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar. Além desse programa, o BNDES disponibiliza uma linha *project finance* que o setor pode utilizar também. A seguir, as características principais dessas linhas são apresentadas.

3.2.1.1 O Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar

O objetivo do Programa é financiar a implantação de projetos de co-geração que utilizam resíduos de cana e que destinem a venda de eletricidade excedente às distribuidoras/comercializadores. De acordo com o BNDES (2001), foram estabelecidas as seguintes condições para o Programa:

- i. Dotação inicial: R\$ 250 milhões aprovados em 23/5/2001 (operações indiretas);
- ii. Clientes: usinas de açúcar e álcool localizadas em qualquer região do país;
- iii. Custo financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP):³²
- iv. *Spread* básico: 1% a.a.;
- v. *Spread* de risco em operação direta: de 0,5% a 4,625% a.a.;
- vi. *Spread* do agente: até R\$10 milhões - negociável; acima de R\$10 milhões - até 2,5% a.a.; e com Fundo de Aval - até 4% a.a.;
- vii. Prazos: determinados em função da capacidade de pagamento do empreendimento, da empresa ou do grupo econômico;
- viii. Carência: até seis meses depois da conclusão do projeto;

- ix. Amortização: até 12 anos. Pagamentos mensais durante a safra;
- x. Percentual financiável: até 80% dos itens financiáveis; e
- xi. Garantias: definidas por negociação - pode utilizar um Fundo de Aval.

No caso específico dos PIEs e autoprodutores, o Decreto 2.003, de 10/9/96, especifica que poderá ser oferecida como garantia a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de venda dessa energia, além dos bens e instalações utilizados para a sua produção. Para o BNDES, a principal garantia é justamente esse contrato, denominado *Power Purchase Agreement* (PPA).

3.2.1.2 *Project finance*

WILLIAMSON (1985) afirma que, para mitigar o risco moral (*moral hazard*) presente nas transações,³³ o estabelecimento de *joint-ventures* pode ser eficaz. O mecanismo de *joint-venture* implica a posse conjunta dos ativos, criando a interação entre as partes em busca de objetivos semelhantes, reduzindo a possibilidade de comportamentos oportunistas, como *free-riding*, e criando um *credible commitments* entre as partes. Nesse enfoque, o *project finance* tem sido freqüentemente utilizado pelos empreendedores para mitigar o risco moral, desde a época do Mercantilismo, quando mercadores, financiados por banqueiros florentinos, venezianos e outros, empreendiam excursões pelo Mediterrâneo, partilhando entre si o risco e o retorno do empreendimento.

Na estrutura atual, o *project finance* surgiu no Reino Unido, na década de 70, em virtude da expansão de suas plataformas continentais de exploração de petróleo e gás, que representavam altos investimentos e riscos, principalmente de prospecção, necessitando de alternativas contratuais para a divisão dos riscos e retornos, sendo modelado o *project finance*. Segundo BONOMI & MALVESSI (2002), uma estrutura de *project finance* é um exercício de engenharia financeira que permite que as partes envolvidas em um empreendimento possam realizá-lo, assumindo diferentes responsabilidades, ou diferentes combinações de risco e retorno, de acordo com suas

³² O valor da TJLP é fixado periodicamente pelo Banco Central do Brasil, de acordo com as normas do Conselho Monetário Nacional. De outubro a dezembro de 2003, foi fixado em 11,0% (BNDES, 2003).

³³ De acordo com PINDYCK & RUBINFELD (1999), o exemplo clássico de risco moral ocorre na indústria de seguros, quando tal risco surge a partir do momento no qual a parte segurada passa a tomar menos cuidado para evitar perdas do que fazia antes da aquisição do seguro.

respectivas preferências. O *project finance* é uma técnica de estruturação contratual que segmenta os diversos padrões de risco-retorno de um empreendimento entre seus participantes, permitindo um financiamento que será garantido pelos recebíveis esperados na efetivação do fluxo de caixa do projeto. Dessa forma, nesse modelo contratual, credores repartem o risco do negócio com os devedores, ou seja, o grupo de acionistas é formado pelos construtores, financiadores, fornecedores e operadores.

De acordo com os autores, normalmente, operações de *project finance* combinam pelo menos duas formas de obtenção de recursos:

(a) A contribuição de capital próprio (*equity*) por exigência dos credores, sinalizando confiança no empreendimento aos demais integrantes do projeto. No Brasil, tal participação nunca é inferior a 20% e, raramente, chega a 40% do montante total demandado pelo empreendimento; e

(b) O restante é financiado por meio das Sociedades de Propósito Específico (SPE), que delimitam o objeto do empreendimento isolando o risco e o retorno de outras atividades dos *sponsors*.

Dessa forma, o projeto financiado por meio dessa linha de crédito caracteriza-se por ser economicamente independente da usina sucroalcooleira. Os agentes montam uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) para a efetivação do projeto. No caso do setor sucroalcooleiro, geralmente os acionistas entram com 20% a 30% do capital exigido e o sistema financeiro entra com o restante.

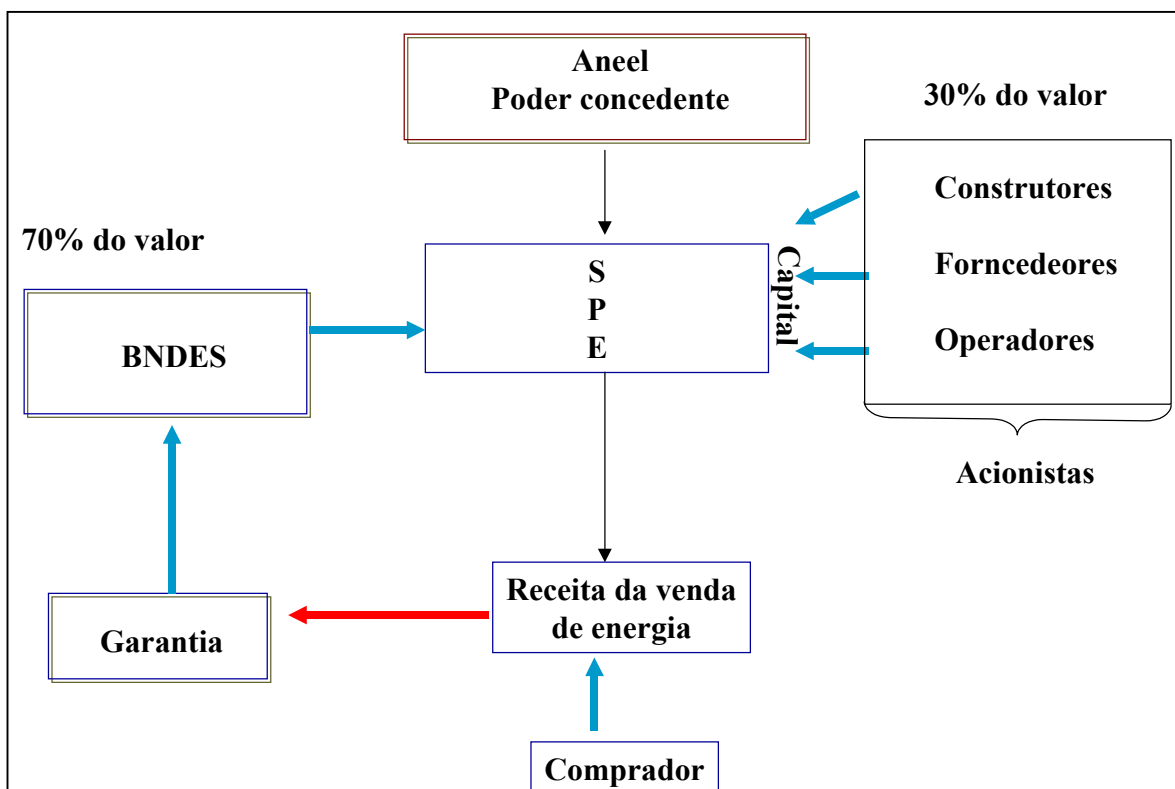
Os credores são pagos com a receita do empreendimento e, portanto, a principal garantia é o próprio investimento (seus ativos e direitos), incluindo o *Power Purchase Agreement* (PPA), assinado com o comprador da energia, garantindo o fluxo de receita.

O BNDES apresenta uma linha de crédito para *project finance* com as seguintes características:

- Participação: até 70% dos itens financiáveis para usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW e até 80% dos itens financiáveis para

investimentos em linhas de transmissão, PCH, usinas termelétricas, co-geração, fontes alternativas e promoção de eficiência energética;

- Carência: até seis meses depois de entrar em operação;
- Amortização: até doze anos;
- Custo de captação: os juros são cobrados com base na TJLP, em uma cesta de moedas ou na variação do IGPM;
- *Spread* básico: 2,5% a.a.;
- *Spread* do agente financeiro: até 2,5% ao ano em operação direta ou negociado com o agente financeiro em operação indireta. A Figura 3.7 esquematiza a estrutura de um *project finance* específica para o setor elétrico brasileiro, com principal financiamento por parte do BNDES (70%) e *equity* de 30%.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 3.7 – Estrutura de um *project finance* para a área de energia elétrica.

De acordo com a ANBID (2003), até final de fevereiro de 2003, existiam cerca de 30 *projects finance*, com demanda de crédito de aproximadamente R\$ 10 bilhões, aguardando análise econômica e financeira. Desse total, o Unibanco S.A. era o

líder em volume de operações, com 27 *projects finance*. A área de energia ocupava o segundo lugar, com cerca de 22% do volume de operações, perdendo apenas para o segmento de agronegócios, responsável por 1/3 do total. O BBA S.A., posteriormente adquirido pelo Banco Itaú S.A., era o segundo no ranking da ANBID, com treze *projects finance*, sendo os dois maiores na área de óleo e gás, avaliados em aproximadamente R\$ 4,18 bilhões e três na área de energia elétrica no valor de R\$ 2,6 bilhões. Segundo a ANBID (2003), apesar da grande dificuldade de crédito, os *projects finance* totalizaram R\$ 4,8 bilhões e o setor que mais absorveu financiamento foi o segmento de energia.

Uma outra forma de obter recursos para novos investimentos, apesar de ainda incipiente, tem sido a comercialização de créditos de carbono no mercado internacional. Essa nova modalidade é apresentada a seguir.

3.2.1.3 As normas de comercialização de toneladas evitadas de carbono

De acordo com a FIESP/CIESP (2001), em 1988 foi elaborado o Primeiro Relatório do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e pela Organização Mundial de Meteorologia (OMM). Esse painel serviria de base para os trabalhos científicos sobre o clima, que seriam desenvolvidos na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente (ECO-92). Nesse relatório se afirmava que o aumento da temperatura média na superfície terrestre observado no século XIX chegou a 0,6 °C. Ainda, se observava que, mantidas as tendências de 1990, a projeção era de aumento da temperatura média entre 1,5 °C e 5,8 °C nos próximos 100 anos. Para reverter essa tendência seria preciso reduzir as emissões a níveis 60% inferiores dos de 1990.

Assim, durante a ECO-92, ocorrida em junho de 1992, no Rio de Janeiro, 175 países e a União Européia assinaram a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima se comprometendo na elaboração de estratégias globais para proteção ao sistema climático para gerações presentes e futuras. Nesse intento, ocorreu no Japão, em 1997, a terceira Conferência de Partes (CoP-3) - órgão supremo da Convenção-Quadro - na qual diversos países assinaram o Protocolo de Kyoto determinando que 39 países industrializados reduzissem em 5,2% suas emissões de gás

de efeito estufa (*Greenhouse Gases* - GHG),³⁴ tomando como relação os níveis de 1990. O prazo para que isso ocorra é entre 2008 e 2012, caracterizando a primeira fase do Protocolo. Os países que assinaram o Protocolo de Kyoto compõem o chamado “Anexo I” e suas emissões totais de CO₂, com relação a 1990, estão dispostas na Tabela 3.4.³⁵

Tabela 3.4 – Protocolo de Kyoto, composição do Anexo I, por país.

Países integrantes do Anexo I	Emissões CO ₂ em 1990 (mil toneladas)	Participação % sobre	
		Total Anexo I	Total Global
EUA	4.819.166	34,5	21,62
Rússia	3.708.734	26,55	16,64
Japão	1.071.444	7,67	4,81
Alemanha	1.012.443	7,25	4,54
RU	563.647	4,04	2,53
Canadá	425.055	3,04	1,91
Itália	399.142	2,86	1,79
Polônia	347.838	2,49	1,56
Austrália	266.204	1,91	1,19
Outros	1.354.932	9,7	6,08
Total Anexo I	13.968.605	100	62,66
Total países não-integrantes do Anexo I	8.322.908	-	37,34
Total	22.291.513	-	100

Fonte: FIESP/CIESP (2001).

De acordo com TETTI (2002), para possibilitar a implementação desse objetivo, o Protocolo de Kyoto estabeleceu a criação de mecanismos comerciais direcionados para facilitar que os países do Anexo I e suas empresas cumpram suas metas quanto à redução de emissões. Esses instrumentos, também chamados de mecanismos de flexibilização, foram dois:

³⁴ GHG: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e nitrogênio (N₂O).

³⁵ O Brasil é integrante do chamado Não-Anexo I. Dessa forma, nessa primeira fase do Protocolo de Kyoto, não há obrigatoriedade no cumprimento de metas de redução de emissões.

i. Comércio de Emissões e Implementação Conjunta (*Emissions Trading and Joint Implementation*): mecanismo pelo qual um país industrializado pode, inclusive por meio de operações de compra e venda, contabilizar reduções em outro país do Anexo I; e

ii. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanism – CDM*): permite que países do Anexo I financiem projetos de redução de emissões ou comprem os volumes de redução de emissões resultantes de projetos desenvolvidos nos países não constantes do Anexo I.

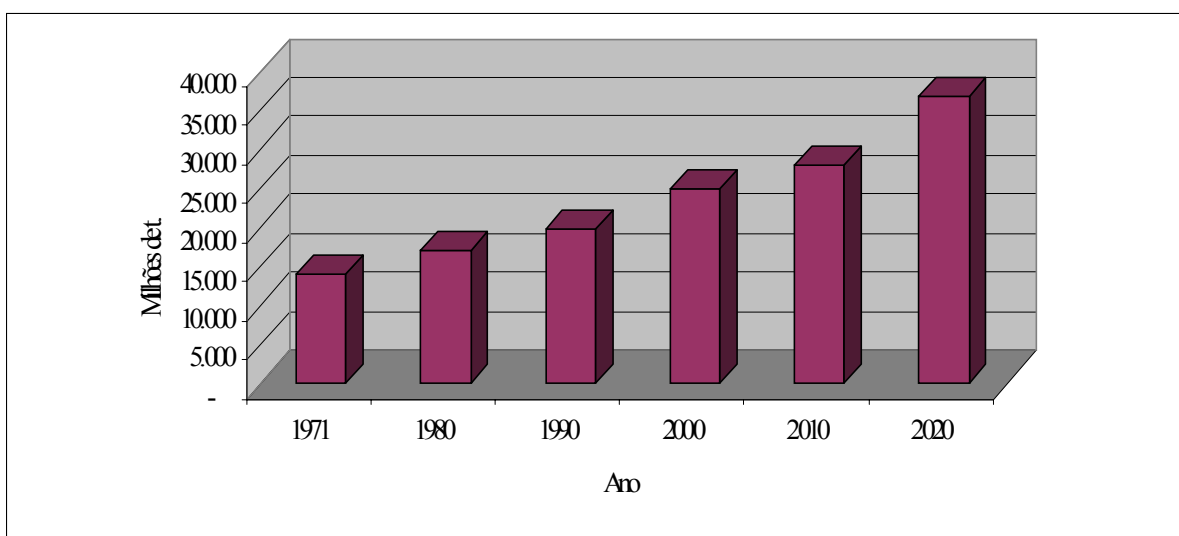
O Protocolo de Kyoto passará a vigorar somente após a adesão de países que representem 55% da taxa de emissão global de monóxido de carbono. Até outubro de 2003, o protocolo já tinha sido ratificado por 109 países, representando cerca de 49,5% da emissão desse gás poluente. Todavia, até aquele momento, o principal contribuinte na emissão de CHG, os EUA, além da Rússia, não ratificaram o Protocolo de Kyoto.

Um dos motivos para a não ratificação e implemento do Protocolo de Kyoto, por parte de países como os EUA, reside no custo de se evitar a emissão de gases CHG. De acordo com estudo do BANCO MUNDIAL (1990), o custo médio por tonelada de carbono evitada era de US\$ 580 no Japão, US\$ 180 nos EUA e US\$ 270 na então CEE. Diante disso, em julho de 1999, o Banco Mundial implementou efetivamente o *Clean Development Mechanism* (CDM) ou Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Conforme mencionado, esse mecanismo permite a países desenvolvidos atingirem suas metas investindo parcialmente em projetos nos países em desenvolvimento, onde os custos marginais de se evitar a emissão de gases CHG, sobretudo gás carbônico, são sensivelmente menores.

Para tanto, o Banco Mundial articulou um fundo de investimento, denominado *Prototype Carbon Fund* (PCF), composto por 17 grandes empresas como a British Petroleum, a Mitsubishi Corp e a distribuidora de energia alemã RWE, além dos governos do Japão, Noruega, Suécia, Finlândia e Holanda. O PCF repassa esses recursos para financiar projetos de países em desenvolvimento, desde que os projetos estejam devidamente certificados de que contribuirão para a redução na emissão global

de gás carbônico. Essa certificação ocorre por meio de um processo de auditoria internacional no qual, ao final dos trabalhos são emitidos os Certificados de Redução de Emissões (CREs)³⁶ que serão adquiridos pelo PCF e comercializados no mercado secundário, sendo a demanda representada por empresas que precisem cumprir metas, ainda voluntárias, de redução na emissão de CO₂. Esse mercado secundário de créditos de redução de CO₂ já existe em cidades como Londres, Nova Iorque e Sydney. Em 2001, o preço da tonelada evitada de CO₂ variou de US\$ 2,5 a US\$5,00.

Considerando que a produção de energia (incluindo transportes) é a principal contribuinte para a emissão de gases CHG, responsável por 57% do total de emissões, investimentos em geração de energia elétrica que reduzam a emissão de CO₂ são potenciais candidatos à obtenção de Certificados de Redução de Emissões. De acordo com TETTI (2002), a adoção de um paradigma baseado no uso intensivo dos recursos fósseis não renováveis (carvão mineral, petróleo e gás) é o principal motivo para a produção e o consumo de energia serem o elemento propulsor do efeito estufa. Ademais, segundo o CEPEL (2002), a tendência do setor energético é continuar contribuindo significativamente para a emissão de CO₂, conforme se pode observar por meio da Figura 3.8.



Fonte: CEPEL (2002).

Figura 3.8 – Emissão de CO₂ no setor de energia, 1971 a 2020 (em milhões de t).

³⁶ Também chamados de Certificados de Emissão Reduzida (CERs).

Nesse aspecto, o setor sucroalcooleiro, de acordo com MACEDO (1997), pode ser um importante *player* desse mercado. Apesar de apresentar substancial liberação de carbono na forma de CO₂, as atividades no setor sucroalcooleiro apresentam um balanço final positivo, pois, no ano de 1996, o setor teria evitado a emissão de mais de 12,7 milhões de toneladas de CO₂, conforme se pode observar por meio da Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Emissões líquidas de CO₂ equivalentes na produção e uso de cana-de-açúcar, Brasil, 1996 (em milhões de toneladas de CO₂).

Atividade/insumo	Total de emissões de CO ₂	Participação sobre o total
Insumos (incluindo combustíveis) na agroindústria sucroalcooleira	1,28	-10,0%
Emissões de metano na queima de cana	0,06	-0,5%
Emissões de N ₂ O	0,24	-1,9%
Substituição de gasolina por etanol	-9,13	71,7%
Substituição de óleo combustível por bagaço de cana (na indústria química e de alimentos)	-5,2	40,8%
Redução líquida nas emissões de CO ₂ (em milhões de t de CO ₂)	-12,74	100,0%
Moagem total em 1996/1997 (em t)	287.809.852	-
Redução líquida nas emissões de CO ₂ (t de CO ₂ por t de cana)	0,044	-

Fonte: MACEDO (1997), adaptada pelo autor.

Supondo que esse perfil apresentado por MACEDO (1997) possa ser admitido constante ao longo do tempo, pode-se observar o potencial que a negociação de crédito representaria para o setor sucroalcooleiro, admitindo, também, dois cenários para preços conservadores de US\$ 5,00 (cenário 1) e US\$ 15,00 (cenário 2) a tonelada de CO₂ evitada. Os resultados dessas estimativas estão dispostos na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Receita bruta estimada gerada por meio da comercialização de Certificados de Redução de Emissões, setor sucroalcooleiro, safras 93/94 a 00/01.

Safr	Cana moída (t)	Carbono evitado (t)	Receita bruta estimada US\$	
			Cenário (1)	Cenário (2)
93/94	218.510.288	9.672.431	48.362.157	145.086.472
94/95	240.944.002	10.665.467	53.327.337	159.982.011
95/96	251.357.654	11.126.431	55.632.156	166.896.468
96/97	287.809.852	12.740.000	63.700.000	191.100.000
97/98	303.973.913	13.455.508	67.277.538	201.832.614
98/99	314.969.182	13.942.217	69.711.084	209.133.253
99/00	306.965.623	13.587.937	67.939.683	203.819.050
00/01	252.373.659	11.171.405	55.857.025	167.571.075

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Mesmo que seja considerada apenas a geração de energia elétrica por meio do bagaço, em substituição a outros combustíveis potencialmente mais emissores de *Greenhouse Gases*, usinas térmicas sucroalcooleiras apresentam fortes vantagens competitivas, conforme se observa por meio da Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Emissões de gases do efeito estufa por fonte de geração (em t/GWh).

Combustível	Emissões de gases de efeito estufa (t/GWh) ¹				
	C ²	CO	CH ₄	NOX	N ₂ O
Óleo diesel	212,816	9,662	2,153	9,662	Nd
Bagaço	-	0,012	Nd	0,610	Nd
Gás natural	145,784	0,162	0,013	0,638	Nd
Óleo combustível	180,477	0,128	0,025	1,377	Nd
Lenha	0,633	-	0,010	0,100	0,002

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de CENBIO (2002).

¹ Considerando dados de geração de energia elétrica para o ano de 1997.

² C = carbono (elemento químico que entra na composição de todos compostos orgânicos. Não se funde e é quimicamente inativo a baixas temperaturas; a temperaturas mais elevadas queima e absorve oxigênio). CO = monóxido de carbono (gás tóxico formado na queima incompleta de um combustível). CO₂ = dióxido de carbono (produto residual produzido pela maioria dos seres vivos nos processos de respiração e de fotossíntese. É responsável em grande parte pelo efeito estufa na atmosfera terrestre).

Em relação ao ano de 2001, pode-se observar a contribuição da utilização do bagaço na geração de energia elétrica. A Tabela 3.8 apresenta a geração de eletricidade e a emissão de gases de efeito estufa, por tipo de fonte, para o ano de 2001.

Tabela 3.8 – Emissões de gases do efeito estufa por fonte de geração, 2001 (em t).

Combustível	Geração de energia (GWh)	Emissões de gases de efeito estufa (t/ano)				
		C	CO	CH ₄	NOX	N ₂ O
Óleo diesel	108,640	23.120,337	1.049,728	233,923	1.049,728	Nd
Bagaço	63,760	-	0,754	Nd	38,909	Nd
Gás natural	180,080	26.252,873	29,169	2,403	114,963	Nd
Óleo combustível	159,280	28.746,398	20,436	3,951	219,345	Nd
Lenha	9,120	5,768	-	0,092	0,915	0,014
Total	520,880	78.125,377	1.100,087	240,369	1.423,860	0,014

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de MME (2003).

Com referência à mitigação do efeito estufa, nota-se a contribuição efetiva que o bagaço tem apresentado por meio da geração de energia elétrica, isso sem considerar o emprego do bagaço na geração de vapor, cujo insumo substituto seria óleo combustível, extremamente mais emissor de gases de efeito estufa do que o bagaço. Caso o setor sucroalcooleiro não tivesse contribuído durante o ano de 2001 com a geração de 63,76 GWh e esse montante tivesse sido gerado por meio de gás natural, a emissão de gases de efeito estufa aumentaria consideravelmente, conforme se pode observar por meio da Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Cenários para emissões de gases do efeito estufa, 2001 (em t).

Cenário	Emissões de gases de efeito estufa (t/ano)				
	Geração de energia (GWh)	C	CO	CH ₄	NOX
Com bagaço	520,880	78.125,377	1.100,087	240,369	1.423,860
Sem bagaço	520,880	87.420,596	1.109,661	241,220	1.425,656
Incremento (%)	-	11,9	0,9	0,3	0,1

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Observe que a emissão de carbono (C) aumentaria em mais de 10%, mostrando que a opção energética pelo gás natural deve ser analisada com cuidado na questão ambiental, podendo a geração por meio do bagaço também ocupar posição de destaque tanto na política energética nacional quanto ambiental. Note que, ainda, neste estudo não foi considerada a geração de vapor para as necessidades industriais do setor sucroalcooleiro bem como o potencial de geração energético desse setor.

Ainda restaria uma outra oportunidade de geração de créditos de carbono advinda do emprego de resíduos de palha crua na geração de energia elétrica. Considerando 55% de colheita mecanizada e 45% de colheita manual para a palha, a Tabela 3.10 apresenta os valores estimados de emissões de *Greenhouse Gases* com a queima de resíduos de palha na lavoura, durante o ano 2000.

Tabela 3.10 – Montantes estimados de emissões de Carbono e Nitrogênio provenientes da queima de resíduos de palha, 2000 (em milhões de t).

Gases	Unidade	Brasil	São Paulo
Carbono total liberado	Milhões de toneladas	48,83	31,93
Nitrogênio total liberado	Milhões de toneladas	1,27	0,83

Fonte: FIESP/CIESP (2001).

Assim, o emprego da mecanização da colheita e o posterior aproveitamento dos resíduos na geração de energia elétrica poderiam, também, ser objeto de estudo para a obtenção de créditos de carbono.

3.2.1.4 As estratégias do agente sucroalcooleiro no financiamento

Em 03 de agosto de 2001, a Companhia Energética Santa Elisa (Sertãozinho) e a Usina Cerradinho Açúcar e Álcool S.A. (Catanduva) assinaram contrato de adesão ao Programa de Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar. A Santa Elisa investiu R\$ 44 milhões, dobrando sua capacidade instalada para 60 MW. O Programa financiou R\$ 35,2 milhões (80%). O

projeto foi viabilizado porque a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) assinou um PPA de 12 anos com a Santa Elisa, garantindo um fluxo de receita equivalente à compra de 20 MW. Ainda restariam 20 MW que seriam comercializados junto ao mercado (BRASIL ENERGIA, 12/2001). De acordo com a Eletrobrás/UFRJ (2002), a negociação do preço tem ocorrido por usina, todavia, no caso da Santa Elisa, a CPFL ofertou R\$ 63/MWh. Já a Usina Cerradinho investiu R\$ 22 milhões, sendo R\$ 17,7 milhões financiados pelo BNDES. O objetivo foi a obtenção de uma potência de 22,34 MW. Apesar de iniciadas as negociações com a CPFL, a Cerradinho assinou o PPA com a Elektro, que apresentou condições melhores de preço.

No final do ano de 2001, ocorreu a aprovação do projeto da Equipav S.A. – Açúcar e Alcool (Promissão – SP), com ampliação para 52,6 MW, sendo que 41 MW seriam vendidos a CPFL. Até novembro de 2001, o BNDES havia recebido projetos encaminhados por 21 usinas do setor sucroalcooleiro. Os projetos totalizavam a inserção de 620 MW, sendo pleiteados recursos em torno de R\$ 660 milhões (BRASIL ENERGIA, 2001). De acordo com SAFRA & MERCADOS (2002), até julho de 2002, esse número havia aumentado para 32 projetos do setor sucroalcooleiro na carteira do BNDES destinada ao financiamento de geração de energia elétrica por meio de biomassa, conforme se pode observar por meio da Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Projetos de co-geração de energia elétrica por fonte alternativa de biomassa na carteira do BNDES (junho/2002).

Fonte	Investimento total (R\$ milhões)	Participação BNDES (R\$ milhões)	Participação do BNDES (%)	Potência (MW)	Projetos	Média por Projeto (MW)
Resíduos de madeira	53	42	79,2	39	4	10
Casca de arroz	40	30	75,0	30	4	8
Bagaço de cana	1.045	795	76,1	1.177	32	37
Total/Média	1.138	867	76,8	1.246	40	18

Fonte: SAFRA & MERCADOS (2002).

Com a reversão do cenário de escassez de oferta, até maio de 2003, o citado programa apresentava uma carteira de 17 projetos, totalizando investimentos da ordem de R\$ 1,23 bilhão, do qual o BNDES participava com aproximadamente 80% do total. Não obstante, segundo o BNDES (2003), em 30/06/2003, essa linha de crédito foi suspensa pelo órgão de fomento. As justificativas apresentadas foram o excesso de oferta de energia naquele momento e que o programa seria re-formatado adaptando-o à regulamentação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa),³⁷ quando esse entrasse em vigência.

Em relação ao *project finance*, o principal projeto elaborado foi o da Companhia Geral de Distribuição Elétrica (CGDE). De acordo com FERREIRA (2000), o projeto previa a instalação de uma potência de 300 MW, sendo a CESP a compradora de Energia. O investimento contaria com recursos da linha *project finance* do BNDES, com investimento total previsto da ordem de R\$ 350 milhões e prazo de execução de três anos. As primeiras usinas a entrar em operação seriam as Usinas Santa Rita, Gasa, Maringá e Alcoazul. A previsão inicial de funcionamento e a quantidade comercializada estão dispostas na Tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Dados estimados de produção de energia elétrica para as Usinas Santa Rita, Gasa, Maringá e Alcoazul.

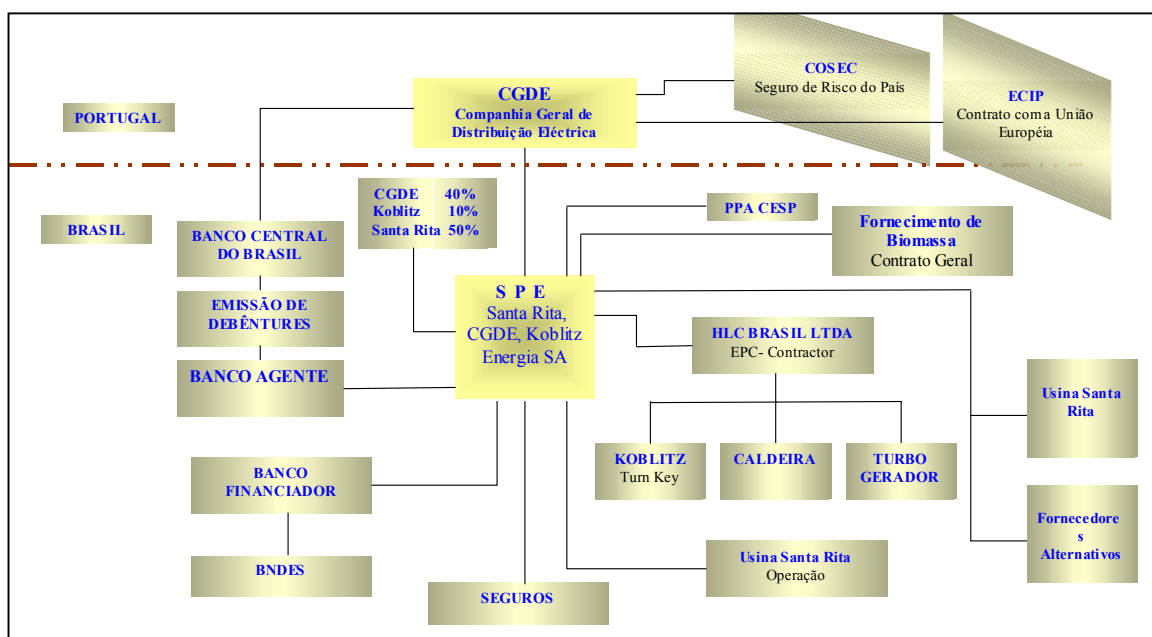
Usina	Potência estimada (MW)	Energia a ser comercializada (MWh/ano)	Data de início de operação
Santa Rita	20	68.500	Maio de 2001
Gasa	20	93.000	Maio de 2001
Maringá	21	90.000	Junho de 2001
Alcoazul	8	73.000	Agosto de 2001

Fonte: FERREIRA (2000).

Devido à instabilidade no ambiente institucional do setor elétrico, de acordo com o Sr. Armando Ferreira, representante da CGDE, os projetos citados acima foram abandonados por “problemas financeiros das usinas de álcool e açúcar e algumas

³⁷ Contato pessoal em 02/10/2003.

avaliações erradas por parte dos próprios usineiros [na concepção dos referidos projetos]”.³⁸ A Figura 3.9 apresenta a estrutura do *project finance* elaborada para uma das usinas do programa da CGDE - a Usina Santa Rita.



Fonte: FERREIRA (2002).

Figura 3.9 – Estrutura de *project finance* para a Usina Santa Rita – Programa CGDE.

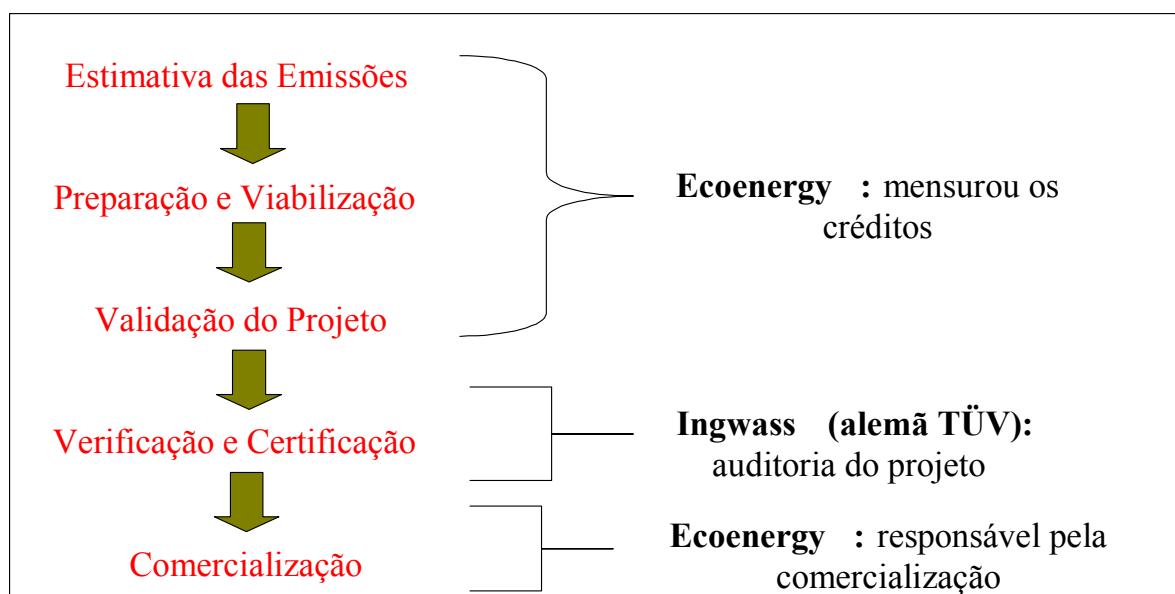
Com relação ao mercado de créditos de carbono, em maio de 2002, a Vale do Rosário (Morro Agudo – SP) foi a primeira usina sucroalcooleira no mundo a receber Certificados de Redução de Emissões (CREs). A usina investiu cerca de R\$ 30 milhões para aumentar em 30 MW a produção de energia por meio do bagaço de cana (passou para 95 MW). A mensuração de crédito foi elaborada pela consultoria Ecoenergy Brasil. De acordo com a consultoria, até 2007, o empreendimento evitará a emissão de 645.255 toneladas de CO₂.

Se esse total fosse comercializado a US\$ 5 a tonelada, a usina arrecadaria cerca de US\$ 3,23 milhões, representando a recuperação de 26,6% do total do investimento. Até meados de 2003, foram comercializados apenas 1/7 do total a BC Hydro (Canadá), ao preço de US\$ 5 a tonelada. A empresa adotou a estratégia de

³⁸ Contato pessoal em 15/05/2003.

aguardar para comercializar o restante, pois a expectativa era de crescimento futuro no preço dos CREs.

Outro exemplo pode ser dado pela Usina Alta Mogiana, pela Companhia Energética Santa Elisa e pela Usina Moema. Em sete anos, essas usinas irão fornecer mais 30 MW às concessionárias locais, gerando créditos já certificados equivalentes a 1,2 milhão de t de gás carbônico evitado no período. O Governo da Suécia estaria disposto a pagar US\$ 5 por tonelada de CO₂ evitado, gerando uma receita total extra de US\$ 6 milhões. O processo foi também conduzido pela Ecoenergy Brasil e auditado pela empresa alemã Ingwass, conforme se pode observar por meio da Figura 3.10.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 3.10 – Processo para obtenção de Certificados de Redução de Emissões, Companhia Energética Santa Elisa e Usina de Açúcar e Álcool Moema.

A estratégia de auferir receitas não-operacionais por meio da atividade de geração de energia elétrica poderá ser uma estratégia fundamental para a diversificação e estabilidade das receitas no setor sucroalcooleiro. Segundo GUIMARÃES (2002), o preço no longo prazo da tonelada evitada de CO₂ poderá ser de US\$ 30,00. Assim, o autor estima que os Créditos de Carbono poderão representar de 10% a 15% do faturamento total das usinas sucroalcooleiras.

3.2.2 As normas de comercialização de excedentes e o ambiente competitivo

A terminologia adotada no setor elétrico diferencia dois tipos de co-geradores. O primeiro tipo é descrito por meio do artigo 2º do Decreto 2.003 de 10/09/96, sendo denominado Autoprodutor (AP). Esse tipo de co-gerador caracteriza-se como pessoa física, jurídica ou consórcio detentor de uma concessão ou autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio. Nessa categoria se enquadram as usinas sucroalcooleiras produtoras de energia elétrica destinada ao consumo da planta industrial. O Decreto 2.655/98 concedeu permissão aos autoprodutores para a comercialização da energia co-gerada que exceder ao consumo de sua planta industrial. Entretanto, a comercialização deve obedecer à prévia autorização da Aneel e caracterizar-se pela sua eventualidade.

O segundo tipo de co-gerador foi instituído por intermédio da Lei 9.074/95, sendo denominado Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), caracterizando pessoa jurídica ou consórcio detentor de uma concessão ou autorização para produzir, regularmente, energia elétrica parcialmente ou na sua totalidade destinada ao comércio, por sua responsabilidade e risco. Note que o autoprodutor pode ser caracterizado como pessoa física, o que não se aplica ao produtor independente de energia elétrica.

A promulgação do Decreto 2.003, em 10/09/96, definiu também as formas de comercialização da energia co-gerada por parte dos PIEs. Considerando um PIE do setor sucroalcooleiro, o excedente de eletricidade co-gerado pode ser comercializado junto aos seguintes agentes do setor elétrico:

- i. Distribuidoras de serviço público de eletricidade;
- ii. Consumidores livres de eletricidade: aquele que adquire energia elétrica de qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos;
- iii. Comercializadores de eletricidade: agentes titulares de autorização, concessão ou permissão, para fins de compra e venda de energia elétrica ao consumidor final;

- iv. Consumidores de eletricidade integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de co-geração;
- v. Conjunto de consumidores de eletricidade, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com a concessionária local de distribuição; e,
- vi. Qualquer consumidor que demonstre à Aneel não ter a distribuidora local lhe assegurado o fornecimento de eletricidade no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

Além dessas formas de comercialização, não há impedimento legal para a venda direta a outros produtores de eletricidade que, para evitar quebra de obrigações contratuais com seus clientes ou mesmo em caráter especulativo, atuem como compradores de eletricidade. É importante mencionar que, sendo acordado com a distribuidora de eletricidade e mediante prévia autorização da Aneel, poderá o produtor independente permutar blocos de eletricidade economicamente equivalentes para possibilitar:

- i. O consumo em suas instalações industriais;
- ii. Para atender a consumidores interessados na aquisição da energia elétrica co-gerada; e
- iii. A pedido das próprias distribuidoras.

Apesar desse decreto ter sido homologado em setembro de 1996, somente a opção de vender o excedente co-gerado para a distribuidora local vigorava. A possibilidade de negociar o excedente co-gerado por meio das demais opções, principalmente ao consumidor livre, dependia da regulamentação do acesso dos PIEs às redes de distribuição e transmissão das concessionárias, bem como de sua conexão. A não-regulamentação permitia a continuidade do exercício de um poder de monopólio das concessionárias locais sobre os PIEs sucroalcooleiros, impedindo a exploração de novas formas de comercialização.

Finalmente, em 01 de outubro de 1999, a Aneel promulgou a Resolução 281, estabelecendo as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade, permitindo, desse modo, a efetivação do disposto no Decreto 2.003. Por intermédio da promulgação dessa resolução foram estabelecidas as condições gerais de contratação do acesso, uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade, possibilitando a comercialização direta entre produtores e consumidores livres, independente de suas localizações no sistema elétrico. A seguir, serão analisadas as transações de venda de excedentes entre o gerador sucroalcooleiro e (i) consumidores livres, (ii) agentes comercializadores, e (iii) distribuidoras de energia.

3.2.2.1 A venda a consumidores livres

Do universo passível de ser considerado consumidor livre, poucos têm adotado a estratégia de migração da condição de cativo para a de livre. Entre os fatores para essa estratégia, pode citar que, de acordo com ANDRADE (2000), a participação da energia elétrica no custo final do produto tem ficado em torno de 2% a 4%. Outro fator é que o fornecimento para o consumidor cativo é garantido contratualmente pelo órgão regulador e, para os consumidores livres, a garantia é dada apenas pelo fornecedor.

Para que geradores sucroalcooleiros possam competir com as distribuidoras locais por consumidores livres, há necessidade de que, no mínimo, o preço de oferta ao consumidor livre seja inferior à tarifa praticada para os consumidores cativos pelas distribuidoras locais. Apesar de a tarifa média praticada na Região Sudeste ao setor industrial estar na ordem de R\$ 122,27 em janeiro/2003, para uma análise detalhada deve-se verificar a tarifa praticada aos consumidores cativos que sejam potenciais consumidores livres (aqueles com demanda contratada superior a três MW e atendidos em tensão superior a 69 kV). A Tabela 3.13 apresenta a tarifa praticada para esse tipo de consumidor, considerando aqueles atendidos na área de concessão da CPFL.

Tabela 3.13 – Tarifas de energia elétrica praticadas pela CPFL, válidas até 07 de abril de 2004 (em R\$/MWh).

Tarifa horo-sazonal Azul ¹	TUSD + TUST (R\$/MWh) ²				TE (R\$/MWh) ³			
	Ponta		Fora de ponta		Ponta		Fora de ponta	
Subgrupos	Seca ⁴	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A2 (88 a 138 kV)	22,00	19,66	12,77	11,41	79,09	73,85	56,92	52,25
A3 (69 kV)	22,00	19,66	12,77	11,41	89,89	79,70	62,10	53,61

Fonte: ANEEL (2003).

¹Consumidor que apresenta uma tarifa diferenciada conforme o horário de uso. A tarifa é mais elevada quando há utilização de energia no horário de ponta (18h às 21 h). O horário fora de ponta é o período do dia excluindo o das 18 h às 21 h.

² Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa do uso do sistema de transmissão (TUST).

³ Tarifa de energia (TE).

⁴ O período compreendido entre dezembro e abril é considerado o período seco (quando a precipitação pluviométrica é reduzida). Nesse período as tarifas são mais elevadas do que as cobradas durante o período úmido (de maio a novembro).

Note que a tarifa de energia cobrada dos consumidores potencialmente livres tem inviabilizado a opção do co-gerador sucroalcooleiro comercializar excedentes para consumidores livres. Apesar de a tarifa média do setor industrial (Região SE, jan/03) ser de R\$ 122 por MWh, a tarifa específica da CPFL para os potenciais consumidores livres não atinge R\$ 75/MWh.³⁹ Essa baixa tarifa reflete os subsídios cruzados que existem na estrutura tarifária do setor elétrico. No caso, setores - como o residencial - subsidiam a tarifa do segmento de grandes consumidores, normalmente caracterizados por serem eletro-intensivo. A tarifa residencial para os consumidores cativos da CPFL (excluindo os classificados como baixa renda), até abril de 2004, era da ordem de R\$ 146,42/MWh (cerca de 95% superior à tarifa do exemplo citado acima).

Assim, considerando que o preço médio do MWh vigente nos contratos entre o setor sucroalcooleiro e a CPFL é da ordem de R\$ 67,00 (ÚNICA, 2002), a margem de lucro para o gerador sucroalcooleiro seria extremamente pequena (ou negativa) no caso da venda direta ao consumidor livre. Ademais, provavelmente seria

³⁹ Tarifa horo-sazonal azul, consumo fora de ponta, período seco, subgrupo A3 (69 kV). Inclui a TUSD, TUST e tarifa de energia (vide Tabela 3.13).

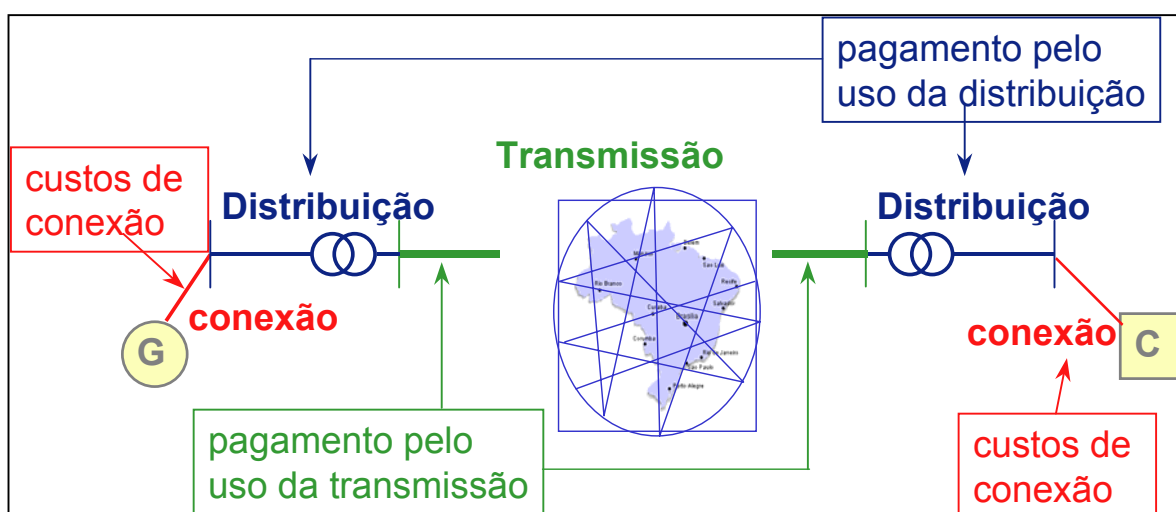
necessária a venda de uma energia firme, ou seja, durante o ano todo e, nesse caso, deveriam ser analisados os custos de armazenamento do bagaço e/ou de obtenção da palha, dificultando ainda mais o exercício dessa forma de comercialização.

Além disso, analisando essa opção de comercialização sob o referencial teórico da Economia dos Custos de Transação, considerando-se a assimetria de informações entre os agentes envolvidos na transação, espera-se que as transações realizadas junto aos consumidores livres apresentem elevados níveis de incerteza, basicamente, devido à falta de tradição nesse tipo de comercialização e, por conseguinte, de conhecimento mútuo. Considerando que a comercialização de energia elétrica não é o *core business* do consumidor livre nem do gerador sucroalcooleiro, o pressuposto do oportunismo e o pouco valor que esses agentes possam dar à reputação deverão agravar, ao menos inicialmente, o risco nas transações advindo do atributo de incerteza. Dessa forma, para mitigar esse problema, o co-gerador poderia estabelecer contratos de longo prazo, com salvaguardas e incentivos que sinalizem a pequena possibilidade de quebra contratual e de oportunismo. Nesse caso, o fornecimento de energia firme (durante todo o ano) é considerado fator essencial para a celebração de contratos de longo prazo.

Todavia, para a concretização da venda ao consumidor livre, ou a qualquer outro agente do setor elétrico, depende, sobretudo, do acesso às redes de transmissão e de distribuição. Esse aspecto é tratado a seguir.

3.2.2.1.1 As condições de livre acesso às redes de transporte de energia elétrica

Em 01 de outubro de 1999, a Aneel promulgou a Resolução 281, estabelecendo as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade, permitindo, desse modo, a efetivação do disposto no Decreto 2.003. Conforme mencionado, com a edição dessa resolução foram estabelecidas as condições gerais de contratação do acesso, uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade, possibilitando a comercialização direta entre produtores e consumidores livres, independente de suas localizações no sistema elétrico. A Figura 3.11 apresenta as formas contratuais necessárias para a conexão e uso das redes de transmissão e distribuição.



Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de ONS (2003).

Figura 3.11 – Estruturas contratuais na prestação dos serviços de uso e de conexão às redes de distribuição e de transmissão no setor elétrico.

Se os geradores (G), ou PIEs, usarem a rede de transmissão básica (igual ou acima de 230 kV), devem firmar o contrato de uso dos sistemas de transmissão com o Operador Nacional do Sistema (ONS), além do contrato de conexão com a empresa de transmissão no ponto de acesso. Os custos derivados da implantação (reforço), operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos são de responsabilidade dos geradores (G). Quanto ao acesso aos sistemas de distribuição (< 230 kV), tanto os geradores (G) quanto os consumidores livres (C) devem firmar os contratos de uso dos sistemas de distribuição e de conexão com a distribuidora local, detentora da rede. Além disso, ficam responsáveis também por efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico da distribuidora onde será feito o acesso.

Esses custos de transporte podem inviabilizar a venda para agentes que não a distribuidora local. Ademais, podem inviabilizar a própria venda à distribuidora local. Por exemplo, pode-se citar o caso de uma usina na região da Bacia do rio Mogi Guaçu que apresentava um pequeno excedente que não vinha sendo comercializado devido aos investimentos necessários ao reforço das linhas de transmissão, da ordem de R\$ 600 mil (BACCARIN & CASTILHO, 2002).

3.2.2.2 A venda ao agente comercializador

FONTENELE (1996) lembra que, de acordo com a Teoria dos Mercados Contestáveis, a ameaça de entrada de possíveis novos competidores na indústria pode ser vista como um regulador de preços e produto de uma importância comparável à da competição perfeita. Assim, a possibilidade do co-gerador em comercializar seu excedente de energia elétrica com outros agentes do setor elétrico, instituída com a reestruturação do setor, e a redução dos custos de mudança de fornecedor (*switching cost*), promoveram alterações na relação entre as distribuidoras locais e os co-geradores sucroalcooleiros, melhorando a remuneração para esses últimos.

A introdução da opção de venda ao consumidor livre coloca ao co-gerador a escolha entre montar uma estrutura comercial para venda direta de energia elétrica ou repassá-la para um agente de comercialização. A princípio, considerando os conceitos de economia de escala e de custos de transação, o agente comercializador deverá efetuar a transação com um custo médio inferior ao do co-gerador. Assim, quando houver interesse na comercialização ao consumidor livre, a perspectiva é que o co-gerador escolha a segunda opção, pois a venda de eletricidade não é seu *core business*.

A prática tem conduzido o co-gerador para a segunda opção, como mostra a comercialização de excedentes pelas usinas Vale do Rosário e Santa Elisa, situadas no Estado de São Paulo. De agosto até o final de dezembro de 1999, essa usina forneceu, em conjunto com a usina Santa Elisa, três MW para o consumidor livre Elfusa (São João da Boa Vista - SP), produtor de óxido de alumínio (GAZETA MERCANTIL, 9/8/1999). Enquanto essas usinas sucroalcooleiras estão localizadas dentro da área de concessão da CPFL, a Elfusa está localizada fora dessa área (Elektro), por isso foram utilizados os serviços de transmissão, distribuição e medição da CESP Transmissora, CPFL e Elektro, que representavam custos de conexão e transporte de energia elétrica, além de custos de transação como o de efetivar e monitorar os contratos com os proprietários das linhas de transmissão e distribuição.

Diante desses custos, as usinas sucroalcooleiras preferiram contratar a empresa comercializadora de energia denominada Enron Ltda., funcionando como uma intermediária na negociação entre os produtores e o consumidor de energia elétrica. A Elfusa teve um desconto entre 5% e 10% em relação ao preço pago à distribuidora local, da ordem de R\$ 42,00 por MWh. E as usinas Santa Elisa e Vale do Rosário venderam à comercializadora Enron 1,5 MW de energia cada uma. No caso específico da Usina Vale do Rosário, esse potencial de geração de 1,5 MW não estava sendo aproveitado. O valor do MWh pago às usinas sucroalcooleiras não foi divulgado, no entanto, certamente foi superior ao oferecido pela CPFL para contratos de curto prazo naquela safra (apenas R\$ 12,94 por MWh).

A relação PIE setor sucroalcooleiro e CPFL sempre indicou forte poder de monopólio para essa última. A razão pode ser encontrada na literatura da Economia dos Custos de Transação, pois de acordo com BESANKO, DRANOVE & SHANLEY (2000), quando ocorrem investimentos em ativos específicos, o agente vendedor acaba perdendo poder de barganha para a contraparte compradora que, nesse caso, tem seu poder monopólio fortalecido. Assim, independente do aspecto da remuneração, a formalização desses contratos representou um marco nas relações comerciais entre os PIEs do setor sucroalcooleiro e seus clientes. A importância da consolidação da figura do agente comercializador seria uma das principais contribuições à competição no setor elétrico. Considerando, novamente, a Teoria dos Mercados Contestáveis, a presença efetiva desses agentes e a crise energética melhoraram a remuneração recebida pelo PIE sucroalcooleiro.

Mesmo havendo o risco relacionado à assimetria de informações entre os agentes envolvidos na transação, a incerteza nas negociações com os agentes de comercialização deve ser pequena. Considerando que transacionar energia elétrica é seu *core business*, os comercializadores procurarão construir e manter sua reputação no mercado de energia elétrica.

3.2.2.3 A venda às distribuidoras locais

A venda direta para a distribuidora de energia elétrica, em cuja área de concessão o co-gerador está inserido, continua sendo a principal forma de comercialização. Na prática, até outubro de 1999, quando da regulamentação do acesso às redes de transmissão e distribuição, era a única forma de comercialização possível. Ainda assim, tem ocorrido dificuldades na quebra do poder de barganha das concessionárias locais, proporcionando um poder de mercado elevado para essas concessionárias, semelhante a de monopsonistas.

Historicamente, a principal distribuidora compradora da eletricidade produzida pelos co-geradores sucroalcooleiros é a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), concessionária da região nordeste do Estado de São Paulo. De acordo com LEMOS (1989), o primeiro contrato elaborado com a CPFL, efetuado em 1987 pela Usina São Francisco, localizada em Sertãozinho (SP), não foi de comercialização de excedentes mas sim um contrato de permuta, no qual a usina cedia o excedente de energia gerada na safra e deixava de pagar o equivalente em energia elétrica à CPFL, quando da entressafra sucroalcooleira. Esse tipo de estrutura de governança poderia ser caracterizado como uma integração vertical em que se recorre a terceiros para a “estocagem”. Não obstante, em 1989, surgiram os primeiros contratos efetivos de comercialização. Eram considerados de curto prazo - por safra ou até dois anos, e a remuneração era de, no máximo, 1/3 da tarifa média de suprimento cobrada da CPFL.⁴⁰

Em 1993, surgiram os contratos de longo prazo, geralmente com dez ou doze anos de duração. Eram corrigidos anualmente pelo IGPM e tinham a remuneração limitada ao valor da tarifa média da supridora principal (CESP). As primeiras usinas a assinarem contratos de longo prazo com a CPFL foram a Vale do Rosário e a Santa Elisa.

A comercialização apresentava resultados diferentes conforme o prazo contratado para o fornecimento. Os contratos de curto prazo apresentavam uma remuneração muito inferior à acordada por meio dos contratos de longo prazo. Para a safra 1999/2000, segundo a própria CPFL (1999), os contratos de curto prazo remuneravam o MWh em apenas R\$ 12,94. Já os contratos de longo prazo remuneravam em R\$ 39,51 por MWh (ou seja, um valor 205,33% superior ao oferecido pelos contratos de curto prazo). Mesmo outras distribuidoras, como a Elektro, praticavam política de preços semelhante. Até 1999, essa concessionária remunerava em R\$ 15,16/MWh a energia co-gerada pela Usina Cresciunial (Leme) e apenas R\$ 3,00/MWh para o que excedesse ao contratado.⁴¹

Dessa forma, provavelmente a remuneração abaixo da esperada pelo co-gerador e a instabilidade no Ambiente Institucional do setor elétrico, conduziram a que, no início da safra 2000/2001, apenas cinco usinas assinassem contratos de venda de energia com a CPFL. As usinas Santa Elisa e Vale do Rosário assinaram contratos de longo prazo, enquanto as usinas São Francisco, São Martinho e Santa Cruz assinaram contratos de curto prazo. Em 2001, a CPFL adquiriu cerca de 400 mil MWh do setor sucroalcooleiro, representando apenas 1% da energia distribuída pela concessionária (BRASIL ENERGIA, 12/2001). De acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (2003), na safra sucroalcooleira de 2003/2004, a CPFL permanece sendo a principal compradora de excedentes do setor, adquirindo cerca de 95% da energia elétrica excedente pelo setor sucroalcooleiro no Estado de São Paulo. Para 2003, a empresa contratou o equivalente a 350 MW, representando a aquisição de aproximadamente 1.260.000 MWh. A maioria desses contratos foi fechada em 2001 e 2002 quando da crise de oferta no setor elétrico, o teria motivado a melhora do preço do MWh ofertado pelo setor sucroalcooleiro. A seguir, esse evento é descrito.

⁴⁰ Até meados de 2003, a CPFL pagava à CESP R\$ 63,34/MWh. Dessa forma, 1/3 desse valor representaria R\$ 21,11/MWh.

⁴¹ Contato pessoal em 10/11/1999.

3.2.2.4 A melhora no preço em 2001

De acordo com a CPFL (2000), o preço do MWh gerado pelo setor sucroalcooleiro, ofertado pela empresa, depende, sobretudo, da geração ser firme (durante todo o ano). Para que a geração seja considerada firme, há necessidade de utilização das palhas e pontas da cana, fato que permitiria a obtenção de biomassa para a entressafra também. De acordo com CORRÊA NETO (2001), se toda a palha e pontas fossem recuperadas, a disponibilidade de biomassa poderia chegar a 900 kg por tonelada de cana. Considerando que, na média, cada tonelada de cana produz 260 quilos de bagaço, seria produzido quase quatro vezes o total de biomassa disponibilizado atualmente pelo setor sucroalcooleiro. Além de permitir a formação de estoques de combustíveis para geração de energia elétrica por todo o ano, isso diminuiria o custo de obtenção da biomassa que, no caso do bagaço pode chegar a 48% do custo da geração da eletricidade (COELHO, 1999, p.56).⁴² Em termos energéticos, a palha e pontas apresentam um potencial semelhante ao bagaço, conforme identificado na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Médias de poder calorífico superior da biomassa da cana-de-açúcar, base seca.

	Bagaço peletizado	Folhas secas	Folhas verdes	Ponteiros
Poder calorífico superior (MJ/kg) ¹	17,4	17,4	17,4	16,3

Fonte: Relatório Copersucar n. 3 (1998) e Relatório Copersucar n. 5 (1999).

¹ Poder Calorífico define-se como a quantidade de energia interna contida no combustível, medida em joule por kg (J/kg), sendo que quanto mais alto for o poder calorífico, maior será energia contida. O poder calorífico é superior quando se pressupõe que o calor contido no vapor de água produzido na combustão é aproveitado.

⁴² Em novembro de 2002, a Galo Bravo S.A. Açúcar e Álcool cobrava R\$ 35,00 a tonelada do bagaço, posto na usina, excluído impostos (Contato pessoal em 20/11/2002).

No entanto, deve-se levar em consideração o custo de obtenção da palha e das pontas da cana-de-açúcar, além de seu custo de oportunidade como protetor do solo agriculturável. De acordo com CARPIO & LORA (2002), o preço médio de obtenção da palha de cana seria de US\$ 1,32/GJ, muito próximo ao preço do gás natural (US\$ 1,94/GJ), fato que poderia induzir o setor sucroalcooleiro à estratégia de utilizar o gás natural na entressafra, desde que haja ramais de distribuição do combustível próximos à usina sucroalcooleira e investimento para adaptação da usina termétrica para recepção do gás natural.

Mesmo com a estratégia de aproveitamento da palha e, portanto, de fornecimento anual de energia, ainda estar em estudo, ainda assim, a crise no setor elétrico possibilitou a melhoria na remuneração da energia co-gerada no setor sucroalcooleiro. Enquanto há quatro anos, o preço dos contratos de longo prazo variava entre R\$ 31 e R\$ 40/MWh, na safra 01/02, de acordo com o CENBIO (2001), as distribuidoras nordestinas pagavam em torno de R\$ 80/MWh e no Sudeste o valor médio chegou a R\$ 67/MWh (ÚNICA, 2002). Abaixo, alguns exemplos de R\$/MWh praticados por diversas distribuidoras:

Tabela 3.15 – Exemplos de preços ofertados para o co-gerador sucroalcooleiro, 2001 (em R\$/MWh).

Distribuidora	Preço (R\$/MWh)
Cemig – MG	R\$ 60,00 (Usina Iturama)
Guaraniana Comercializadora	R\$ 80,00 a R\$ 90,00 (Nove usinas em 2001 gerando excedentes para a Ceal - Alagoas)
Cemat – MT	Entre R\$ 60,00 (Usina Itamarati) e R\$ 80,00
CPFL – SP	Em torno de R\$ 50,00 (Vale do Rosário)
CESP – SP	R\$ 65,00 (Projeto CGDE-CESP-Koblitz)

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de ELETROBRAS/UFRJ (2003).

Não obstante, mesmo durante a crise de energia em 2001, ainda persistia um *spread* considerável entre os valores de compra da energia elétrica co-gerada pelas distribuidoras e sua respectiva venda aos consumidores finais. A Tabela 3.16 apresenta as maiores tarifas médias praticadas pelas distribuidoras brasileiras no ano 2000. Note a

posição da principal compradora da energia co-gerada sucroalcooleira – a CPFL – ocupando a nona posição no ano 2000.

Tabela 3.16 – Maiores tarifas médias de fornecimento de energia elétrica, 1998–2000 (em R\$/MWh).¹

	Distribuidora	1998	1999	2000
1	Cemat – MT	115,72	120,94	145,85
2	CERJ – RJ	115,33	116,53	135,81
3	Light – RJ	94,17	104,46	127,18
4	CFLCL - MG	100,00	109,56	126,57
5	Eletropaulo – SP	100,47	113,66	126,46
6	CEB – DF	102,03	109,61	123,49
7	RGE – RS	101,43	111,37	123,08
8	Enersul – MS	97,74	110,02	122,78
9	CPFL – SP	93,66	110,06	121,75
10	Coelba - BA	100,00	107,45	120,08
11	Coelce – CE	100,44	106,11	120,03
12	Celg – GO	97,13	109,56	118,22
13	Elektro – SP	86,17	96,41	114,20
14	AES – RS	90,86	98,34	108,93
15	CPEE – SP	93,30	92,15	108,57
16	Celpe – PE	90,41	99,52	105,32
17	EBE – SP	77,26	88,41	103,95
18	Celesc – SC	82,91	89,80	101,52
19	Escelsa – ES	81,47	87,77	99,47
	Média	93,70	104,28	118,49

Fonte: BNDES (2001).

¹ Corresponde à tarifa média resultante da divisão do faturamento global, líquido de ICMS, pelo volume total de eletricidade vendida.

Todavia, a possibilidade de concorrência pela compra da energia co-gerada e a crise de energia em 2001 incentivou as distribuidoras a melhorar seu

relacionamento comercial com o PIE sucroalcooleiro, diminuindo, assim, a extensão desse *spread* entre os valores de compra da energia de co-geração pelas distribuidoras e sua respectiva venda aos consumidores. Um último fator também deve ser levado em consideração no aspecto da melhora do preço do MWh ofertado ao co-gerador: é a questão dos Valores Normativos, abordada a seguir.

3.2.2.5 O Valor Normativo e sua importância

Apesar da possibilidade de se firmar contratos com o preço livremente acordado entre as distribuidoras e os produtores de independentes de energia elétrica, existem critérios que limitam o repasse, por parte da distribuidora, do preço de aquisição da energia elétrica às tarifas de fornecimento praticadas aos seus consumidores cativos.⁴³ Na fórmula de repasse o custo de compra da energia elétrica é a base de cálculo. Tal fórmula identifica o preço de repasse (PCE) anual a ser aplicado pelas distribuidoras aos seus consumidores cativos. O Valor Normativo influencia diretamente a formação desse preço de repasse da energia, conforme se pode observar por meio da Tabela 3.17.

Tabela 3.17 – Critérios para preços de repasse das distribuidoras referentes à compra de eletricidade por contratos bilaterais.

	Situação	Valor de PCE
I	$PB_i \geq (1,15 \times VN_i)$	$(1,115 \times VN_i)$
II	$(1,10 \times VN_i) \leq PB_i < (1,15 \times VN_i)$	$(0,50 \times PB_i) + (0,54 \times VN_i)$
III	$(1,05 \times VN_i) \leq PB_i < (1,10 \times VN_i)$	$(0,80 \times PB_i) + (0,21 \times VN_i)$
IV	$(0,95 \times VN_i) \leq PB_i < (1,05 \times VN_i)$	$(PCE_i = PB_i)$
V	$(0,90 \times VN_i) \leq PB_i < (0,95 \times VN_i)$	$(0,80 \times PB_i) + (0,19 \times VN_i)$
VI	$(0,85 \times VN_i) \leq PB_i < (0,90 \times VN_i)$	$(0,50 \times PB_i) + (0,46 \times VN_i)$
VII	$PB_i < (0,85 \times VN_i)$	$(0,885 \times VN_i)$

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir da Resolução Aneel 22, de 01/02/01.

Sendo:

“- PB_i o preço da compra de energia elétrica realizada, no período de referência [entre a data do reajuste atual e a do reajuste anterior], por meio do contrato bilateral “i” livremente negociado [p.ex., entre o co-gerador sucroalcooleiro e a CPFL], o qual será expresso em R\$/ MWh;

- VN_i o Valor Normativo, vigente na época da contratação do contrato bilateral “i”, definido pela ANEEL, expresso em R\$/MWh” (Resolução Aneel 22, de 01/02/01).

Objetivando incentivar o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis, a Aneel fixou um Valor Normativo (VN) que pôde ser considerado elevado quando comparado às possíveis fontes de energia que formam o *portfolio* de compra das distribuidoras para atendimento aos consumidores cativos. A Tabela 3.18 apresenta os Valores Normativos para os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica de prazo igual ou superior a 24 meses, referentes aos empreendimentos em fase de implantação comprovada, segundo as fontes de geração.

Tabela 3.18 – Valor Normativo por tipo de fonte de geração, 2002 (em R\$/MWh).

Tipo de fonte de geração	Valor Normativo (R\$/MWh)
Competitiva ¹	72,35
Termelétrica Carvão Nacional	74,86
Pequena Central Hidrelétrica	79,29
Termelétrica Biomassa	89,86
Central Termelétrica a Gás Natural > 350 MW ²	91,06
Central Termelétrica a Gás Natural ≤ 350 MW ³	106,40
Usina Eólica	112,21
Usina Solar Fotovoltaica	264,12

Fonte: RESOLUÇÃO ANEEL 488, DE 29/08/2002.

¹ O Valor Normativo da linha competitiva inclui a geração das grandes hidrelétricas.

^{2 e 3} Apenas para os contratos de compras de energia elétrica oriunda de centrais termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, instituído pelo Decreto 3.371, de 24/2/2000, em fase de implantação comprovada.

⁴³ Conforme mencionado, consumidor que adquire, compulsoriamente, energia da concessionária a cuja rede esteja conectado e segundo tarifas regulamentadas.

Desse modo, suponha uma distribuidora que tinha duas opções de compra de energia elétrica para o atendimento a seus consumidores cativos: comprar de um grande gerador hidrelétrico ou de um PIE sucroalcooleiro. Suponha, ainda, que o preço do MWh exigido pelos dois produtores, ou seja, de PB_i , fosse da ordem de R\$ 65,00. Comprando do gerador hidrelétrico, a distribuidora inseriria no cálculo do custo das compras de energia elétrica, o valor referente ao montante adquirido (em MWh) vezes o preço de repasse (PCE). No caso, o valor do PCE seria dado pela situação (V), ou seja, $[(0,80 \times PB_i) + (0,19 \times VN_i)]^{44}$ e, nesse exemplo, seria de exatamente R\$ 65,75.

Caso a distribuidora optasse por comprar de um PIE sucroalcooleiro, considerando que o preço de venda da energia co-gerada (PB) fosse da ordem de R\$ 65,00/MWh, o preço de repasse permitido aos consumidores cativos (PCE) seria de R\$ 79,53, ou seja, $(0,885 \times VN_i)^{45}$. Nesse exemplo hipotético, ao adquirir energia elétrica do PIE sucroalcooleiro, a distribuidora inseriria no reajuste anual para seus consumidores cativos, um valor de PCE 21% superior caso comprasse a energia elétrica de um gerador hidrelétrico.⁴⁶ Assim, observa-se a importância da fixação dos Valores Normativos para o fornecedor de energia elétrica a consumidores cativos, pois, influenciando diretamente a formação do PCE, o Valor Normativo influencia indiretamente o reajuste anual a ser repassado pelas distribuidoras à tarifa de fornecimento de energia elétrica para o consumidor cativo.

Conforme mostra a Tabela 3.18, o Valor Normativo acordado para fonte de geração biomassa era 24,2% superior à fonte de geração competitiva. Desse modo, havia incentivos consideráveis para as distribuidoras, cujo mercado cativo é o mais representativo, em contratar o fornecimento de energia elétrica com fonte de geração especificada como sendo de biomassa, uma vez que as derivadas de usina eólica e solar fotovoltaica não apresentam relevância dentro da matriz energética brasileira.

Nesse aspecto, para determinação da estratégia dominante da concessionária à época, em referência ao preço máximo de reserva da distribuidora, pode-se elaborar um exemplo considerando o preço de compra (PB_i) como sendo os

⁴⁴ “quando o valor de PB_i for menor que $0,95 \times VN_i$ e maior ou igual a $0,90 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,8 \times PB_i + 0,19 \times VN_i$ ” (Resolução Aneel 22, de 01/02/01).

⁴⁵ “quando o valor de PB_i for menor que $0,85 \times VN_i$, o valor de PCE_i será igual a $0,885 \times VN_i$ ” (Resolução Aneel 22, de 01/02/01).

⁴⁶ Fato que considerando a inelasticidade da demanda para os consumidores cativos, representaria um crescimento da receita de fornecimento da distribuidora.

pontos limites das situações I a VII da Tabela 3.17, adotando como Valor Normativo o preço destinado à biomassa, da ordem de R\$ 89,86.

Tabela 3.19 – Preços de compra e de repasse em determinadas situações (em R\$/MWh).

Preço de Compra (a)	Situação	Preço de Repasse (b)	Diferença (a – b)
103,339	I) $PB_i = (1,15 \times VN_i)$	100,194	-3,145
98,846	II) $PB_i = (1,10 \times VN_i)$	97,947	-0,899
94,353	III) $PB_i = (1,05 \times VN_i)$	94,353	0,000
85,367	IV) $PB_i = (0,95 \times VN_i)$	85,367	0,000
80,874	V) $PB_i = (0,90 \times VN_i)$	81,773	0,899
76,381	VI) $PB_i = (0,85 \times VN_i)$	79,526	3,145
76,291	VII) $PB_i = (0,849 \times VN_i)$	79,526	3,235

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Note que ocorriam incentivos para a distribuidora apresentar ofertas de compra de energia ao co-gerador sucroalcooleiro, para valores inferiores a R\$ 85,37, pois além do repasse integral, ainda haveria um repasse extrapositivo.⁴⁷ Valores superiores a esse, significariam o repasse integral do custo de compra ao co-gerador, mas nenhum repasse extra para o mercado cativo, sendo que compras superiores a R\$ 94,35 por MWh significariam uma contribuição negativa para o repasse integral do custo de compra à tarifa do consumidor cativo.

No entanto, com a justificativa de que a sistemática do Valor Normativo estaria onerando o preço final ao consumidor final, por meio da Resolução 248, de 06/05/2002, a Aneel promoveu a unificação do Valor Normativo para novos contratos, optando por adotar apenas o Valor Normativo para fonte competitiva (Hidroelétrica) como padrão. Dessa forma, independentemente da fonte de geração, o Valor Normativo atualmente é de R\$ 72,35 por MWh.

Desde então, a energia gerada por biomassa perdeu um forte fator de competitividade, que, em última instância, buscava representar um subsídio ao setor

⁴⁷ Logicamente, deve-se considerar os custos de transação na análise (negociação, elaboração e monitoramento do contrato, entre outros), que conduziam a distribuidora a ofertar um preço bem inferior ao mencionado no texto.

sucroalcooleiro (pago pelos consumidores cativos). Ademais, de acordo com a ELETROBRÁS/UFRJ (2003), a CPFL está solicitando a revisão do contrato com os principais co-geradores sucroalcooleiros, com a arbitragem da Aneel. De acordo com a distribuidora, os contratos assinados com o setor sucroalcooleiro devem sofrer um deságio de cerca de 20% no preço do MWh em virtude da unificação do valor normativo. A empresa citou como exemplo o contrato assinado com a Companhia Energética Santa Elisa. Com o valor normativo unificado a R\$ 72,35 por MWh, a Aneel considerou, para cálculo do reajuste tarifário, que a CPFL adquire energia da Santa Elisa a um preço pouco superior a R\$ 80/MWh (vide Tabela 3.17), quando, na prática a CPFL está remunerando a empresa a aproximadamente R\$ 100/MWh.

A unificação do valor normativo veio acompanhada da promessa de aprovação de um programa específico para incentivo a fontes alternativas, que substituiria o incentivo fornecido via preço pelo valor normativo – o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa). Todavia, a demora na regulamentação do Proinfa, tem gerado um “vácuo” regulatório na questão de incentivos a fontes alternativas de geração. O Proinfa será discutido no capítulo 5.

3.2.2.6 As estratégias das distribuidoras depois da crise de oferta

Segundo o BNDES (2001), a CPFL, para atendimento ao seu mercado consumidor em 2000, adquiriu 96,9% de suas necessidades energéticas da CESP e de Furnas (comercializadora da energia de Itaipu). Somente o restante, 3,1%, foi adquirido de outros geradores (setor sucroalcooleiro, p.ex.) e por geração própria. Assim, a principal forma de comercialização para a CPFL é caracterizada por contratos iniciais de energia elétrica com as grandes geradoras. Esses contratos substituíram os antigos contratos de suprimento existentes no modelo anterior do setor elétrico, sendo regulamentados pela Aneel, diferenciando-se, desse modo, dos contratos bilaterais de longo prazo, nos quais suas cláusulas são negociadas livremente entre as partes. De acordo com a Aneel, a função desses contratos iniciais seria a de marcar um período de transição para a concorrência. Dessa forma, os contratos de suprimentos, existentes entre as geradoras e as distribuidoras, que foram transformados em contratos iniciais, deverão ter seu montante de energia contratado liberado paulatinamente, na ordem de

25% ao ano do valor contratado, a partir de 2003 até 2005. A seqüência da liberação dos contratos iniciais para negociação bilateral é a seguinte:

- i. No ano de 2003, os montantes acordados nos contratos iniciais corresponderam a 75% dos valores indicados para o ano de 2001;
- ii. No ano de 2004, os montantes acordados nos contratos iniciais corresponderão a 50% dos valores indicados para o ano de 2001; e
- iii. No ano de 2005, os montantes acordados nos contratos iniciais corresponderão a 25% dos valores indicados para o ano de 2001.

Desse modo, a partir de 2006 os contratos iniciais perderão a vigência, sendo que os montantes relativos a esses contratos serão liberados para contratação bilateral de curto e longo prazos ou no mercado *spot*. Até lá, anualmente, 25% do montante de energia contratado (contratos iniciais) entre geradoras e distribuidoras deverão ser comercializados no mercado, mas os procedimentos de comercialização foram determinados pelo órgão de regulação da seguinte forma:

(i) A promulgação da Lei 10.438, de 26/4/2002, por meio do art. 27 determinou, para as geradoras federais, a obrigatoriedade da venda em leilões públicos, de no mínimo 50% dos montantes comercializados de energia reduzida dos contratos iniciais a partir de 01/01/2003;

(ii) O parágrafo 4º do mesmo artigo determinou para as geradoras estatais estaduais que dessem publicidade, transparência e igualdade a todos os interessados na comercialização de sua energia liberada, conforme Lei 9.648 de 27/12/1998; e

(iii) Ambas as leis impunham que caso a energia não fosse comercializada daquela forma seria liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

De acordo com a IEE-USP (2003), o principal argumento utilizado para essa imposição foi o de evitar uma explosão nos preços de geração dessas empresas, já que essas deteriam tal “poder de mercado” que o impacto sobre a tarifa dos consumidores finais seria bastante significativo.

Para compatibilizar essa sistemática com a parte compradora (distribuidora), o Decreto 4.564, de 31 de dezembro de 2002, estabeleceu que as distribuidoras, desde 1º de janeiro de 2003, somente podem celebrar contratos de compra de energia elétrica com prazo de suprimento igual ou superior a seis meses, mediante licitação, na modalidade leilão, ou por meio de leilões públicos previstos justamente pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Excluem-se do disposto pelo Decreto, os contratos bilaterais cujo objeto seja a compra e venda de energia produzida por fontes cólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

Em paralelo a isso, a Resolução Aneel 91, de 27 de fevereiro de 2003, determinou que do montante de energia comercializado pelas distribuidoras, com a finalidade de atender a consumidor final, pelo menos 95% deveriam ter garantia física de energia produzida por usinas próprias ou garantia por contratos de compra de energia com prazo de duração igual ou superior a seis meses. Os 5% faltantes poderiam ser adquiridos no MAE ou por contratos bilaterais de curto prazo (p.ex., com o setor sucroalcooleiro no período da safra).

Esse cenário de comercialização, com a desconstrução anual de 25% dos contratos iniciais, foi afetado pela expectativa de recuperação do consumo de energia elétrica no período pós-acionamento que não se concretizou, mantendo-se na média equivalente aos níveis de 1999. O resultado que se seguiu foi um fracasso quase que total dos leilões, seja de estatais federais seja das estatais estaduais, resultando um montante expressivo de sobras de energia assegurada e perda substancial de fluxo de caixa destas geradoras.

No cerne do programa de reforma institucional do setor elétrico, está a premissa de que a “energia velha”, liberada pela extinção gradual dos contratos iniciais, seria leiloadada para os agentes do setor elétrico: não somente distribuidoras, mas também consumidores livres. Dessa forma a CPFL teria que competir com lances de oferta para recompor os 25% que deixariam seu *portfolio* de compra de energia elétrica. Nessa competição, em um cenário de demanda aquecida por energia elétrica, os preços do MWh nesses leilões seriam bem superiores aos vigentes nos atuais contratos iniciais. Os preços dos leilões poderiam ser até balizados pelo preço da energia gerada por fonte alternativa. Por exemplo, a CPFL estaria disposta a pagar um preço máximo da segunda alternativa de compra, no caso de uma térmica a gás natural ou mesmo do setor

sucroalcooleiro. Todavia, até novembro de 2002, foi realizado apenas o leilão para os 25% de energia elétrica liberados pelas geradoras federais Chesf, Eletronorte e Furnas. O leilão realizado no MAE, alcançou um preço médio de R\$ 50,11/MWh, sendo comercializados somente 28,5% do total, para entrega a partir de janeiro de 2003.

O baixo preço pode ser explicado pela queda no consumo final dos consumidores das distribuidoras. Por exemplo, de junho de 2001 a fevereiro de 2002, a queda de consumo na área concessão CPFL foi de 25,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, redução equivalente ao consumo da cidade de Campinas por dois anos ou de Bauru por sete anos (ELETROBRAS/UFRJ, 2002). Ademais, as distribuidoras estavam aguardando o cumprimento do disposto na reforma do setor elétrico que previa que o montante não leiloado deveria ser comercializado no mercado *spot*, onde o preço do MWh estava em R\$ 6,15 (quarta semana de novembro/02, carga pesada, submercado CO-SE).

Apesar de realizado o leilão das geradoras federais (Chesf, Eletronorte e Furnas), há ainda indefinição no marco regulatório, pois esse cenário de comercialização está ocorrendo sob a égide de um novo governo federal, que sinaliza alteração na questão dos leilões e pretende alongar o prazo de duração dos contratos iniciais (ELETROBRÁS, 2002). Diante dessa instabilidade, as distribuidoras aguardam uma definição para recompor seu *portfolio* de compras, com estratégias de longo prazo. Nesse quadro, a aquisição de excedentes do setor sucroalcooleiro, agravado pelo fim do Valor Normativo diferenciado, torna-se pouco interessante, excetuando como estratégia de diversificação na fonte de suprimento.

Em um cenário de excesso de oferta e indefinição institucional, a distribuidora pode recompor seu *portfolio* de compra apenas por meio de leilão, no qual o preço médio está abaixo do esperado pelo setor sucroalcooleiro. Essa estratégia das distribuidoras tem promovido severas dificuldades para geradores sucroalcooleiros que investiram na atividade tomando por base o cenário conjuntural da crise de energia e não firmaram contratos de longo prazo (PPAs) com a distribuidora local, esperando que o preço do MWh se manteria em tendência crescente em 2002 e 2003. Podem ser citados dois exemplos: O Grupo José Pessoa e a Usina Maracaí. O primeiro conseguiu evitar prejuízos operacionais, pois decidiu não executar um projeto de cinco usinas que totalizava 95 MW e que deveriam entrar em operação até 2005. O projeto de R\$ 30

milhões foi desenhado em 2001, quando os preços eram próximos a R\$100 o MWh. O Grupo esperava vender a energia para a distribuidora local na safra. Todavia, o problema é que não houve interessado em firmar contrato de longo prazo, incluindo a distribuidora local (GAZETA MERCANTIL, 6/5/02).

No segundo caso ocorreu o investimento e, nas palavras do gerente da usina: "Investimos US\$ 3,5 milhões em 2001 para aumentar nossa capacidade de produção de energia de 22,5 para 33 MW ... e agora não sabemos se alguém vai querer comprar" (Marcelo Avanzi, gerente das Usinas América e Maracaí – SP, ELETROBRÁS/UFRJ, 2002). Sem incentivos como o Valor Normativo e em cenários de instabilidade institucional e de excesso de oferta, o excedente sucroalcooleiro não consegue competir com a “energia velha”, encontrando dificuldades na comercialização ao seu principal cliente: as distribuidoras locais de energia.

Suponha uma distribuidora que esteja com dois mil GWh/mês contratado por meio de contratos iniciais com geradoras federais e contratos bilaterais de longo prazo com o setor sucroalcooleiro, à razão de 97% e 3% de importância em seu *portfolio* de compras. Todavia, a demanda efetiva tem sido de apenas 1.800 GWh/mês e a perspectiva é de retornar ao patamar original de consumo somente em 2005. Considerando que os contratos com o setor sucroalcooleiro foram firmados pelo período de dez anos de fornecimento, a estratégia será adequar sua demanda por energia contratada à demanda efetiva por meio dos leilões de energia, porém, havendo pouco interesse em expandir na compra de energia a preços superiores ao comercializado no respectivo leilão.

A situação poderá ser alterada se houver expectativa de crescimento ou de escassez, pois depois de alocada a energia derivada dos contratos iniciais, restará adquirir nova energia (por exemplo, gerada por térmicas do setor sucroalcooleiro ou a gás natural) para garantia do fornecimento e evitar exposição ao preço *spot*.

Diante do cenário aqui exposto e considerando que há um hiato produtivo, pois a comercialização de energia elétrica excedente do setor sucroalcooleiro está aquém de seu potencial, quais têm sido as estratégias do setor sucroalcooleiro? Qual é esse hiato e qual tem sido o desempenho do setor sucroalcooleiro no sentido de diminuí-lo? Respostas a essas questões serão delineadas no capítulo seguinte.

4 A GERAÇÃO DE EXCEDENTES: ESTRATÉGIAS E DESEMPENHO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO

Este capítulo divide-se em duas partes principais. A primeira, por meio de métodos específicos e próprios, objetiva identificar o hiato produtivo existente na atividade de geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro. Também procura mostrar a importância relativa desse excedente energético para o setor elétrico nacional. A segunda parte busca descrever as principais estratégias implementadas pelos co-geradores sucroalcooleiros no sentido de diminuir esse hiato produtivo identificado na atividade de geração de energia elétrica.

4.1. O hiato produtivo

Um dos objetivos principais das Ciências Econômicas é analisar e propor formas de maximização na produção de bens e serviços econômicos, elaborados a partir de recursos escassos. Dessa forma, para se medir o desempenho de uma indústria, sob o enfoque econômico, deve-se verificar a eficiência produtiva vigente nos setores. Para tanto, a seguir, procura-se mensurar o hiato existente entre a geração efetiva de excedentes do setor e o seu potencial, procurando-se por meio dessa *proxy*, promover a medição do desempenho dessa atividade do setor sucroalcooleiro.

4.1.1 O potencial de co-geração

De acordo com a ELETROBRÁS (1999), o potencial técnico de co-geração no país, em 1999, equivaleria à potência instalada da Usina Itaipu (cerca de 12.600 MW àquela época). A Tabela 4.1 apresenta o potencial de co-geração de energia elétrica para o setor industrial nacional.

Tabela 4.1 – Potencial técnico de co-geração de energia elétrica, por setor industrial.

Setor	Potencial em 2003 (MW)	Potencial técnico (MW)	Participação no potencial técnico total (%)
Açúcar e álcool	1.200	4.020	32,2
Papel e celulose	1.189	1.740	13,9
Refino	4.283	4.283	34,3
Química	1.581	1.581	12,6
Siderúrgica	695	875	7,0
Total	8.948	12.499	100,0

Fonte: ELETROBRÁS (1999).

No caso específico do setor sucroalcooleiro, principal segmento da co-geração no Brasil, de acordo com dados da safra 2000/2001, os autoprodutores e produtores independentes de energia (PIEs) do setor possuiriam uma potência instalada de 1.541 MW (ELETROBRÁS/UFRJ, 2002), que supriria quase a totalidade das necessidades de energia das unidades industriais.⁴⁸ Mesmo assim, segundo o CENBIO (2002), o Brasil apresentaria um potencial estimado de geração de eletricidade por bagaço de 5.261 MW.

Assim, existiria um potencial de excedente comercializável de cerca de 3.720 MW (equivalente a 1/3 da potência instalada na Usina Itaipu Binacional em 1999). Esse excedente poderia ser elevado consideravelmente caso se empregasse tecnologias mais eficientes, conforme se pode observar no tópico a seguir que procura mostrar o potencial de geração de excedentes comercializáveis, considerando vários cenários tecnológicos.

⁴⁸ Para CORRÊA NETO (2001), as usinas de etanol são praticamente auto-suficientes em energia, sendo 98% atendidas pelo bagaço e o restante atendido com diesel, álcool, lenha, gasolina e a eletricidade das distribuidoras.

4.1.2 Cenários tecnológicos para geração de excedentes

Observou-se, por meio do capítulo 3, que o potencial de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro tem forte relação com a eficiência energética. De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), para se medir o potencial teórico de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, deve-se aplicar a seguinte equação:

$$EG = (\text{kWh/tc}) \times tc \quad (4.1)$$

Na qual:

EG = energia elétrica gerada (kWh) por tonelada de cana-de-açúcar moída;

tc = tonelada de cana-de-açúcar moída.

Para verificar o potencial do setor sucroalcooleiro, será utilizado um trabalho elaborado por SYS (2000), no qual são elaborados diversos cenários para investimentos a partir de uma usina termelétrica sucroalcooleira hipotética auto-suficiente em energia elétrica, que emprega a tecnologia tradicional (turbina a vapor de contrapressão e caldeira de 21 bar). Os investimentos objetivam a geração de excedentes comercializáveis para o setor elétrico.

4.1.2.1 O modelo e seus resultados

Será admitida uma usina sucroalcooleira com as seguintes características:

1. Cana moída na safra: 1.800.000 t;
2. Quantidade de tonelada de bagaço por tonelada de cana: 0,270;
3. Produção de bagaço na safra (t): 486.000;
4. Operação da usina termelétrica: na safra (sete meses); e
5. Geração de energia para consumo próprio: 23.400 MWh.

Considerando que a unidade industrial é auto-suficiente em suas necessidades de energia elétrica, para geração de excedentes haverá necessidades de investimentos em eficiência energética, promovendo um aprimoramento tecnológico na unidade. Dessa forma, foram considerados seis cenários:

- Cenário 1: sem alteração da pressão da caldeira (21 bar) e o tipo de turbina (contrapressão). Instalação de um novo turbogerador de contrapressão, mas de múltiplos estágios. Geradores são convertidos em múltiplos estágios;
- Cenário 2: manutenção em 21 bar da pressão da caldeira. Instalação de gerador de extração controlada e condensação. Repotenciação da caldeira;
- Cenário 3: troca da caldeira para 61 bar. Instalação de gerador novo de extração controlada e condensação. Desativação do turbogerador existente;
- Cenário 4: troca da caldeira para 81 bar. Instalação de gerador novo de extração controlada e condensação, compatível com a caldeira. Desativação do turbogerador existente;
- Cenário 5: corresponde ao cenário 4, acrescido de investimentos necessários à redução do consumo específico de vapor de 530 kg/t para 450 kg/t; e
- Cenário 6 : corresponde ao cenário 5, mas com a utilização da palha como combustível, durante a safra, mediante investimentos pertinentes. Assim, seria possível a estocagem de parte do bagaço e a sua utilização no período de entressafra, tornando anual a geração de energia elétrica.

Os resultados para a produção, obtidos conforme tais cenários, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Produção de energia elétrica excedente, conforme cenário tecnológico (em GWh/ano).

Fatores produtivos	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Energia anual excedente (GWh)	18,7	51	122,4	139,6	152,4	284,4
kWh excedente por tc	10,4	28,3	68,0	77,6	84,7	158,0

Fonte: SYS (2000).

Os valores de produtividade (kWh excedente por tc) serão substituídos na expressão (4.1), para o elenco das usinas produtoras no Estado de São Paulo para a safra 2001/2002. Os resultados obtidos, especificados apenas para as 20 maiores unidades produtoras, estão na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Excedentes de energia elétrica, gerados conforme cenários tecnológicos, safra 2001/2002 (em MWh).

Unidades produtoras	Cana moída (t)	Excedentes de energia elétrica (MWh)					
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Santa Elisa	6.692.522	69.528	189.621	455.091	519.042	566.634	1.057.418
São Martinho	6.658.429	69.174	188.655	452.773	516.398	563.747	1.052.032
Da Barra	5.987.182	62.200	169.637	407.128	464.339	506.915	945.975
Vale Rosário	4.792.674	49.791	135.792	325.902	371.698	405.780	757.242
São João (Araras)	4.318.960	44.869	122.371	293.689	334.959	365.672	682.396
Barra Grande	4.055.875	42.136	114.916	275.800	314.556	343.397	640.828
S.José (Macatuba)	4.049.212	42.067	114.728	275.346	314.039	342.833	639.775
Bonfim	3.979.212	41.340	112.744	270.586	308.610	336.907	628.715
Nova América	3.760.047	39.063	106.535	255.683	291.613	318.351	594.087
Da Pedra	3.654.989	37.971	103.558	248.539	283.465	309.456	577.488
Costa Pinto	3.575.362	37.144	101.302	243.125	277.289	302.714	564.907
Maracáí	3.280.726	34.083	92.954	223.089	254.439	277.768	518.355
Catanduva	3.240.688	33.667	91.819	220.367	251.333	274.378	512.029
Colorado	3.197.037	33.214	90.583	217.399	247.948	270.682	505.132
Colombo	3.055.883	31.747	86.583	207.800	237.001	258.731	482.830

Unidades produtoras	Cana moída (t)	Excedentes de energia elétrica (MWh)					
		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Santa Cruz	2.963.335	30.786	83.961	201.507	229.823	250.896	468.207
Andrade	2.911.837	30.251	82.502	198.005	225.829	246.536	460.070
Iracema	2.735.105	28.415	77.495	185.987	212.123	231.572	432.147
Equipav	2.582.138	26.826	73.161	175.585	200.259	218.621	407.978
MB	2.241.638	23.288	63.513	152.431	173.851	189.792	354.179
Demais unidades	119.404.960	1.240.485	3.383.141	8.119.537	9.260.518	10.109.620	18.865.984
Total geral	197.137.811	2.048.043	5.585.571	13.405.371	15.289.132	16.691.001	31.147.774
Média mensal	28.162.544	292.578	797.939	1.915.053	2.184.162	2.384.429	2.595.648

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de SYS (2000).

4.2 A importância da geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro

De acordo com os resultados da Tabela 4.3, o setor sucroalcooleiro, com investimentos em eficiência energética, geraria na safra 2001/2002 um total de 31.147 GWh. Para dimensionamento da importância da questão tecnológica, pode-se apresentar um exercício de comparação dos dados da Tabela 4.3 com a cota necessária para cumprimento ao racionamento do consumo de energia elétrica, vigente de 22 de maio de 2001 até 29 de fevereiro de 2002.

A meta seria que a maioria dos consumidores apresentaria, a partir daquela data inicial, um consumo máximo de 85% da média do verificado nos meses de maio, junho e julho de 2000. Tal medida foi aplicada ao Distrito Federal, aos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí, a partes do Estado do Tocantins atendidas pelo sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste e a partes do Estado do Maranhão atendidas pelo sistema interligado Nordeste.

A Tabela 4.4 apresenta a meta exigida para os consumidores do Estado de São Paulo, classificada por classe de consumo.

Tabela 4.4 – Consumo faturado das concessionárias por classe de consumidor, Estado de São Paulo, maio/2000 a julho/2000 (em GWh).

Período	Residencial	Industrial	Comercial	Demais	Total
Maio/2000	2.193	3.474	1.364	966	7.997
Junho/2000	1.861	3.348	1.129	888	7.225
Julho/2000	1.646	2.670	920	800	6.036
Média do período	1.900	3.164	1.137	885	7.086
Redução em GWh (15% sobre a média do período)	285	475	171	133	1.063

Fonte: SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO (2002).

Comparando os dados da Tabela 4.3 com os da Tabela 4.4, pode-se observar que, se o cenário tecnológico (6) fosse adotado em período anterior à crise energética, não haveria necessidade de aplicação de metas de restrição ao consumo de energia e respectivo sacrifício de bem-estar, havendo ainda um excedente de 1.533 GWh/mês, mostrando a importância de políticas públicas para o setor elétrico e de aproveitamento do potencial energético sucroalcooleiro.

Elaborando um exercício análogo para a Região Sudeste, onde o sacrifício mensal médio imposto foi no valor de 2.155 GWh por mês, somente o setor sucroalcooleiro paulista contribuiria com 100% desse valor, caso fosse adotado o cenário (4), e ainda sobriam 441 GWh/mês, caso adotado o cenário tecnológico (6).

Não obstante, a adoção do cenário (6) dependeria de haver uma oportunidade de investimento. Essa oportunidade dependeria da vida útil prevista para a indústria de geração já instalada no setor sucroalcooleiro. Caso o parque de geração no setor sucroalcooleiro tenha sido instalado recentemente, a troca de equipamentos, por serem ativos específicos, representa custos irrecuperáveis que incentivariam a continuidade no estágio tecnológico atual.

Todavia, de acordo com o FÓRUM DE COGERAÇÃO (2001), a maioria das usinas do setor sucroalcooleiro foi implantada há cerca de vinte anos, para atendimento ao Proálcool. A vida útil dessas usinas estaria no fim, colocando ao setor sucroalcooleiro duas opções: “1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com

baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade” (FÓRUM DE COGERAÇÃO, 2001, p.2).

A Tabela 4.5 apresenta resumo de uma pesquisa realizada com representantes das usinas termelétricas do setor sucroalcooleiro paulista, promovida entre 1999 e 2001 pela Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo, órgão representante da Aneel no Estado. Nessa pesquisa foi identificado o ano de entrada em operação das usinas de geração. Os resultados estão dispostos a seguir.

Tabela 4.5 – Distribuição das usinas termelétricas sucroalcooleiras por data de entrada em operação, Estado de São Paulo, 1948 a 2000.

Ano	Termelétricas entrantes	Total acumulado
1948	1	1
1954	2	3
1967	1	4
1968	1	5
1969	1	6
1970	1	7
1971	1	8
1972	6	14
1973	1	15
1975	6	21
1976	7	28
1977	3	31
1978	4	35
1980	3	38
1981	12	50
1982	11	61
1983	8	69
1984	2	71
1985	3	74
1986	3	77
1987	6	83
1989	3	86
1990	5	91
1991	1	92
1992	1	93
1994	5	98
1995	3	101
1996	3	104
1997	2	106
1998	2	108
2000	1	109
Total	109	-

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de CSPE (2001).

Note que mais de 65% completarão vinte anos de atividade em 2004. Diante do exposto, o estágio atual tecnológico mostra uma oportunidade de investimento singular para a geração de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro e à adoção de cenários semelhantes ao especificado em (6). Diante do exposto, quais têm sido as principais estratégias dos co-geradores sucroalcooleiros para o aproveitamento dessas oportunidades de investimentos? Para minorar o hiato produtivo existente na atividade de geração de excedentes, essas estratégias estão se mostrando eficientes ou há necessidade do envolvimento de outros agentes, sobretudo de formulação de políticas setoriais governamentais? Nas próximas seções serão apresentadas essas estratégias, identificadas por meio de entrevistas desenvolvidas com os agentes do setor sucroalcooleiro, bem como os entraves à expansão da geração de excedentes, sob a ótica dos entrevistados. Antes dos resultados, porém, serão apresentados os objetivos e métodos empregados na pesquisa.

4.3 Objetivo das entrevistas

O objetivo das entrevistas foi identificar o padrão de concorrência dos potenciais geradores de excedentes de energia elétrica e elencar os principais fatores capazes de inviabilizar a promoção de investimentos na geração desses excedentes.

4.3.1 Metodologia

A condução das entrevistas foi pautada pelos seguintes critérios:

1. As entrevistas foram semi-estruturadas;
2. Os roteiros de entrevista foram diferenciados entre unidades produtoras que comercializam excedentes com o setor elétrico e as que apenas produzem energia para consumo próprio;

3. As entrevistas abrangeram o setor sucroalcooleiro paulista, sendo considerado como universo o conjunto das 120 principais unidades produtoras, conforme disposto na Tabela 4.6; e

Tabela 4.6 – Unidades produtoras no Estado de São Paulo, safra 2001/2002 (em toneladas de cana moída).

#	Unidade produtora	Cana moída (t)	#	Unidade produtora	Cana moída (t)	#	Unidade produtora	Cana moída (t)
1	Da Barra	5.821.092	41	Santa Cândida	1.605.382	81	Campestre	872.016
2	Santa Elisa	5.637.141	42	N. Aparecida - Portal	1.577.550	82	Bom Retiro	865.080
3	Itamarati	5.270.109	43	Ipaussu	1.571.301	83	Central Paulista	863.900
4	São Martinho	5.239.159	44	Batatais	1.560.091	84	Buriti	855.553
5	Vale do Rosário	4.054.867	45	Guarani	1.499.205	85	Alcoazul	849.029
6	Bonfim	3.957.066	46	Zarin	1.495.958	86	Jardest	842.171
7	Barra Grande	3.947.349	47	Quatá	1.449.557	87	Parácool	830.000
8	São José - Macatuba	3.824.873	48	São Domingos	1.406.184	88	Santa Fé	825.364
9	Nova América	3.642.812	49	São Francisco - Elias Fausto	1.403.177	89	Floralco	815.399
10	São João - Araras	3.253.493	50	Maringá	1.400.000	90	Cevasa - Vale do Sapucaí	808.651
11	Costa Pinto	3.246.146	51	Cocal	1.356.990	91	Santo Alexandre	790.943
12	Da Pedra	3.039.470	52	Clealco	1.330.284	92	Dois Córregos	763.329
13	Colombo	2.940.243	53	Albertina	1.324.277	93	Sobar	762.920
14	Santa Cruz - Américo Brasileiro	2.850.014	54	Furlan	1.321.436	94	Ipiranga	727.405
15	Catanduva	2.721.495	55	São Manoel	1.275.009	95	São José - Rio das Pedras	720.676
16	Colorado	2.603.304	56	Mandu	1.268.829	96	Alcídia	716.990
17	Itacema	2.554.316	57	Unialco	1.242.042	97	Pioneiros	692.817
18	Andrade	2.442.215	58	Aralco	1.239.108	98	Gasa	668.103
19	Maracá	2.412.888	59	Da Serra	1.235.464	99	Pau D'Alho	620.873
20	Equipav	2.273.755	60	Santa Luiza	1.234.163	100	Branco Peres	617.096
21	Rafard	2.224.390	61	São João - SJBV	1.226.549	101	Generalco	588.489
22	São Luiz - Pirassununga	2.183.763	62	N. Aparecida - Itapira	1.186.393	102	Destivale	574.573
23	Bazan	2.112.403	63	Galo Bravo	1.150.453	103	Antonio Ruette	555.928
24	Cruz Alta	2.035.834	64	Santa Rita	1.150.000	104	Alconira	554.847
25	Mbema	2.033.648	65	Ester	1.132.499	105	Londra	551.195
26	São Luiz - Ourinhos	2.002.514	66	Tamoio	1.129.158	106	Destil	543.507
27	Santa Adélia	1.943.081	67	São Francisco - Sertãozinho	1.107.670	107	Alcoeste	523.793
28	Junqueira	1.753.914	68	Univalem	1.091.180	108	Dacal	520.964
29	Virácool	1.737.540	69	Nova União	1.067.952	109	Paraíso	504.567
30	Santa Helena - Rio das Pedras	1.728.164	70	Santa Izabel	1.018.784	110	Dara	503.345
31	Guaita	1.716.578	71	Bela Vista - Portal	1.007.901	111	Santa Rosa	462.746
32	Damante	1.697.462	72	Berácool	984.158	112	Bertolo	419.024
33	Moreno	1.696.654	73	Pitangueiras	981.815	113	Della Coletta	387.727
34	Santo Antonio - Sertãozinho	1.666.199	74	Centrácool	959.002	114	Vale do Rio Turvo	372.973
35	São Carlos	1.665.620	75	Alta Floresta	953.351	115	Santa Inês	350.078
36	MB	1.652.161	76	Santa Lúcia	950.510	116	Itaiquara	328.853
37	Alta Mogiana	1.640.910	77	Santa Maria - Cerquilha	920.492	117	Guaricanga	314.826
38	São José da Estiva	1.635.804	78	Ibirá	899.164	118	Vista Alegre	310.437
39	Cerradinho	1.619.705	79	Cresciumal	892.352	119	Água Bonita	266.120
40	Nardini	1.609.794	80	Ferrari	878.887	120	Santo Antonio	241.166

Fonte: UDOP (2003).

4. As unidades produtoras foram classificadas conforme o porte da empresa (pequeno e grande), adotando-se a mediana da quantidade moída de cana-de-açúcar como critério de corte:

(i) As unidades produtoras foram ordenadas por grandeza em ordem crescente (quantidade moída de cana na safra 2001/2002);

(ii) Dividiu-se o universo em dez classes iguais; e

(iii) A média aritmética entre o último número da primeira classe e o primeiro número da segunda classe resulta no primeiro decil e assim sucessivamente para os demais decis (até o nono decil). Os resultados estão dispostos na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Unidades produtoras do setor sucroalcooleiro, Estado de São Paulo, por decis.

Decis	Cana-de-açúcar moída (t)
1º Decil	512.766
2º Decil	704.904
3º Decil	852.291
4º Decil	982.987
5º Decil	1.230.356
6º Decil	1.404.681
7º Decil	1.646.536
8º Decil	2.034.741
9º Decil	2.989.857

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de UDOP (2003).

Por fim, as unidades produtoras foram categorizadas conforme o disposto na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Unidades produtoras no Estado de São Paulo, por porte de empresa.

Intervalo (toneladas de cana moída)	Categoria
Até 1.230.356	Pequeno porte
Acima de 1.230.356	Grande porte

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de UDOP (2003).

Foram implementadas entrevistas semi-estruturadas, em profundidade, com representantes de cinco usinas do setor sucroalcooleiro, especificadas por meio da Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Entrevistas implementadas com representantes de unidades produtoras no Estado de São Paulo, janeiro/2003 a maio/2003, por porte de empresa.

Usina sucroalcooleira	Classificação
A	Grande
B	Grande
C	Grande
D	Pequeno
E	Pequeno

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de UDOP (2003).

Obs.: Os nomes das usinas não serão revelados, obedecendo a solicitações dos entrevistados.

Além das usinas entrevistadas conforme disposto na tabela acima, foi também entrevistado o responsável pela engenharia elétrica da Produtora Independente de Energia de Ribeirão Preto, uma firma de configuração diferenciada das demais unidades termelétricas do setor sucroalcooleiro. Trata-se de uma unidade independente da usina sucroalcooleira que produz energia elétrica e vapor, vendendo-os, respectivamente, para o setor elétrico e para uma fábrica de açúcar anexa.

A seguir, apresentam-se os resultados das entrevistas.

4.3.2 Resultados

Os resultados estão dispostos por classificação da empresa (pequeno ou grande porte), dispendo-se, primeiramente, os da Produtora Independente de Energia de Ribeirão Preto que, mesmo não fazendo parte do universo da pesquisa, apresenta uma estrutura de governança relevante para o estudo.

4.3.2.1 A Produtora Independente de Energia

Paralisada desde 1995, a usina Santa Lúdia arrendou as unidades produtoras de açúcar à refinadora Nova União. Adicionalmente, em 2001, a usina termelétrica anexa, praticamente paralisada desde 1998, foi arrendada à Produtora Independente de Energia de Ribeirão Preto (PIERP). Para reativação da usina termelétrica, a PIERP investiu R\$ 30 milhões, com financiamento do BNDES, viabilizado por meio de um *project finance*, do qual participa os proprietários da refinadora Nova União. Formalmente, de acordo com ROBBE & SALLES (2003), quanto à formatação comercial do empreendimento, decidiu-se constituir uma sociedade anônima, denominada PIE-RP Termoelétrica S.A., com os seguintes sócios: Logos Engenharia (SP), Orteng (MG), J. Malucelli Energia (PR) e D’Watt (PR).

Os recursos iniciais do investimento vieram como “equity” dos sócios (cerca de 50%), financiamento por meio de bancos comerciais (cerca de 25%), além do mencionado financiamento via BNDES (cerca de 25%). O montante dos investimentos foi considerado adequado para esse tipo de instalação (inferior a R\$ 1.000 por kW), pois, apesar do uso de algumas instalações existentes, houve grande gestão em custos para implantação do projeto em um prazo não superior a seis meses. O uso do terreno e local industrial é pago pela sociedade consorciada como arrendamento à usina Santa Lúdia.

Do conjunto original de geração da usina Santa Lúdia, instalado desde 1958, a PIERP aproveitou apenas as turbinas de geração, num total de três, sendo de 7.500 kW cada, ainda assim, promovendo a reforma do conjunto das turbinas. A Figura 4.1 apresenta a situação encontrada pelo consórcio responsável pelo empreendimento e a situação final do projeto, quando iniciou a geração de energia.



Fonte: ROBBE & SALLES (2003).

Figura 4.1 – Usina Termelétrica PIERP, estágio inicial do projeto.



Fonte: ROBBE & SALLES (2003).

Figura 4.2 – Usina Termelétrica PIERP, estágio final do projeto.

O insumo principal para a geração tem sido o cavaco de madeira, adquirido de um conjunto de madeiras localizadas em Itapeva. O bagaço foi utilizado inicialmente, depois passou a ser misturado com o cavaco da madeira, até ser substituído integralmente pelo cavaco de madeira. O principal fator para a adoção do cavaco foi por seu preço ser inferior ao do subproduto sucroalcooleiro, apesar de o poder calorífico do bagaço ser superior ao do cavaco. Além desses insumos, podem ser utilizadas as palhas de arroz e a casca de amendoim. Apesar de haver uma linha de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) próxima à unidade termelétrica, o sistema foi dimensionado para queima de biomassa e ademais, segundo o entrevistado, o preço do GLP é inviável comparado ao cavaco de madeira ou até mesmo ao do bagaço de cana-de-açúcar.

Assim, desde julho de 2002, a PIERP tem possibilidade de fornecer 20 MW à rede elétrica à concessionária local, a Companhia Paulista de Força e Luz. No entanto, essa energia foi contratada pela Câmara Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) para compor o seguro “anti-apagão”. Esse seguro é representado pelo aluguel de 58 usinas termelétricas que poderão ser acionadas para gerar até 2.153,6 MW em caso de risco de falta de energia.

Para a PIERP, a CBEE comprometeu-se a pagar R\$ 142 o MWh, caso não precise da energia elétrica disponível, ou R\$ 288 o MWh se houver necessidade da energia. A arrecadação do valor necessário para pagamento do seguro “anti-apagão” é de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica, por meio das contas de energia elétrica ao consumidor final, repassando os recursos para a CBEE. Desde março de 2002, os consumidores pagam R\$ 0,0049 por kWh consumido no mês para remunerar as usinas contratadas sob a forma emergencial. Desde setembro de 2003, esse valor é da ordem de R\$ 0,0085/kWh. Assim, em uma conta mensal de energia elétrica de 400 kWh, esse encargo representa um acréscimo da ordem de R\$ 3,40, sem considerar tributos.

A Lei 10.438/2002 determina a cobrança até 30 de junho de 2006 e prevê que os custos operacionais, tributários e administrativos para a compra de energia elétrica emergencial sejam rateados entre os consumidores finais. A lei exclui da cobrança apenas os consumidores considerados de baixa renda, os de classe residencial de consumo inferior a 350 kWh e os de classe rural cujo consumo mensal seja inferior a 750 kWh.

Caso seja necessário utilizar a energia da PIERP, essa deve ser avisada com antecedência de 500 minutos. Dessa forma, o sistema de geração da PIERP fica constantemente pressurizado em módulo “stand by” e a usina mantém sempre dez toneladas de cavaco de madeira, o que possibilitaria atender a demanda contratada por dois dias.

O contrato firmado com a CBEE é para o período de quatro anos. A estratégia de longo prazo da empresa é, não ocorrendo a renovação do contrato emergencial com a CBEE, comercializar a energia diretamente com consumidores livres. A expectativa é de que, até o fim do contrato, o ambiente institucional do setor elétrico esteja delineado de forma a incentivar essa estratégia, com a redução nos custos de conexão e de transporte de energia na rede de terceiros e retomada do crescimento do consumo, eventualmente até um cenário de escassez de oferta.

Paralelamente ao fornecimento de energia elétrica, a PIERP vem fornecendo vapor de escape para uma produtora de açúcar – Refinadora Nova União – instalada ao lado da termelétrica. Considerando que a Nova União também é sócia da PIERP, o preço de venda do vapor deve representar um valor que, provavelmente, não compromete substancialmente a competitividade da refinadora.

Observe que se a Refinadora Nova União não participasse da PIERP, o problema do “hold up” traria fortes incertezas para a firma, pois a PIERP poderia explorar a vulnerabilidade da Refinadora Nova União devido à sua dependência locacional do fornecimento de vapor. Desse modo, a questão do “hold up” explica a estratégia de participação do *project finance* da PIERP, significando, em última análise, uma integração vertical para trás, a mesma adotada pelas usinas sucroalcooleiras, conforme se observa a seguir.

4.3.2.2 Usina A

Essa usina localiza-se na região de Ribeirão Preto, moendo na safra 2001/2002 acima de três milhões de toneladas de cana-de-açúcar, sendo, portanto, caracterizada como de grande porte. De acordo com a CSPE (2001), a usina termelétrica, implantada em 1945, apresenta oito caldeiras, onde se queima bagaço de cana-de-açúcar, produzindo o vapor necessário ao acionamento das turbinas de preparo e moagem.

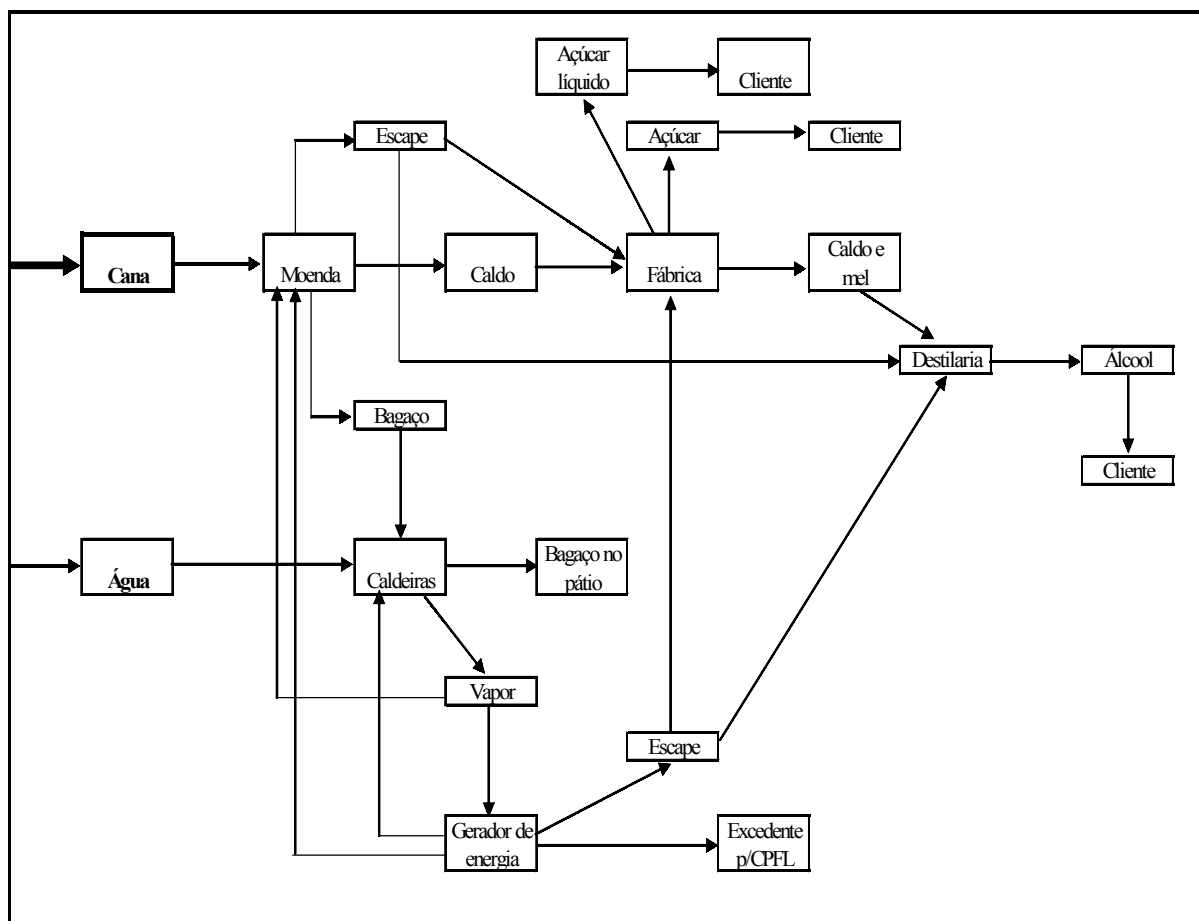
A energia elétrica gerada por essa usina termelétrica atende à demanda da planta industrial, sendo o excedente vendido a CPFL, por meio de paralelismo, fato que promove a segurança no fornecimento contínuo à usina sucroalcooleira, pois se a termelétrica necessitar promover paradas, a concessionária local imediatamente entra fornecendo energia elétrica em paralelismo.⁴⁹ A tensão de geração era de 2,2 kV e foi elevada para 13,8 kV, por meio de uma subestação local. Todavia, com a expansão na venda de excedentes à CPFL houve necessidade de investimentos na construção de uma subestação e de uma linha de transmissão de 138 kV.

Em 1973, a empresa instalou dois geradores de 3.125 kVA e dois de 5.000 kVA cada, ainda sem estar em paralelo com a CPFL e sem comercializar excedentes. Em 1994, a empresa promoveu investimentos em paralelismo e passou a comercializar excedentes com a concessionária local. Na oportunidade, foram instalados mais dois geradores de 10.000 kVA cada um, com 42 quilos de pressão por cm^2 (até então, a usina trabalhava com pressão de 21 quilos por cm^2).

Até 2001, o vapor movimentava seis turbogeradores com turbinas de contrapressão, aos quais se acoplavam seis geradores elétricos síncronos trifásicos, com potência de 3.125, 3.125, 5.000, 7.500, 10.000 e 10.000 kVA, totalizando uma potência instalada de 38.750 kVA.

A Figura 4.3 apresenta um diagrama simplificado de produção da referida usina.

⁴⁹ De acordo com VASCONCELLOS (2003), a princípio, a geração própria pode operar isoladamente da rede pública. Entretanto, na prática, considerações econômicas e de confiabilidade favorecem a operação em paralelo, num sistema denominado justamente de paralelismo.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 4.3 - Diagrama de produção da Usina A, baseado em dados da safra 2001/2002.

Numa primeira fase, durante 2,5 anos, a usina comercializou cinco MW com a CPFL. Em 1998, a empresa instalou mais um gerador de 7,5 MVA, gerando uma potência adicional de 6,5 MW. No total, passou a comercializar entre oito e dez MW à concessionária local. Em março de 2003, a usina realizou nova expansão com o desejo de comercializar um total de 30 MW.

O parque gerador ficou da seguinte forma: dois geradores de 15 MVA (vapor contrapressão, consumo de 5,8 kg vapor/KWh), dois geradores de oito MVA e mais dois de seis MVA (condensação – mais eficiente que a contrapressão – consumindo 4,8 kg/vapor por kWh), totalizando 58 MVA. Em termos de potência instalada, 58 MVA equivalem a aproximadamente 48 MW. Desse total, a empresa pretendia consumir 18 MW e comercializar 30 MW com a CPFL.

A razão de eficiência da usina, em termos de aproveitamento do combustível, tem sido, na média, de 2 a 2,1 toneladas de bagaço para cada MWh gerado. Todavia, quando se considera somente a eficiência do sistema em condensação, a eficiência média aumenta, pois duas toneladas de bagaço passam a gerar em torno de 2,5 MWh.

A empresa, historicamente, vem comercializando bagaço com as indústrias citrícolas e usinas sucroalcooleiras locais. Porém, na safra 2003/2004, a empresa está planejando não comercializar bagaço *in natura*. Planeja estocar o insumo e gerar na entressafra entre seis e sete MW. Nesse período, a unidade industrial costuma consumir em torno de dois ou três MW. Havendo sobra na entressafra, a usina comercializará o excedente.

O aproveitamento da palha também está sendo testado pela empresa. De acordo com o entrevistado, num raio de 15 km da usina, a palha será recolhida, sem enfardamento e transportada à unidade termelétrica. Sem o enfardamento, o volume será elevado, mas o peso será extremamente reduzido, em contrapartida, não haverá o custo de enfardamento, de “desenfardamento”, de “afofamento” e de investimento em máquinas para tais atividades. A palha, que apresenta um poder calorífico semelhante ao do bagaço, será misturada ao bagaço e queimada nas caldeiras. O raio de 15 km foi determinado como sendo o espaço onde os benefícios são superiores aos custos de obtenção e transporte da palha.

Em relação ao custo de oportunidade na formação da cama de proteção ao solo, a empresa investiu em um equipamento norte-americano que retira a cana e a palha deixando o mínimo necessário para a proteção do solo (retira 50% da cana, mas não retira toda a forração). Dessa forma, retira apenas o excesso de palha, não havendo necessidade em investimentos em proteção ao solo. A mecanização na colheita está em torno de 50%, representando uma boa capacidade para expansão no aproveitamento da palha como insumo na geração.

Segundo o entrevistado, a empresa apostava que a venda de excedentes ao mercado de energia elétrica seria uma estratégia interessante no longo prazo. Por isso, investiu em equipamentos mais eficientes (antes havia equipamentos que consumiam 13,8 de vapor, quase três vezes mais do que a configuração em condensação). Assim, com a mesma quantidade de bagaço, após atender as necessidades

industriais, sobra mais vapor para geração de energia elétrica e, por conseguinte, para comercialização de excedentes. A empresa também se preocupa em manter uma tecnologia de geração eficiente, pois com máquinas de ponta, apesar do elevado investimento, ocorre uma eficiência energética maior, menor espaço físico, custos menores de manutenção etc.

As estratégias da empresa têm obedecido dois objetivos principais:

- a) Garantir a auto-suficiência futura para suas unidades industriais; e
- b) Garantir uma receita estável com a venda de excedentes para o setor elétrico.

Com referência ao primeiro objetivo, a empresa acredita que os mercados de açúcar e álcool são promissores e há necessidade de garantir o fornecimento de energia para as unidades industriais no futuro, havendo, portanto, necessidade de investimentos preventivos. No caso, esses investimentos em capacidade de geração aquém da auto-suficiência podem significar uma vantagem competitiva no futuro, conforme cenários de escassez de oferta de energia elétrica se apresentem ou seja necessária expansão na produção de açúcar e álcool. Considerando que investimentos em energia elétrica demoram geralmente, no mínimo, seis meses para serem efetivados, a necessidade de energia poderia ser um fator impeditivo para uma rápida expansão na produção de açúcar e álcool.⁵⁰

Assim, a necessidade de investimentos preventivos fez com que a empresa fosse conduzida à comercialização de excedentes. De acordo com o entrevistado, devido ao efeito escala, a diferença era pequena entre o valor dos investimentos necessários para garantir a auto-suficiência e à geração de excedentes, conduzindo a empresa à opção por um parque termelétrico capaz de gerar excedentes. Essa economia de escala foi potencializada com o advento da crise energética em 2001, que promoveu a melhora na remuneração do MWh. No último trimestre daquele ano, a empresa fechou um contrato com a CPFL no qual o MWh foi estabelecido em R\$ 70,00.

⁵⁰ De acordo com o entrevistado, caso a empresa necessitasse de dobrar a capacidade instalada demoraria cerca de um ano. Ademais, os investimentos são sempre implementados na entressafra.

Com a correção desse valor pelo IGPM, o MWh para 2003 estava cotado em R\$ 100,00, considerado acima da média do mercado.

Desse modo, na safra 2003/2004, a usina está com um contrato firme de 27 MW, por dez anos, e três MW em energia interruptível. Esses três MW são considerados estratégicos, pois conforme se apresentem novas oportunidades de melhoria no preço da energia elétrica, os contratos fechados sob essas novas condições servem para pressionar a concessionária a fornecer melhores condições para o contrato firme, quando de sua renegociação.

Apesar do preço ter sido influenciado pela crise energética, a decisão de investimento, com financiamento do BNDES (primeira usina a conseguir este tipo de financiamento), foi tomada antes do racionamento, mostrando a estratégia da empresa em garantir a auto-suficiência, mas considerando também uma aposta no mercado de energia elétrica. Para concretização da linha de financiamento do BNDES, a CPFL garantiu o contrato de longo prazo (PPA) e parte da receita gerada pelo PPA vai diretamente para a amortização do financiamento concedido pelo BNDES.

A empresa já comercializou no Mercado Atacadista de Energia - MAE (via comercializadora), todavia, até a data da entrevista (março/2003), não havia recebido pela energia disponibilizada no MAE, representando uma quebra contratual. Considerando um preço conservador de fechamento de R\$ 60/MWh, a empresa teria de R\$ 2 a 3 milhões para receber à época. Essa energia foi entregue em 13,8 kV, vendida diretamente a CPFL comercializadora, inserindo-a no sistema da CPFL concessionária. Para tanto, a CPFL comercializadora cobrou 10% de comissão sobre o total faturado.

Em 1999, a empresa foi a primeira do setor sucroalcooleiro a comercializar com o consumidor livre, localizado na área de concessão de outra distribuidora de energia. Para tanto, foram também utilizados os serviços de uma comercializadora. Na oportunidade, o consumidor necessitava de uma energia excedente por três meses para atendimento a um contrato de exportação e a concessionária local não tinha capacidade para atendimento imediato. A usina sucroalcooleira pagou os custos de conexão e transporte à CPFL e a mais duas outras concessionárias. Com a CPFL, na época, a usina tinha um contrato de cinco MW e estava gerando oito MW. A CPFL pagava o equivalente a cinco MW com tarifa firme e os três MW restantes com tarifa interruptível (entre R\$ 2,00 a R\$ 3,00 por MWh). Na

tarifa interruptível não havia um compromisso de fornecimento contínuo à CPFL. Assim, a usina pôde fechar um contrato de fornecimento com o consumidor livre, no qual a receita líquida da empresa foi de R\$ 16/MWh (já retiradas as comissões da comercializadora que elaborou a operação e os custos de transporte). Em sequência ao fechamento desse contrato, a CPFL passou a oferecer a mesma receita líquida à usina, tentando forçar um rompimento do contrato com o consumidor livre, fato que reforça a idéia de manter parte de seu total disponível para comercialização sem contratação de longo prazo, possibilitando aproveitar eventuais oportunidades que surjam.

A empresa aposta na tendência de que, conforme as necessidades energéticas do país aumentem, o bagaço será naturalmente aproveitado para geração de excedentes comercializáveis. Todavia, para o entrevistado, para acelerar esse processo, haveria necessidade de políticas públicas específicas para inserir a biomassa sucroalcooleira na matriz energética nacional. Outra opção para que a geração de excedentes seja dinamizada, poderá ser a falta de um planejamento energético, conduzindo novamente à escassez de energia elétrica no futuro, fato que poderia tornar a energia sucroalcooleira competitiva, conforme ocorrido em 2001.

Outros aspectos importantes na estratégia de geração de excedentes para o setor elétrico são a questão da imagem social e a garantia de fornecimento na entressafra. De acordo com o entrevistado, a geração de excedentes de energia elétrica contribui para a imagem social da empresa. Mesmo antes da crise energética, a empresa comercializava entre oito e dez MW a CPFL, significando o abastecimento de uma cidade com aproximadamente 170 mil habitantes (assumindo consumo médio de 170 KWh/mês e cinco habitantes por unidade consumidora).

Adicionalmente, a empresa também acredita que, sendo um agente produtor de energia elétrica e não somente consumidor, num eventual racionamento, a determinação dos órgãos normativos deverá ser promover o corte no fornecimento primeiramente de agentes somente consumidores de energia elétrica e, por último, aqueles que contribuem simultaneamente para o fornecimento de energia elétrica ao sistema, como os produtores independentes sucroalcooleiros. Desse modo, pode-se inferir que há motivação estratégica ligada ao risco de racionamento de energia elétrica.

A empresa está entrando em negociação com a Ecoenergy para promover a venda de certificados de créditos de carbono. Na opinião do entrevistado, as

dificuldades residem na burocracia na medição/contabilização das toneladas evitadas de carbono, realizada por auditoria externa credenciada pelo Banco Mundial. O entrevistado sugere que não haveria necessidade de medição, pois poderiam ser utilizados os registros do volume comercializado com o sistema elétrico para medição dos excedentes e dados da safra para medição do auto-suprimento, entre outras formas. Para o entrevistado, por bom tempo esse mercado vai ainda apresentar-se ilíquido e a empresa receia que, uma vez incorrido em todos os custos de certificação (inclusive os das comissões às consultorias e auditorias), possa encontrar dificuldades na comercialização dos créditos obtidos.

Em relação ao preço do MWh, o preço ideal seria em torno de R\$ 120 ou R\$ 130/MWh, para obtenção de uma rentabilidade atraente. A usina tem condições de fornecer entre 80 MW e 90 MW, com aproveitamento da palha e uso integral do bagaço. O entrevistado considera inadequado a usina ficar parada durante a entressafra, apresentando um fator de carga muito baixo em relação a sua capacidade de geração, significando investimentos sub-aproveitados.

Para preços do MWh muito inferiores ao julgado ideal, a empresa poderia até abandonar a produção de excedentes, desligando as turbinas de condensação (duas de seis MWA), sem interrupção no processo de geração de vapor de escape – necessário para produção de açúcar e álcool, poupando, assim, bagaço (que poderia ser destinado à comercialização *in natura*). Porém, uma vez realizados os investimentos, tal estratégia é considerada inviável, até porque se a unidade produtora não consume todo o vapor gerado, o excedente é jogado na atmosfera, o que significaria desperdício de bagaço. Esse fato motiva a que empresas aceitem valores inferiores ao ideal, pois o sistema foi equilibrado para geração de excedentes e, nesses casos, os custos associados à geração de excedentes são inferiores ao das usinas entrantes, que ainda necessitam realizar os investimentos para tornarem-se produtores independentes de energia elétrica.

4.3.2.3 Usina B

A empresa localiza-se na região do rio Mogi Guaçu, moendo entre 1,5 e três milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra 2001/2002, sendo caracterizada como de grande porte. Utiliza, sobretudo, o bagaço na geração de energia. No início da

safra, apenas para início do processo, utiliza-se lenha em conjunto com o bagaço. A partir do momento em que a caldeira adquire uma temperatura interna adequada, o bagaço passa a ser o único insumo na geração de energia. O bagaço é queimado nas fornalhas de quatro caldeiras, sendo duas delas conectadas ao processo de termelétricidade; as outras duas, normalmente, produzem vapor para acionamento das turbinas de preparo, moagem e do processo de fabricação de açúcar, além das turbobombas.

Implantada em 1976, a usina termelétrica apresenta duas turbinas de contrapressão, conectadas a dois geradores elétricos de igual potência, de 3.750 kVA, que produzem energia nas tensões primárias de 13,8 kV e 2,4 kV. Essa voltagem menor é elevada para 13,8 kV em uma subestação própria, que dispõe de dois transformadores de 2.000 kVA para o procedimento. A distribuição é feita para mais de 20 centros de carga (consumo), onde subestações rebaixadoras permitem o uso das tensões secundárias apropriadas. Alguns equipamentos da termelétrica foram adquiridos de uma firma que compõe o mesmo grupo econômico da usina sucroalcooleira, representando uma estratégia de integração vertical que promoveu a diminuição dos custos médios de investimento (R\$ por MW instalado).

Na safra 1999/2000, a usina produziu em torno de 85% de suas necessidades energéticas. Na entressafra, a usina adquire energia da concessionária local. Dependendo do teor de fibra da cana, há períodos em que ocorre a falta de bagaço. Dessa forma, não há comercialização de bagaço, sendo o insumo destinado integralmente para o consumo interno. Quando a unidade paralisa a moedura, promove-se a compra externa de bagaço, visando a manutenção na geração de vapor no período de entressafra (para atendimento à fábrica de açúcar).⁵¹ Nesse período, as necessidades de energia elétrica são atendidas pela concessionária local – a Elektro.

Ademais, também está em estudo o aproveitamento da palha, promovendo-se um orçamento para a compra de uma máquina específica para picar a palha no campo e promover seu enfardamento ainda no campo para, posteriormente, ser transportada pelos caminhões da usina. Essa estratégia se mostra bem diferente da adotada pela Usina A.

⁵¹ Também adquire bagaço de uma outra unidade, pertencente ao mesmo grupo econômico, distante cerca de 70 km do local.

Segundo o entrevistado, o planejamento energético no setor sucroalcooleiro tem observado um horizonte de aproximadamente dez anos. No início da construção do parque de geração, a estratégia da empresa, de acordo com o entrevistado, foi de investimento em uma unidade de geração capaz de atender a planta industrial e ainda de gerar excedentes (“investimento em máquinas grandes”). Os objetivos dessa estratégia eram basicamente dois:

a) Caso o preço da energia elétrica comercializada com o setor elétrico tornar-se atraente, a empresa teria um lucro extraordinário com a atividade de comercialização de excedentes, supondo que o mercado de energia elétrica seria mais rentável do que a comercialização do bagaço *in natura*; ou

b) Se o preço da energia elétrica se mantivesse desinteressante, como no momento inicial, a empresa estaria investindo na sua auto-suficiência futura. Com a esperada expansão da produção industrial, as necessidades energéticas seriam crescentes e, portanto, um excesso de capacidade de geração naquele momento poderia tornar-se uma vantagem competitiva no futuro, atuando como *hedging* para a elevada volatilidade de preços de energia elétrica.

Dessa forma, a usina está gerando 1,5 MW em excedentes que são comercializados com a Tradener – agente comercializador localizado no Paraná, cujo controle acionário pertence à concessionária estadual – a Copel. Para tanto, foi firmado um contrato de uso e de conexão da rede de transmissão da Elektro. O contrato com a Tradener foi firmado durante o racionamento, em 2001, sendo o prazo de fornecimento por cinco anos. Na época, o valor oferecido pela Elektro foi inferior ao proposto pela Tradener, mesmo incluindo os custos de conexão e de transporte. De acordo com o entrevistado, o custo de conexão e uso da rede não foi um fator determinante, sendo da ordem de R\$ 2.500 por mês, cobrado em função da demanda de energia contratada junto a Tradener. Para o entrevistado, fator decisivo foi a inexistência de investimentos em reforços externos nas redes de transportes, exceto para a unidade industrial devido à adequação ao paralelismo com a rede da Elektro.

Todavia, considerando a conjuntura atual, na qual o preço de compra da energia necessária para a entressafra está superior ao de venda à Tradener, a intenção da

usina é de, vencendo o contrato com a empresa comercializadora, fechar um contrato de permuta com a Elektro, pois a usina detém uma outra unidade que se apresenta deficitária, adquirindo energia elétrica da Elektro até mesmo durante a safra.

De acordo com o entrevistado, essa estratégia poderá ser alterada caso haja políticas públicas específicas para o setor. Não obstante, para a usina expandir a produção de excedentes, haverá necessidade de seis a oito meses para a maturação dos investimentos necessários à efetiva comercialização, o que impede estratégias de curtíssimo prazo visando aproveitar período de crise de oferta no setor elétrico.

Em relação ao mercado de créditos de carbono, a usina não foi procurada por empresas especializadas na comercialização de créditos de carbono.

4.3.2.4 Usina C

Criada em 1º de março de 1985, como sociedade por cotas de responsabilidade limitada e baixo capital inicial, em setembro do mesmo ano foi transformada em sociedade anônima. Até a safra passada, apresentava uma área cultivada de 15 mil hectares. De acordo com a UDOP (2003), no *ranking* de produção de cana-de-açúcar na região Centro-Sul, na safra 01/02, a Usina C ocupou entre a 25ª e 50ª posição com uma produção de cana moída entre 1,3 e 1,8 milhão de toneladas.

O bagaço de cana é a fonte energética primária usada para a produção de vapor necessário ao acionamento das turbinas de preparo e moagem, da turbobomba e para a geração de energia elétrica. O vapor é gerado em quatro caldeiras e aciona duas turbinas de contrapressão, às quais se incorporam dois geradores elétricos com potência nominal de 3.125 e 1.750 kVA. O conjunto de geração está em operação desde a primeira safra da usina, em 1986. Para situações de emergência, existe uma unidade de combustão interna a óleo diesel de 325 kVA.

Toda a energia é gerada em 440 volts, atendendo praticamente a demanda total da usina durante a safra. Na entressafra e em eventuais falhas de geração, a Companhia Paulista de Força e Luz atende as necessidades da usina. A unidade industrial está dimensionada para atendimento às necessidades produtivas da empresa (fabricação de açúcar e álcool), sendo utilizado o bagaço de cana como combustível. A

estratégia da empresa quanto à geração de energia, nas palavras do entrevistado é: “gerar muito bem para a empresa”.

Do total de bagaço produzido, 60% cumprem a função de combustível na geração de vapor, 30% são comercializados para outras usinas sucroalcooleiras da região, para uma fábrica de papel e celulose e a uma processadora de óleo vegetal. As empresas demandantes de bagaço adquirem o combustível posto na usina e a finalidade é também para geração de energia (na forma de vapor e/ou energia elétrica). O restante, no total de 10%, fica para formação de estoque de segurança (para o início da próxima safra ou para eventual interrupção no fornecimento da distribuidora local de energia elétrica).

De acordo com o entrevistado, o preço de venda do bagaço tem oscilado consideravelmente, de R\$ 1,00 a R\$ 2,50, há alguns anos, chegou a R\$ 50,00 a tonelada no auge do racionamento, quando usinas promoveram formação de estoques de bagaço com o objetivo de garantia energética e/ou para cumprimento dos contratos estabelecidos com o setor elétrico. Todavia, esse valor vigorou por um período curto, estabilizando-se em R\$ 38,00 até o final da safra 2001/2002. Em fevereiro de 2003, época da entrevista, o bagaço era comercializado em cerca R\$ 35,00 a tonelada, posto na usina.

Para o especialista, o mercado de bagaço é estável no aspecto de compradores. Devido à tradição, não são realizados contratos com os compradores de bagaço, caracterizando assim como sendo um mercado *spot*, mas com compradores fixos. Contudo, no longo prazo, acredita-se que permanecendo o excesso de oferta de energia elétrica, possa ocorrer a queda no preço, pois as usinas, conforme forem vencendo os contratos com os agentes do setor elétrico e não ocorra a renovação, procurarão formas de comercializar o bagaço *in natura*, conduzindo à baixa do preço do insumo na região. Ainda assim, devido aos usos alternativos que o bagaço terá, o entrevistado aposta em um segundo cenário, no qual o mercado de comercialização do bagaço *in natura* seja mais promissor do que o de geração de excedente de energia elétrica.

A tecnologia adotada não é a de última geração no aspecto de eficiência energética: são turbinas de múltiplos estágios, mas não de extra-condensação.

Entretanto, a parte de proteção (relés e controladores) do sistema elétrico é considerada de última geração.

Em torno de 60% a 70% da colheita da cana é mecanizada, mas não há intenção no aproveitamento de palhas e ponteiros pois são utilizados para retenção de umidade e proteção do solo (formação de cama), não havendo nenhum estudo para tanto.

Para a empresa se tornar uma unidade produtora de excedentes de energia elétrica, mesmo tendo excedente de bagaço (combustível), haveria necessidade de investimentos em construção civil (ampliação da casa de força), na compra de novos equipamentos geradores e em linhas de transmissão para disponibilizar a energia à CPFL. Esses investimentos demandariam cerca de seis meses para entrarem em operação, fato que, mesmo durante a crise de energia, desmotivou a diretoria da empresa, pois havia incerteza quanto à manutenção do preço nos patamares do auge do racionamento em 2001 e os investimentos deveriam ser realizados na entressafra, já que a usina não poderia paralisar suas atividades no meio da safra para atendimento à demanda surgida com o racionamento em meados de 2001.

Caso a empresa tivesse optado pelo investimento, a geração de excedentes ocorreria efetivamente em torno de fevereiro de 2002, justamente o período final do racionamento e quando o preço do MWh já apresentava forte declínio. Mesmo a reativação do Proálcool não motivaria a empresa alterar a estratégia de “gerar muito bem para a empresa”. Segundo o entrevistado, os investimentos que por ventura seriam realizados, destinar-se-iam somente à promoção da auto-suficiência energética. Assim, nota-se que há entraves à estratégia de venda de excedentes: volatilidade no preço do produto e baixo valor esperado de venda *versus* alto valor esperado de compra da energia da concessionária local. Isso explicaria a opção pela auto-suficiência.

O especialista salienta que se o preço do bagaço *in natura* apresentasse forte evolução positiva, com menor volatilidade, poderiam ocorrer investimentos em eficiência energética que poupassem o bagaço, ou seja, a consolidação do mercado de bagaço *in natura* poderia favorecer investimentos em eficiência energética. Todavia, o entrevistado alertou que a estratégia de “gerar muito bem para a empresa” foi tomada há dois anos, após análise do ambiente institucional da época. Na oportunidade, havia duas opções: geração apenas para auto-suficiência ou geração de excedentes. O principal

motivo a favor da primeira opção foi o objetivo de manter somente aqueles investimentos necessários ao *core business* da empresa (fabricação de açúcar e álcool). A função da geração de energia elétrica seria a de continuar propiciando a manutenção desse *core business*. Ainda assim, se o ambiente institucional for alterado consideravelmente a favor da geração de excedentes, com preços atraentes, firmados por meio de contratos de longo prazo, a estratégia atual poderá ser alterada.

O entrevistado citou dois momentos em que a unidade foi procurada pela distribuidora local para geração de excedentes ao setor elétrico. No primeiro momento, há oito anos, o preço oferecido estava muito aquém do necessário para viabilização dos investimentos necessários para a unidade se tornar geradora de excedentes. Num segundo momento, durante o racionamento, novamente houve o interesse da distribuidora local, mas a diretoria continuou considerando os investimentos necessários para a concretização da negociação não-prioritários, apesar de o preço oferecido ter apresentado sensível melhora.

Não obstante, de acordo com o entrevistado, nunca ocorreu interesse da empresa em consultar acerca das linhas de financiamento disponíveis no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), nem tampouco ocorreu a visita de representantes do órgão de fomento. Em relação ao mercado de certificados de carbono, também não houve procura por parte de representantes de empresas certificadoras e nem motivação da diretoria da unidade industrial em procurá-los.

Em síntese, o entrevistado acredita que a diretoria da empresa fez a opção correta, pois, até o presente, a combinação de geração para auto-suficiência com a comercialização do bagaço *in natura* mostrou-se ser uma estratégia satisfatória, considerando que o *core business* da empresa é a produção de açúcar e álcool. Não obstante, o especialista considera que usinas que optaram pela produção de excedentes, fechando contratos por dez anos, com preços que chegaram a R\$ 90,00, no auge do racionamento, obterão, no longo prazo, retornos positivos sobre seus investimentos.

Para o entrevistado, essas empresas tinham uma capacidade ociosa na geração de excedentes e/ou puderam expandir rapidamente a capacidade de produção, possibilitando o fechamento de contratos de longo prazo a preços satisfatórios. Porém, para a usina em pesquisa, conforme mencionado, seriam necessários seis meses para entrada em operação dos novos investimentos e, diante da incerteza de manutenção das

condições favoráveis à geração de excedentes, a diretoria da unidade manteve a mesma estratégia de “gerar muito bem para a empresa”.

O contraponto dessa estratégia é que a geração de energia nesse sistema está equilibrada, de forma a não ocorrer nem excedente nem escassez de energia (vapor e/ou energia elétrica). Assim, a empresa não teria a vantagem competitiva de “sobra” energética para atender a um aumento na demanda ocasionado pela expansão de suas atividades do *core business*.

4.3.2.5 Usina D

Instalada na região de São João da Boa Vista (SP), a implantação da destilaria ocorreu em 1980, para produção de álcool carburante. Em 1995, com o arrefecimento do Programa Nacional do Álcool, foi instalada uma fábrica de açúcar, com sistema de vácuo contínuo. O cultivo de cana-de-açúcar envolve o arrendamento, até o ano 2010, de cerca de dois mil hectares. Não obstante, parcerias com outros proprietários e fornecedores elevaram a área de cultivo para 16,6 mil hectares, sendo que a firma somente detém direito de propriedade sobre 50 hectares, onde se localiza a planta industrial.

Embora a capacidade de esmagamento por safra de cana-de-açúcar seja da ordem de 1,45 milhão de toneladas, a usina sucroalcooleira moeu na safra 2001/2002 entre 900 mil e 1,23 milhão de toneladas de cana, sendo caracterizada como de pequeno porte. O principal negócio da firma é a produção de açúcar e álcool, podendo, alternativamente, dependendo do mercado consumidor, a produção de álcool ser reduzida, colocando-se o melaço na pauta de produtos industrializados. Conta com capacidade para esmagamento de 11.000 toneladas/dia de cana de açúcar e com capacidade de produção instalada para fabricação de 18.000 sacas de 50 kg/dia de açúcar.

A usina termelétrica foi instalada em 1996, onde o bagaço é queimado em fornalhas de duas caldeiras a vapor atendendo as necessidades totais de vapor e de energia elétrica da usina durante a safra. O vapor das caldeiras movimenta um turbogerador de potência máxima contínua de 4.000 kW, fabricado em 1996. Acoplada à turbina, tem-se um gerador elétrico com potência de 5.000 kVA. A energia elétrica

produzida em 13,8 kV é distribuída aos centros de carga após ser rebaixada por transformadores individuais de 0,38 kV em cada um dos 13 setores de consumo. Na entressafra, a usina sucroalcooleira recebe energia elétrica da concessionária local, por meio de uma linha de transmissão aérea de 13,8 kV, diretamente ligada ao sistema de distribuição da sala de comando da usina termelétrica.

A entrada da turbina é de 21 kg por cm² (vapor direto, destinado à geração de energia elétrica) e a unidade industrial trabalha com o vapor de escape de 1,6 kg por cm². O sistema de geração está equilibrado para atender a auto-suficiência, não gerando excedentes. Mesmo que houvesse sobra de bagaço, o gerador seria o fator limitante na expansão da geração, pois o sistema trabalha com fator de carga entre 96% e 98%, havendo necessidade ainda de compra de energia elétrica da concessionária local, mesmo durante a safra. Essa restrição no atendimento às necessidades energéticas, de acordo com o entrevistado, seria um dos principais motivos para que uma destilaria anexa estivesse desativada.

Mesmo havendo turbinas de múltiplos estágios, ainda há turbinas de simples estágios, significando que existem oportunidades de investimento que proporcionariam a formação de estoques de bagaço, com a elevação da eficiência energética do sistema de geração. A empresa detém uma vantagem estratégica que é a de o grupo econômico possuir uma outra unidade próxima (em torno de 70 km), de tal forma que há trocas de bagaço entre as unidades, conforme suas necessidades industriais. Ainda assim, antes do investimento em eficiência energética – para maximização no uso do bagaço – a usina desenvolve um projeto para utilização da palha como forma de diminuir a dependência do bagaço.

A usina não gera excedentes e não há intenção em mudar sua estratégia de gerar energia apenas para o auto-atendimento. Na opinião do entrevistado, a empresa tem interesse em investir em eficiência energética, mas apenas para suprir energeticamente uma eventual expansão na produção de açúcar ou reativação da destilaria, caso seja aprovada a reativação do Proálcool.

4.3.2.6 Usina E

Localizada na região de Ribeirão Preto, a usina é resultado da diversificação das atividades da empresa controladora, que é do segmento da construção civil. Na safra 2001/2002, a usina moeu entre 800 mil e 1,2 milhão de toneladas de cana, sendo classificada como de médio porte. A fonte energética primária é o bagaço de cana, que é queimado nas fornalhas de três caldeiras, suprindo as quantidades de vapor necessárias ao acionamento das turbinas de preparo, o difusor, a turbina do terno de secagem, as turbobombas e para a geração de energia elétrica.

Utiliza-se para geração de energia o ciclo térmico de Rankine, aproveitando o vapor das caldeiras para acionar duas turbinas de contrapressão, às quais se acoplam, por meio de redutores de velocidade e dois geradores elétricos: um de 7.500 kVA (instalado em 1996) e outro de 3.750 kVA (instalado em 1986). São turbinas a vapor de contrapressão, de 21 quilos e de múltiplos estágios. O conjunto de geração está em operação desde 1986, sendo a energia gerada na tensão primária de 13,8 kV, atendendo praticamente a demanda da usina nos meses de safra. Na entressafra, a usina é atendida pela CPFL.

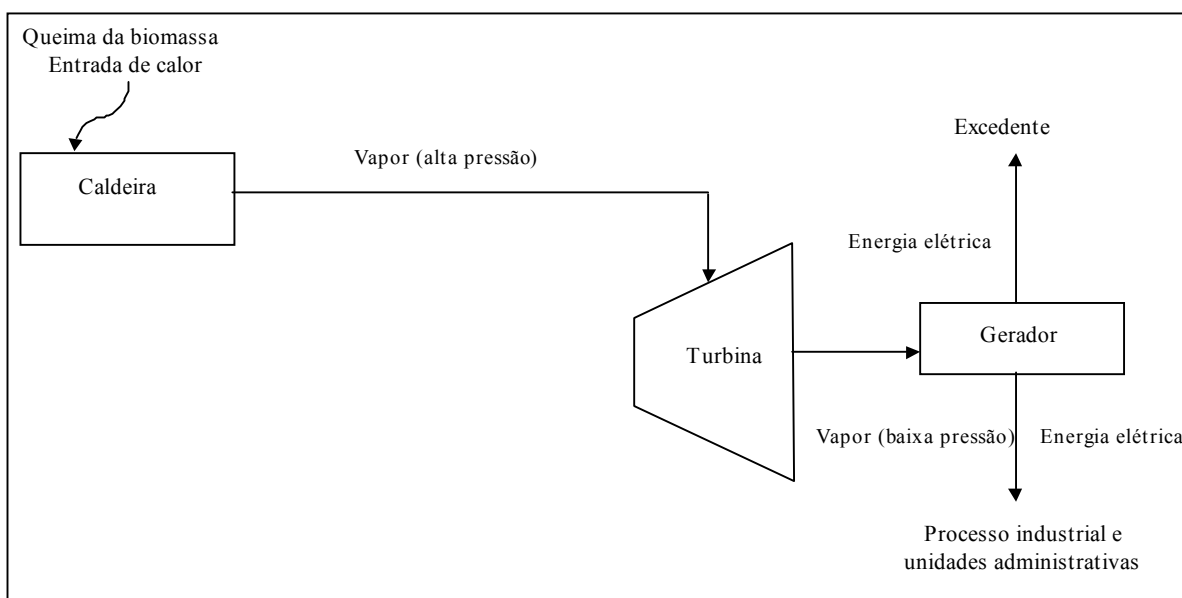
A eficiência produtiva é inferior à obtida com tecnologias de ponta, sendo gerado 530 quilos de vapor com uma tonelada de bagaço. As turbinas das moendas, por exemplo, são de único estágio e poderiam ocorrer investimentos em turbinas de múltiplos estágios, assim como ocorre com a geração de energia elétrica, fato que possibilitaria a produção de maior quantidade de vapor e, por consequência, economia de bagaço.

A unidade industrial necessita de vapor a 1,5 kg. Nesse caso, haveria necessidade de investimentos em válvula de turbo-pressão para promover a redução da pressão. Todavia, optou-se pela geração de energia elétrica, pois após gerar a energia elétrica, o vapor residual (de escape) é obtido justamente na pressão necessária para a unidade industrial (1,5 kg).

Assim, na visão do entrevistado, a venda de energia elétrica para a Companhia Paulista de Força e Luz tem um custo zero, pois o objetivo da firma seria obter vapor na pressão desejada e a geração de energia elétrica seria uma etapa necessária para atingir tal objetivo. Desse modo, a receita obtida com a venda de excedentes é considerada como sendo lucro líquido.

Segundo o entrevistado, se não houvesse a necessidade de vapor, a produção de excedentes de energia elétrica não seria viável economicamente, mostrando a importância da especificidade dos ativos nessa atividade. Ainda, conforme o entrevistado, considerando o preço do bagaço a R\$ 20,00/tonelada e o preço ofertado pela CPFL de R\$ 70,00/MWh, a venda do bagaço *in natura* seria mais atraente do que a geração de excedentes. De acordo com estudos elaborados pelo entrevistado, o *break-even point* (no qual receitas igualam-se aos custos) para que a usina queimasse bagaço apenas para geração de energia elétrica ocorreria quando o preço do MWh ofertado pela CPFL fosse de R\$ 116,00.

A Figura 4.4 procura apresentar, de forma simplificada, o esquema produtivo da usina.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 4.4 – Processo de geração de energia elétrica e vapor, Usina E.

Apesar de a empresa vender excedentes para a CPFL, a estratégia principal continua sendo a de “gerar muito bem para a empresa”, semelhante a da Usina C, mas com a preocupação de manter uma capacidade estratégica ociosa para o futuro. Para atender essa estratégia, conforme mencionado, há necessidade de gerar energia elétrica para promover a redução do vapor, na pressão específica à unidade industrial. Porém, as necessidades de energia elétrica para a unidade industrial são inferiores à geração total de eletricidade. Assim, há excedentes que são comercializados à distribuidora local.

Não obstante, de acordo com o entrevistado, o objetivo principal ainda é atender as necessidades de vapor de baixa pressão da usina. Não seria interessante à usina fechar contratos para gerar excedentes acima do atual, pois haveria necessidade de queima de uma quantidade maior de bagaço e o vapor residual (de escape), considerando que a unidade industrial já é auto-suficiente, não seria aproveitado e, segundo o entrevistado, a queima do bagaço com o objetivo único de gerar excedentes de energia elétrica não é viável economicamente, pois o preço de venda do bagaço *in natura* ainda é atraente na região.

Em suma, o objetivo da engenharia industrial tem sido o de gerar vapor de escape de baixa pressão para a unidade produtiva. Como consequência, ocorre a geração de eletricidade para a unidade industrial e o excedente tem sido comercializado à distribuidora local. Quando ocorre a geração de vapor acima das necessidades industriais, na visão do entrevistado, está ocorrendo a queima desnecessária de bagaço e o processo precisa ser ajustado de forma a manter somente o atendimento à auto-suficiência.

A comercialização de excedentes ocorre desde 2001, quando do advento da crise de energia, sendo a CPFL a única compradora. Até dezembro de 2002, o contrato da CPFL previa a compra de 900 MWh, ao preço de R\$ 70,00/MWh, reajustado anualmente pelo IGPM. A CPFL ofereceu o contrato pelo prazo de dez anos, mas a diretoria da usina considerou o prazo de cinco anos mais adequado, pois acreditava que o cenário da crise de energia poderia apresentar continuidade.

Na safra 2002/2003, a usina estava gerando entre 1.100 MWh e 1.200 MWh, bem superior aos 900 MWh contratados. Até janeiro de 2003, o excedente ao contratado era comercializado ao mesmo preço de R\$ 70,00/MWh. Todavia, a partir daquela data, a CPFL unilateralmente propunha aditar o contrato no sentido de pagar o excedente aos 900 MWh o valor vigente no mercado *spot*, na época R\$ 5,00 o MWh.

De acordo com o entrevistado, a CPFL exerce um poder de monopólio devido à questão dos investimentos que seriam necessários para promover a venda a outros agentes do setor elétrico: no caso, seria necessária a construção de uma subestação elevadora (pois a usina gera em 13,8 kV e seria preciso transmitir em 138 kV) e de uma linha de transmissão até a subestação mais próxima da CPFL, distante cerca de dez quilômetros da usina sucroalcooleira, já que a linha de distribuição da CPFL está no limite da capacidade de transporte, de acordo com a distribuidora. O custo desses investimentos seria de responsabilidade do agente sucroalcooleiro, sendo uma forte barreira à entrada na comercialização a outros agentes do setor.

Existe sobra de bagaço que é comercializada essencialmente com a fábrica de papel e celulose Rio Pardo, localizada em Santa Rita do Passa Quatro. Há, ainda, a formação de estoque de bagaço, que é poupado para promover a partida nas caldeiras no início de cada safra. De acordo com o entrevistado, o mercado de bagaço *in natura* é demandante: “o que tivermos de bagaço, o mercado compra”. A colheita mecanizada representa aproximadamente 25% do total. Não ocorre o aproveitamento das palhas e ponteiros por dois motivos principais: pela função que os resíduos cumprem na preservação do solo e pelos investimentos que seriam necessários para o seu aproveitamento (enfardadora, caminhões para transporte dos fardos, mão-de-obra para separar o fardo etc.).

Para o entrevistado, a maximização da geração de energia elétrica em uma usina sucroalcooleira (melhor aproveitamento do bagaço e das palhas e ponteiros) depende da situação do setor elétrico, mas também é fortemente influenciada pela capacidade e desejo de investimento do agente sucroalcooleiro e isso estaria fortemente relacionado com o retorno financeiro das atividades do *core business* do setor (produção de açúcar e álcool). Estando o setor capitalizado, geralmente ocorrem investimentos no aprimoramento tecnológico para a geração de energia (com melhor aproveitamento do bagaço e das palhas e ponteiros), até para criar capacidade de geração preventiva.

Paradoxalmente, a situação do setor elétrico passa a ser a variável importante quando os negócios centrais do setor sucroalcooleiro apresentam resultados insatisfatórios. Nesse caso, o agente sucroalcooleiro busca alternativas para manter a rentabilidade mínima exigida pelos acionistas, procurando diversificar as atividades com geração de energia elétrica ou venda de bagaço.

Em relação ao mercado de créditos de carbono, os custos envolvidos na certificação são considerados fortes barreiras à entrada nesse mercado. Todavia, o fato agravante tem sido o estágio atual desse mercado, onde a falta de liquidez na comercialização dos créditos é freqüente. Dessa forma, considerando que as empresas certificadoras têm adotado a estratégia de cobrança de seus serviços antes da venda efetiva dos créditos, a diretoria da usina, apesar de estudar o assunto, tem adotado a estratégia de aguardar até o momento em que esse mercado apresente mais liquidez para não incorrer em *sunk costs*.

Ainda, na opinião do entrevistado, a venda do bagaço *in natura* é mais promissora do que a da energia elétrica. Mesmo com investimentos em eficiência energética (que poupem bagaço), algumas usinas que adotaram a estratégia de queimar bagaço para geração de energia elétrica deverão comprar bagaço no mercado para cumprimento de seus contratos com as distribuidoras locais, fato que deverá elevar o preço do bagaço *in natura*, momento em que as empresas optantes pela comercialização do bagaço *in natura* poderão auferir lucros extraordinários. Para o entrevistado, mesmo que o *core business* da usina apresente baixa *performance*, a usina não deverá alterar a estratégia de “gerar muito bem para a empresa” para a estratégia de “queimar bagaço para geração de energia elétrica”, pois considera o mercado de venda de bagaço *in natura* mais atraente do que gerar energia para o setor elétrico.

4.3.3 Síntese e discussão dos resultados

A Tabela 4.10 procura sintetizar os resultados obtidos por meio das entrevistas desenvolvidas durante a pesquisa.

Tabela 4.10 – Resumo dos principais resultados das entrevistas, Usinas A a E.

	Usina A	Usina B	Usina C	Usina D	Usina E
Porte	Grande	Grande	Grande	Pequeno	Pequeno
Posição	Após 9º decil	Entre 7º e 9º decis	Entre 5º e 7º decis	Entre 3º e 5º decis	Entre 2º e 5º decis
Comercialização do bagaço <i>in natura</i>	Sim	Não	Sim	Não	Sim
Principal uso do bagaço	Geração de EE	Geração de EE	Geração de EE	Geração de EE	Geração de EE
Estratégia principal	Geração para auto-suficiência presente e futura	Geração para auto-suficiência presente e futura	Geração para auto-suficiência presente	Geração para auto-suficiência presente	Geração para auto-suficiência presente e futura
Venda de excedentes de EE	Sim	Sim	Não	Não	Sim
Capacidade ociosa estratégica de geração	Sim – investimento em “máquinas grandes”	Sim – investimento em “máquinas grandes”	Não	Não	Sim – investimento em “máquinas grandes”
Estratégia para geração firme (base anual)	Sim – planeja estocar bagaço para geração de EE anual	Não	Não	Não	Não
Aproveitamento da palha	Em teste	Em teste	Sem previsão	Em estudo	Sem previsão
Estratégias específicas	Geração de excedentes é estratégica à imagem social do grupo	Promove integração vertical para trás	30% do total de bagaço comercializados <i>in natura</i>	Grupo possui outra unidade próxima que fornece bagaço	Geração de excedentes é estratégica à estabilização da receita global
Negociação de créditos de carbono	Certificação em negociação	Sem previsão	Sem previsão	Sem previsão	Em estudo

Fonte: Resultados de Pesquisa (2003).

TEECE (2002) considera que toda a aquisição de bem ou serviço, que possa ser obtido num mercado em livre concorrência, não é capaz de propiciar, por si só, vantagens competitivas para nenhum dos agentes desse mercado. Dessa forma, observa-se que todas as firmas analisadas praticam a integração vertical para trás, incorporando a produção de energia elétrica para seu processo industrial, pois essa estratégia proporciona vantagem competitiva para os agentes. Pelo exposto neste

capítulo, pode-se avaliar que a auto-suficiência funcionaria como *hedging* para a volatilidade de preços de energia elétrica, independente do porte da empresa.

De acordo com BESANKO, DRANOVE & SHANLEY (2000), a integração vertical é a forma de coordenação por meio da qual várias etapas das transações são realizadas dentro de uma mesma firma. Na atividade em pesquisa, essa estratégia tem como incentivos requisitos do processo produtivo (garantia de um fornecimento contínuo e de qualidade), as economias de escopo derivadas, sobretudo, da diversificação de produtos, e a eventual receita extra obtida com a comercialização de excedentes. Também, utilizando-se de WILLIAMSON (1996), a estratégia de integração vertical da atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, por envolver ativos específicos, pode ser considerada eficiente, representando formas organizacionais que economizam custos de transação.

Ademais, a internalização da atividade possibilita vantagens pecuniárias derivadas do custo evitado com a aquisição da energia do setor elétrico, considerando que o preço de venda é consideravelmente mais baixo que o de compra (preço da energia, preço do “fio” e custos de transação na comercialização). Além disso, a volatilidade do preço da energia inibe investimentos voltados à venda de excedentes. Assim, seriam esses os elementos básicos que tornam a integração vertical uma estratégia atraente aos agentes do setor sucroalcooleiro.

Nesse aspecto, há uma complementaridade com a estratégia de garantia futura do auto-suprimento energético para atendimento a eventuais expansões na produção de açúcar e álcool. A Tabela 4.11 apresenta os valores do MWh cobrados pela CPFL, incluindo as tarifas de uso da rede, para consumidores enquadrados no segmento de alta-tensão, comumente aplicados às usinas do setor sucroalcooleiro.

Tabela 4.11 – Tarifas de energia elétrica praticadas pela CPFL, segmento alta-tensão A4 (2,3 kV a 25 kV), válidas até 07 de abril de 2004.

Demanda (R\$/MW)	Energia (R\$/MWh)
10,45	142,85

Fonte: ANEEL (2003).

Pelos dados da tabela acima, observa-se que a opção de aquisição via mercado das necessidades de energia elétrica poderia prejudicar a competitividade das atividades principais do setor. Considerando que o custo de produção médio estimado da energia elétrica gerada para o consumo próprio apresenta um valor de R\$ 22,34 por MWh,⁵² há vantagens pecuniárias na integração vertical, pois na aquisição de, por exemplo, somente da energia (MWh) da CPFL, o custo seria 439,4% superior ao obtido com a opção de integração vertical. Sendo o setor sucroalcooleiro considerado energo-intensivo, a competitividade dessa indústria estaria fortemente comprometida com uma opção de desverticalização.

Além disso, as economias presentes na produção seqüencial de energia elétrica e vapor (co-geração) tornam o custo total da firma para produção dos dois produtos consideravelmente menor do que o custo de duas ou mais firmas produzirem separadamente esses mesmos produtos, a preços dados de insumos. Desse modo, a presença de economias derivadas do processo de co-geração, promovendo reduções nos custos médios, também favorecem a integração vertical nessa indústria.

Analisando a Tabela 4.10, observa-se que a geração de excedentes comercializáveis tem sido uma estratégia derivada da necessidade de formação de capacidade preventiva para atender demandas futuras de expansão do *core business* do setor sucroalcooleiro, podendo tal estratégia significar vantagens competitivas no futuro. Por outro lado, deve-se salientar que também com o sobre-investimento, ocorre o aproveitamento de economias de escala, representado pela queda do custo do investimento por MWh instalado.

Entretanto, percebe-se que as estratégias “investimento em máquinas grandes” e “gerar muito bem para a empresa” não são contrapostas. Em última instância, o principal objetivo de ambas as estratégias é garantir o fornecimento de energia à unidade industrial, pois o atendimento dessas necessidades via mercado, pelo elevado custo, comprometeria a competitividade do *core business*. A opção por estratégias diferentes parece advir mais da capacidade e desejo de investir que as usinas apresentam. Nas entrevistas com representantes de usinas que optaram por “gerar muito bem para a empresa”, sem “folga” no sistema, o custo do financiamento e a prioridade

⁵² Informação do MME (2003), constante do “Documento de Consulta Pública MME – julho de 2003 – Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte”.

do investimento foram colocados como os principais impeditivos à adoção da estratégia “investimento em máquinas grandes”.

Mesmo assim, nota-se que o sobre-investimento – fator indutor à comercialização de excedentes – está presente tanto para pequenas quanto grandes usinas, pois a necessidade de garantir o fornecimento futuro de energia independe do porte da unidade industrial. Dessa forma, pode-se inferir que a opção pela comercialização de excedentes não está relacionada fortemente com o porte da unidade industrial, conforme se pôde observar analisando o perfil das Usinas C (grande porte e não vendedora de excedentes) e E (pequeno porte e vendedora de excedentes). Conforme mencionado, a opção pela comercialização estaria mais relacionada com o investimento “máquinas grandes”, considerando o custo do financiamento, a prioridade do investimento, o desejo e a capacidade econômico-financeira da usina. Essa conclusão é relevante para o delineamento de políticas públicas, identificando, a princípio, não ser fundamental a estratificação da política setorial governamental no tratamento da questão de incentivos diretos à comercialização.

Apesar de o principal emprego do bagaço ser a geração de energia elétrica, a estratégia de pesquisa em técnicas de aproveitamento da palha pode significar a intenção futura de emprego alternativo do bagaço, sobretudo àqueles que não apostam no desenvolvimento da atividade de comercialização de excedentes sucroalcooleiros. O uso alternativo do bagaço poderia ser a sua comercialização para outros agentes ou seu estoque para garantir a geração de energia elétrica em caráter “firme” (durante o ano todo). No caso de uma estratégia de investimento em aproveitamento de palha e ponteiros, visando à comercialização de bagaço, deve-se ponderar acerca do efeito que o aumento da oferta de bagaço poderá causar sobre o preço do bagaço *in natura*.

Em suma, pode-se inferir que políticas para expansão de comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro, adequadamente formuladas, sobretudo na questão do custo do financiamento ao investimento, poderão ser capazes de motivar esses agentes, independente de seu porte produtivo. Ocorrendo políticas públicas bem “calibradas”, independentes da escala da unidade, o agente sucroalcooleiro poderá iniciar ou expandir a atividade de comercialização de excedentes, pois consideraria o risco da atividade comparativamente menor, devido a dois cenários: (i) um cenário otimista no qual a política pública garantiria uma rentabilidade considerada adequada à

atividade de comercialização de excedentes; (ii) caso contrário, mesmo ocorrendo um cenário adverso quanto à garantia da remuneração, a capacidade ociosa de geração poderia atender eventuais necessidades internas de energia advindas de expansões futuras nas atividades do *core business*.

Não obstante, o pessimismo em relação ao ambiente institucional do setor elétrico, a necessidade de financiamentos e de contratos de longo prazo com preços atraentes de MWh parece ser uma pauta comum aos entrevistados quanto à expansão e/ou ao início da comercialização de excedentes de energia ao setor elétrico. Isso pareceu demonstrar a descrença dos agentes entrevistados na efetivação, pelo menos no curto prazo, de políticas públicas direcionadas à atividade de comercialização de excedentes. Tal cenário confirma o que salienta COELHO (1999), de que as principais barreiras ao aproveitamento do setor talvez não sejam de ordem técnicas, mas políticas e institucionais. Em vista disso e considerando que, sobrevindo um desenvolvimento econômico aliado a crises estruturais e climáticas, o cenário de racionamento poderá ser adotado novamente como medida emergencial, uma política governamental para o excedente comercializável para o setor sucroalcooleiro deveria tornar-se prioridade entre os agentes públicos, mas executada de forma tempestiva.

Diante disso, no capítulo seguinte serão estudadas em detalhe as propostas de políticas públicas delineadas para o Brasil, além de uma revisão de literatura sobre a política energética americana para fontes alternativas renováveis, sobretudo acerca do chamado *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), implantado em 1978, com metas de incentivo ao emprego de fontes alternativas renováveis. O principal objetivo é verificar como os Ambientes Institucional, Competitivo e Tecnológico podem ser aprimorados no sentido de elevar a eficiência produtiva na geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro e a conseqüente geração de excedentes comercializáveis ao setor elétrico nacional.

5 POLÍTICAS SETORIAIS

De acordo com FARINA, AZEVEDO & SAES (1997), quando há externalidades, bens públicos ou coletivos e informação imperfeita as decisões baseadas apenas na racionalidade individual não são consistentes com a racionalidade coletiva. Dentro desse enfoque, pode-se definir política pública como sendo o conjunto de ações que objetivam compatibilizar a racionalidade privada com a racionalidade coletiva. Essa função pode ser exercida por diferentes tipos de organização: Estado, associações privadas, redes de cooperação ou em conjunto de organizações.

Dessa forma, considerando que há falhas de mercado, sobretudo na área de energia, políticas públicas para o desenvolvimento de fontes alternativas de geração de energia elétrica têm sido implementadas há décadas em diversos países. Neste capítulo será realizada uma revisão de literatura sobre as políticas setoriais governamentais formatadas para a expansão do uso de fontes alternativas para a geração de energia elétrica.

Essencialmente, será apresentada a política setorial governamental empregada nos Estados Unidos, que detêm experiências em políticas de incentivo a fontes renováveis desde 1978. O objetivo é subsidiar a análise que será promovida sobre a política setorial governamental proposta pelo governo brasileiro para a geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.

5.1 Definição de fontes alternativas

A matriz energética mundial tem sofrido alterações ao longo da história, sobretudo após a Revolução Industrial na Inglaterra, quando a necessidade energética cresceu a taxas antes não observadas na história. A Tabela 5.1 apresenta a evolução do consumo mundial de energia mostrando as alterações ocorridas no perfil da matriz energética.

Tabela 5.1 – Evolução do consumo mundial de energia, 1700-2000 (em %).

Ano	Carvão mineral	Petróleo	Gás natural	Eletricidade	Madeira e outros	Total
1700	2,0	0,0	0,0	0,0	98,0	100,0
1750	2,7	0,0	0,0	0,0	97,3	100,0
1800	4,8	0,0	0,0	0,0	95,2	100,0
1850	14,3	0,0	0,0	0,0	85,7	100,0
1900	52,5	2,1	0,7	0,1	44,5	100,0
1950	45,2	23,1	7,3	1,4	23,0	100,0
1973	25,9	44,5	16,4	2,2	11,1	100,0
1989	28,0	38,2	20,4	4,3	9,2	100,0
1999	8,2	42,7	16,0	15,4	17,7	100,0

Fonte: ENERDATA (1992). Para 1999: MME (2001).

Observando a Tabela 5.1, verifica-se que a fonte principal de energia tem variado ao longo da história. Segundo MARTIN (1992), até 1850 a quantidade de energia disponível provinha da combustão da madeira, com finalidade quase exclusiva ao cozimento diário dos alimentos, ao aquecimento sazonal do interior de habitações e à alimentação dos fornos. A dificuldade do uso da madeira residia em que seu consumo era subordinado à velocidade de reprodução da biomassa local: “Quando essa limitação não é respeitada, a carência condena as atividades consumidoras ao desaparecimento ou ao deslocamento” (MARTIN, 1992, p. 44).

A partir do século XVI, as carências de madeira tornaram-se freqüentes em determinadas regiões. Os preços desse insumo energético multiplicaram-se por sete entre 1550 e 1680, enquanto o preço do trigo apenas se multiplicou por quatro. Nesse cenário, conforme o custo marginal se aproximou da segunda melhor alternativa, passou-se a implementar o uso do carvão mineral como insumo energético que, apesar de abundante, ainda era considerada uma fonte alternativa à madeira. Assim, o encarecimento da madeira, aliado às transformações tecnológicas ocorridas durante a Revolução Industrial, no século XVII, provocou a difusão do carvão como principal insumo energético.

Algo semelhante poderá ocorrer com o petróleo, considerado fonte alternativa no início de sua indústria, em meados do século XIX. Apesar da abundância de jazidas de carvão mineral, inovações tecnológicas, o crescimento de necessidades energéticas para a iluminação, para transportes intra-urbanos e a expansão econômica americana contribuíram para que o petróleo passasse à condição de principal insumo energético, ainda na segunda metade do século passado.

Dessa forma, observa-se que novas fontes de energia (carvão, petróleo, hidreletricidade, gás natural, nuclear) foram difundidas, substituindo paulatinamente fontes tradicionais de energia. Os fatores que contribuem para isso geralmente são alterações no preço e na disponibilidade do insumo concorrente, na tecnologia e organização de mercados para as externalidades. Essas alterações podem ocorrer sem a intervenção econômica direta do Estado, como observado no caso da substituição da madeira pelo carvão mineral. Todavia, pode ocorrer a intervenção do Estado sob a forma de políticas setoriais governamentais, sobretudo quando o mercado falho em prover sinais para a alocação eficiente de recursos como, por exemplo, na precificação de externalidades.

Segundo MARTIN (1992):

“Mesmo nos países que proclamam como muitíssimo forte sua ligação com o liberalismo econômico (Reino Unido ou Estados Unidos), a ação dos governos e de sua administração pública sempre pesa sobre as escolhas energéticas. Sob muitos pontos de vista, o setor da energia não é um setor de atividade econômica como os outros” (MARTIN, 1992, p. 80).

Dentro desse contexto, a seguir, apresenta-se uma breve síntese das políticas setoriais governamentais adotadas no setor elétrico americano, servindo de base para a análise da proposta de política setorial governamental a ser adotada na geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro brasileiro.

5.2 Política setorial governamental americana

De acordo com BELL & LILYESTROM (1997), a primeira importante alteração no marco regulatório do setor elétrico americano, caracterizando o início da reforma do setor, foi o chamado *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), implantado em 1978. Essencialmente, essa política setorial governamental estabelecia que as concessionárias de energia comprassem energia elétrica de produtores independentes de energia, desde que produzissem por meio de fontes renováveis (hidroeletricidade, geotermia, solar, eólica e biomassa) nas chamadas *Independent Power Plant* (IPP). As concessionárias também deveriam adquirir energia de geradores que utilizassem combustíveis derivados de processo industrial e de co-geradores habilitados.

O preço de aquisição seria determinado pela agência de regulação estadual. Todavia, o preço de aquisição não poderia ser inferior ao “custo evitado” (*avoided cost*), ou seja, o custo que a concessionária teria para construir e gerar ela própria a energia requerida (caracterizando seu custo de oportunidade). Os contratos compulsórios de aquisição seriam de longo prazo, para facilitar o financiamento das novas IPPs. Não obstante, segundo POKALSKY & ROBINSON (1997), ocorreram conflitos e problemas na estimação do valor do “custo evitado”. Quando o PURPA foi concebido, os agentes acreditavam que a próxima unidade de geração a ser construída deveria ser as tradicionais termelétricas que utilizavam o combustível fóssil. Todavia, o avanço tecnológico observado nas unidades termelétricas a gás natural promoveu uma redução sensível no seu custo de implantação e produção. Esse fato, aliado à queda no preço internacional do combustível fóssil, comprometeu o valor do “custo evitado” e a entrada de novas IPPs por meio do PURPA.

Mesmo assim, o PURPA contribuiu para o avanço na promoção das fontes alternativas, sobretudo na década de 80. De acordo com COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), enquanto em 1980 havia 13 GW de capacidade instalada em sistemas de co-geração, após oito anos, havia 51 GW instalados no total. A Tabela 5.2 apresenta a evolução da produção independente de energia no setor elétrico americano,

mostrando o avanço da co-geração e do uso de resíduos, principalmente a partir de meados da década de 80.

Tabela 5.2 – Capacidade instalada de Produtores Independentes de Energia Elétrica, EUA, 1980 a 1993 (em GW).

Ano	Co-geração	Resíduos	Geotérmica	Pequena hidrelétrica	Solar	Eólica	Total
1980	227	14	0	0	0	173	414
1981	261	14	0	0	0	176	451
1982	412	32	0	48	1	176	669
1983	658	46	9	59	8	227	1.007
1984	893	79	96	67	27	496	1.658
1985	1.444	140	178	107	57	1.015	2.941
1986	1.788	275	188	144	122	1.235	3.752
1987	3.063	396	319	176	155	1.366	5.475
1988	3.662	513	587	229	221	1.378	6.590
1989	4.942	783	806	298	301	1.382	8.512
1990	5.315	878	870	321	381	1.647	9.412
1991	5.838	883	813	330	374	1.698	9.936
1992	5.991	951	845	341	374	1.745	10.247
1993	5.947	1.180	836	253	374	1.756	10.346

Fonte: JANNUZZI (2000).

Todavia, a partir da década de 90, conforme os contratos antigos venciam, esses mesmos produtores enfrentavam dificuldades na garantia de comercialização de energia e de obtenção de um preço considerado atraente pelos agentes de produção, pois o governo revogou a obrigatoriedade de aquisição por parte das concessionárias e estabeleceu um custo marginal apenas para referência nas negociações com as concessionárias.

Apesar de sua importância para promover as fontes alternativas, para CHUMB (1998), citado por COELHO, PALETTA & VASCONCELOS (2000), as

principais críticas quanto ao PURPA, em específico ao implemento do uso da biomassa, são:

1. Nos incentivos à introdução da geração de energia a partir de biomassa, não foram exigidos níveis mínimos de eficiência, permitindo-se a instalação de vários projetos com tecnologias menos eficientes;

2. No planejamento anterior à instalação da política setorial, não houve uma preocupação na garantia da oferta de biomassa e, à medida que novos projetos foram instalados, ocorreu uma demanda por biomassa maior que sua oferta, elevando consideravelmente o preço do insumo energético; e

3. Após a introdução do PURPA, os preços da eletricidade apresentaram um declínio acentuado, fazendo com que muitas IPPs não fossem competitivas.

Segundo JANNUZZI (2000), o PURPA apresentou um sucesso relativo maior nos Estados de Maine e da Califórnia. Nesse último, foram implementadas políticas setoriais governamentais e privadas próprias para o estímulo ao uso de fontes renováveis alternativas. Os três mecanismos principais foram:

1. Compras voluntárias de energia renovável por meio de *green marketing*. *Green marketing* é um mecanismo de mercado que possibilita aos produtores e distribuidores de eletricidade cobrar um adicional sobre o preço do MWh devido à diferenciação de seu produto. Baseando-se em resultados de pesquisas de opinião que demonstraram que os consumidores americanos estariam dispostos em pagar mais por energia renovável, em 1994 a *California Public Utility Commission* (CPUC) adotou o *green marketing* como sendo o principal meio de suporte às fontes renováveis. De acordo com JANNUZZI (2000), houve, no entanto, uma forte reação das entidades ambientalistas e organizações ligadas a tecnologias renováveis que argumentavam que apenas essa política não seria capaz de corrigir as imperfeições de mercado. Os críticos afirmavam que esse mercado evoluiria lentamente e que, para os consumidores livres, até 2003, entre 4% e 10%, no máximo, optariam por energia renovável mais onerosa em relação às convencionais;

2. Resoluções mandatórias para compra de energia renovável (*Mandate Renewables Purchase Requirements* - MRPR). Considerando os cenários pessimistas para o *green marketing*, em 1995 a CPUC decidiu colocar em pauta o mecanismo *Mandate Renewables Purchase Requirements* como forma de apoiar a expansão da energia renovável. A agência reguladora determinaria que uma certa porcentagem do consumo de eletricidade ou da capacidade instalada do Estado seria devida a fontes renováveis. Os produtores e vendedores de eletricidade poderiam se adaptar às exigências regulatórias por meio de aquisição de três estratégias que seriam adotadas de forma combinada: (i) sendo proprietário de uma instalação e produzir a quantidade determinada pelo MRPR de energia renovável; (ii) adquirir no mercado a cota determinada pelo MRPR; e (iii) adquirir certificados transacionáveis no mercado denominados de *Renewable Energy Credits* (REC) de outros produtores/vendedores que apresentem excedentes à cota determinada pelo MRPR.⁵³

O Estado seria responsável pela estipulação da porcentagem de produção (ou capacidade) advinda de fontes renováveis; pela certificação dos RECs; e pelo monitoramento e fiscalização dos requisitos do MRPR para validação dos RECs. Segundo JANNUZZI (2000), a adoção do MRPR sofreu críticas com referência à burocracia envolvida e quanto aos resultados do programa; e

3. Programas financiados por meio de fundos públicos coletados de consumidores de energia. Diante das críticas e dúvidas quanto à eficiência do MRPR, o Legislativo da Califórnia resolveu adotar a criação de um fundo setorial para apoio às fontes renováveis: o *surcharge-funded production credit*. Os recursos seriam obtidos dos consumidores e distribuídos por meio de concorrência entre projetos para o desenvolvimento de novos projetos com fontes renováveis. Os recursos seriam arrendados pelas distribuidoras privadas e, de acordo com JANNUZZI (2000), até 2002, esse fundo deveria arrecadar o equivalente a US\$ 540 milhões, obtidos pelas três maiores distribuidoras privadas do Estado. As companhias que operam no Estado, de propriedade pública, poderiam optar para alocar os recursos, além de fontes renováveis, entre programas de eficiência energética, P&D e programas para consumidores de baixa renda. O fundo seria administrado pela California Energy Commission (CEC) e obteve

⁵³ Note que esse mecanismo guarda forte semelhança com os Certificados de Redução de Emissões relacionados ao mercado de crédito de carbono.

apoio da maioria das entidades ambientalistas, agentes comercializadores (*power marketers*), consumidores industriais e algumas companhias de eletricidade.

Dessas três propostas de políticas setoriais para incentivo às fontes renováveis, apenas o fundo setorial e o *green marketing* permaneceram. Segundo JANNUZZI (2000), o MRPR era apoiado pelos produtores de energia renovável, por algumas entidades ambientalistas e companhias de eletricidade e pelas associações de fabricantes de equipamentos para energia renovável. “O MRPR foi efetivamente abandonado, não só pela sua pouca praticidade segundo os produtores/vendedores privados, mas também, e talvez principalmente, por ele conferir uma vantagem adicional para aquelas companhias que possuem uma porcentagem maior de produção a partir de fontes renováveis” (JANNUZZI, 2000, p. 49).

Assim, de acordo com COELHO (1999) e SOUZA (2002), políticas de incentivo para fontes renováveis alternativas nos EUA, e de forma extensiva para a Europa, geralmente podem ser resumidas em legislações que prevêm:

- i. A compra dos excedentes de energia elétrica produzida por autoprodutores;
- ii. A obrigatoriedade de compra de energia gerada por fontes renováveis, atingindo determinada fração no *portfolio* de compra das distribuidoras de energia;
- iii. Mecanismos fiscais de compensação que viabilizem um preço de compra superior para as energias renováveis, taxando as fontes fósseis em benefício das renováveis (o inverso ao ocorrido no setor elétrico brasileiro, em meados da década de 90, que incentivou o desenvolvimento do gás natural para geração de energia elétrica);
- iv. Incentivos fiscais na aquisição de equipamentos que objetivam a eficiência energética na geração de energia por fontes renováveis; e
- v. Linhas de financiamento menos onerosas comparativamente às existentes no mercado financeiro.

A seguir, depois desse delineamento das principais políticas industriais aplicadas ao desenvolvimento de fontes renováveis alternativas, serão verificadas propostas de política governamental existentes para expansão da energia gerada pelo setor sucroalcooleiro na matriz energética brasileira.

5.3. Propostas brasileiras para o desenvolvimento da comercialização de excedentes

Diante da crise de oferta do setor elétrico em 2001, o governo federal criou dois programas para o incentivo às fontes alternativas: o “Pequena Central Hidrelétrica” – PCH e o “Pró-eólica”, que tinham por objetivos agregar à matriz energética até 1.200 MW derivados de PCH e 1.050 MW de energia eólica. Esses programas ofereceram os seguintes incentivos:

- i Garantia de compra dessa energia pela Eletrobrás, pelo prazo de 12 anos, a PCHs, e 15 anos, às eólicas;
- ii O valor de compra seria referenciado ao Valor Normativo (VN) da respectiva fonte de geração. No caso da PCH, 93% do VN da fonte competitiva; no caso da eólica, o próprio VN da fonte eólica; e
- iii A possibilidade de financiamento pelo BNDES.

Em específico ao aproveitamento do bagaço de cana para geração de energia elétrica, o setor industrial sucroalcooleiro, representado pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) e pela Confederação das Indústrias do Estado de São Paulo (CIESP), elaborou em setembro de 2001 o documento “Ampliação da Oferta de Energia Através da Biomassa”. Após apresentar uma visão sistêmica sobre a atividade de geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro, foram elencadas as seguintes propostas de ações para o setor sucroalcooleiro:

- i Promover a negociação diretamente com as concessionárias locais, por meio da formalização de *Power Purchase Agreement* (PPA), devendo o Estado garantir um valor mínimo de compra da energia e, em última instância, a própria compra;
- ii Elaborar “Project Finance”, apresentando-o ao BNDES, para formalização do financiamento; e
- iii Considerar políticas para a participação no mercado de carbono.

Em conjunto com a FIESP/CIESP deveriam ser implementadas as seguintes ações:

1. Articulação junto aos órgãos governamentais, para elaboração de uma política pública, que viabilize a implementação de um programa de geração de energia elétrica, por meio da biomassa bagaço de cana;
2. Articulação para inserção da co-geração de energia elétrica da biomassa, na matriz energética do Estado de São Paulo de forma permanente; e
3. Articulação para ampliação e agilização das linhas de financiamento, junto ao BNDES.

Para os órgãos responsáveis pela política setorial governamental, foram apresentadas as seguintes propostas:

1. Garantia de compra de excedentes;
2. Garantia de prazo mínimo para compra do excedente;
3. Definição de preço mínimo de compra, vinculado ao Valor Normativo;
4. Redução de impostos; e

5. Criação de um Programa Específico de Energia da Biomassa do Bagaço de Cana, baseado nos incentivos providos à geração eólica (Pró-eólica).

As sugestões do setor privado têm sido inseridas em esboços de programas governamentais específicos de incentivo à geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro, conforme se pode observar nos tópicos seguintes.

5.3.1 Política setorial governamental

Em 17 de agosto de 1999, o Governo do Estado de São Paulo apresentou o chamado “Pacto pelo emprego no agronegócio sucroalcooleiro”. Tratava-se de documento firmado pelos representantes dos governos e agentes do processo produtivo, tendo validade até o ano 2005, podendo ser revisto anualmente ou renovado por igual período. Tal documento expressava uma política setorial direcionada pelo objetivo central de incentivar a expansão da produção do álcool anidro e hidratado.

Ainda que não focado diretamente para a atividade de geração de excedentes, o acordo setorial considerava a prioridade do governo brasileiro de manter uma matriz energética baseada em recursos renováveis, podendo o setor sucroalcooleiro co-gerar de 1.500 MW a 3.000 MW, de acordo com o nível tecnológico, contribuindo para eliminar o risco de déficit no suprimento de energia elétrica. Assim, determinava que o governo federal deveria estabelecer regulamentação e mecanismos que estimulassem a co-geração de eletricidade e sua comercialização. Para o governo estadual caberia estimular a implantação de projetos de co-geração em destilarias e usinas de álcool e açúcar. Contudo, até o presente, essas determinações não foram regulamentadas e, portanto, não foram delineadas metas que pudessem acompanhar o cumprimento dessa proposta de política setorial para a atividade de geração de excedentes.

Nesse mesmo ano, o Ministério de Minas e Energia elaborou o documento “Diretrizes de Política Energética para Estímulo à Cogeração”. De acordo com PELLEGRINI (2002), as principais diretrizes apresentadas foram:

i. Reavaliação dos mecanismos de definição da Demanda Suplementar de Reserva, atualmente denominada de reserva de capacidade. Trata-se da energia assegurada pela concessionária local ao produtor sucroalcooleiro em caso de indisponibilidade de sua unidade de geração. A reavaliação procurou adaptar os preços dessa energia de *backup* ao mercado competitivo de curto prazo, de modo a favorecer a geração descentralizada. A regulamentada dessa diretriz foi dada por meio da Resolução Aneel 371, de 29/12/1999;

ii. Estabelecimento das condições de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, considerando que tais contratações deveriam levar em conta as vantagens da geração descentralizada, próxima ao consumidor final, evitando, assim, investimentos na expansão das redes. Essa diretriz foi regulamentada pela Resolução Aneel 286, de 1/10/1999; e

iii. Definição de Valores Normativos (VNs) que limitam o repasse do preço - negociado livremente entre distribuidoras e geradores - às tarifas de fornecimentos dos clientes cativos das concessionárias de distribuição. Esses valores seriam diferenciados conforme o combustível, permitindo que a energia gerada com combustíveis relativamente mais caros que a água (o caso do bagaço) tivesse seu preço de repasse superior à geração hidrelétrica. A Resolução Aneel 233, de 29/7/1999, estabeleceu esses valores.

Em síntese, a proposta de política setorial paulista (FIESP/CIESP e governo do Estado) e o esforço regulamentar do Ministério de Minas e Energia significaram o mérito em representar a primeira intenção de coordenação coletiva (Estado e organizações de interesse privado) a favor da regulamentação específica para a expansão da geração de excedentes de energia elétrica, sobretudo pelo setor sucroalcooleiro. Entretanto, o refinamento e a consolidação dessas propostas de política setorial encontra-se no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas que, apesar de não ser específico à fonte de geração por bagaço de cana, a inclui no *portfolio* de incentivos. Essa proposta de política é detalhada a seguir.

5.3.1.1 O Proinfa

Em 14/10/2003, o Senado aprovou o Projeto de Lei de Conversão 24/2003, que dá redação final à MP 127-A/2003, que por sua vez modifica a Lei 10.438, de 26/4/2002. Originalmente, a Lei Federal 10.438 dispõe sobre:

- i. A expansão da oferta de energia elétrica emergencial;
- ii. A recomposição tarifária extraordinária;
- iii. Cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- iv. Dispõe sobre a universalização do serviço público de eletricidade; e
- v. Cria o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)**.

O PLC 24/2003 retornou à Câmara e, em 21/10/2003, foi votado, sendo aprovadas 13 das 14 emendas apresentadas pelo Senado, sendo sancionado pelo Presidente da República por meio da Lei Federal 10.762, em 11/11/2003. Resumidamente, com referência ao Proinfa, a redação final ficou assim estabelecida:

1. O programa incentivará a inserção de energia elétrica gerada com base nas fontes alternativas eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no sistema interligado nacional, sendo dividido em duas fases, detalhadas na próxima subseção;
2. Será criada a figura do Produtor Independente Autônomo (PIA), definido quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum;
3. Poderá o MME autorizar à Eletrobrás realizar contratações com Produtores Independentes que não atendam os requisitos acima, desde que o total contratado não ultrapasse a 25% da programação anual e dessas contratações não resulte preterição de oferta de Produtor Independente Autônomo;

4. Com relação ao item acima, deve-se observar que, no caso da energia eólica, na primeira etapa do programa o total das contratações poderá ser distribuído igualmente entre Autônomos e não Autônomos, considerando-se, para efeito da aplicação do critério definido de contratação dos projetos de energia eólica na primeira etapa, apenas as licenças ambientais de instalação emitidas até 15 dias da data de publicação da Lei;

5. Caberá ao MME a elaboração de Guia de Habilitação por fonte, consignando as informações complementares às Licenças Ambientais de Instalação, necessárias à participação no Proinfa;

6. Somente poderão participar da Chamada Pública, produtores que comprovem um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, 60% na primeira etapa e 90% na segunda etapa, em cada empreendimento; e

7. As concessionárias, permissionárias e o ONS emitirão documento conclusivo relativo ao processo de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, conforme Procedimentos de Rede, no prazo máximo de 30 dias após a contratação do empreendimento pela Eletrobrás, cabendo à Aneel diligenciar no sentido de garantir o livre acesso do empreendimento contratado pelo critério de mínimo custo global de interligação e reforços nas redes, decidindo eventuais divergências e observando os prazos de início de funcionamento das centrais geradoras estabelecidos na Lei.

Conforme mencionado, o Programa apresentará duas fases, caracterizadas a seguir.

5.3.1.1.1 A primeira fase

Principais características da primeira fase do Proinfa:

a) A Eletrobrás adquirirá a energia gerada pelas fontes por meio de contratos (PPAs) que serão celebrados até 29 de abril de 2004;

b) Prevê-se a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006,

assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato;

c) A contratação dos 3.300 MW será distribuída igualmente, por cada uma das fontes participantes do programa (fontes alternativas eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa);

d) O valor pago pela energia adquirida, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação, serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado;

e) A contratação das instalações será feita mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, daquelas habilitadas, primeiramente as que tiverem as Licenças Ambientais de Instalação – LI – mais antigas, prevalecendo, em cada instalação, a data de emissão da primeira LI, caso tenha ocorrido prorrogação ou nova emissão, limitando-se a contratação por Estado a 25% das fontes eólica e biomassa e 15% da PCH;

f) Concluído o processo definido acima sem a contratação do total previsto por fonte e existindo ainda empreendimentos com Licença Ambiental de Instalação – LI – válidas, o saldo remanescente por fonte será distribuído entre os Estados de localização desses empreendimentos, na proporção da oferta em kW, reapplicando-se o critério de antigüidade da LI até a contratação do total previsto por fonte;

g) Será admitida a participação direta de fabricantes de equipamentos de geração, sua controlada, coligada ou controladora na constituição do Produtor Independente Autônomo, desde que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços seja de, na primeira etapa, no mínimo, 60% em valor e na segunda etapa de, no mínimo, 90% em valor;

h) Ainda fica a Eletrobrás autorizada, no caso da não contratação, pela insuficiência de projetos habilitados, a celebrar contratos por fonte até 30 de outubro de 2004, da diferença entre os 1.100 MW e a capacidade contratada por fonte, seguindo os mesmos critérios adotados anteriormente;

i) No caso das metas estipuladas para cada uma das fontes não terem sido atingidas conforme estabelece acima caberá à Eletrobrás contratar imediatamente as quotas remanescentes de potência entre os projetos habilitados nas demais fontes, seguindo o critério de antigüidade da Licença Ambiental de Instalação; e

j) Em relação ao preço de compra da energia a ser gerada pela fonte, inicialmente previa-se que o preço a vigorar nos contratos deveria ser o valor econômico correspondente a tecnologia específica de cada fonte, a ser definido pelo Poder Executivo, não sendo inferior a 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Todavia, por meio da Lei Federal 10.762, prevê-se que a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte (VETEF), tendo como pisos 50%, 70% e 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos 12 meses, para a geração a partir de biomassa, PCHs e energia eólica, respectivamente. O VETEF será definido pelo MME, mas, inicialmente foram apresentados para consulta pública, em junho de 2003, os seguintes valores:

Tabela 5.3 – Valores econômicos propostos pelo MME, por fonte de geração – 1ª fase (em R\$/MWh).

Fonte de geração	Áreas abrangidas pelas extintas SUDAM e SUDENE – Área 1 ¹	Demais áreas do País – Área 2
Biomassa		
Biogás	166,31	170,12
Setor arrozeiro	108,17	112,67
Setor madeireiro	116,05	121,85
Setor sucroalcooleiro	119,61	89,59
Eólica ²	181,46	191,70
Pequena Central Hidrelétrica	114,74	125,09

Fonte: MME (2003).

¹ SUDAM (Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia) e SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste).

² Com fator de capacidade bruto (ou fator de utilização) superior ou igual a 44% (não considerando a indisponibilidade).

O Valor Econômico, conforme disposto no art. 2º do Decreto 4.541/02, refere-se ao valor de venda de energia elétrica que, num determinado tempo e para um

determinado nível de eficiência, viabiliza economicamente um projeto de padrão médio utilizando a referida fonte. No caso específico do setor sucroalcooleiro, esse valor de R\$ 89,59 por MWh foi obtido pelo MME adotando-se as seguintes premissas:

Tabela 5.4 – Parâmetros sugeridos para cálculo do Valor Econômico para geração de energia elétrica por meio de bagaço de cana-de-açúcar, Proinfa – 1ª fase.

Premissas	Valores
Câmbio	R\$ 3,00/US\$
Financiamento	70% do investimento total
Custo de transporte de energia	Redução de 50% (Lei n. 10.438/02)
Impostos	PIS: 1,65%
	COFINS: 3,00%
	CSSL: 9,00%
	IR: 15% (adicional acima de R\$ 20 mil/mês: 25%)
	IPI: não considerado (Decreto n. 4542/02)
	ICMS: não considerado (Convênio ICMS n. 107/02)
	Imposto sobre Importação: 14,00%
Potência nominal bruta	30 MW
Consumo próprio	12 MW
Fator de utilização da biomassa	85%
Distância até o centro de consumo (carga)	20 km
Perdas na transmissão a cargo da geradora	2%
Custo de transporte da energia	R\$ 2,00 por kW/mês
Período de construção	18 meses
Fluxo de caixa operacional	15 anos
Investimento total	R\$ 1,794 mil/MW instalado
Subprodutos gerados com valor comercial	
Energia elétrica para consumo próprio	R\$ 22,34/MWh
Vapor para consumo próprio	R\$ 10,00/tonelada
Tempo médio de depreciação	
Equipamentos e obras civis	20 anos
Diversos	30 anos
Despesas operacionais fixas	
O&M	Área 1 = R\$ 80,00/MW; Área 2 = R\$ 64,00/MW
Despesas operacionais variáveis	
Despesa com combustível	R\$ 20,00/tonelada
Seguro operacional	0,3% sobre investimento total

Fonte: Resultados de pesquisa, a partir de MME (2003).

A partir dessas premissas, o investimento tipificado no modelo adotado pelo MME geraria como resultado uma taxa mínima anual de atratividade de 14,89%, em termos nominais. Não obstante, convém observar que essa taxa de atratividade seria inferior à rentabilidade média nominal proporcionada por aplicações em Certificados de Depósito Bancário (CDI), durante 2002, da ordem de 18%.

Ademais, note que o valor proposto para a Região Sudeste (R\$ 89,59/MWh) é bem inferior caso fosse mantido o critério inicialmente previsto de preço mínimo equivalente a 80% da tarifara média nacional de fornecimento ao consumidor final. De acordo com a ANEEL (2003), a tarifa média de fornecimento de energia elétrica, referenciada ao período de jan. à jun./2003, era de R\$ 159,29 por MWh, de tal forma que 80% desse valor representavam cerca de R\$ 127,43 por MWh.

5.3.1.1.2 A segunda fase

De acordo com a Lei Federal 10.762, para a segunda fase do programa prevê-se:

a) Atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa;

b) Os contratos serão celebrados pela Eletrobrás, com prazo de duração de 20 anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo MME;

c) A aquisição será mediante programação anual de compra da energia de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual da energia a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente;

d) O produtor de energia alternativa fará jus a um crédito complementar, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor recebido da ELETROBRÁS, para produção concebida a partir de biomassa, PCH e eólica;

e) Até o dia 30 de janeiro de cada exercício, os produtores emitirão um Certificado de Energia Renovável – CER, em que conste, no mínimo, a qualificação jurídica do agente produtor, o tipo da fonte de energia primária utilizada e a quantidade

de energia elétrica efetivamente comercializada no exercício anterior, a ser apresentado à ANEEL para fiscalização e controle das metas anuais;

f) O MME regulamentará os procedimentos e a Eletrobrás diligenciará no sentido de que a satisfação dos créditos complementares não ultrapasse 30 dias da requisição de pagamento feita pelo agente produtor;

g) Na ordenação da contratação, que será precedida de Chamada Pública para conhecimento dos interessados, a Eletrobrás aplicará os critérios constantes da primeira fase, observando, ainda, o prazo mínimo de 24 meses entre a assinatura do contrato e o início de funcionamento das instalações;

h) A contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, podendo o MME, a cada cinco anos de implantação dessa segunda fase, transferir para as outras fontes o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de oferta dos agentes interessados; e

i) O valor pago pela energia elétrica adquirida, os custos administrativos, financeiros e os encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação, serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado.

Em resumo, de acordo com o MME (2003), acredita-se que a primeira fase deverá ser cumprida até meados de 2006. A Tabela 5.5 apresenta a energia estimada a ser gerada por cada fonte energética durante essa primeira fase.

Tabela 5.5 – Potência a instalar e energia a ser gerada, por fonte, Proinfa – 1ª fase.

Fonte	Potência a instalar (MW)	Energia a ser gerada (TWh/ano)
Eólica	1.100	3
PCH	1.100	6
Biomassa	1.100	7
Total	3.300	16

Fonte: MME (2003).

Para a segunda fase do Proinfa, considerando que a aquisição da energia alternativa se fará de forma que essas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual da energia ao mercado consumidor nacional, até se atingir a meta de que tais fontes atendam a 10% do consumo anual de eletricidade. De acordo com o MME (2003), o montante a ser contratado deverá considerar que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento destinado ao consumidor cativo não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Ademais, os acréscimos tarifários, devidos ao Proinfa, quando acumulados não poderão superar o total 5%.

Segundo o Ministério de Minas e Energia acredita-se que a segunda fase do Proinfa apresentará o seguinte desempenho:

Tabela 5.6 – Potência a instalar e energia a ser gerada, por fonte, Proinfa – 2ª Fase.¹

Fonte	Potência a instalar (MW)	Energia a ser gerada (TWh/ano)
Eólica	6.500	35
PCH	6.500	35
Biomassa	6.500	40
Total	19.500	110

Fonte: MME (2003).

¹ Inclui os resultados da primeira fase do Proinfa.

Apesar de representar um considerável avanço na inclusão da biomassa em um programa específico,⁵⁴ a implementação de apenas 1.100 MW está distante do potencial total do setor sucroalcooleiro, isso sem incluir os demais tipos de biomassa.

Ademais, o início da segunda fase do programa poderá ocorrer somente em 2006, quando a meta inicial de 3.300 MW for atingida. Outra observação é que o programa não apresenta uma visão sistêmica do processo, não aludindo, por exemplo, a questão do custo das linhas de financiamento. A concretização desse programa, se ocorrer, deverá representar apenas um esboço para o delineamento estratégico da atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro.

Desse modo, nota-se que os eventos institucionais no setor elétrico têm ocorrido sem uma coordenação estruturada de incentivo a energia co-gerada pelo setor

⁵⁴ Conforme mencionado, apenas as unidades produtoras com base em fonte eólica e pequenas centrais hidrelétricas obtiveram programas de incentivo específicos, Pró-Eólica e PCH-Com, respectivamente.

sucroalcooleiro. Mesmo assim, a comercialização do excedente energético gerado pelo setor sucroalcooleiro apresentou um elevado desempenho. Enquanto na safra de 1996, o setor vendeu cerca de 96.000 MWh, somente a CPFL deverá adquirir o equivalente a 1.200.000 mil MWh na safra 2003/2004 (ELETROBRÁS/UFRJ, 2003). Esse desempenho ocorreu mesmo sem a definição do real papel do excedente co-gerado pelo setor sucroalcooleiro na matriz energética brasileira.

Assim, um cenário propício à expansão da co-geração por energias renováveis poderia edificar um ambiente em que os aspectos legais, operacionais e financeiros estimulariam a comercialização do excedente de co-geração, de modo a aproximar o valor da potência instalada no setor sucroalcooleiro (1.541 MW) do seu potencial estimado, previsto pelo CENBIO (2002), de forma conservadora, em 5.261 MW. Para tanto, haverá necessidade da inserção da co-geração sucroalcooleira em uma política global de energia no País, semelhante à disposição que as instituições governamentais procuraram dispensar para o gás natural, em meados da década de 90. Mesmo considerando a pequena escala do potencial sucroalcooleiro, quando comparada a de térmicas a gás natural,⁵⁵ os agentes públicos não devem dispensar essa alternativa de energia renovável, que poderá ser incrementada com o aproveitamento da palha da cana-de-açúcar, isso desconsiderando a eficiência energética derivada do emprego de tecnologia de ponta na geração de energia.

De acordo com RENOVE (2003), outro fator favorável ao programa de expansão das fontes alternativas, sobretudo a representada pelo setor sucroalcooleiro, é oferecer um valor adicional não refletido em comparações simples de preço: a redução na volatilidade de preços de eletricidade, pois quanto mais se diversifica as fontes de geração, menor o risco hidrológico, caracterizando-se por uma externalidade positiva da atividade. Além disso, a questão ambiental da bio-energia favorece políticas de incentivos ao setor sucroalcooleiro, pois, de acordo com MACEDO (1997), citado por COELHO (1999), a contribuição do etanol e do bagaço da cana para a matriz energética nacional, somente no ano de 1996, foi uma redução da ordem de 12,7 milhões de toneladas de carbono nas emissões equivalentes de CO₂.⁵⁶

⁵⁵ Somente a Usina Carioba 2 seria responsável pelo total de 1.200 MW, a ser inserido na área de concessão da CPFL, representando cerca de 80% do potencial instalado no setor sucroalcooleiro na safra passada (1.541 MW).

⁵⁶ Segundo MACEDO (2000), em 2000, o preço da tonelada de carbono evitada seria de US\$ 5,40, havendo perspectivas de multiplicação desse valor.

Conforme observado e segundo COELHO (1999), políticas de incentivo à co-geração na Europa e EUA, têm sido resumidas a uma legislação que prevê:

- i. A compra dos excedentes de eletricidade por autoprodutores,
- ii. A obrigatoriedade de compra de energia elétrica gerada por fontes renováveis, atingindo uma fração determinada no *portfolio* de compra das distribuidoras de energia; e
- iii. Implementação de mecanismos fiscais de compensação que viabilizem um preço de compra maior para as energias renováveis, taxando as fontes fósseis em benefício das renováveis.

Pode-se considerar ainda, minimamente dois itens: incentivos fiscais na aquisição de equipamentos que objetivam a eficiência energética na geração de energia por fontes renováveis e linhas de financiamento menos onerosas.

A adoção dessas políticas pode transparecer puramente a concessão de subsídios. Todavia, fontes de geração como a eólica e a não-renovável gás natural têm obtido, na prática, políticas de incentivo semelhantes às citadas acima. Assim, a articulação da sociedade e do setor sucroalcooleiro objetivando a aplicação de medidas semelhantes é plenamente factível, sendo que essas políticas públicas devem compor uma **política específica para a energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro**. Mesmo que concretizada a primeira fase do Proinfa, ainda restará um considerável potencial de geração no setor sucroalcooleiro, ratificando a necessidade de programas específicos para essa questão.

Nesse intento, espera-se que este trabalho possa contribuir para a constatação da necessidade de políticas públicas e privadas focadas na geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, objetivando a consecução do aproveitamento efetivo do potencial desse setor como gerador de energia elétrica. Para tanto, a seguir são apresentadas propostas de diretrizes que abordam determinados aspectos, delineadas com base nos resultados desta pesquisa, esperando-se que possam suportar futuras políticas públicas setoriais ou o aprimoramento das atuais.

5.4 Diretrizes específicas para a comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro

Em específico à atividade de geração de excedentes no setor sucroalcooleiro, apesar de disponíveis as tecnologias mais eficientes, COELHO (1999) aponta como barreira à introdução dessas tecnologias uma resistência significativa dentro do setor sucroalcooleiro. O foco residiria no baixo retorno do investimento, que estaria relacionado a preços do MWh remuneradores, aliado à necessidade de estabilidade na receita, condicionada à garantia de compra pelas concessionárias, por meio de contratos de longo prazo, diminuindo, assim, a incerteza e os custos de transação envolvidos na atividade.

O Proinfra procura “atacar” as barreiras identificadas acima (preços remuneradores e garantia de um PPA). Contudo, será que os dispostos pelo Programa poderiam ser aprimorados? Ou, com base nos resultados apresentados pela presente pesquisa, poderiam ser agregadas ao Programa novas demandas dos agentes do setor sucroalcooleiro? A seção seguinte objetiva apresentar respostas a essas questões, todavia, procurando moldá-las sob a forma de diretrizes específicas para a comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro. Para tanto, procurou apresentar as diretrizes sob três dimensões: (i) financiamento; (ii) comercialização; (iii) incentivo tributário; e (iv) subsídios diretos. Essas diretrizes são detalhas a seguir.

5.4.1 Financiamento

De acordo com GORGULHO (1996), as grandes empresas já atuantes numa indústria geralmente possuem recursos próprios ou a possibilidade de acesso ao mercado financeiro, mas as pequenas, médias e, sobretudo, as entrantes encontram na indisponibilidade de recursos uma das principais dificuldades para seu desenvolvimento. Para a autora, no caso de pequenas empresas envolvidas com o desenvolvimento de inovações, esse processo torna-se ainda mais difícil devido à grande incerteza envolvida no negócio. Os empréstimos feitos a novas empresas, quando ocorrem, geralmente têm taxas de juros elevadas e prazos curtos. As saídas de caixa destinadas ao pagamento de juros, resgates e amortizações são encargos onerosos

para empresas “jovens”, justamente quando requerem substanciais influxos de capital durante os estágios iniciais de crescimento.

Apesar de programas como o de “Apoio à Co-geração de Energia Elétrica a partir de Resíduos da Cana-de-Açúcar” representarem um avanço no financiamento às empresas entrantes no segmento de comercialização de energia elétrica excedente, as linhas de financiamento governamentais podem ser aprimoradas por meio da implementação de diretrizes específicas. A seguir, são apresentadas propostas de diretrizes, a saber: (i) diferenciação por tecnologia; (ii) diferenciação por índice de mecanização; e (iii) diferenciação por porte de empresa. Também se propõe a formatação de um Fundo Ético para o setor sucroalcooleiro e de *projects finance* envolvendo demandantes de Certificados de Redução de Emissões (CREs).

5.4.1.1 A diferenciação por tecnologia

Uma das principais críticas em relação às linhas de financiamento oficiais do BNDES tem sido a não-diferenciação da tecnologia adotada. Inexistem incentivos, por meio de redução dos *spreads*, caso o empresário adote uma tecnologia de geração de energia mais eficiente. Segundo Carlos Eduardo Machado Paletta, engenheiro do Cenbio, até meados de setembro de 2001, o BNDES havia aprovado o financiamento de 147 projetos representando uma expansão na geração de 266 MW. Todavia, segundo o especialista, a aquisição de caldeiras menos eficiente poderia propiciar um incremento total de 503 MW para os mesmos projetos. De acordo com o pesquisador: “O BNDES financia com a mesma taxa de juros a compra de equipamentos menos e mais eficientes. Por isso, os co-geradores preferem optar por caldeiras de menor potência, já que terão menos riscos e maior taxa de retorno” (ELETROBRÁS/UFRJ, 2001).

Fontes de energia alternativas têm como principal característica um custo marginal de produção superior a de fontes convencionais. No longo prazo, conforme há difusão tecnológica e escassez das fontes convencionais, o custo marginal da fonte alternativa tende a se aproximar ao da fonte convencional. Antes disso, geralmente há necessidade de subsídios diretos ou indiretos para implementação de fontes alternativas. Não obstante, devido à restrição orçamentária governamental, os programas de fomento

a fontes alternativas acabam por não financiar a tecnologia de ponta, em detrimento a eficiência energética.⁵⁷ Reside nisso grande parte das críticas do setor em relação à política setorial governamental: “a maioria dos problemas surge da tentativa dos estudiosos das diversas fontes em um exercício para enquadrar um *padrão médio por fonte* em uma realidade tão complexa” (INNE, 2003, p.4).

Dessa forma, sugere-se que a linha de financiamento governamental ao setor seja diferenciada em função da tecnologia empregada, privilegiando-se aquelas que apresentem eficiência energética superior. Assim, investimentos em sistemas mais eficientes no aspecto energético obteriam *spreads* menores, percentuais maiores para os itens financiáveis e prazo maior para amortização. Na prática, haveria um subsídio indireto, comparativamente às demais linhas de financiamento. A fonte da subvenção teria origem no fundo de recursos em eficiência energética, formado compulsoriamente pelos agentes de distribuição, transmissão e geração.

Como consta de cláusula específica dos Contratos de Concessão, as empresas do setor elétrico são obrigadas a aplicar anualmente em Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D. Os primeiros contratos de geração previam o percentual mínimo de 0,25% da receita anual do concessionário, enquanto que para os contratos de distribuição, o percentual era de 0,1%. Com a edição da Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, os percentuais para investimentos mínimos em Eficiência Energética e P&D foram alterados, bem como ampliada a abrangência de agentes do setor elétrico comprometidos com investimentos.

Desse modo, todas as empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica passam a aplicar em P&D, incluindo as empresas transmissoras. O artigo 1º da Lei 9.991/2000 determinou que, após 2006, as distribuidoras de energia elétrica apliquem em P&D do setor, anualmente, o montante mínimo de 0,75% da sua receita operacional líquida (ROL) anual, e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. Até 2006, a distribuidoras deve aplicar 1% da ROL anual, divididos em partes iguais de 0,50% para eficiência energética e 0,50% para P&D.

⁵⁷ Exemplo disso é o Proinfa. De acordo com Sr. Carlos Carvalho, coordenador de fontes alternativas do MME, para cálculo dos valores econômicos, dispostos neste capítulo, não foi considerada a tecnologia de ponta disponível no mercado (Contato pessoal, 26/08/2003).

Também as geradoras estatais e os produtores independentes, bem como as transmissoras, ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, o montante mínimo de 1% de sua receita operacional líquida - ROL, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Os volumes destinados à eficiência energética são relativamente elevados. Segundo a ANEEL (2003), o valor total do investimento apropriado nessa rubrica, durante o ciclo 2000/2001, foi da ordem de R\$ 152,6 milhões. Somente a CPFL prevê para 2004, investimentos em eficiência energética da ordem de R\$ 18,7 milhões (CPFL, 2003), distribuídos conforme disposto na tabela abaixo.

Tabela 5.7 – Investimento a ser apropriado em eficiência energética pela CPFL, ciclo 2003/2004.

Projeto	Investimento a ser apropriado	
	R\$	% da Receita Anual – 2002
Eficiência Energética em Iluminação Pública	5.100.000	0,154
Diagnóstico e Implementação em Instalações Industriais	2.000.000	0,060
Diagnóstico e Implementação em Instalações Comerciais	1.000.000	0,030
Diagnóstico e Implementação em Instalações de Serviços Públicos – Tratamento de Água	3.000.000	0,090
Diagnóstico e Implementação em Prédios Públicos – Delegacias de Polícia	1.000.000	0,030
Diagnóstico e Implementação em Prédios Públicos – Hospitais	1.000.000	0,030
CPFL nas Escolas – Agentes Mirins	661.259	0,020
Curso Educação Baixa Renda – Kit Padrão de Entrada	4.750.000	0,143
Curso de Gestão Energética Industrial	250.000	0,008
Total	18.761.259	0,565

Fonte: CPFL (2003).

Observando a Tabela 5.7, pode-se inferir que a formação de um fundo para contribuir com a modicidade do financiamento à co-geração sucroalcooleira não destoaria do objetivo precípua de um Programa de Eficiência Energética. Ademais, ao investir em tecnologia de ponta na co-geração sucroalcooleira (permitindo poupar bagaço e vapor e, assim, propiciar maior geração de eletricidade excedente), os resultados em eficiência energética poderiam ser até superiores ao padrão atualmente obtido, além da possibilidade de ocorrerem em prazos relativamente mais curtos. Também, a eletricidade conservada por investimento realizado (MWh/R\$) poderá ser inferior ao padrão atualmente obtido, pois o investimento em eficiência energética no setor sucroalcooleiro apresentaria uma escala superior à vigente e provavelmente menores custos de transação.

Conforme se observa na Tabela 5.7, 52,5% dos recursos de aplicação compulsória da CPFL em eficiência energética foram para a iluminação pública e “kit” padrão de entrada baixa renda, significando investimentos pulverizados, que dificultam a obtenção de ganhos de escala e elevam os custos de transação.

Por fim, note que a intenção seria que parte dos valores arrecadados compulsoriamente fosse destinada não ao investimento total no setor sucroalcooleiro, mas ao diferencial entre o custo de uma linha de financiamento convencional no BNDES e à proposta que seria mais módica por discriminar a tecnologia adotada. Assim, esse subsídio indireto poderia alavancar os investimentos em co-geração sucroalcooleira atendendo, simultaneamente, ao financiar tecnologia de ponta, aos objetivos de eficiência energética.

5.4.1.2 A diferenciação por índice de mecanização

Em 11 de março de 2003 foi editado o Decreto 47.700, que regulamenta a Lei 11.241, de 19 de setembro de 2002. A finalidade da regulamentação é a eliminação total da prática da queima em canaviais do Estado de São Paulo. Não obstante, a inviabilidade de implementar tal medida, de forma abrupta, levou o Governo do Estado de São Paulo a estabelecer prazos, considerando os ciclos quinquenais nos quais os canaviais são renovados.

Assim, estabeleceu-se que o percentual de área a ser mecanizada, eliminando-se a queimada, cresça a cada cinco anos, iniciando-se com o índice de 20%, até atingir 100% ao final de um período de 25 anos. De acordo com a SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DO ESTADO DE SÃO PAULO (2003), essa medida se aplica às áreas mecanizáveis, com declividade inferior a 12%, e às áreas com extensão superior a 150 hectares. As demais áreas terão prazo mais dilatado para eliminar a prática da queima da palha da cana. Embora a Lei 11.241 conceda um prazo maior impõe a exigência de que todas as áreas, inclusive as não-mecanizáveis, eliminem a queima.

Diante do exposto, se o produtor antecipar as metas obrigatórias de índice de mecanização e desde que a palha seja aproveitada para geração de energia elétrica e vapor, admitir-se-iam linhas de crédito menos onerosas, com *spreads* subvencionados. A fonte para tal subsídio poderia advir da contribuição compulsória dos agentes do setor elétrica à eficiência energética, conforme descrita anteriormente, haja vista o aproveitamento da palha representar uma maior eficiência energética ao sistema de geração no setor sucroalcooleiro.

A adoção dessa diretriz, por estimular a colheita crua, auxiliará também na disponibilidade de maior oferta de biomassa para atender eventual expansão de cogeração sucroalcooleira, contribuindo para a modicidade no preço do bagaço.

5.4.1.3 A diferenciação por porte da empresa

A classificação de porte de empresa adotada pelo BNDES e aplicável à indústria, comércio e serviços, é a seguinte:

- i Microempresas: receita operacional bruta anual ou anualizada de até R\$ 1,2 milhão;
- ii Pequenas Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 1,2 milhão e inferior ou igual a R\$ 10,5 milhões;
- iii Médias Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 10,5 milhões e inferior ou igual a R\$ 60 milhões; e

iv Grandes Empresas: receita operacional bruta anual ou anualizada superior a R\$ 60 milhões.

Assim, de acordo com o BNDES (2003), o nível de participação da instituição nos itens financiáveis do investimento pode atingir até 90% do total para micro e pequenas empresas localizadas em qualquer Região do país; médias e grandes empresas localizadas nas áreas de abrangência por programas regionais específicos. Para a maioria das médias e grandes empresas localizadas nas regiões Sul e Sudeste do país, o limite de participação atinge 80%.

Considerando que os pequenos e médios produtores do setor sucroalcooleiro necessitam de unidades de geração de pequeno porte, com o valor do investimento por MWh superior às grandes unidades termelétricas, comprometendo sua competitividade, incentivos podem ser relevantes aos pequenos e médios produtores na expansão de geração de energia elétrica para comercialização ao setor elétrico. Nesse aspecto, um incentivo poderia ser representado por um nível de participação de 90% nos itens financiáveis do investimento, o que, conjugado com a modicidade do financiamento, diminuiria a eventual diferença de competitividade entre pequenos e grandes produtores do setor sucroalcooleiro.

5.4.1.4 Formação de Fundo Ético

A maioria dos investidores busca investimentos que atendam minimamente duas necessidades: retornos financeiros adequados e segurança. Nos anos noventa, entretanto, uma nova preocupação passou a fazer parte das intenções de alguns deles, o investimento ético. Assim, para se investir eticamente, deve-se em primeiro lugar, obviamente, evitar investimentos não éticos. E, em segundo, buscar as alternativas que respeitam a ética, ou seja, o comportamento dos homens em sociedade.

Para tanto, deve-se adotar alguns valores básicos. Entre eles, o mais importante é investir em um projeto, uma empresa, fundo ou ativo que não cause doenças ou mortes, que não destrua ou prejudique o meio-ambiente e que trate as pessoas com dignidade e respeito. Dessa forma, o risco de ocorrerem despesas com multas e indenizações extremamente onerosas diminui, significando uma segurança

maior aos recursos alocados pelo investidor e o rendimento dessas firmas tende a ser maior.

Até meados de 2003, no Brasil, só o Banco Real ABN Amro oferecia o serviço de investimento em fundo ético, denominado Fundo Ethical. De acordo com o BANCO REAL ABN AMRO (2003), trata-se de um fundo de renda variável, criado em 2001, cuja carteira é composta por empresas que, além do potencial financeiro, têm compromisso com a governança corporativa, o meio ambiente e a responsabilidade social. As empresas do Fundo Ethical não trabalham com álcool, tabaco, energia nuclear, pornografia e jogos. Além disso, são obrigadas a responder um questionário sobre as atitudes éticas e socialmente responsáveis antes de serem aceitas e a passarem por freqüentes avaliações visando verificar sua aderência aos objetivos do fundo.

Em 2003, as 18 empresas que compõem o fundo passaram por uma avaliação de um comitê formado por membros do banco e representantes de organizações como o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, a ONG Amigos da Terra e o Instituto Ethos. De acordo com o banco, as empresas que investem na área sócio-ambiental costumam apresentar um melhor desempenho financeiro, além de evitar possíveis riscos futuros. Em 2002, a rentabilidade do fundo foi de 1,57%, contra 17,85% negativos da média do Ibovespa.

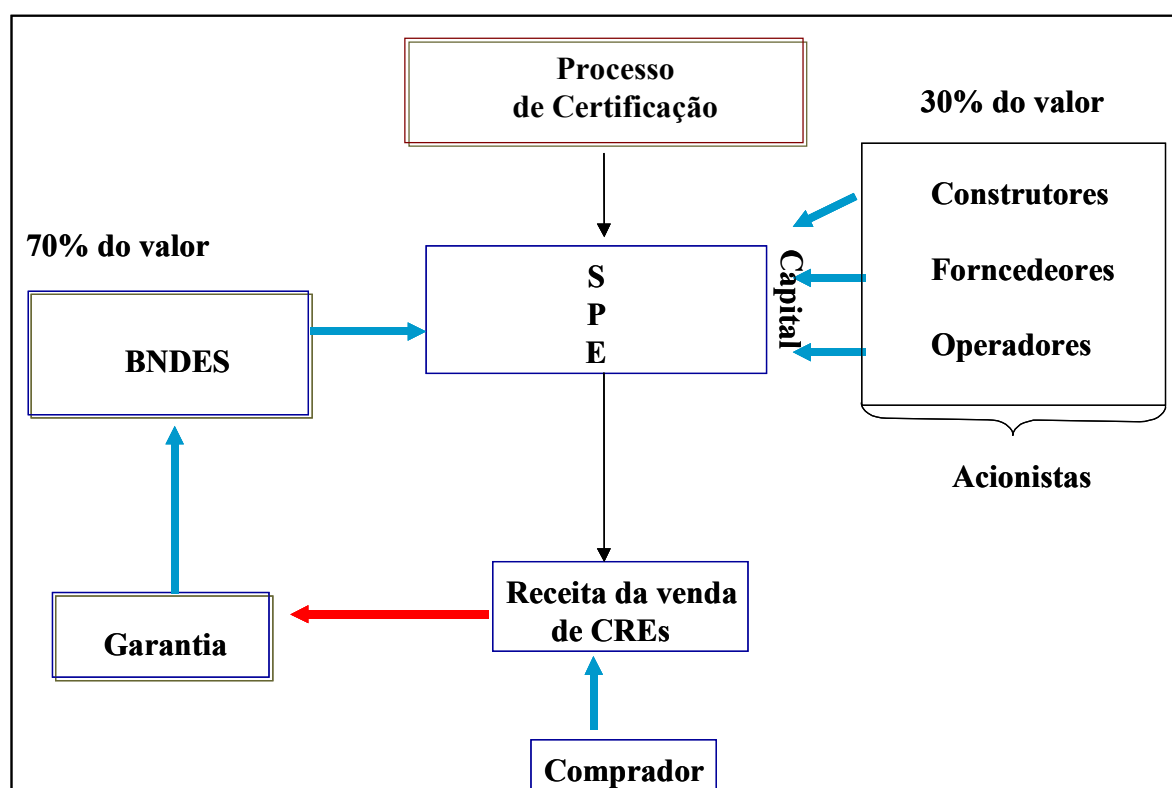
Dessa forma, empresas do setor sucroalcooleiro que antecipem o fim da prática de queimadas, respeitando as normas ambientais, com processo de certificação de redução de emissão de gases nocivos e investindo em geração de energia elétrica excedente poderiam ser candidatas aos fundos éticos, representando uma forma de financiamento promissora – o mercado de capitais.

5.4.1.5 *Project finance* envolvendo demandantes de CREs

Diferentemente do *corporate finance*, que é o financiamento direto convencional, quando a análise da capacidade de pagamento, a avaliação de risco e a estruturação das garantias à operação recaem principalmente sobre a empresa, e não sobre o projeto, o *project finance* é um método de financiamento de um empreendimento baseado justamente no fluxo de caixa esperado do projeto.

Desse modo, considerando que empreendimentos de geração de excedentes de energia elétrica pelo setor elétrico potencialmente geram Certificados de Redução de Emissões (CREs), a estrutura de um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) pode ser comparável à estrutura de um *project finance*.

Para alavancar esse tipo de operação, seria importante a participação do BNDES na estruturação, adaptando a linha de crédito já existente para esse tipo de operação, conforme se pode observar por meio da Figura 5.1.



Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

Figura 5.1 – Estrutura de um *project finance* para a área de energia elétrica, envolvendo Certificados de Redução de Emissões (CREs).

Um *project finance* que envolvesse receitas tanto da comercialização de excedentes de energia quanto de Certificados de Redução de Emissões poderia ser objeto de linhas oficiais de financiamento menos onerosas, pois o risco de crédito nessa operação seria relativamente menor.

5.4.2 Comercialização

A atratividade de investimentos na atividade de geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro depende de um fluxo estável de receitas, o que garante ao empresário determinada rentabilidade, após uma gestão prudente dos custos. Para garantir a estabilidade da receita são imprescindíveis opções de comercialização do produto. Assim, os itens a seguir apresentam algumas diretrizes que poderão facilitar a gestão do setor sucroalcooleiro na comercialização de excedentes de eletricidade.

5.4.2.1 Subvenção às tarifas de transporte

Objetivando elevar a competitividade da atividade de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro, deve-se promover determinativo já existente, referente à concessão de subvenção para redução das tarifas de transporte da energia elétrica comercializada pelo setor sucroalcooleiro. De acordo com a Lei 10.438, de 26/04/2002, que modificou a Lei 9.427, de 26/12/1996, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo sobre a produção e ao consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a partir de fontes hidráulica,⁵⁸ eólica e biomassa, assim como os de co-geração qualificada.

Para o gás natural já existe mecanismo semelhante, regulamentado pela Lei 10.604, de 17/12/2002, pela qual ficou autorizada a concessão de subsídio para redução da tarifa de transportes de gás natural com recursos provenientes de parcela do produto da arrecadação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico. Na oportunidade, ficou também estabelecido que o montante anual do subsídio não poderia ultrapassar a R\$ 500 milhões.

5.4.2.2 Extensão do universo de consumidores potencialmente livres

A Resolução Aneel 264 , de 13/8/1998, estabeleceu as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres. De acordo com a resolução,

⁵⁸ Desde que superior a mil kW e igual ou inferior a dez mil kW e destinado à produção independente.

exige-se que o consumidor potencialmente livre seja aquele com demanda contratada mínima de três MW, dependendo da data de ligação e da tensão de fornecimento.

A mesma resolução apresentava uma exceção: consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalizasse, em qualquer segmento horosazonal, no mínimo 500 kW, atendidos em qualquer tensão, podiam optar pela compra de energia derivada de aproveitamento hidráulico (produção independente ou autoprodução), desde que apresentasse características de pequena central hidrelétrica (PCH) e potência total final compreendida entre um e 30 MW, criando-se, assim, uma reserva de mercado para as PCHs.

Entretanto, a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002 estendeu a vantagem competitiva das PCHs para outros produtores. Os empreendimentos energéticos a partir de fontes hidráulica,⁵⁹ eólica e biomassa ou solar poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independente dos prazos de carência constantes da citada Resolução Aneel 264, de 13/8/1998.

Caso seja regulamentada a Lei 10.438/2002, note que o universo de consumidor livre será mais representativo, pois não será limitado a apenas consumidores do segmento horosazonal. Todavia, para concretizar esse novo nicho de mercado para a energia sucroalcooleira, a Aneel deverá promover a regulamentação do disposto pela Lei 10.438/2002.

5.4.2.3 Formação de *pool* de usinas sucroalcooleiras e inclusão no MRE

Normalmente as distribuidoras de energia alegam desinteresse pela aquisição de excedentes do co-gerador por causa da pequena escala de geração que, freqüentemente, conduz a elevados custos de transação devido à quantidade de contratos envolvidos.⁶⁰ A comparação favorece, por exemplo, a opção por termelétricas a gás natural. Conforme mencionado anteriormente, somente o projeto da Usina Carioba 2, empreendimento da CPFL-Sheel-Petrobrás, representaria a inserção de 1.200 MW na

⁵⁹ Idem.

⁶⁰ “Os técnicos da CPFL, presentes à reunião, disseram que 20 MW (apenas como uma referência) por usina já seria uma dimensão que poderia tornar compensatória a aquisição pela Concessionária” (COPERSUCAR, 1999).

área de concessão da CPFL (Americana-SP) – quase 80% do total instalado no setor sucroalcooleiro na safra 2002/2003 (1.541 MW).

Segundo SOUZA & BURNQUIST (2000), a comercialização em blocos, por *pool* de usinas, pode ser uma forma de comercialização agregada que proporcionaria economias de escala e provavelmente diminuiria os custos de transação para a distribuidora local. A coordenação do *pool* poderia ser conduzida pelas entidades representativas do setor, diminuindo os custos de transação para coordenação do *pool*. Além de essa união conseguir melhores condições nas negociações junto ao setor elétrico, traria outros benefícios. A energia fornecida de forma garantida (sem possibilidade de interrupção) é bem melhor remunerada pelos seus compradores do que a não garantida. Com a formação do *pool*, uma distribuição de cotas de geração garantida e não garantida poderá ser elaborada de maneira que, na eventualidade de quebra na produção de uma usina, uma outra possa suprir sua deficiência, assegurando, assim, o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

Outro benefício dessa distribuição de cotas será a possibilidade de se contratar uma energia suplementar de reserva ou reserva de capacidade (*backup*) menor com as distribuidoras locais. Durante a safra, o co-gerador produz eletricidade para consumo próprio e comercializa o excedente. Contudo, uma quebra no sistema de co-geração ocasiona a falta de energia elétrica à planta industrial do co-gerador. Para evitar isso, o co-gerador contrata da distribuidora local uma reserva de capacidade,⁶¹ que é colocada à disposição do co-gerador para fornecimento em caráter de emergência, se ocorrer a quebra no seu sistema de co-geração.

Atualmente, mesmo sendo essa quebra um evento com baixa probabilidade de ocorrência, a importância da constância no fornecimento de energia elétrica para a planta industrial faz com que o co-gerador trate essa possibilidade de falha em seu sistema de co-geração como um evento certo de ocorrência. A distribuição das cotas de geração de energia poderia ser elaborada de modo a permitir que, na eventualidade de quebra no sistema de co-geração de uma usina, uma outra possa suprir sua deficiência, assegurando, assim, o fornecimento de energia elétrica à usina deficitária.

⁶¹ Também chamada de Demanda Suplementar de Reserva (DSR).

Uma outra opção poderia ser inserir a energia sucroalcooleira no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Segundo a ANEEL (2001), o MRE teve sua concepção baseada em um mecanismo de compensação dos geradores hidrelétricos, quando existem vários proprietários de ativos em uma mesma bacia hidrográfica. Nesse caso, deve existir uma coordenação para a otimização da operação da bacia e, conseqüentemente uma compensação que garanta um fluxo de caixa previsível. Assim, deveria se ter um MRE para cada bacia hidrográfica, contudo optou-se por fazer um mecanismo de contabilização e liquidação nacional. Assim, quando foi expandido para um nível nacional, o MRE passou a representar não apenas um mecanismo de compensação pelo efeito de otimização do uso da água na cascata, mas um instrumento de “hedge” hidrológico.

Com a inclusão da energia gerada pelo setor sucroalcooleiro no Mecanismo de Realocação de Energia, o risco de multas contratuais, devidas à interrupção no fornecimento seria mitigado, benefício também obtido pela adoção da proposta de formação de um *pool* específico para o setor sucroalcooleiro. As duas propostas também mitigariam o risco de oferta e de preços irregulares de bagaço, mencionado no capítulo 3, pois ocorrendo escassez desse insumo em determinada região, outras usinas poderiam tentar gerar excedentes a suas cotas, até a normalização da oferta e do preço do bagaço na região que apresenta escassez do insumo.

5.4.2.4 Composição do Fator X: incentivo à aquisição de energia do setor sucroalcooleiro

A revisão tarifária periódica é o mecanismo pelo qual o valor das tarifas cobradas do consumidor final pelas distribuidoras de energia é atualizado, conforme as mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das empresas reguladas, os níveis de tarifas observados em empresas similares no Brasil e no exterior, e o estímulo à eficiência e ao equilíbrio tarifário. Na maioria das vezes, esse processo ocorre de quatro em quatro anos ou de cinco em cinco anos, conforme previsto no contrato de concessão assinado pela distribuidora.

De acordo com a ANEEL (2003), a revisão transcorre em duas etapas:

i. A primeira é o reposicionamento tarifário. Durante essa fase, a Aneel estabelece, para cada uma das distribuidoras, tarifas que sejam compatíveis com a cobertura dos custos operacionais e com a obtenção de um retorno adequado sobre os investimentos realizados por essas concessionárias; e

ii. A segunda etapa consiste na definição do Fator X: mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras. Conforme mencionado no capítulo 1, no caso da Escelsa S.A., por exemplo, o Fator X foi fixado em 1,89%, quando da segunda revisão tarifária em 2001. Esse percentual foi deduzido do IGPM utilizado no reajuste tarifário, na ocasião, da ordem de 9,99%. Com a dedução do Fator X, o reajuste da parcela de custos gerenciáveis ficou em 8,10%. Como os custos da concessionária são compostos por duas parcelas (custos gerenciáveis e custos não-gerenciáveis), a aplicação do Fator X resultou numa redução de 0,51% no índice final de reajuste da empresa, que acabou ficando em 15,97%.

Considerando que, de acordo com a ANEEL (2003), o Fator X deve ser empregado tendo como um dos objetivos a busca pela eficiência, poder-se-ia supor que uma concessionária que adquira parte de suas necessidades de energia do setor sucroalcooleiro, esteja contribuindo para a eficiência (e segurança) do Sistema Interligado Nacional, pelos motivos expostos ao longo desta tese.

Assim, utilizando-se do conceito de “Resoluções Mandatórias para Compra de Energia Renovável” (*Mandate Renewables Purchase Requirements – MRPR*), a Aneel poderia determinar que o fato de as distribuidoras atenderem parte de sua demanda energética com fontes alternativas renováveis contribuiria para a diminuição do Fator X, quando da revisão tarifária periódica. A implantação dessa diretriz representaria uma tentativa de diferenciação e segmentação do produto, permitindo um preço diferenciado para os excedentes do setor sucroalcooleiro, distanciando-o do preço uniforme de mercado, geralmente identificado pela fonte hidrelétrica.

5.4.2.5 Participação da energia gerada na safra na composição da Reserva Nacional

A “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, apresentada pelo Ministério de Minas e energia em julho de 2003, e ratificada pela Medida Provisória 144/03, prevê que “a partir da implantação do modelo aqui proposto o sistema [interligado nacional] contará com uma reserva de segurança que visa torná-lo menos vulnerável às conseqüências de possíveis desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda. O MME deverá estabelecer uma quantidade de energia a ser contratada como reserva.” (MME, 2003, p.31).

Dessa forma, considerando a complementaridade que a energia sucroalcooleira representa para o setor elétrico, a rapidez de sua implementação e seu custo relativamente inferior ao de fontes como diesel e até gás natural, poder-se-ia admitir que a energia em comento seria candidata potencial a compor a reserva de segurança do setor elétrico. A dificuldade na implementação desta proposta residiria na disponibilidade de capacidade produtiva em níveis superiores ao auto-suprimento das usinas.

Não obstante, considerando que as usinas térmicas do setor operam essencialmente na safra, no período da entressafra há considerável capacidade produtiva ociosa. Assim, se houvessem sistemas que operassem com outros combustíveis, por exemplo, óleo diesel, o setor sucroalcooleiro permaneceria como forte candidato a compor a reserva nacional de energia elétrica.

5.4.2.6 O auto-suprimento no “Novo Modelo do Setor Elétrico”

No ambiente institucional vigente as distribuidoras podem adquirir energia elétrica de empresas do mesmo grupo econômico ou possuir geração própria para atendimento de seus consumidores cativos, observando determinado limite. A regulamentação desse tópico é dada pelo art. 7º da Resolução Aneel 278, de 19 de julho de 2000, pelo qual está disposto que, no âmbito do sistema interligado nacional, uma distribuidora somente poderá adquirir energia elétrica de empresas a ela vinculadas ou

destinar energia por ela mesma produzida para atendimento de seus consumidores cativos até o limite de 30% da energia comercializada com esses consumidores.⁶²

Não obstante, consta da “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, apresentada pelo Ministério de Minas e Energia, em julho de 2003, a proibição de distribuidoras possuírem geração para atendimento próprio. A alegação do fim do *self-dealing* tem sido de que o sistema de vendas entre empresas geradoras e distribuidoras de um mesmo grupo econômico tem propiciado a compra de energia por parte das distribuidoras a preços até três vezes os vigentes no mercado. Essa estratégia foi potencializada pela possibilidade de desconstratação de 25% do volume dos contratos iniciais, ocorrida em janeiro de 2003.

A opção pelo auto-suprimento, em detrimento de outros arranjos institucionais (mercado *spot*, aditamentos aos contratos iniciais ou leilões), revelou que os ganhos potenciais desse tipo de transação (*self-dealing*) era aquela que minimizava os custos de transação. Conceituando a transação como sendo o momento em que ocorre a transferência de um bem/serviço entre etapas produtivas separáveis tecnologicamente, os custos de transação seriam aqueles justamente derivados da transferência do bem ou serviço. Assim, além dos custos de transformação, modernamente, a estrutura de custos de produção tem observado também os custos de transação.

Considerando que existem diversos arranjos institucionais possíveis para a realização da transação, a negociação deve ser concretizada sob o arranjo institucional no qual os custos de transação apresentem-se menor. Dessa forma, a coexistência de diversas formas de coordenação (via mercado, verticalização e arranjos contratuais intermediários) ocorre devido a custos de transação diferentes entre essas formas. Frequentemente, quando se opta pela verticalização está-se considerando os custos de transação presentes nas outras opções. De acordo com FARINA, AZEVEDO & SAES (1997), esses custos de transação podem ser caracterizados como sendo os custos de: (i) elaboração e negociação dos contratos; (ii) mensuração e fiscalização dos direitos de propriedade; (iii) monitoramento do desempenho; (iv) organização de atividades; e (v) adaptações ineficientes às mudanças do sistema econômico.

⁶² Empresas vinculadas são empresas coligadas, controladas ou controladoras que possuem em comum um ou mais acionistas que detêm, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, participação igual ou superior a 10% do capital votante (ANEEL, 2000).

Além dessas variáveis, o preço, a quantidade e o conjunto de regras também são importantes na determinação dos custos de transação envolvidos (que devido ao ambiente e ao arranjo institucional são diferentes entre as empresas). Assim, um conjunto de variáveis conduzia à promoção do *self-dealing*, entre elas a alegação de que permitia às distribuidoras não estar sujeitas às flutuações do mercado *spot* pois estariam “autocontratadas”. Por outro lado, também permitia a inserção da energia nova, pois a fórmula de repasse do preço aos consumidores cativos concedia um “bônus” que sinalizava ao gerador a importância da continuidade da expansão no longo prazo e procurava precificar eventuais externalidades positivas devidas à aplicação da fonte alternativa renovável.

Em contrapartida, era necessário impor limites à autocontratação para assegurar a contestabilidade de mercados potencialmente concorrenciais, notadamente o segmento de geração, por isso os limites impostos pela Resolução Aneel 278/2000. Diante do exposto, a medida apresentada pelo MME compromete a percepção de longo prazo acerca do ambiente institucional tanto de empresas estatais verticalizadas (Cemig e Copel) quanto de empresas privadas que vislumbravam na estratégia do auto-suprimento uma garantia de rentabilidade para a expansão do sistema interligado, caso da CPFL Energia, EDP Brasil, Guaraniana, entre outros grupos econômicos.

Entretanto, para mitigar essa diretriz, admite-se o auto-suprimento por meio da aquisição de geração a partir de fontes alternativas e co-geração pelos distribuidores, tanto própria quanto pertencente a terceiros. A energia adquirida dessa forma seria comercializada no *pool*, à sua tarifa de suprimento. Não obstante, no *pool* ocorrerá um *mix* entre a energia “velha” mais barata e energia “nova”. Dificilmente, *a priori*, parece que a energia sucroalcooleira poderá competir com a tarifa de suprimento que vigorará no ambiente *pool*.

Dessa forma, considerando as externalidades positivas ocasionadas pela substituição de unidades geradoras ambientalmente mais predadoras pela geração por meio do bagaço, deveriam ser mantidos os incentivos via preço (semelhante ao antigo Valor Normativo para biomassa), que tentariam sinalizar a precificação das externalidades positivas e permitiriam a prática do *self-dealing* por parte das distribuidoras.

5.4.2.7 Incentivo à comercialização de excedentes de energia e de Certificados de Redução de Emissões

Conforme mencionado, depois da crise de petróleo em 1973, os EUA foram pioneiros em políticas públicas para a expansão de fontes alternativas. A primeira importante alteração no marco regulatório do setor elétrico americano foi o chamado *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA), implantado em 1978. Essencialmente, essa política setorial governamental estabelecia que as distribuidoras de energia comprassem energia elétrica de produtores independentes de energia, desde que produzissem por meio de fontes renováveis (hidroeletricidade, geotermia, solar, eólica e biomassa) nas chamadas *Independent Power Plant* (IPP). As distribuidoras também deveriam adquirir energia de geradores que utilizassem combustíveis derivados de processo industrial e de co-geradores habilitados.

O preço de aquisição da energia não poderia ser inferior ao “custo evitado” (*avoided cost*), ou seja, o custo que a distribuidora teria para construir e gerar ela própria a energia requerida. Considerando que as distribuidoras teriam metas pré-definidas para a aquisição compulsória, para facilitar a contabilização, foi elaborado um mecanismo semelhante ao Protocolo de Kyoto. Esse mecanismo, descrito anteriormente, é chamado de Resoluções Mandatórias para Compra de Energia Renovável (*Mandate Renewables Purchase Requirements - MRPR*).

Essencialmente, a agência reguladora determinaria que uma certa porcentagem do consumo de eletricidade ou da capacidade instalada do Estado seria devida a fontes renováveis. Os produtores e vendedores de eletricidade deveriam se adaptar às exigências regulatórias por meio de aquisição de três estratégias que poderiam ser adotadas de forma combinada: (i) sendo proprietário de uma instalação e produzir a quantidade determinada pelo MRPR de energia renovável; (ii) adquirir no mercado a cota determinada pelo MRPR; e (iii) adquirir certificados transacionáveis no mercado denominados de *Renewable Energy Credits* (REC) de outros produtores/vendedores que apresentem excedentes à cota determinada pelo MRPR. O Estado seria responsável pela estipulação da porcentagem de produção (ou capacidade) advinda de fontes renováveis; pela certificação dos RECs; e pelo monitoramento e fiscalização dos requisitos do MRPR para validação dos RECs.

Processo semelhante poderia ser estudado para o caso brasileiro. Não obstante, podia-se ir além e avaliar a viabilidade de adaptação desse mecanismo ao Mercado de Crédito de Carbono. Exemplificando: conforme verificado, representantes sobretudo do setor sucroalcooleiro frequentemente alegam o desinteresse pelo Mercado de Crédito de Carbono pelos custos de entrada no mercado e pela eventual falta de liquidez desse mercado. Por outro lado, as distribuidoras não apóiam mecanismos de aquisição compulsória de energia alternativa, como o proposto nos EUA, devido ao custo da energia. Não se poderiam criar incentivos às distribuidoras na aquisição desse tipo de energia, vinculando-se a aquisição a eventuais receitas que seriam obtidas com a comercialização de créditos de carbono? Em outros termos, as distribuidoras pagariam um preço pela energia acima do valor de mercado, estimando que no futuro poderiam obter receitas não operacionais com a venda de crédito de carbono. Nesse caso, os co-geradores fariam um contrato de cessão de direitos creditórios em troca de um contrato de longo prazo de venda de energia (o chamado *Power Purchase Agreement – PPA*), valorado a um preço por MWh acima do de mercado.

5.4.3 O incentivo tributário

A Tabela 5.8 apresenta impostos selecionados cobrados quando da aquisição de equipamentos destinados à geração de eletricidade por fonte de biomassa.

Tabela 5.8 – Impostos selecionados sobre o preço de compra de equipamentos destinados à geração de energia elétrica por fonte de biomassa, Brasil (em %).

Equipamento	Imposto de Importação (%)	IPI (%)	ICMS (%)
<i>Boiler</i>	20	0	18
Equipamento auxiliar	20	0	18
Gaseificador	20	0	18
Turbina	20	0	18
Motor elétrico (>337,5 kW)	0	5	18
Outros motores	20	0	18
Gerador (>75 kW)	21	0	18

Fonte: WINROCK INTERNATIONAL (2002).

Esses impostos agravam a diferença de competitividade entre fontes alternativas como a biomassa e as convencionais. Dessa forma, considerando a importância da expansão das fontes alternativas, programas de incentivo tributário, implantados por prazos determinados, poderiam contribuir para alavancar a expansão dessas fontes de energia na matriz energética nacional.

5.4.4 Subsídios diretos - diferença do valor econômico entre fontes

Conforme proposto pelo MME, em audiência pública sobre a determinação dos valores econômicos para a energia gerada pelo setor sucroalcooleiro, o preço de compra dessa energia será da ordem de R\$ 89,59 por MWh (Área 1). Considerando que, consoante resultado das entrevistas, o valor observado como atraente ao investidor em geração de excedentes foi superior a R\$ 120,00 por MWh, há um diferencial que deveria ser incorporado ao fluxo de caixa, na forma de subsídios diretos ou indiretos, para tornar o investimento nessa atividade atraente. Os próximos itens procuram abordar alguns aspectos dessa questão.

5.4.4.1 Contribuição sobre fonte hidrelétrica para garantir taxa de atratividade do negócio

O art. 7º da Lei Federal 9.648, de 27/5/1998, estabeleceu que em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso do bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente a até 2,5% da receita anual que auferir o gerador.

Em relação à destinação dos recursos, a Resolução Aneel 459, de 5/9/2003, estabeleceu que os recursos provenientes dos pagamentos realizados a título de uso de bem público (UBP) e das multas aplicadas pela ANEEL aos agentes do setor de energia elétrica serão utilizados, exclusivamente, para dar suporte à implantação do “programa de universalização do acesso à energia elétrica em áreas rurais”.

Considerando: (i) que os recursos necessários à universalização tendem a diminuir com o processo de inclusão; e (ii) que a geração sucroalcooleira proporciona externalidades positivas aos produtores hidrelétricos, como a mitigação do risco hidrológico; propõe-se, como diretriz, a continuidade da contribuição do uso de bem público (UBP), após seu prazo regulamentar, com o objetivo de compensar o produtor sucroalcooleiro pela diferença entre o valor de compra da energia e o valor de atratividade (aquele que viabiliza o retorno do investimento). Tal medida deveria ser acompanhada por metas de expansão da geração, sendo que, atingidas as metas, extinguir-se-ia a contribuição em assunto.

5.4.4.2 Utilização da estrutura da Conta de Consumo de Combustíveis

De acordo com WINROCK INTERNATIONAL (2002), a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é um fundo recolhido dos consumidores do sistema interligado nacional e usado para subsidiar os custos devidos à geração de energia baseada em combustíveis fósseis, tanto no sistema interligado quanto no sistema isolado. Essencialmente, a CCC é uma espécie de fundo usado para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica nos sistemas interligado e isolado. A conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do país. As distribuidoras de energia recolhem mensalmente as cotas que lhes cabem e repassam esses valores para a tarifa de energia elétrica (ANEEL, 2003).

O incentivo, que vigorará até 2022 para os sistemas isolados, também pode beneficiar a geração por fonte renovável no sistema isolado que substitua termelétricas que utilizem combustível derivado do petróleo. Em 2002, a CCC somou um valor da ordem de R\$ 2,8 bilhões, conforme dados da ANEEL (2003).

A sugestão de diretriz é utilizar a mesma estrutura de arrecadação dessa contribuição para a composição de subsídio direto a investimentos em geração de excedentes pelo setor sucroalcooleiro (da diferença entre o valor de compra da energia e o valor de atratividade). Esse subsídio seria destinado tanto à nova geração do sistema isolado quanto para a do sistema interligado nacional.

A Tabela 5.9 sintetiza o elenco de propostas de diretrizes apresentadas neste capítulo.

Tabela 5.9 – Síntese das propostas de diretrizes para o incentivo à expansão da atividade de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.

Dimensão	Diretriz	Objetivo principal
Financiamento	Diferenciação por tecnologia	<i>Customizar</i> e delinear novas formas de financiamento
	Diferenciação por índice de mecanização	
	Diferenciação por porte de empresa	
	Formação de Fundo Ético	
	<i>Projects finance</i> envolvendo CREs	
Comercialização	Subvenção às tarifas de transporte	Incrementar a competitividade da energia excedente sucroalcooleira
	Extensão do universo de consumidores potencialmente livres	
	Formação de um <i>pool</i> de usinas sucroalcooleiras e inclusão no MRE	
	Composição do Fator X	
	Composição da Reserva Nacional	
	O auto-suprimento das distribuidoras	
	Incentivo à comercialização de excedentes de energia e de CREs	
Aspectos tributários	O incentivo tributário	Incrementar a competitividade da energia excedente sucroalcooleira
Subsídios diretos	Utilização da UBP	Cobrir a diferença do valor econômico existente entre fontes de geração por biomassa e convencionais
	Utilização da CCC	

Fonte: Resultados de pesquisa (2003).

6 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A maioria das usinas do setor sucroalcooleiro foi implantada há mais de vinte anos, para atendimento ao Proálcool. A vida útil dessas usinas estaria no fim, colocando ao setor sucroalcooleiro duas opções: “1) manter a tecnologia atual e operar a longo prazo com baixa eficiência, ou 2) instalar sistemas mais eficientes e expandir para um novo ramo de negócios, o de venda de eletricidade” (FÓRUM DE COGERAÇÃO, 2002, p. 2). Essa última opção, desenvolvida conjuntamente com o aproveitamento de palhas e pontas como combustível, faria com que o potencial de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro chegasse a 21.309 MW até o ano de 2010, dependendo do crescimento da área plantada (TOLMASQUIM, SZKLO & SOARES, 2002).

Considerando que a necessidade para a auto-suficiência representaria pequena parte desse potencial, investimentos no setor proporcionariam a expansão da atividade de comercialização de excedentes para o setor elétrico. Dessa forma, esta tese procurou investigar as principais razões para o não-aproveitamento das oportunidades de investimento no setor, que conduziram ao desenvolvimento da atividade de comercialização de excedentes de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro.

Para tanto, apresentou-se uma revisão bibliográfica sobre as principais características microeconômicas do setor elétrico e de seu produto, além de um histórico sobre o setor elétrico brasileiro, sua reestruturação e atual estágio de seus ambientes institucional e organizacional. Em seguida, apresentaram-se os principais entraves estruturais e custos de transação presentes no ambiente competitivo e institucional capazes de inviabilizar investimentos na geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro, utilizando-se, além de revisão bibliográfica, entrevistas com agentes do setor sucroalcooleiro.

Em seguida, promoveu-se a descrição das políticas governamentais propostas para a atividade de geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, procurando verificar se a mesma contempla as principais barreiras aos investimentos em geração de excedentes comercializáveis pelo setor sucroalcooleiro. A ênfase foi dada à descrição das 1ª e 2ª fases do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Finalmente, com os resultados obtidos por meio das revisões

bibliográficas e das entrevistas, foram delineadas potenciais diretrizes que poderão aprimorar políticas setoriais governamentais acerca do tema desta tese.

Assim, a principal contribuição desta tese foi formular diretrizes, que sirvam de base para a formatação de uma política pública específica para a expansão do excedente de energia comercializável pelo setor sucroalcooleiro, até então inexistente. Por meio das revisões bibliográficas e das entrevistas, verificou-se a necessidade de um tratamento institucional a temas considerados relevantes na decisão do agente sucroalcooleiro em expandir e/ou iniciar a comercialização de energia elétrica.

Apesar de disponíveis tecnologias mais eficientes e oportunidades de investimentos na atividade, questões como o baixo retorno do investimento (relacionado sobretudo ao preço do MWh), aliado à necessidade de estabilidade na receita, condicionada à garantia de compra pelas concessionárias, por meio de contratos de longo prazo, são considerados os principais fatores que desmotivam investimentos na expansão da atividade. Diante disso, o Proinfra procura tratar essas barreiras identificadas.

Provavelmente, por ser tal política pública não específica ao setor sucroalcooleiro, os resultados da pesquisa demonstraram a necessidade ou oportunidade de aprimoramento dessa proposta de política pública, comprovando a hipótese proposta pela tese, segundo a qual *‘há pontos não contemplados na política energética governamental para o setor sucroalcooleiro, relevantes no sentido de incentivar o investimento na geração de excedentes comercializáveis de energia elétrica’*. Esses resultados foram apresentados sob a forma de diretrizes, divididos em quatro grupos: (i) financiamento; (ii) comercialização; (iii) incentivo tributário; e (iv) subsídios diretos.

Constatou-se a necessidade de *customização* das linhas de financiamento ao setor, por meio da diferenciação por tecnologia, por índice de mecanização e por porte de empresa. Novas frentes de financiamento também devem ser trabalhadas pelos responsáveis pela elaboração de políticas, conjuntamente com o setor, a saber: a formação de fundo éticos e a elaboração de *projects finance* envolvendo CREs (Certificados de Redução de Emissão).

Com relação à comercialização de excedentes, objetivando diminuir a diferença de competitividade entre fontes convencionais e a de geração sucroalcooleira, as principais diretrizes que poderão contribuir para isso são a formação de um *pool* de

usinas sucroalcooleiras, permitindo ganhos de escala e confiabilidade à geração pelo setor; a criação de incentivos à aquisição dessa energia pela distribuidora por meio da composição do Fator X, quando da revisão tarifária periódica da distribuidora; a inserção do excedente comercializável na composição da reserva nacional de energia; o tratamento a ser dado ao auto-suprimento das distribuidoras; e o incentivo à comercialização de excedentes de energia e de CREs. No aspecto tributário, sugeriu-se a edição de incentivos tributários.

Por fim, por meio de subsídios diretos que promovam o pagamento ao produtor do setor sucroalcooleiro pela diferença entre o valor econômico da fonte de geração sucroalcooleira e o valor de MWh comercializado no mercado, a utilização de recursos originários do uso do bem público (UBP) e da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) foram diretrizes recomendáveis para garantir a taxa de atratividade do negócio de comercialização de excedentes pelo setor sucroalcooleiro.

Conforme observado, a característica de essencialidade da eletricidade conduz a tratá-la como bem público quando há falta de interesse de firmas em expandir a geração por fontes não competitivas no presente, mas consideradas importantes ao planejamento energético e à garantia do fornecimento futuro de energia elétrica. Desse modo, para garantir o fornecimento futuro de energia, geralmente promove-se a concessão de subsídios diretos e/ou indiretos às fontes alternativas renováveis de custos elevados. Comparativamente, subsídios diretos, como forma de política pública, caracterizam-se por apresentar maior transparência em relação a incentivos que promovem a concessão de subsídios indiretos. Independente do tipo de subsídios, a sua concessão geralmente é justificada pelo agente público como um investimento na garantia intertemporal de fornecimento. Não obstante, a concessão de subsídios deve sempre ser “calibrada” ao longo do tempo, de forma a criar incentivos para que a fonte alternativa se torne competitiva no médio/longo prazo, sempre monitorando o comportamento da demanda por energia elétrica e os custos das fontes de geração.

Nesta tese, considerando as particularidades do ambiente institucional do setor elétrico, optou-se por apresentar um *portfolio* de diretrizes que incorporam tanto subsídios diretos quanto indiretos. Desse modo, essas diretrizes não necessariamente precisam ser implementadas em seu todo ou ao mesmo tempo, mas podem ser implementadas pontualmente ou por estágios, facilitando a discussão de sua viabilidade

pelos agentes públicos e do setor sucroalcooleiro. A limitação dos resultados apresentados pela tese reside em que essas diretrizes procuram apenas fornecer as recomendações e auxiliar na orientação necessária para implementação de futuras políticas públicas específicas para o setor sucroalcooleiro, cabendo aos agentes públicos ou a futuras pesquisas o seu detalhamento.

Em suma, espera-se que a presente tese possa contribuir para estabelecer um ambiente institucional favorável à atividade de comercialização de excedentes de energia elétrica pelo sucroalcooleiro. Tem-se a expectativa de que a implementação das diretrizes aqui propostas, na forma de políticas públicas, dinamizará essa atividade, diminuindo o hiato produtivo existente no setor, identificado pela pesquisa.

Entretanto, mesmo a implementação dessas diretrizes deve ter sempre como postulado que o sucesso na obtenção de um ambiente propício ao investimento na atividade em comento depende da criação de mecanismos que restrinjam a ação regulatória sobre o setor (evitando o problema de *hold up*), garantindo o *enforcement* das normas estabelecidas em regulamentos e preservando a credibilidade dos contratos entre os agentes privados e públicos (*credible commitment*).

Cabe mencionar que a concessão de subsídios diretos ou indiretos para esta atividade do setor sucroalcooleiro deve ser observada como uma estratégia de aquisição do “seguro mais barato” à sociedade. Adotar as diretrizes aqui pesquisadas, conduzindo o preço do MWh gerado no setor sucroalcooleiro ao considerado atraente para estes agentes, deve representar a opção mais econômica para se evitar o desabastecimento de energia no futuro e a aquisição emergencial de energia a preços elevados. Assim, uma política de concessão de subsídios ao setor sucroalcooleiro para o desenvolvimento da atividade de co-geração deve ser observada sob estes enfoques, contrapondo-se a análises simplistas que procurem relacioná-la à concessão de subsídios que alteram a competitividade dos produtos comercializados no mercado internacional pelo setor sucroalcooleiro.

Finalmente, acredita-se que o conteúdo tratado nesta pesquisa contribui para somar um número maior de informações e análises aos agentes interessados no tema de estudo. Dessa forma, esta pesquisa contribuirá para diminuir os custos informacionais presentes em pesquisas correlatas ao tema e, espera-se, para motivar a continuidade de debates e trabalhos acerca do tema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Nota Técnica Revisão Tarifária nº 30/2003 – Janeiro de 2003**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 15 out. 2003.

ANEEL. **A História da Hidreletricidade Brasileira**. Disponível em <http://hidroweb.aneel.gov.br/doc/atlas/Atlas/hist_hid.html>. 2002. Acesso em 10 ago. 2002.

ANUATTI-NETO, F.; HOCHSTETLER, R. L. **Brazil's Electricity Market Design: An Assessment**. FEARP/USP: Texto para Discussão – Série Economia n. 32, 2002. Disponível em <<http://www.fearp.usp.br>>. Acesso em 25 nov. 2002.

ARAÚJO, J. L.; BESNOSIK, R. I. Regulation, institutional structure and the performance of the Brazilian electricity sector. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993.

AVERCH, H.; JOHNSON, L. L. Behavior of the Firm under Regulatory Constraint. **American Economic Review**, 1962, p. 1053-1069.

AZEVEDO, P. F. **Integração Vertical e Barganha**. São Paulo, 1996. 219p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo.

AZEVEDO, P. F. **Organização Industrial**. In: PINHO, D. B.; VASCONCELLOS, M. A. S. (Orgs.). Manual de Economia – Equipe de Professores da USP. São Paulo: Ed. Saraiva, 1999. cap. 8, p. 195-220.

AZEVEDO, P. F. **A Nova Economia Institucional – Antecedentes**. In: AZEVEDO et al. Competitividade: Mercado, Estado e Organizações. São Paulo: Pioneira, 1997 p.33-49. Cap. 1.

BACCARIN, J. G.; CASTILHO, R. C. A Geração de Energia como Opção de Diversificação Produtiva da Agroindústria Canavieira. In: 4º Encontro de Energia no Meio Rural – AGRENER 2002. **Anais**. Unicamp, Campinas, out. 2002.

BAER, W. **The Brazilian Economy: Growth and Development**. 4th Edition. Westport: Connecticut: Praeger, 1995.

BAER, W.; MCDONALD, C. **Um retorno ao passado? A privatização de serviços públicos no Brasil: o caso do setor de energia elétrica**. Planejamento de Políticas Públicas, Brasília: IPEA, n. 16, 1997.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Cadernos de Infra-Estrutura: Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, 2001, v. I, II e III.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Programas de financiamento**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 15 out. 2001.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Cadeia de Carne Bovina: Os Desafios da Coordenação Vertical**. Rio de Janeiro, 1998. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 14 out. 2003.

BANCO REAL ABN AMRO. **Relatório para Inscrição do Prêmio Valor Social 2003**. São Paulo. Disponível em: <<http://www.valoronline.com.br/valorsocial>>. Acesso em: 13 out. 2001.

BENJÓ, I. **Fundamentos de Economia da Regulação**. Rio de Janeiro: Thex Editora, 1997. 150p.

BESANKO, D.; DRANOVE, D.; SHANLEY, M. **Economics of Strategy**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2000.

BINGER, B. R.; HOFFMAN, E. **Microeconomics with Calculus**. USA: Addison-Wesley, 1998, 615p.

BONOMI, C. A.; MALVESSI, O. **Project Finance no Brasil: Fundamentos e Estudos de Casos**. São Paulo: Atlas, 2002.

BORN, P. H.; ALMEIDA, A. A. **Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços**. Curitiba-PR: COPEL, 1997. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/dfe-eletobras>>. Acesso em: 25 jun. 2002.

BRASIL. Projeto-Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 04 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Portaria nº 33, de 11 de fevereiro de 1988. Define os conceitos e terminologias da estrutura tarifária horo-sazonal.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria nº 227, de 2 de julho de 1999. Determina que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS promova, dentro do prazo de dez dias, uma chamada pública para identificação dos excedentes de energia elétrica provenientes de co-geração, com o objetivo de sua comercialização a curto prazo, e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), e dá outras providências.

BRASIL ENERGIA. **Autoprodução**. Rio de Janeiro, n.253, Dez. 2001.

BRODMAN, H. G; MONTGOMERY, W. D. **Natural gas markets after deregulation: methods of analysis and research needs**. USA: Library of Congress, 1983, 97 p.

BROUSSEAU, E.; FARES, M. **Incomplete Contracts and Governance Structures**. In: Second Conference of the International Society for New Institutional Economics. September 18-19, August 1998, Paris.

BURCHETT, S.; MOFFAT, B. **Industrial and Commercial End-Users: the Transition from Ratepayer to Customer**. In: The US Power Market: Restructuring and Risk Management. London: Risk Publications, 1997. cap. 18, p. 272-275.

CABRAL, E. V. **Revisão Tarifária x Política de Investimentos e de Qualidade em Energia Elétrica**: Implicações Estratégicas do Modelo de Revisão Tarifária Adotado no Brasil. In: XV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2002. Salvador, BA. 2002.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. **Electric Restructuring in California**: an Informational Report. 1997. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov>>. Acesso em 05 jul. 2001.

CERVO, A.L.; BERVIAN, P. A. **Metodologia Científica**. 4 ed. São Paulo: Makron Books, 1996, 209p.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1988.

COASE, R. H. Nobel Lecture: The Institutional Structure of Production. **The Nature of the Firm**. New York: The Nobel Foundation, 1991. p. 227-235.

COASE, R. H. **The New Institutional Economics**. The American Economic Review, v. 88, n. 2, p. 72-74, 1998.

CODDINGTON, A. **Deficient Foresight: a troublesome theme in Keynesian Economics**. American Economic Review, vol.72, n^o 3, 1982.

COELHO, S. T. **Mecanismo para implementação da co-geração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o Estado de São Paulo**. São Paulo, 1999. Tese (Doutorado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

COELHO, S. T.; PALETTA, C. E. M.; VASCONCELOS, M. A. **Medidas mitigadoras para a redução de emissões de gases de efeito estufa na geração termelétrica**. Brasília: Dupligráfica, 2000, 222p.

COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.ana.gov.br/principal.htm>>. Acesso em 30 jul. 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de Progresso n. 1**. Brasília: Energia Brasil, 2002a.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de Progresso n. 2**. Brasília: Energia Brasil, 2002b.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de Progresso n. 3**. Brasília: Energia Brasil, 2002c.

CODDINGTON, A. **Deficient Foresight: a troublesome theme in Keynesian Economics**. American Economic Review, vol. 72, n. 3, 1982.

CONCEIÇÃO, O. A. C. **Instituições, Crescimento e Mudança Na Ótica Institucionalista**. Porto Alegre, 2002. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação da FUNDAÇÃO DE ECONOMIA E ESTATÍSTICA Siegfried Emanuel Heuser. Disponível em <<http://www.fee.tche.br>>. Acesso em 01 de dezembro de 2002.

COOPERS & LYBRAND. **Brazil electricity sector restructuring study: draft report IV-I**. Brasília: DFE/SEN/ELETROBRÁS, jun./1997.

CORRÊA NETO, V. **Análise de viabilidade da co-geração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa de cana-de-açúcar e gás natural**. Rio de Janeiro, 2001. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

CROTTY, J. **Keynes on the Stages of Development of the Capitalistic Economy: the institutional foundations of Keynes's Methodology**. Journal of Economic Issues. vol. 24, Issue 3, September, 1990.

DALTO, F. A. S. **Notas sobre os fundamentos institucionais das decisões na Teoria Geral.** Disponível em: <<http://www.economia.ufpr.br/publica/textos/textos.htm>>. Acesso em: 01 set. 2002.

DAVISSON, W. I.; RANLETT, J. G. **Introdução à Análise Microeconômica.** São Paulo: Atlas, 1974, 223p.

ECONOMIA internacional. **Suma Econômica.** São Paulo, ed. 294, p. 36-39, out. 2002.

ECONOMIA & ENERGIA. **Prospecção Tecnológica.** Janeiro-Fevereiro 2002, n. 30. Disponível em: <<http://ecen.com>>. Acesso em: 04 abr. 2002.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1999-2008.** Brasília: Eletrobrás/GCPS. Disponível em <<http://www.eletrabras.gov.br>>. Acesso em 15 de jul. 1999.

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 2000-2009.** Brasília: Eletrobrás/GCPS. Disponível em <<http://www.eletrabras.gov.br>>. Acesso em 27 de ago. 2001.

ELETROBRÁS. **Evolução da estrutura organizacional do DNAEE e antecessores.** Disponível em: <http://www.memoria.eletrabras.gov.br/serv_dnaee.asp>. Acesso em: 01 fev. 2002a.

ELETROBRÁS. **Boletim Semestral SIESE - 2000.** Brasília: Eletrobrás. Disponível em: <<http://www.eletrabras.gov.br/mercado/siese/default.asp>>. Acesso em: 11 de set. 2002b.

ELETROBRÁS/UFRJ. **Séries econômico-financeiras de empresas de energia elétrica – demonstrações de 31/12/98.** Rio de Janeiro, RJ, jul. 1999.

ELETROBRÁS/UFRJ. **Séries Semanais.** Rio de Janeiro. 2002. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br>>. Acesso: em 15 dez. 2001.

ESCELSA. **História do setor energético.** Disponível em: <http://www.escelsa.com.br/aempresa/pesquisas/histenerg_nova.asp>. Acesso em: 03 ago. 2002.

FARINA, E. M. M. Q. **Política de Defesa da Concorrência em Economias Desregulamentadas.** In: Seminário Internacional de Desregulamentação. Brasília, agosto de 1992.

FARINA, E. M. M. Q.; AZEVEDO, P. A.; PICCHETTI, P. **A Reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a Definição de Marcos Regulatórios.** Brasília: IPEA, 1997.

FARINA, E. M. M. Q.; AZEVEDO, P. A.; SAES, M. S. M. **Competitividade: mercado, estado e organizações.** São Paulo: Editora Singular, 1997.

FERGUSON, C. E. **Microeconomia**. Trad. de A.G. Barbassa e A.P. Brandão. 19. ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1996, 610p.

FERRARI FILHO, F.; ARAÚJO, J. P. **Caos, Incerteza e teoria pós-keynesiana**. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/cpge/pdf/diversos/2000-2.pdf>>. Acesso em 30 out. 2002.

FIESP/CIESP. **Ampliação da oferta de energia através da biomassa**. São Paulo: FIESP/CIESP, 2001.

FONTENELE, A. M. **Das Análises de Bain à Teoria de Mercados Contestáveis**. Estudos Econômicos, v. 26, . n.º 3, setembro-dezembro 1996, pp.381-409.

FÓRUM DE COGERAÇÃO. **Geração com resíduos de cana**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads/forum/cogerac_cana.pdf>. Acesso em: 01 set. 2002.

GOMES, A. A. C. **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Florianópolis, 1998. 92 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina.

GORGULHO, L. F. **O capital de risco como alternativa de financiamento às pequenas e médias empresas de base tecnológica: o caso do Contec/BNDES**. Rio de Janeiro, 1996. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GORRINGE, P. A. **Problems of the Power of the State**. Treasury Wellington New Zealand, mar. de 1997.

GRASEL, D. **Investimento e crescimento em setores de elevada competição: os casos das indústrias de revestimento cerâmico e da agroindústria de carnes**. Florianópolis, 1999. Tese (Doutorado em Engenharia da Produção), Universidade Federal de Santa Catarina.

GREMAUD, A. P.; VASCONCELLOS, M. A. S.; TONETO JÚNIOR, R. **Economia Brasileira Contemporânea**. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

GREIF, A. Institutions and Endogenous Institutional Change: Historical Institutional Analysis. **Anais do II Seminário Brasileiro da Nova Economia Institucional** – CD ROM, 2001.

GUASCH, J. L.; HAHN, R. W. **The Costs and Benefits of Regulation: Some Implications for Developing Countries**. World Development Report, March 1997.

GUIMARÃES, G. **Crise energética e privatização**. Brasília: Câmara dos Deputados, 2001, 11 p. (Estudo – Consultoria Legislativa).

HOFFMANN, R. **Estatística para Economistas**. 2. Ed. São Paulo: Ed. Pioneira, 1991. 426p.

HOCHSTETLER, R. L. **A reforma do setor elétrico no Brasil: as perspectivas de introdução de competição no segmento de geração.** São Paulo, 1998. 168 p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo.

HODGSON, G. **Economics and Institutions.** Cambridge: Polity Press, 1989.

HUNT, E. K.; SHERMAN, H. J. **História do pensamento econômico.** São Paulo: Editora Vozes, 2002.

HUNT, H. L.; WOODLEY, J. A. C. **Reinventing the Electricity Industry: Implications of an Electricity Commodity Market.** In: The US Power Market: Restructuring and Risk Management. London: Risk Publications, 1997. cap. 3, p. 43-55.

INSTITUTO CIDADANIA. **Diretrizes e linhas de ação para o setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: Instituto Cidadania, out. de 2002.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **Contribuições à Audiência Pública MMM sobre o Proinfra.** Disponível em: < <http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 16 out. 2003.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Perspectivas da Reestruturação Institucional e Financeira do Setor Elétrico Brasileiro.** Brasília, DF: IPEA, 1997.

JANNUZZI, G. M.; SWISHER, J. N. P. **Planejamento integrado de recursos energéticos.** São Paulo: Editora Autores Associados, 1997, 233p.

JANNUZZI, G. M. **Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado: uma Análise da Experiência Recente dos EUA e do Brasil.** São Paulo: Editora Autores Associados, 200, 116p.

JOHNSON, B.; SOGOMONIAN, A. **Electricity Futures.** In: The US Power Market: Restructuring and Risk Management. London: Risk Publications, 1997. cap. 6, p. 84.

JOSKOW, P. L. **Regulatory Priorities for reforming Infrastructure Sectors in Developing Countries.** Washington: World Bank. 1998.

JOSKOW, P. L. **Transaction Cost Economics, Antitrust Rules and Remedies.** In: Annual Conference of the International Society for New Institutional Economics (ISNIE), Tubingen, Germany, September, 2000.

KANN, Z.; NEGRI, J. C. **Aspectos tecnológicos e fatores de projeto de geração termelétrica.** In: SÃO PAULO (Estado). Comissão de Serviços Públicos de Energia. Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo. São Paulo: Páginas & Letras, 2001.

KAY, J; VICKERS, J. **Regulatory Reform in Britain**. UK: Economic Policy, 1988.

LEITE, A. D. **A energia no Brasil**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LEMOS, A. A. S. **Energia elétrica no Brasil e a co-geração como fonte energética alternativa**. Ribeirão Preto, 1996. Monografia (Graduação) – Faculdade de Ciências Econômicas, Instituição Moura Lacerda.

LEVY, B.; SPILLER, P. **The institutional foundations of regulatory commitment: a comparative analysis of telecommunications regulation**. Journal of Law Economics and Organization, 1994, p. 201-246.

LIVRE acesso abre a competição no setor elétrico. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 9 de Agosto de 1999, p. 3.

MACEDO, V. **Créditos de carbono: ecológicos e economicamente sustentáveis**. Disponível em: <<http://www.socioambiental.org/website/noticias>>. Acesso em: 1 ago. 2001.

MAE. **Histórico de Preços Semanais**. Disponível em: <<http://www.maebrasil.com.br>>. Acesso em: 1 ago. 2002.

MANKIW, N. G. **Macroeconomia**. 3 ed. São Paulo: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1998, 398p.

MANSELL, R.; CHURCH, J. **Traditional and Incentive Regulation**. Canadian: The Van Home Institute for International Transportation and Regulatory Affairs, 1995.

MARTIN, J.M. **A economia mundial da energia**. São Paulo: Editora UNESP, 1992.

MELLO, H. C. F. **Setor elétrico brasileiro – visão política e estratégica**. Rio de Janeiro, 1999. Monografia (Curso de Altos Estudos de política e Estratégia) – Escola Superior de Guerra.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Sumário Executivo Estágio VII**. Brasília, DF, 1997.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, DF: Eletrobrás/MME, abr. de 1998.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanco Energético Nacional 1999**. Brasília, DF: Eletrobrás/MME, 2000. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 20 jan. 2001.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanco Energético Nacional 2000**. Brasília, DF: Eletrobrás/MME, 2001. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 30 jan. 2002.

- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, DF: Eletrobrás/MME, 2003. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 18 dez. 2003.
- MURRAY, J. **The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation**. Paper prepared for the 2nd ASEAN Energy Business Forum Manila. Philippines: dec. 1998. 6 p.
- NORTH, D. C; WEINGAST, B. Constitution and Commitment: The Evolution of Institutions Governing Public Choice in Seventeenth Century England. **Journal of Economic History**: dec. 1989, pp. 803-32.
- NORTH, D. C. **Institutions, Institutional Change and Economic Performance**. Cambridge: University Press, 1990, 152p.
- NORTH, D. C. **Custos de Transação, Instituições e Desempenho Econômico**. Trad. de Elizabete Hart. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, jun. 1994, 38p.
- OLIVEIRA, A. **Reforma do Setor Elétrico - Que podemos aprender com a experiência alheia?** Rio de Janeiro, UFRJ, Grupo de Energia, 1997.
- OLIVEIRA, A. **Infra-estrutura: Perspectivas de Reorganização – Setor Elétrico**. Brasília, DF: IPEA, 1997
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Sistema elétrico interligado brasileiro**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 15 jul. 2002.
- PAMPLONA, C. **Proálcool – impacto em termos técnico-econômicos e sociais do programa no Brasil**. Belo Horizonte: Instituto do Açúcar e do Alcool, 1984, 93 p.
- PARTIDO DOS TRABALHADORES. **Programa de Governo 2002**. São Paulo, 2002. Disponível em: <<http://www.pt.org.br>>. Acesso em: 5 set. 2002.
- PAULON, J. G. R.; MARTINS NETO, J. M. **Panorama das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil**. Disponível em <<http://www.powerinfo.com.br>>. Acesso em 3 ago. 2002.
- PÊGO FILHO, B.; MOTA, J. R.; CARVALHO, J. C. J; PINHEIRO, M. M. S. **Impactos fiscais da crise de energia elétrica: 2001 e 2002**. IPEA: Texto para Discussão n. 816, ago. 2001.
- PELLEGRINI, M. C. **Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paul: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética**. São Paulo, 2002. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

PEREIRA, J. S.; LIMA, M. (Orgs.). **Petróleo, energia elétrica, siderurgia: a luta pela emancipação**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1975, 197 p.

PESSALI, H. F. Teoria dos Custos de Transação: uma Avaliação Crítica. In: XXV Encontro Nacional de Economia, Recife, 1997. **Anais**. Recife: Anpec, 1997, p. 682-701.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999, 791p.

PINTO JR, H. Q.; PIRES, M. C. P. **Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Nota Técnica n. 10, fevereiro de 2000.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico** - experiência internacional e o caso brasileiro. BNDES: Texto para Discussão 64, 52p., jul. 1998.

PIRES, J. C. L. **Agências reguladoras brasileiras: avaliação e desafio**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 8, n 16, dez. 2001.

POKALSKY, J.; ROBINSON, J. **Integrating Physical and Financial OTC Contract Portfolios**. In: The US Power Market: Restructuring and Risk Management. London: Risk Publications, 1997. cap. 8, p. 1112-1115.

POLLITT, M. G. **A survey of the liberalisation of public enterprises in the UK since 1979**. University of Cambridge: jan. de 1999.

PONTES, J. R. **A indústria de energia elétrica no Brasil: causas fundamentais de sua reestruturação**. Florianópolis, 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina.

REIS, L. B.; SILVEIRA, S.; FADIGAS, E. A. F. A.; PINHEIRO, J. L. P.; CASELATO, D.; GIMENES, A. L. V. **Geração de Energia Elétrica**. In: REIS, L. B.; SILVEIRA, S. (Orgs.). Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável: Introdução de uma Visão Multidisciplinar. São Paulo: Edusp, 2000. cap. 2, p. 43-128.

RENOVE. **Utilização de Energia Renovável no Brasil**. Brasília, 2003. Disponível em: <<http://www.renove.org.br>>. Acesso em: 8 out. 2003.

REZENDE, F.; PAULA, T. B. **Infra-estrutura: Perspectivas de Reorganização – Regulação**. Brasília, DF: IPEA, 1997

RIZZIERI, J. A. B. **Teoria da Determinação da Renda e Produto Nacional**. In: PINHO, D. B.; VASCONCELLOS, M. A. S. (Orgs.). Manual de Economia – Equipe de Professores da USP. São Paulo: Ed. Saraiva, 1999. cap. 14, p. 309-340.

ROBINSON, J.; EATWELL, J. **Introdução à Economia**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1978

ROSA, L. P. **O Brasil e o Risco de Déficit de Energia**. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor>>. Acesso em 15 dez. 2001.

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998.

SACHS, J. D.; LARRAIN, F. **Macroeconomia**. São Paulo: Makron Books, 1995.

SAMUELSON, P. A.; NORDHAUS, W. D. **Economia**. 14. ed. Portugal: McGraw-Hill, 1988, 1.168p.

SANTANA, E. A.; GOMES, A. A. C. **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. In: BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. C. B. (Orgs.). **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro**. Porto Alegre: Ed. Sagra Luzzatto, 1999. cap. 4, p. 73-94.

SANTANA, E. A.; OLIVEIRA, C. A. V. Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil. **Estudos Econômicos**, v. 3, n. 3, p. 367-394, 1999.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria do Estado de Energia. **O desenvolvimento e as perspectivas da co-geração no setor sucroalcooleiro do Estado de São Paulo**. São Paulo, 1997.

SÃO PAULO (Estado). Comissão de Serviços Públicos de Energia. **Usinas termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo**. São Paulo: Páginas & Letras, 2001.

SCHERER, F. M.; ROSS, D. **Industrial Market Structure and Economic Performance**. EUA: Houghton Mifflin Company, 1990.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. 1. ed., Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001.

SOUZA, Z. J.; BURNQUIST, H. L. **A comercialização da energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro**. 1. ed., São Paulo: Plêiade, 2000.

SOUZA, Z. J. **Mercado Futuro de Eletricidade em New York**. Resenha BM&F, n. 131, mar.-abr. 99, SP.

SOUZA, Z. J. O consumidor ganhando poder de mercado no setor elétrico? **Economia & Energia**, n. 17, nov.-dez./1999.

SOUZA, Z. J. **Uma Avaliação das formas de comercialização de comercialização da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro**. Piracicaba, 2000. Dissertação (M.S.) – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz” (ESALQ-USP).

SOUZA, Z. J. **O Ambiente Estrutural do Setor Elétrico Brasileiro**. Revista de Administração e Ciências Contábeis – Fundação de Ensino Octávio Bastos, 2002, São João da Boa Vista, SP.

SOUZA, Z. J. **Evolução e considerações sobre a co-geração de energia no setor sucroalcooleiro**. In: MORAES, M. A. F. D.; SHIKIDA, P. F. A. (Orgs.). Agroindústria Canavieira no Brasil. São Paulo: Atlas, 2002. cap. 10, p. 214-240.

SOUZA, Z. J. O Setor Elétrico: Contribuições da Nova Economia Institucional. In: X Encontro Latino-Americano e do Caribe em Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos, **Anais**. Poços de Caldas, MG: Universidade Federal de Engenharia de Itajubá, Unifei, mai. 2003.

STIGLITZ, J. E. **Economics of the Public Sector**. New York: McGraw-Hill, 1976.

STONIER, A. W.; HAGUE, D. C. **Teoria Econômica**. Rio de Janeiro: Zahar Editores, 1970, 649 p.

SYS, P. A. **Cenários tecnológicos**. In: Ampliação da oferta de energia através da biomassa. São Paulo: FIESP/CIESP, 2001.

TEECE, D. J. **Managing Intellectual Capital: Organizational, Strategic, and Policy Dimensions** Oxford: Oxford University Press, 2002, 300 p.

TETTI, L. M. R. **Protocolo de Kyoto: oportunidades para o Brasil com base em seu setor sucroalcooleiro**. In: MORAES, M. A. F. D.; SHIKIDA, P. F. A. (Orgs.). Agroindústria Canavieira no Brasil. São Paulo: Atlas, 2002. cap. 9, p. 199-213.

THEOTÔNIO, R. C. R. **Princípios de análise da reforma do setor elétrico: um estudo comparativo**. Florianópolis, 1999. Dissertação (M.S.) – Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina.

TOLMASQUIM, M. T, SZKLO, A. S, SOARES, J. B. **Potential Use For Alternative Energy Sources In Brazil**. In: ANNUAL PETROBRAS CONFERENCE, Oxford, Inglaterra, 2002.

VACTOR, S. A. V. **Commoditisation**. In: The US Power Market: Restructuring and Risk Management. London: Risk Publications, 1997. cap. 16, p. 239-242.

VASCONCELLOS, A. **Paralelismo de Sistemas Industriais Autogeradores e Rede Pública: Aspectos Técnicos da Integração dos Sistemas e Perspectivas Futuras**. Disponível em: < <http://www.figener.com.br>>. Acesso em 21 out. 2003.

VILLA VERDE, V. S. **A Conservação de Energia Elétrica no Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2000. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

VILELA, A. V.; MACIEL, C. S. **A regulação do setor de infra-estrutura econômica: uma comparação internacional.** Texto para discussão n. 684, Brasília: IPEA, nov. de 1999.

VINHAES, É. A. S. **A reestruturação da indústria de energia elétrica:** uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de Mercados Contestáveis. Florianópolis, 1999. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Universidade Federal de Santa Catarina.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JUNIOR.; JOSEPH E. **Economics of regulation and antitrust.** Cambridge, EUA: The MIT Press, 1995.

WATSON, D. S.; HOLMAN, M. A. **Microeconomia.** São Paulo: Edição Saraiva, 1980, 469p.

WEYDMANN, C. L. **Diretrizes para Cooperativa no Agribusiness:** um Estudo de Caso Usando Custos de Transação. In: O AGRONEGÓCIO BRASILEIRO: Desafios e Perspectivas, Brasília, 1998. **Anais.** Brasília: SOBER, 1998, p. 779-791.

ROBBE, F.; SALLES, J. F. P. **Usina de geração emergencial PIERP:** um caso de reconstrução e modernização. In: ENERSHOW'2003: Feira e Congresso, São Paulo, julho de 2003. **Anais.** São Paulo. ENERSHOW, 2003.

WILLIAMSON, O. E. **Las instituciones económicas del capitalismo.** México: Fondo de Cultura Económica/Economía Contemporánea, 1985, 434p.

WILLIAMSON, O. E. **The Mechanism of Governance.** Oxford: University Press, 1996.

WILLIAMSON, O. E. **The Institutions of Governance.** USA. The American Economic Review, v. 88, n. 2, p. 75-79, 1998.

WILLIAMSON, O. E. **Why Law, Economics, and Organization?** Oxford: University Press, 2002.

WINROCK INTERNATIONAL. **Trade Guide on Renewable Energy in Brazil.** USA, October 2002.

WONNACOTT, P.; WONNACOTT, R. **Economia.** trad. Yeda Rorato Crusius e Carlos Augusto Crusius. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1982.

APÊNDICE

Aneel - resumo da legislação relevante do setor elétrico nacional⁶³

Forma de indexação por meio das seguintes categorias:

- (i) Comercialização**
- (ii) Distribuição**
- (iii) Encargos Setoriais**
- (iv) Geração**
- (v) Geral**
- (vi) Política Tarifária**
- (vii) Transmissão**

(i) Comercialização

Resolução Aneel 249/1998 - Estabelece as condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Resolução Aneel 264/1998 - Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.

Resolução Aneel 265/1998 - Estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.

Resolução Aneel 018/1999 - Homologa o Acordo de Mercado Atacadista de Energia - MAE.

⁶³ A íntegra das resoluções está disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>.

Resolução Aneel 223/1999 - Regulamenta a comercialização de energia não assegurada para consumidores do grupo tarifário "A".

Resolução Aneel 290/2000 - Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual.

Resolução Aneel 145/2001 - Autoriza as concessionárias e permissionárias de energia elétrica a negociarem demanda de potência e/ou uso do sistema elétrico, bem como a respectiva energia associada.

Resolução Aneel 073/2002 - Estabelece as Normas para a Transição no Mercado Atacadista de Energia Elétrica do período de autoregulado para o Mercado regulado.

Resolução Aneel 102/2002 - Institui a Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Resolução Aneel 103/2002 - Autoriza o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) – Pessoa Jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, a atuar segundo regras e procedimentos de mercado estabelecidos pela ANEEL.

Resolução Aneel 423/2002 - Estabelece as condições gerais para a comercialização, por meio de leilões públicos, da energia elétrica das geradoras sob controle federal.

Resolução Aneel 446/2002 - Estabelece ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Resolução Aneel 447/2002 - Estabelece as condições gerais para implementação do que dispõe o art. 2º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução Aneel 552/2002 - Estabelece os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, no mercado de curto prazo, no âmbito

do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e trata das garantias financeiras e penalidades.

Resolução Aneel 635/2002 - Autoriza o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE a criar mecanismos para efetuar a liquidação financeira de que trata o art. 11 da Resolução Aneel nº 552, de 4 de outubro de 2002.

Resolução Aneel 665/2002 - Estabelece as condições para celebração de contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para compra de energia elétrica, com responsável por unidade consumidora do "Grupo A", regulamentando o disposto no art. 1º do Decreto no 4.413, de 7 de outubro de 2002.

Resolução Aneel 666/2002 - Estabelece procedimentos para a determinação das tarifas de energia elétrica de concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição, para o fim de substituição dos contratos atuais de fornecimento dos consumidores do Grupo "A" e dá outras providências.

Resolução Aneel 667/2002 - Estabelece procedimentos para a determinação dos preços dos contratos de compra de energia elétrica dos consumidores finais das concessionárias de serviço público de geração, e dá outras providências.

Resolução Aneel 023/2003 - Estabelece critérios para a definição, de forma transitória, das garantias financeiras a que se refere o art. 2º da Convenção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e dá outras providências.

Resolução Aneel 031/2003 - Homologa montantes de energia, preços e duração dos contratos vinculados ao Leilão do MAE - 001/2002, nos termos da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução Aneel 040/2003 - Aprova as Regras de Mercado, componentes da versão 3.1, que estabelecem a modulação "ex-ante" de Contratos Iniciais, para fins de

contabilização e liquidação das transações no período de 1o de janeiro até 30 de junho de 2003.

Resolução Aneel 091/2003 - Estabelece as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para agentes participantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme definido no Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

Resolução Aneel 149/2003 - Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Resolução Aneel 237/2003 - Determina ajustes no cronograma para implantação das Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, estabelecido por meio da Resolução Aneel nº 446, de 22 de agosto de 2002.

Resolução Aneel 246/2003 - Estabelece as condições gerais para a compra de energia elétrica, por meio de licitação, na modalidade de leilão, pelas concessionárias do serviço público de distribuição, conforme disposto o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

Resolução Aneel 331/2003 - Estabelece os critérios gerais para homologação dos Termos Aditivos aos Contratos Iniciais e Equivalentes, conforme previsto no § 7º do art. 27 da Lei nº 10.438, regulamentado pelo art. 1º do Decreto nº 4.767, de 26 de junho de 2003.

Resolução Aneel 352/2003 - Estabelece as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda de energia elétrica, registrados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme diretriz estabelecida no art. 5º da Resolução Aneel nº 249, de 11 de agosto de 1998.

Resolução Aneel 353/2003 - Estabelece as condições gerais para a venda exclusiva de excedentes de energia elétrica decorrentes da liberação dos Contratos Iniciais ou Equivalentes, mediante licitação, na modalidade de leilão público, para consumidores finais, nos termos do § 5º, inciso I, do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, acrescido pelo art. 6º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e da Resolução CNPE nº 03, de 22 de maio de 2003, aprovada pelo Presidente da República em 30 de maio de 2003.

Resolução Aneel 377/2003 - Regulamenta a alteração da sistemática de estabelecimento do Preço Mínimo do Mercado de Curto Prazo (PMAE_min).

(ii) Distribuição

Resolução Aneel 270/1998 - Estabelece condições e procedimentos para solicitação de reajuste de tarifas de energia elétrica dos concessionários do serviço público de distribuição.

Resolução Aneel 232/1999 - Homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para período de 1999 a 2002.

Resolução Aneel 281/1999 - Homologa os montantes de energia e potência assegurada das usinas hidrelétricas pertencentes aos concessionários das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste, para período de 1999 a 2002.

Resolução Aneel 282/1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 286/1999 - Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 024/2000 - Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras.

Resolução Aneel 271/2000 - Estabelece os critérios de aplicação de recursos em ações de combate ao desperdício de energia elétrica e pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico brasileiro.

Resolução Aneel 456/2000 - Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Resolução Aneel 044/2001 - Estabelece as diretrizes e condições para os contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica entre as concessionárias que especifica.

Resolução Aneel 394/2001 - Estabelece os critérios para aplicação de recursos em projetos de combate ao desperdício de energia elétrica.

Resolução Aneel 505/2001 - Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Resolução Aneel 715/2001 - Estabelece as regras para a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 012/2002 - Estabelece as condições gerais para a regularização de cooperativas de eletrificação rural, nos termos do art. 23 da Lei nº 9.074/95.

Resolução Aneel 492/2002 - Estabelece os critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética.

Resolução Aneel 520/2002 - Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais.

Resolução Aneel 581/2002 - Estabelece os requisitos mínimos aplicáveis ao cumprimento do disposto no "caput" do art. 5º do Regulamento Conjunto para Compartilhamento de Infra-Estrutura entre os Setores de Energia Elétrica, Telecomunicações e Petróleo, aprovado pela Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999.

Resolução Aneel 615/2002 - Aprova o modelo do Contrato de Prestação de Serviço Público de Energia Elétrica para Unidades Consumidoras Atendidas em Baixa Tensão.

Resolução Aneel 223/2003 - Estabelece as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 236/2003 - Estabelece as condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional, com mercado próprio inferior a 300 GWh/ano, conforme disposições da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução Aneel 258/2003 - Estabelece critérios e procedimentos a serem adotados por concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica que optar por instalação de equipamentos de medição em local externo à unidade consumidora.

Resolução Aneel 337/2003 - Altera o prazo para assinatura dos contratos definidos pela Resolução Aneel nº 236, de 20 de maio de 2003.

(iii) Encargos Setoriais

Resolução Aneel 261/1998 - Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC.

Resolução Aneel 023/1999 - Regulamenta a fixação da Reserva Global de Reversão – RGR.

Resolução Aneel 350/1999 - Estabelece os procedimentos para composição da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e respectivo gerenciamento.

Resolução Aneel 031/2002 - Estabelece condições, prazos e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária extraordinária das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, estabelecida pela Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, e dá outras providências.

Resolução Aneel 249/2002 - Estabelece critérios e procedimentos para a definição de encargos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e dá outras providências.

Resolução Aneel 281/2002 - Estabelece procedimentos, condições e prazos para solicitação e homologação do saldo da conta especial de que trata o art. 20 da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e dá outras providências.

Resolução Aneel 369/2002 - Estabelece condições, prazos e procedimentos para solicitação e homologação da recomposição tarifária extraordinária a que se refere a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com vistas a incorporar o período de extensão do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica no exercício 2002, e dá outras providências.

Resolução Aneel 484/2002 - Fixa os prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme determinação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução Aneel 600/2002 - Estabelece as condições e o prazo para a compensação do saldo homologado da conta especial de que trata o art. 20 da Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, nas tarifas de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição.

Resolução Aneel 784/2002 - Estabelece as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC em favor de titulares de concessão ou autorização de empreendimentos que substituam derivados de petróleo ou que permitam a redução do dispêndio atual ou futuro da CCC nos sistemas elétricos isolados.

Resolução Aneel 797/2002 - Estabelece o valor da Tarifa Atualizada de Referência – TAR para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos.

Resolução Aneel 036/2003 - Estabelece os procedimentos para operacionalização do repasse pelas concessionárias de distribuição para as empresas que tiveram despesas na compra de energia livre decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, conforme o art. 2º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Resolução Aneel 039/2003 - Fixa os valores provisórios das quotas anuais referentes aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, relativos ao período de janeiro a dezembro de 2003.

Resolução Aneel 042/2003 - Fixa as quotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, para o exercício de 2003, e estabelece os procedimentos operacionais a serem adotados pelos agentes.

Resolução Aneel 150/2003 - Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC para as usinas que utilizem carvão mineral nacional.

Resolução Aneel 295/2003 - Estabelece o valor do encargo de capacidade emergencial, definido pela Lei nº 10.438, de 2002.

(iv) Geração

Resolução Aneel 244/1998 - Estabelece os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência, a serem considerados nos contratos iniciais.

Resolução Aneel 393/1998 - Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.

Resolução Aneel 394/1998 - Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas.

Resolução Aneel 395/1998 - Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências.

Resolução Aneel 450/1998 - Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região Sudeste e Centro-Oeste e dá outras providências.

Resolução Aneel 451/1998 - Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região Norte e Nordeste e dá outras providências.

Resolução Aneel 453/1998 - Homologa os montantes de energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas pertencentes as empresas das Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Resolução Aneel 112/1999 - Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Resolução Aneel 371/1999 - Regulamenta a contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou produtor independente, para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.

Resolução Aneel 021/2000 - Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia e dá outras providências.

Resolução Aneel 407/2000 - Define a sistemática de fixação da "potência instalada" para todos os fins de regulação, fiscalização e outorga dos serviços de geração de energia elétrica.

Resolução Aneel 066/2001 - Estabelece diretrizes e procedimentos para a fixação e atualização da Tarifa Atualizada de Referência – TAR, utilizada no cálculo da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica.

Resolução Aneel 067/2001 - Estabelece o procedimento para cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, devida pelos concessionários e autorizados de geração hidrelétrica, e dá outras providências.

Resolução Aneel 088/2001 - Estabelece a metodologia para rateio da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica devido pelas centrais hidrelétricas e *Royalties* de Itaipu entre estados, Distrito Federal e municípios.

Resolução Aneel 169/2001 - Estabelece critérios para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

Resolução Aneel 398/2001 - Estabelecer os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes.

Resolução Aneel 245/2002 - Estabelece as regras para o acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por centrais geradoras contratadas com a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE.

Resolução Aneel 521/2002 - Estabelece as condições para autorização prévia relativa à constituição de garantias pelas concessionárias de serviço público de energia elétrica, com base no disposto no parágrafo único do art. 3º da Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002.

Resolução Aneel 149/2003 - Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Resolução Aneel 283/2003 - Estabelece as condições para o despacho das usinas termelétricas contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, visando atender necessidades do Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN.

(v) Geral

Resolução Aneel 233/1998 - Aprova a Norma de Organização ANEEL - 001, constante do Anexo da Resolução Aneel em comento.

Resolução Aneel 296/1998 - Estabelece os procedimentos para a descentralização de atividades complementares da Aneel para os Estados e o Distrito Federal.

Resolução Aneel 318/1998 - Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, referentes às infrações apuradas.

Resolução Aneel 382/1998 - Estabelece procedimentos a serem adotados pelos concessionários de serviço público de distribuição de energia elétrica para o fornecimento de informações sobre reclamações de consumidores.

Resolução Aneel 022/1999 - Estabelece as condições para transferência de tecnologia, assistência técnica e prestação de serviços de forma contínua e regular, entre agentes do setor de energia elétrica e integrantes do seu grupo controlador.

Resolução Aneel 138/2000 - Estabelece as condições gerais para a operacionalização dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica.

Resolução Aneel 278/2000 - Estabelece limites e condições para participação dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica.

Resolução Aneel 185/2001 - Estabelece critérios para cálculo e aplicação dos recursos destinados à Pesquisa e Desenvolvimento, bem como em Eficiência Energética, pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

Resolução Aneel 381/2001 - Aprova a Norma de Organização da Aneel que dispõe sobre a gestão e o acompanhamento das atividades descentralizadas da Agência.

Resolução Aneel 502/2001 - Aprova o Manual dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro.

(vi) Política Tarifária

Resolução Aneel 282/1999 - Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.

Resolução Aneel 286/1999 - Estabelece as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 491/2001 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações no valor dos custos de repasse de potência oriunda de Itaipu Binacional, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

Resolução Aneel 492/2001 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações nos valores da quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

Resolução Aneel 493/2001 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações no valor da tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

Resolução Aneel 494/2001 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações no valor da tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

Resolução Aneel 495/2001 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações no valor da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

Resolução Aneel 089/2002 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica dos valores do Encargo de Serviços do Sistema – ESS, e dá outras providências.

Resolução Aneel 246/2002 - Estabelece as condições para enquadramento na subclasse residencial baixa renda da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 kWh.

Resolução Aneel 248/2002 - Atualiza procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.

Resolução Aneel 485/2002 - Regulamenta o disposto no Decreto nº 4.336, de 16 de agosto de 2002, que estabelece as diretrizes para classificação na Subclasse Residencial Baixa Renda de unidade consumidora com consumo mensal entre 80 e 220 kWh e dá outras providências.

Resolução Aneel 488/2002 - Regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE nº 7, de 21 de agosto de 2002, aprovada pela Presidência da República em 22 de agosto de 2002, no que se refere à aplicação dos Valores Normativos vigentes até a data da edição da Resolução Aneel nº 248, de 6 de maio de 2002, para a energia gerada pelos empreendimentos que especifica.

Resolução Aneel 493/2002 - Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 514/2002 - Estabelece os procedimentos contábeis e os critérios de compensação nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da concessionária e permissionária de distribuição, decorrentes da aplicação das condições de classificação de unidades consumidoras na Subclasse Residencial Baixa Renda, em benefício da modicidade tarifária, conforme determinado no Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002.

Resolução Aneel 790/2002 - Estabelece a metodologia para o cálculo do reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica aplicáveis a unidades consumidoras.

Resolução Aneel 041/2003 - Estabelece a metodologia para o cálculo da diferença de receita das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica em virtude dos novos critérios para classificação das unidades consumidoras na Subclasse Residencial Baixa Renda.

Resolução Aneel 116/2003 - Estabelecer os procedimentos para solicitação e homologação dos recursos para subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, em atendimento ao Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002.

Resolução Aneel 152/2003 - Altera a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, atendendo o disposto no Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002.

Resolução Aneel 184/2003 - Estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica das variações nos valores da quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

(vii) Transmissão

Resolução Aneel 351/1998 - Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

Resolução Aneel 066/1999 - Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações.

Resolução Aneel 247/1999 - Altera as condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão - CPST, Contratos de Uso dos Sistema de Transmissão - CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Resolução Aneel 281/1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 166/2000 - Atualiza a Composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações.

Resolução Aneel 167/2000 - Estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão.

Resolução Aneel 383/2000 - Aprova alterações no Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Resolução Aneel 433/2000 - Atualiza os critérios para a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado e dá outras providências.

Resolução Aneel 505/2001 - Estabelece, de forma consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

Resolução Aneel 715/2001 - Estabelece as regras para a contratação do acesso temporário aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Resolução Aneel 489/2002 - Estabelece as condições gerais para a implementação de instalações específicas de transmissão não integrantes da Rede Básica e dá nova redação ao art. 7º da Resolução Aneel nº 433, de 10 de novembro de 2000.

Resolução Aneel 513/2002 - Estabelece os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em instalações de transmissão do sistema elétrico.

Resolução Aneel 581/2002 - Estabelece os requisitos mínimos aplicáveis ao cumprimento do disposto no "caput" do art. 5º do Regulamento Conjunto para Compartilhamento de infra-Estrutura entre os Setores de Energia Elétrica, Telecomunicações e Petróleo, aprovado pela Resolução Conjunta ANEEL/ANATEL/ANP nº 001, de 24 de novembro de 1999.

Resolução Aneel 798/2002 - Estabelece o adicional a ser aplicado sobre os valores das parcelas da receita anual permitida dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica integrantes da Rede Básica.

Resolução Aneel 065/2003 - Estabelece o valor das tarifas de uso das instalações componentes da Rede Básica, nos pontos que especifica.

Resolução Aneel 265/2003 - Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão.

Resolução Aneel 306/2003 - Estabelece as receitas anuais permitidas pela disponibilização das instalações de transmissão integrantes da rede básica e das demais instalações de transmissão, existentes e em operação em 30 de junho de 2003, para as concessionárias de transmissão de energia elétrica que especifica.

Resolução Aneel 307/2003 - Estabelece os valores das tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado e fixa a tarifa de transporte da eletricidade proveniente de Itaipu Binacional.

GLOSSÁRIO

AUTOPRODUTORES: Considera-se autoprodutor de energia elétrica pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio autorizadas a produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

AGENTE DE COMERCIALIZAÇÃO: Agente titular de autorização outorgada pelo Poder Concedente para vender energia elétrica a consumidores finais e para comprar e vender energia elétrica no âmbito do MAE. Geradores e distribuidores são automaticamente agentes de comercialização. Diz-se, também, comercializador ou agente comercializador.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia especial que tem por finalidade regular, mediar e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de ENERGIA, criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

ENCARGOS DE TRANSMISSÃO: Valor, em moeda corrente nacional, devido mensalmente pelo uso da rede básica, e calculado proporcionalmente à tarifa de uso e ao montante de uso do sistema de transmissão. Diz-se, também, encargos de uso do sistema de transmissão: tarifa x montante.

BACIA HIDROGRÁFICA: Superfície do terreno, medida em projeção horizontal, da qual provém efetivamente a água de um curso de água até ao ponto considerado.

CALORIA (cal): quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de um grama de água de 14,5°C a 15,5°C, à pressão atmosférica normal (a 760 mm Hg). Em termos de unidades, 1 (um) cal = 4,1855 J e 1 (um) J = 0,239 cal.

CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA: Criada pelo presidente Fernando Henrique Cardoso para gerenciamento da crise de energia em 2001/2002.

CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA (MW_{med}): Demanda média requerida de uma instalação ou conjunto de instalações durante um período de referência - (relação entre a eletricidade gerada em MWh e o tempo de funcionamento das instalações).

CENTRAL HIDROELÉTRICA A FIO DE ÁGUA: Central hidroelétrica num curso de água, sem represa, reguladora de volume significativo.

CENTRAL HIDROELÉTRICA DE REPRESA: Central hidroelétrica cuja alimentação pode ser regulada graças a uma represa.

CENTRAL HIDROELÉTRICA: Instalação na qual a energia potencial e cinética da água são transformadas em energia elétrica.

CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM): Uma proposta de mecanismo multilateral para garantir o desenvolvimento auto-sustentado, e que países do Anexo I possam cumprir sua parte estabelecida no artigo 12 do protocolo de Kyoto, reduzindo as suas emissões aos níveis de 1990.

CNPE: Sigla do Conselho Nacional de Política Energética, criado em julho de 1997 e subordinado ao Ministério de Minas e Energia.

CO-GERAÇÃO: Uma usina de co-geração tem dois produtos. Uma termelétrica utiliza gás natural para produzir eletricidade e vapor, também usado pelas indústrias. Pode ser classificada em Autoprodução ou Produção Independente de Energia Elétrica.

CONCESSIONÁRIA: Pessoa jurídica com delegação do Poder Concedente para a exploração dos serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

CONSUMIDORES OU AGENTE CONSUMIDOR: Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que assume a responsabilidade pelo pagamento das contas e pelas demais obrigações legais,

regulamentares e contratuais e recebe e usa como destinatário final o fornecimento de energia elétrica.

CONSUMIDOR CATIVO: É o consumidor que só pode comprar energia de concessionário, permissionário ou autorizado ao qual esteja conectado, através de um contrato de fornecimento.

CONSUMIDOR LIVRE: É o consumidor que, de acordo com a Lei 9074 de julho de 1995 e Resolução Aneel 264, de 13 de agosto de 1998, pode, optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR: Quociente entre o equivalente calorífico do combustível consumido e a quantidade de energia elétrica produzida no intervalo de tempo considerado.

CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL (CCC): É um fundo cobrado de todos os consumidores, embutido na tarifa de energia elétrica, cujos recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (sobretudo Região Norte) cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo.

CONTRATO BILATERAL: Documento comercial resultante de acordo entre agentes com o objetivo de estabelecer preços e volumes para a comercialização de energia elétrica em períodos de tempo determinados.

CONTRATO DE CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (CCD): Contrato celebrado entre os usuários e os concessionários de distribuição, que estabelece termos e condições para conexão dos usuários à rede de distribuição, definindo, também, os direitos e obrigações de cada contratante.

CONTRATO DE CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CCT): Contrato celebrado entre os usuários e os concessionários de transmissão, que

estabelece os termos e condições para conexão dos usuários à rede básica, definindo, também os direitos e obrigações de cada contratante.

CONTRATO DE CONSTITUIÇÃO DE GARANTIA (CCG): Contrato celebrado entre um usuário, os concessionários de transmissão e o ONS, para garantir o recebimento dos valores devidos pelo usuário aos concessionários de transmissão e ao ONS pelos serviços prestados.

CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO (CPST): Contrato celebrado entre o ONS e os concessionários de transmissão, que estabelece os termos e condições para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica aos usuários, por um concessionário detentor de instalações de transmissão pertencentes à rede básica, sob administração e coordenação do ONS.

CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (CUSD): Contrato celebrado entre um concessionário de distribuição e seus usuários, que estabelece os termos e condições para o uso do sistema de distribuição e os correspondentes direitos, obrigações e exigências operacionais das partes.

CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CUST): Contrato celebrado entre os concessionários de transmissão e os seus usuários, com a interveniência do ONS, que estabelece os termos e condições para o uso da rede básica pelos usuários. Inclui a prestação dos serviços de transmissão pelos concessionários de transmissão, sob supervisão do ONS, e a prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN, pelo ONS.

CORRENTE ALTERNADA: Corrente cuja polaridade e intensidade variam periodicamente no tempo.

CORRENTE CONTÍNUA: Corrente cuja polaridade e intensidade são constantes.

CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO: Equivale ao custo marginal de longo prazo, ou seja, é o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda (energia, ponta, geração, transmissão etc.).

CUSTO UNITÁRIO: Investimento necessário para elevar a capacidade de um elemento de transmissão/distribuição em 1 MW (expresso em R\$/MW).

DEMANDA INSTANTÂNEA (MW): Demanda requerida num determinado instante.

ENCARGOS DE USO DO SISTEMA: Montante a ser pago pelos usuários relativo ao uso das instalações de transmissão/distribuição.

ENERGIA ASSEGURADA: Valor de energia obtido a partir da energia firme e da energia garantida da usina. Esse valor é homologado pela Aneel e calculado segundo critérios por ela definidos.

FATOR DE CARGA: Relação entre o consumo num intervalo de tempo determinado (ano, mês, dia etc.) e o consumo que resultaria da utilização contínua da carga máxima verificada, ou outra especificada, durante o período considerado.

FATORES DE CONVERSÃO (COEFICIENTES DE EQUIVALÊNCIA): coeficientes que permitem passar as quantidades expressas numa unidade de medida para quantidades expressas numa unidade comum. Por exemplo, no caso do Brasil, para se converter tonelada de lenha em tep, utiliza-se o coeficiente 0,306, que é a relação entre o poder calorífico da lenha e o do petróleo (3300 Kcal /Kg 10800 Kcal/Kg), ou seja, 1 t de lenha = 0,306 tep.

GERADOR (AGENTE DE GERAÇÃO): Agente titular de concessão ou autorização outorgada pelo Poder Concedente para gerar energia elétrica e comprar e vender energia elétrica no âmbito do MAE.

MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE): Processo comercial pelo qual geradores hidrelétricos, sob a égide do MAE, compartilham o risco hidrológico no âmbito do sistema interligado.

MEGAWATT-HORA: O megawatt-hora, cujo símbolo é MWh, equivale ao consumo de um milhão de watts em uma hora.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE): Ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processam a compra e a venda de energia entre seus participantes, tanto através de contratos bilaterais como em regime de curto prazo.

METODOLOGIA NODAL: Critério de rateio da Receita Total a ser coberta que utiliza uma metodologia de cálculo de encargos de uso do sistema elétrico que atribui uma tarifa a cada barra (nó) do sistema, independentemente das transações entre geradores e cargas.

MME: Ministério de Minas e Energia, criado em 22 de julho de 1960, pela Lei 3.782.

MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: Valor, em kW (ou MW), de demanda máxima para o período de ponta de carga ou fora de ponta de carga, contratada por um usuário para utilização da rede básica durante um determinado ano, ou verificada num ponto de conexão em determinado mês. Sobre esse valor será calculado o encargo de uso do sistema de transmissão, de acordo com o tipo do usuário e sua conexão ao sistema.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS): Agente de direito privado sob forma de associação civil, sem fins lucrativos, instituído pela Lei 9.648/98 e Decreto 2.655/98, com o objetivo de coordenar, supervisionar e controlar a operação do sistema elétrico brasileiro e as interconexões internacionais assegurando a otimização eletroenergética e econômica daquele sistema, bem como propor a Anel ampliações nos sistemas existentes.

PCH: Pequena Central Hidrelétrica caracterizada por apresentar capacidade instalada entre 1 MW e 30 MW e limites de área inundada menor ou igual a três km².

PICO DE DEMANDA (MW): Máxima demanda instantânea requerida num intervalo de tempo (dia, mês, ano etc.).

PODER CALORÍFICO: quantidade de calor, em Kcal, que desprende 1 Kg ou 1m³ de combustível, quando da sua combustão completa.

POTÊNCIA: Energia produzida ou consumida por unidade de tempo, num sistema gerador ou absorvedor de energia. Em eletricidade, a potência é medida em Watt ou seus múltiplos (kW, MW).

POTÊNCIA NOMINAL (CAPACIDADE INSTALADA): Potência máxima em regime contínuo, para a qual a instalação foi projetada. Normalmente, vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA): Acordo de compra de energia, normalmente de longo prazo, visando viabilizar projetos energéticos.

PRODUTOR INDEPENDENTE: Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada em sua totalidade ou em parte ao comércio, por sua conta e risco.

QUILOWATT-HORA: O quilowatt-hora, cujo símbolo é kWh, equivale ao consumo de mil watts em uma hora.

RECEITA ANUAL DA TRANSMISSÃO: Valor a ser repassado às empresas de transmissão como pagamento pela disponibilização de seus ativos ao agente operador.

REDE BÁSICA: linhas de transmissão e subestações com tensão igual ou superior a 230kV ou instalações em tensão inferior quando especificamente definidas pela Aneel, conforme Resolução Aneel 245, de 31 de julho de 1998.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO: Conjunto de instalações de distribuição, de um ou mais proprietários, com tensão inferior a 230kV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela Aneel.

REPRESA: Depósito formado artificialmente fechando um vale mediante diques ou barragens e no qual se armazenam as águas de um rio com o objetivo de as utilizar na regularização de caudais, na irrigação, no abastecimento de água, na produção de energia elétrica etc.

SISTEMA INTERLIGADO: Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de propriedade das diversas empresas, com uso compartilhado por essas empresas, por onde transitam energias de diversas fontes e destinos, sujeitos aos Procedimentos de Rede do ONS.

SUBMERCADOS DE ENERGIA: Subdivisões do sistema interligado, correspondentes a áreas de mercado, para as quais o MAE estabelece preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

TARIFA: Valor regulado, por unidade de energia injetada/retirada da rede de transmissão/distribuição, expressa em R\$/MWh, que aplicado à demanda ou potência instalada dará origem aos encargos de uso do sistema elétrico a serem pagos.

TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO: Valor unitário, em moeda corrente nacional, por kW mês (ou MW mês), a ser definido pelo Poder Concedente como pagamento mensal pelo uso da rede básica do sistema de transmissão, em determinado ponto de conexão ao sistema.

TRANSMISSÃO: Conjunto de linhas de transmissão e subestações, de um ou mais proprietários, pertencentes à rede básica.

UNIDADE COMUM: unidade na qual se convertem as unidades de medida utilizadas para as diferentes formas de energia. Esta unidade permite adicionar nos Balanços Energéticos quantidades de energias diferentes. Segundo o Sistema Internacional de Unidades - SI, o joule ou o quilowatt-hora são as unidades regulamentares utilizadas como Unidade Comum, entretanto, outras unidades são corretamente utilizadas por diferentes países e organizações internacionais, como a tonelada equivalente de petróleo (tep), tonelada equivalente de carvão (tec), a caloria e seus múltiplos, British thermal unit (Btu) etc.

UNIDADES DE MEDIDAS (COMERCIAIS): unidades que normalmente expressam as quantidades comercializadas das fontes de energia, por exemplo: para os sólidos a tonelada (t) ou libra (lb), para os líquidos o metro cúbico (m³) ou pé cúbico (pé³) e para a eletricidade o watt (W) para potência e watt-hora (Wh) para energia.

VALOR NORMATIVO (VN): É o custo de referência para comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Permitem estabelecer condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo.

WATT: Seu símbolo é W. O watt é uma medida de potência. O quilowatt (kW) tem mil watts, o megawatt (MW), um milhão de watts e o gigawatt (GW), um bilhão.

WATT-HORA (Wh): energia transferida uniformemente durante uma hora. $1 \text{ Wh} = 1 \times 3600 \text{ s} \times \text{J/s} = 3600 \times (0,239 \text{ cal}) = 860 \text{ cal}$. Assim, no conceito teórico $1 \text{ kWh} = 860 \text{ Kcal}$.