

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**Uma Visão da Comercialização de Energia Elétrica,
pelas Indústrias de Açúcar e Álcool, diante da
Reestruturação do Setor Elétrico Nacional**

Autor : Edna Lopes Ramalho
Orientador: Luís Augusto Barbosa Cortez

53/99

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR EDNA LOPES
RAMALHO E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 19/10/1999


ORIENTADOR



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Uma Visão da Comercialização de Energia Elétrica,
pelas Indústrias de Açúcar e Álcool, diante da
Reestruturação do Setor Elétrico Nacional**

Autor : **Edna Lopes Ramalho**
Orientador: **Luís Augusto Barbosa Cortez**

Curso: Engenharia Mecânica.
Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica,
como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Campinas, 1999
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	R141v
V.	Ex.
TOMBO BC/	41096
PROC	278/00
	0 0 <input checked="" type="checkbox"/>
PRELUD	2511,00
DATA	278/00
N.º CPD	

CM-00142441-4

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

R141v Ramalho, Edna Lopes
Uma visão da comercialização de energia elétrica,
pelas indústrias de açúcar e álcool, diante da
reestruturação do setor elétrico nacional / Edna Lopes
Ramalho.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientador: Luís Augusto Barbosa Cortez.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Biomassa.
3. Indústria açucareira. 4. Indústria energética -
Regulamentação. I. Cortez, Luís Augusto Barbosa. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. III. Título.

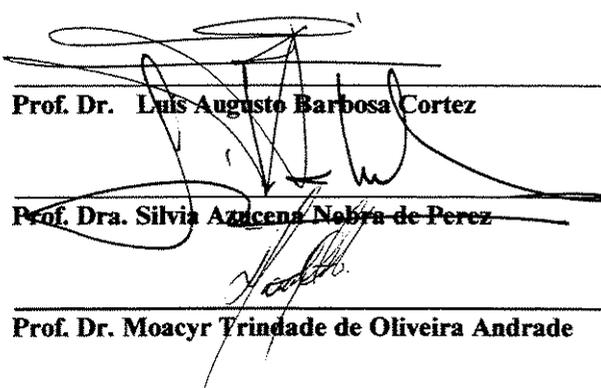
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Uma Visão da Comercialização de Energia Elétrica,
pelas Indústrias de Açúcar e Álcool, diante da
Reestruturação do Setor Elétrico Nacional**

Autor : Edna Lopes Ramalho

Orientador: Luís Augusto Barbosa Cortez



Prof. Dr. Luís Augusto Barbosa Cortez

Prof. Dra. Sílvia Azucena Nobre de Perez

Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade

Campinas, 19 outubro de 1999

À Yolanda e Eliana “in memoriam”

*Ao amado filho, Lúcio, pelo
companheirismo e carinho,
e a Eda e Cláudio,
por todo amor e confiança*

Dedico

Agradeço a Deus,

por sempre ter me oferecido oportunidades maravilhosas, como a de ter como pais, Yolanda e Hélio, com os quais aprendi a amar e a respeitar a todos,

por ter com os meus irmãos, Eda, Hélio, Francisco e Simone, uma relação de cumplicidade, que faz com que eu nunca me sinta sozinha,

por ter permitido, nessa minha trajetória, conhecer pessoas maravilhosas, que também ajudaram, junto com minha família, em minha formação - Sr. Lucio(*in memoriam*), D.Odete, Lúcio, Lucidete, Rafael e Ana Lúcia,

por ter tido o Neto, filho maravilhoso e muito amado,

por todo carinho e atenção que o Helinho dedica a meu filho, o que permitiu-me, nesses dois anos, maior dedicação a este trabalho,

pelos amigos que me acompanham durante muito tempo - Dulcilei, Gláucia, Vanja,

por ter conhecido Moacyr, que me proporciona constante aprendizagem, e por todo carinho dedicado,

pelo incentivo do Prof. Cortez, ao sugerir o tema e me orientar no desenvolvimento deste trabalho,

pelo encontro com a Prof. Silvia, que docemente me olhou e me recebeu com muito carinho, juntamente com o Daniel,

por ter conhecido excelentes professores, como Sevá, Sinclair, Bajay, Arnaldo, Enio, Furtado, e muitos outros,

pelos novos amigos que fiz - Barreda, Cláudio, Sérgio, Horácio, Ednildo, Rodrigues, Miriam, Carlinha, Gilson, Cintia, Neusa, Gisele, Lourenço, Rafael, Madureira e, recentemente, Marta e Yolanda (me perdoem aqueles que não citei),

pela paciência da Rosilene e Cristiano, de me socorrerem constantemente, principalmente na etapa final deste trabalho,

por ter conhecido a Mônica, pelas boas conversas e pela cumplicidade de irmã,

por ter sido bem recebida em minhas visitas técnicas,

pela CAPES ter financiado o desenvolvimento deste trabalho,

Senhor, obrigada por tua bondade, amor e proteção.

*Desconheço fato mais encorajador
que a habilidade inquestionável do
homem, para melhorar sua vida
através do esforço consciente*

H.D. Thoreau

Índice

1. Introdução	1
1.1. Justificativa do trabalho	2
1.2. Organização e conteúdo dos capítulos	12
2. A indústria de eletricidade e o seu desenvolvimento no Estado de São Paulo	14
2.1. O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro	14
2.2. Antecedentes da reestruturação e privatização do setor elétrico nacional	20
2.3. O novo modelo institucional do setor elétrico e a interação entre os novos agentes	24
2.4. O setor elétrico paulista e sua configuração após a privatização	28
2.4.1. Oferta de energia elétrica no Estado de São Paulo	30
2.5. Previsão de unidades de geração hidrelétrica e termelétrica, para o Estado de São Paulo	34
3. O setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo	40
3.1. Fatores que contribuíram para o crescimento do número de unidades industriais de açúcar e álcool, no Estado de São Paulo	40
3.2. O Programa Nacional do Álcool - desenvolvimento e crise	44

4. A comercialização de energia elétrica, pelo setor sucro-alcooleiro, no Estado de São Paulo	55
4.1. Tentativa do Estado de São Paulo, na implantação de uma política de incentivo à cogeração	56
4.2. Experiência da Companhia Paulista de Força e Luz, na compra de excedentes de energia elétrica, do setor sucro-alcooleiro	61
5. Uma visão do setor sucro-alcooleiro, quanto a produção de energia elétrica com fins de comercialização	67
5.1. Remuneração da energia comercializada pelo setor sucro-alcooleiro	69
5.1.1. A Regulamentação para o autoprodutor	69
5.1.2. Mercado e preço de comercialização da energia cogorada, pelo setor sucro-alcooleiro, diante do novo ambiente institucional do setor elétrico	75
5.2. Linhas de financiamento para a cogeração	82
6. Considerações Finais	95
6.1. Conclusões	95
6.2. Recomendações	98
Referências bibliográficas	100
Anexo 1	109
Equipamentos principais do sistema de cogeração de dez unidades industriais	
Anexo 2	
Unidades industriais do setor sucro-alcooleiro nos distritos da Companhia Paulista de Força e Luz, e o traçado do gasoduto Brasil-Bolívia	112

Resumo

RAMALHO, Edna Lopes, *Uma Visão da Comercialização de Energia Elétrica, pelas Indústrias de Açúcar e Alcool, diante da Reestruturação do Setor Elétrico Nacional*,: Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, 1999 114 p. Dissertação (Mestrado)

A elevação nas tarifas de energia elétrica, e a necessidade de competição de preços e qualidade do produto com o mercado internacional, incentivam os setores industriais, que utilizam vapor nos seus processos, a buscarem uma melhor eficiência no uso do combustível, com a tecnologia de cogeração. Isso pode redundar numa ampliação da energia elétrica gerada e, conseqüentemente, na possibilidade de redução do custo final do produto. Pode, ainda, disponibilizar de forma efetiva, um certo potencial de energia elétrica, que poderá ser comercializado em função da safra nas agroindústrias, através da figura do autoprodutor, ou de forma constante, o que caracteriza a produção independente de energia, visando a ampliação da receita. Para a consolidação desse objetivo, é preciso associar-se ao comprador de energia. As regulamentações para a comercialização de energia elétrica excedente de autoprodutores, ocorreram num momento em que os serviços de eletricidade eram definidos como monopólio natural, não existindo competitividade entre os agentes integrantes deste sistema. O setor industrial que mais se destacou na comercialização de excedentes de energia, com concessionárias de serviços de eletricidade, foi o sucro-alcooleiro, o qual, através da cogeração, utilizando o bagaço como combustível, vem conseguindo sua auto-suficiência em energia elétrica durante a safra. No entanto, quando se avalia a evolução na comercialização de excedentes de energia elétrica, por este segmento industrial, constata-se que as quantidades de potência (MW) e energia (MWh) comercializadas, estão aquém do potencial do setor. Apresentam-se neste trabalho, os principais aspectos que limitaram esta

comercialização de energia, obtidos através de entrevistas realizadas junto a algumas unidades industriais, localizadas na área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz, bem como através da bibliografia sobre o tema. Discutem-se as possibilidades de incremento da cogeração, e a inserção desses novos agentes dentro do novo modelo institucional do setor elétrico, que deverá se caracterizar pela competitividade nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica.

Palavras Chave: cogeração, biomassa, setor sucro-alcooleiro, setor elétrico, modelo institucional, regulamentação

Abstract

RAMALHO, Edna Lopes, *An insight on the Electric Energy/Power trading by sugar and alcohol industries/mills in face of the restructuring national power sector*,: Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 114 p. (Master of science)

The rising of electricity bills and the need for competitive prices and product quality in the international market motivated the industrial sectors, which use steam in their processes, to seek a better efficiency in using fuel through the cogeneration technology. It can result in an increase of generated power and as a consequence, decrease the product final cost. It can also effectively make available a certain amount of power that could be traded in function of the harvest in agrindustries, by the self producer, or that could be traded steadily characterizing independent power production, and aiming the revenue rise. In order to consolidate this objective, it is necessary to associate with the power buyer/purchaser. The regulations on the exceeding power trading by the self producer happened when all the electricity utilities were defined as natural monopoly, hence there was no competition among the participating agents of the system. The industrial sector which was most prominent on trading the exceeding power with the electricity utilities was the sugar and alcohol sector, which, through the cogeneration using sugarcane bagasse as fuel, has been managing to be self-sufficient in electricity generation during the harvest season. However, when the trading of exceeding power is evaluated in this sector, it is found that the amount of power (MW) and energy (MWh) traded are below the sector potential of generation. In this work, the main features that limit the power trading are presented. Those features were obtained through interviews made in some plants located in the concession area of Companhia Paulista de Força e Luz, as well as, through the

literature reference to the theme. It is discussed the possibility of increasing the cogeneration and the insertion of news agents in this new institutional model of the power sector, that should be characterized by competitively in the segments of power generation and trading.

Key-words: cogeneration, biomass, sugar and alcohol sector, power sector, institutional model, regulation.

Lista de Figuras

2.1 Organização da Estrutura do Mercado	25
2.2 Estrutura da Indústria: Principais Agentes	26
5.1 Competição entre os Novos Agentes	76
5.2 Segregação dos Consumidores Livres	77
5.3 Fluxo de Comercialização de Energia Elétrica	79
5.4 Transição para a Competição	80

Gráfico

5.1 Relação entre custo do MWh e o preço da tonelada de cana	89
--	----

Lista de Tabelas

2.1	Evolução do Consumo de Eletricidade - São Paulo e Brasil (GWh)	31
2.2	Consumo de Eletricidade - São Paulo (GWh)	31
2.3	Evolução da Dependência em Energia Elétrica do Estado de São Paulo (GWh)	32
2.4	Balanco de Energia Elétrica do Estado de São Paulo (GWh)	32
2.5	Capacidade de Geração Instalada no Estado de São Paulo (MW)	33
2.6	Geração Térmica - Cogeração no Estado de São Paulo	33
2.7	Obras em Andamento ou em Fase de Motorização - Projetos Classe A	35
2.8	Obras em Fase de Licitação ou Autorização - Projetos Classe C	35
2.9	Cogeração no Brasil (MW)	37
2.10	Cogeração na Indústria Sucro-alcooleira (MW)	37
2.11	Consumo Mensal de Energia Elétrica em Megawatts Hora (MWh), no período de 1988 a 1994, no Estado de São Paulo	38
2.12	Geração Mensal de Energia Elétrica em Megawatts Hora (MWh), no período de 1988 a 1994, no Estado de São Paulo	39
3.1	Distribuição Espacial da Produção Brasileira de Açúcar de Usina (1930/75)	41
3.2	Capacidade Ociosa das Destilarias Brasileiras 1974/75 (Milhões de Litros)	44
3.3	Série Histórica da Produção de Álcool Anidro e Hidratado (São Paulo)	47
3.4	Consumo de Energia no Setor de Transporte - % (São Paulo)	47
3.5	Preços Médios dos Produtos do Setor Sucro-alcooleiro Praticados no Mercado Interno Brasileiro, em 1998	51
4.1	Tecnologia Proposta - Turbina de Contra Pressão	57
4.2	Tecnologia Proposta - Turbina de Extração-Condensação	58

4.3	Tecnologia Proposta BIG/STIG (Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine	58
4.4	Características do Setor Sucro-alcooleiro na Área da CPFL - 1996	62
4.5	Histórico da Geração de Energia de Cogeração - CPFL (MWh)	63
4.6	Contratos de Operação em Paralelo com a CPFL	65
5.1	CPFL - Tarifa Azul e de Emergência (Aplicação 08/09/1999)	72
5.2	Projetos em Análise e em Perspectiva do BNDES (em US\$ milhões)	86

Capítulo 1

Introdução

O Programa Nacional do Álcool vem sendo rediscutido, nos últimos anos, dentro de um cenário de liberalização dos preços dos combustíveis. O Proálcool encontra-se num momento decisivo, visto a ausência de diretrizes que poderiam redundar em sua revitalização.

A ausência de diretrizes para o álcool combustível, levou a uma estagnação de sua produção, com conseqüente aumento na produção de açúcar, o que fez com que os preços de comercialização desse produto no mercado internacional, em virtude da grande oferta, apresentasse crescente baixa no último ano.

Hoje, discutem-se alternativas que poderiam agregar maior valor aos produtos da agroindústria açucareira e, dentre elas, a venda de energia elétrica, através da cogeração.

A cogeração desponta, dentro do novo ambiente institucional do setor elétrico, que deverá se caracterizar pela introdução de novos agentes na geração de energia, como uma das alternativas para a expansão do sistema de geração.

Embora exista a prática do setor sucro-alcooleiro em comercializar excedente de energia com a concessionária local, vários aspectos impediram a implantação de um programa de cogeração em larga escala.

Com a aprovação da Lei 9074/95, que introduz a figura do Produtor Independente de Energia¹, a cogeração com venda de energia, pelo setor sucro-alcooleiro, poderá se tornar, principalmente para o Estado de São Paulo, numa alternativa de complementação da demanda.

No período de 1995 a 1999, ocorreu a flexibilização de vários instrumentos legais, que até então eram tidos como entraves para a expansão dessa tecnologia. Entretanto, alguns aspectos para a viabilização da comercialização de energia, pelo setor sucro-alcooleiro, ainda necessitam de melhores definições.

Assim, este trabalho tem por objetivo, analisar as possibilidades de comercialização de energia elétrica, pelo setor sucro-alcooleiro, diante de um novo ambiente institucional do setor elétrico, que deverá se caracterizar pela diversidade de agentes nos segmentos de geração e comercialização de energia.

Para tanto, utilizam-se informações obtidas quando da realização de entrevistas junto à algumas unidades industriais, localizadas no Estado de São Paulo. Estas objetivaram conhecer o posicionamento do setor para a expansão da geração de energia elétrica, com fins de comercialização. Utiliza-se também bibliografia referente ao tema.

Outra importante fonte de estruturação deste trabalho, está calcada na experiência da autora em grupos de trabalho interno à CPFL, onde trabalhou por dezoito anos, e na consultoria prestada à diversas concessionárias do setor elétrico nacional, na Área de Gestão Empresarial da Diretoria de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica.

1.1. Justificativa do trabalho

Os setores elétrico e sucro-alcooleiro, conviveram até o final da década de 80, com a intensa interferência e tutela governamental. Inicia-se nos anos 90, um processo de desregulamentação

¹ PIE- pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta ou risco.

destes, refletindo, para o primeiro, na quebra de monopólio dos serviços de eletricidade, e para o segundo, na liberalização nos preços de cana-de-açúcar, açúcar e álcool.

Quanto ao setor elétrico, a reestruturação vem apresentando significativas mudanças, visando sua adequação às características do mercado, e às necessidades de expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, os quais, na estrutura anterior, tinham o Estado como agente financiador e controlador (Andrade, 1999).

O forte controle exercido pelo Estado, inviabilizava a introdução de pequenas plantas de geração de energia elétrica, as quais, por apresentarem custos de geração superiores à média das grandes hidrelétricas, não eram contempladas na priorização de obras (Andrade, 1999).

Sendo um sistema centralizado, caracterizado por grandes usinas hidrelétricas, cristalizou-se o conceito de monopólio natural, em virtude das economias de escala obtidas nas usinas de grande porte e do grande potencial brasileiro ainda não explorado, e das economias de escopo, decorrentes da interligação do sistema de transmissão, inviabilizando, dessa forma, outras tecnologias alternativas, como eólica, solar, biomassa, inclusive os pequenos aproveitamentos hidrelétricos.

Com o fim do monopólio na indústria de eletricidade, decorrente, dentre outros fatores, da crise financeira do setor elétrico, levando, conforme afirmação de Ennes *et al.* (1991), a sucessivos atrasos nos investimentos destinados a expansão do sistema elétrico, e da crescente conscientização da população sobre os impactos ambientais inerentes às grandes obras, novas oportunidades nas áreas de geração de energia elétrica, se abrem no Brasil.

A reestruturação e/ou desregulamentação dos setores elétricos em diversos países, permitiram uma maior participação de agentes no sistema de geração, possibilitando diversificar as fontes geradoras, através da geração descentralizada e da cogeração, introduzindo competitividade neste segmento.

O debate sobre a desregulamentação do setor elétrico desenvolveu-se primeiramente nos Estados Unidos, devendo-se tal fato, segundo avaliação de Bouttes & Lederer (1990), à ascensão

de dificuldades financeiras e de limitações ligadas à regulamentação do período de 1965-1978, decorrentes:

- (i) do surgimento da inflação e de taxas de juros mais elevadas, depois do primeiro choque do petróleo;
- (ii) do aumento dos custos de investimento dos meios de produção, ligados, em grande parte, ao surgimento de limites relativos à proteção do meio ambiente e de segurança; e
- (iii) da não concessão do aumentos de tarifas, solicitados pelas companhias, definindo um quadro de difícil situação financeira para as empresas.

Neste contexto, os Estados Unidos estabeleceram uma nova política energética, adotando, entre outras medidas, a Lei PURPA - Public Utility Regulatory Act., em 1978, com o objetivo de promover economia de energia (Bouttes & Lederer, 1990), estimulando a produção de eletricidade por fontes renováveis e cogeração, e introduzindo a idéia de competitividade na geração (Souza, 1996).

Com a implantação do PURPA, as concessionárias tiveram que comprar, a princípio, eletricidade de produtores independentes, a preços de “custo evitado” (Hunt & Shuttleworth, 1996), assegurando ao cogrador a remuneração justa de eletricidade excedente, vendida às concessionárias, atendimento emergencial do cogrador pelo sistema centralizado, a custos não abusivos (Walter, 1998).

Assim como os Estados Unidos, vários países introduziram programas semelhantes, como Itália, Espanha, França e Alemanha, dentre outros, remunerando a eletricidade com base no custo evitado, tendo toda uma legislação específica e amparo financeiro e fiscal, para incremento desta prática.

No cenário nacional, a geração descentralizada, que caracterizou o início do desenvolvimento do setor elétrico, no começo do século, volta a assumir um importante papel potencial na expansão dos sistemas de geração. Neste contexto, a tecnologia da cogeração se faz

presente através da utilização dos processos industriais que contam com a mesma, podendo configurar a produção de eletricidade, como um novo mercado a ser explorado.

Lizarraga (1994) define cogeração, como a produção conjunta, em processo seqüencial, de energia elétrica ou mecânica e energia térmica útil, tendo como objetivo otimizar a utilização da maior parte da energia contida em um combustível, no lugar de somente uma pequena fração do mesmo, para a produção isolada de uma das formas de energia citadas.

Este melhor aproveitamento do conteúdo energético do combustível básico, faz com que o processo de cogeração seja reconhecido como uma ação de conservação de energia, visto que o rendimento no processo de geração de energia é elevado, a partir da produção combinada.

Quanto à geração descentralizada, Walter (1994) atribui as seguintes vantagens:

- (i) possibilidade de melhor partição dos investimentos de produção e de redução dos custos globais de transporte de eletricidade;
- (ii) promoção do desenvolvimento local, através da utilização de recursos da própria região, em que a instalação é inserida;
- (iii) minimização dos impactos ambientais, associados à geração descentralizada;
- (iv) algumas alternativas, associadas à geração descentralizada são, em geral, de baixo custo de investimento, o que possibilita a viabilização de obras, mesmo dentro de um quadro de restrições de acesso ao capital, permitindo, ainda, a participação de um maior número de agentes na atividade, enquanto empreendedores;
- (v) maior flexibilidade aos sistemas elétricos, do ponto de vista de escalonamento da expansão da capacidade de geração, permitindo, inclusive, a adaptação da oferta a um número crescente de consumidores, com características distintas;
- (vi) dado o caráter de maior dispersão geográfica das unidades de geração e o número de centrais em condições de operar em um determinado instante, considera-se que a geração descentralizada confere, potencialmente, maior confiabilidade na operação do sistema

elétrico isolado e, o maior “mix” na geração, também, pode levar a uma maior segurança no provisão energético à estas regiões; e

- (vii) no caso da cogeração, pode-se atribuir a geração descentralizada um ganho adicional na maior eficiência no uso da energia, com vantagens do ponto de vista, frente por exemplo, à produção exclusiva de calor ou potência.

Andrade (1999) atribui, ainda, como vantagem da geração descentralizada, o fato de se dispor de diversas fontes com diferentes magnitudes, o que permite um melhor acompanhamento da oferta em relação a evolução da curva de carga do sistema.

Dentre os novos agentes que participarão da expansão da geração, espera-se a inclusão do setor sucro-alcooleiro, através da cogeração de energia com a utilização do bagaço de cana-de-açúcar, subproduto dos processos de produção de açúcar e álcool, bem como pela utilização de resíduos agrícolas (palhas e pontas), em virtude da eliminação das queimadas e mecanização da colheita.

O bagaço, representando entre 25 a 30% em peso de cana processada (50% de umidade), passou a ser utilizado, a partir do início do século XX, como combustível na usina, substituindo a lenha na geração de calor, necessário para a evaporação do caldo. Com o advento da máquina a vapor, a introdução das caldeiras, e o uso industrial do vapor no processo, o bagaço passou a ser responsável pelas necessidades energéticas da indústria de açúcar e álcool.

Com a evolução do preço do petróleo na década de 70, a utilização do bagaço como insumo energético é disseminada para diversos setores industriais, e na década seguinte, a utilização dessa biomassa também é reconhecida para a produção de energia, não mais apenas para atendimento das necessidades de eletricidade da planta industrial, e sim como insumo para a produção de excedentes, visando sua incorporação ao sistema elétrico. Entretanto, a melhor utilização do bagaço de cana, como uma necessidade econômica da indústria açucareira, já havia sido prevista por Almeida (1948) *apud* Oliveira (1980) “como evolução é regra sem exceção, dia virá em que o aproveitamento do bagaço será encarado nos seus devidos termos, com maior carinho e melhor orientação”.

Quanto aos resíduos agrícolas palhas e pontas, a introdução da colheita mecanizada de cana-de-açúcar, sem queima, além de contribuir para a diminuição nas emissões de dióxido de carbono, possibilita outras vantagens, tais como: proteção do solo e aproveitamento do excesso dessa biomassa como combustível. Cock *et al.* (1997) *apud* Copersucar (1997) indicam o recolhimento do excesso de palha produzida, para ser utilizado na cogeração de energia elétrica, utilizando-se turbinas a vapor ou a gás (gaseificação da palha). Estimam que cada tonelada de resíduo seco consumido na geração de energia, poderá produzir um MWh de eletricidade.

Coelho *et al.* ressaltam que diversos setores industriais apresentam potencial para a cogeração, como por exemplo petróleo e petroquímica, papel e celulose, siderúrgico, têxtil e alimentos, destacando que é no setor de açúcar e álcool que o mesmo é mais expressivo.

O potencial de geração de energia elétrica por esse setor, vem sendo apresentado em diversos trabalhos, configurando-se como um benefício, tanto para o setor sucro-alcooleiro, quanto para o setor elétrico. Para o primeiro, a possibilidade de diversificação de seus produtos, fazendo da produção de energia elétrica um novo negócio, com conseqüente redução dos custos de produção e, para o setor elétrico, um possível adiamento de investimentos, em virtude da incorporação da energia elétrica excedente ao sistema, maximizando a capacidade instalada, e da redução de perdas em sistemas intermediários entre a geração e a carga.

A atual necessidade de diversificação de produtos para as indústrias de açúcar e álcool se faz premente, visto as perdas de receita que estas vêm enfrentando, decorrentes de excedentes de produção de cana-de-açúcar, açúcar e álcool, redundando em significativas quedas nos preços de comercialização destes produtos. Este cenário vem incentivando as indústrias a diversificarem suas pautas de produtos (açúcar refinado, açúcar líquido, bagaço hidrolisado, energia elétrica, etc), como estratégia para operarem com custos mais baixos (Silva, *et al.* 1999).

Observa-se, no entanto, que a diversidade de estudos e trabalhos produzidos nesta última década, a respeito do potencial de cogeração pelo setor sucro-alcooleiro, com vistas à comercialização de energia elétrica, principalmente no Estado de São Paulo, não foram suficientes para a adoção de políticas que incentivassem essa tecnologia, com vistas a incorporar o potencial de cogeração na matriz energética estadual.

O que ocorreu, neste período, foi uma crescente busca, por parte da agroindústria de açúcar e álcool, de suprir suas necessidade de energia elétrica. Isso decorre do fato das empresas do setor não encararem a produção de energia elétrica, ainda, como uma atividade fim da indústria, uma vez que seus produtos principais, até recentemente com um mercado garantido, são o açúcar e álcool.

Coelho (1999) confirma esta postura, ressaltando, ainda, que em muitas unidades industriais, mesmo quando há a necessidade de troca de equipamentos, a opção por tecnologias mais eficientes para a produção de energia elétrica, acaba por não se viabilizar, apesar das mesmas serem comercializadas há longo tempo no país.

A legislação para a transação de excedentes de eletricidade, entre autoprodutor² e concessionária, evoluiu lentamente, sendo que o conjunto de leis e decretos, apenas definiram formas e condições para a ocorrência da autoprodução de energia elétrica, não se caracterizando, em nenhum momento, como incentivo a esta prática.

Neste contexto adotaram-se, a partir de 1981, instrumentos legais, os quais vieram a definir, apenas, as condições para a compra de energia elétrica excedente de autoprodutores, a tarifa de compra desta energia, suas responsabilidades e o atendimento emergencial às unidades industriais.

Na avaliação de Cortez & Lora (1994), a legislação para o autoprodutor limitou-se a apresentar a terminologia, a estabelecer o teto tarifário da energia elétrica para as transações de excedentes ao nível de custo marginal, recomendando contratos de dez anos e mostrando-se, sempre, excessivamente orientada à preservar os interesses das concessionárias, sem nenhuma preocupação em caracterizar e estratificar os autoprodutores segundo seu desempenho, assegurando as condições de interligação e remuneração adequada para os excedentes.

Hoje, a liberdade de comercialização de energia elétrica com consumidores livres³, decorrente da reestruturação do setor elétrico, configura-se como um fator importantíssimo para

²Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo transacionar eventuais excedentes.

³ Consumidores que observando os limites legais, podem adquirir energia elétrica de concessionário, produtor independente de energia ou autoprodutor.

os autoprodutores, que até então tinham como única opção para a comercialização dos excedentes de energia elétrica, a concessionária local.

A produção de eletricidade junto ao setor sucro-alcooleiro, no cenário internacional, encontra maior expressão no Haváí, nas Ilhas Maurício e Reunião, que, conforme destacado por Walter (1994), ocorreu dentro de um quadro de enormes restrições e quase absoluta falta de opções de suprimento energético e, em determinados momentos, à necessidade de redução das importações de combustíveis fósseis.

Já no cenário nacional, o Estado com maior potencial para incrementar a cogeração no setor sucro-alcooleiro é o de São Paulo, tanto pela concentração de usinas e destilarias, quanto pela capacidade de moagem.

As indústrias de açúcar e álcool no Brasil, tem o seu histórico de desenvolvimento das últimas seis décadas, marcado por forte intervenção governamental, a qual propiciou crescimento, melhoria na produtividade agrícola e industrial e modernização das instalações. Num primeiro momento, esta intervenção ocorre a pedido dos próprios usineiros, ameaçados de ruína devido ao excesso de produção, à queda dos preços e à desorganização dos mercados internos de açúcar (Szmrecsányi, 1979).

Desta intervenção, instituída formalmente com a criação do IAA - Instituto do Açúcar e do Alcool, em 1933, aos dias atuais, adota-se para este setor vários planos e programas voltados para o equilíbrio na produção de açúcar e para o uso do álcool como combustível, sendo o último, o Programa Nacional do Alcool - Proálcool, instituído em 1975.

Este programa despontou no panorama energético brasileiro, como a grande alternativa diante da crise de combustíveis, constituindo-se numa bandeira de luta por parte do Governo Federal, com vistas a livrar o Brasil da dependência do petróleo, de forma exclusiva, buscando no álcool de cana-de-açúcar, a solução para o delicado momento de crise de combustível.

A instituição do Proálcool, de acordo com a avaliação de Santos (1993), foi decorrente de uma situação de crise interna em relação ao petróleo e ao açúcar, podendo ter sido desencadeada, com relação ao petróleo, pela: (i) escassez do produto por razões mais propriamente políticas,

como o bloqueio de 1973, determinado pela OPEP ou (ii) pela retração da oferta de petróleo por motivos mais propriamente econômicos, inerentes à operação do cartel, ambos os casos levando a um aumento de preço do petróleo.

O outro parâmetro econômico básico da política do álcool - o açúcar, teve sua influência por duas vias: (i) através do balanço de pagamentos e da importância das exportações de açúcar na balança comercial e, (ii) através dos interesses da agroindústria do açúcar (Santos, 1993).

Conforme anteriormente citado, a partir de 1990 o país assume, mais enfaticamente, as orientações da política econômica neoliberal, restringindo sua interferência em diversos setores da economia. Para o setor sucro-alcooleiro, isto se refletiu na extinção do Instituto do Açúcar e do Alcool, significando uma reformulação da política nacional de regulação da economia sucro-alcooleira. As atribuições do IAA foram repassadas para a Secretaria de Desenvolvimento Regional - SDR, vinculada à Presidência da República (Scopinho & Valarelli, 1995).

Silva, *et al.* (1999) ressaltam que a diminuição do suporte governamental às usinas e destilarias, levou a uma diminuição da produção do álcool hidratado, com reflexo na indústria automobilística, quanto ao interesse desta pela produção de modelos a álcool, perdendo assim o Proálcool, um poderoso aliado: as montadoras de automóveis. Enfatizam, entretanto, que o programa ganha um outro aliado, - os ecologistas, convencidos de que o álcool é uma solução para a poluição dos veículos nos grandes centros urbanos.

A liberação dos preços do álcool anidro, ocorre ainda em 1997, e a do álcool hidratado em 1999. Com a saída da Petrobrás na distribuição do álcool, em 1997, esta passou a ser feita por sete distribuidoras, deixando a mercê do poder de mercado, estabelecido por elas, as unidades de produção de álcool. Assim, em decorrência dos elevados estoques de álcool, o preço de venda às distribuidoras chegou a ser inferior a R\$ 0,20 o litro, enquanto que o custo médio de produção do litro de álcool é estimado em R\$ 0,30 (Silva *et al.* 1999).

Após longos anos de discussão sobre o futuro do Programa Nacional do Alcool, algumas medidas, tanto por parte do governo, quanto da iniciativa privada, começam a ser adotadas, sem, contudo, haver uma definição de política para este combustível. Estas apenas se propõem à

exclusiva retirada do mercado, do excedente de aproximadamente dois bilhões de litros, deixando, ainda, indefinido qual a participação do álcool na matriz energética nacional.

A autonomia de um programa do álcool, num ambiente competitivo, enseja a ação conjunta dos setores envolvidos, como o elétrico, automotivo, sucro-alcooleiro, etc., bem como forte integração dos mesmos aos objetivos do Estado, como a redução de importações, questões sócio-ambientais, energéticas e outras.

De toda sorte, o conhecido “usineiro” nacional, deve-se atrelar aos objetivos globais do país, tornando-se um “industrial”, tendo produtos a oferecer, que redundem em auto-suficiência e competitividade, frente às outras alternativas.

Quanto ao Estado, pela importância que o setor sucro-alcooleiro representa para a consecução da política energética nacional, deverá criar mecanismos que alavanquem este setor, não apenas pelo seu papel na economia do País, mas sim, principalmente, pelos ganhos ambientais decorrentes da utilização, tanto do álcool quanto do bagaço, como combustíveis, de modo a proteger o meio ambiente. Zylbersztajn & Coelho (1992), enfatizam os benefícios do uso equilibrado da biomassa cana-de-açúcar, bem como Leite (1987) afirma que a produção e o consumo de álcool são benéficos à atmosfera, uma vez que os canaviais absorvem o CO₂ que é lançado quando da queima do álcool, do bagaço e da palha..

O aumento da competitividade nas indústrias de açúcar e álcool, através da oferta de novos produtos, principalmente energia elétrica, irá requerer melhorias na planta industrial, visto que várias usinas e destilarias operam com equipamentos com vida útil esgotada, bem como não promovem um melhor aproveitamento do combustível utilizado. Assim, capacidade para investimentos é um fator determinante.

Bauen *at al.* (1998) avaliam que a exploração do potencial de cogeração, está na dependência dos aspectos econômico, técnico, ambiental, regulatório, e de políticas específicas, ou seja, deverá haver uma clara definição, através de diretrizes governamentais, para a exploração do mesmo, uma vez que o setor sucro-alcooleiro não se desenvolveu considerando a energia elétrica como um produto.

Assim, o governo vem atuando no sentido de criar mecanismos, conforme é demonstrado neste trabalho, para a viabilização da cogeração, com venda de excedentes pelo setor sucro-alcooleiro. Reconhece a importância que esta indústria poderá assumir para a diversificação e complementação do suprimento de energia elétrica, principalmente no Estado de São Paulo.

1.2. Organização e conteúdo dos capítulos

Visando cumprir o objetivo proposto, no Capítulo 2 aborda-se o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, os antecedentes para o processo de reestruturação e privatização e o novo modelo institucional, que propicia a entrada de novos agentes, principalmente na geração de energia. Na seqüência, é demonstrada a configuração do setor elétrico paulista, após a privatização, o atendimento de seu parque consumidor, a previsão de unidades de geração hidrelétrica e termelétrica e o potencial de cogeração para o Estado de São Paulo.

No Capítulo 3, apresenta-se a formação do setor sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo, abordando o seu desenvolvimento, a instituição e crise do Programa Nacional do Alcool, e as recentes medidas adotadas, tanto pelo Governo, quanto pela iniciativa privada.

A comercialização de energia elétrica pelo setor sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo, é discutida no Capítulo 4,, comentando-se sobre a política estadual adotada para maior participação das usinas de açúcar e destilarias de álcool na produção de energia elétrica, apresentando as alternativas tecnológicas propostas. Na seqüência, analisa-se a experiência da Companhia Paulista de Força e Luz com os contratos de compra de energia.

No Capítulo 5, aborda-se o posicionamento do setor sucro-alcooleiro quanto à produção de energia elétrica, com fins de comercialização, discutindo a regulamentação e financiamento para a cogeração. Estes aspectos são tidos como principais limitadores para a expansão da cogeração, conforme pode-se observar nas entrevistas realizadas por esta autora, em janeiro de 1999, junto a dez unidades industriais. Comenta-se, ainda, as características de negócios e oportunidades da energia cogorada, frente a reestruturação do setor elétrico, apresentando-se exemplo de negociação realizada no Estado de São Paulo, envolvendo diversos dos novos atores, e consolida-

se o capítulo com uma análise dos processos de financiamento para a inclusão da energia elétrica como um novo produto a ser ofertado ao mercado, pelas indústrias de açúcar e álcool.

O Capítulo 6 é destinado às considerações finais, com a apresentação das principais conclusões e recomendações do trabalho.

Capítulo 2

A indústria de eletricidade e o seu desenvolvimento no Estado de São Paulo

Neste capítulo, aborda-se o desenvolvimento do setor elétrico nacional, em suas fases privada, estatal, e o retorno ao capital privado, com a aprovação da Lei de Concessões. Tem como objetivo demonstrar o processo de reestruturação e privatização, a interação entre os novos agentes, e a nova configuração do setor elétrico paulista. Na seqüência, apresentam-se dados de oferta e consumo de eletricidade no Estado de São Paulo, e a previsão de entrada de novas unidades de geração, hidrelétricas e termoeleétricas, de acordo com previsões do Plano Decenal da Eletrobrás⁴.

2.1 O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro

O início da indústria de eletricidade no Brasil ocorre em 1889, sendo este ano o marco da primeira utilização da energia elétrica, de origem hidráulica, decorrente da implantação da Usina de Marmelos, no Rio Paraibuna, fornecendo eletricidade à cidade de Juiz de Fora.

⁴ Estudo de médio prazo (10 anos) da Eletrobrás, onde são apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e a sua alocação temporal. Define também os programas da distribuição, suas metas físicas e financeiras, e o programa global de investimentos na geração, transmissão, distribuição e instalações gerais.

A partir deste primeiro empreendimento privado, de iniciativa de Bernardo Mascarenhas, começa a implantação do serviço público de energia elétrica, em várias cidades do país, sendo, em sua maioria, decorrente da iniciativa privada, com capital nacional ou estrangeiro.

A concessão para exploração do potencial hídrico, era inicialmente de competência das autoridades municipais, situação que perdurou até 1934, requerendo, a partir daquela data, de concessão atribuída pelo Governo Federal. Este fato deveu-se à incorporação das quedas d'água ao patrimônio da União, quando da aprovação do Código de Águas⁵

Neste primeiro período, assiste-se a instalação, no Brasil, de duas grandes empresas estrangeiras, a Light e a AMFORP - American & Foreign Power Company, Inc. Em 1899, através de um decreto presidencial, instala-se no país a Light - The São Paulo Railway Light and Power Co. Ltda, empresa canadense, pertencente ao Grupo Light, obtendo concessão para exploração de serviços públicos de iluminação, bonde e produção de energia elétrica, atuando no eixo Rio-São Paulo. Esta inaugura em 1901, no Rio Tietê, sua primeira usina - Parnaíba, com capacidade de 2.000 kW.

O domínio da Light em torno do eixo Rio-São Paulo, consolidou-se, conforme assinalado por Maranhão (1993), “graças à sua legitimidade, entre cidadãos urbanos, como portadora de inovação técnica nos transportes e iluminação. Para o público não importou tanto que os concorrentes nacionais disputassem o espaço com a promessa de iluminar e eletrificar a cidade, importou que o vencedor, a Light, chegou primeiro com a modernidade de substituir os bondes a burros pelos elétricos”.

No início da década de 20, a Light adquiriu oito pequenas empresas elétricas do interior de São Paulo e do Vale do Paraíba, abrangendo vinte e cinco municípios. Para Maranhão (1993), a compra pela Light dessas empresas do interior do Estado de São Paulo, teve por objetivo deter a atuação da AMFORP, que se instalara no Brasil no final daquela década.

⁵ Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934 (Título I, Capítulo I - O aproveitamento industrial das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica, quer do domínio público, quer do domínio particular, far-se-á pelo regime de autorizações e concessões)

A General Electric, controlada pelo grupo Morgan Stanley, incorporou em 1905 a Electric Bond & Share Corporation, empresa americana produtora e distribuidora de energia elétrica, a qual organiza, em 1923, a American & Foreign Power Company, Inc. - AMFORP. Para que a AMFORP pudesse iniciar suas operações no Brasil, esta constituiu, em 1927, a Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras - CAEEB, sob a denominação original de Empresas Elétricas Brasileira S/A. A CAEEB estabelece os principais pontos de penetração da AMFORP no Brasil e, em 17 de outubro de 1927, o controle acionário da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, constituída em 1912, é transferido para a AMFORP (Sassi, 1999).

A AMFORP passou a controlar várias companhias no interior do Estado de São Paulo e ampliou sua área de atuação com a compra de concessionárias localizadas em outros estados, como Pelotas, Porto Alegre, Curitiba, Belo Horizonte, Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Vitória, Salvador, Recife, Natal e Maceió (REVISE, 1988).

No cenário internacional, inicia-se na década de 30, reivindicações para maior participação do poder público nos serviços de energia elétrica. Walter (1994) assinala que tal movimento objetivava, através da concorrência com o capital privado, redução de tarifas e introdução de mecanismos regulatórios por parte do Estado.

Sem muita interferência do Estado, até 1934, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, em sua maioria a cargo de concessionárias privadas, foram organizados sob a forma de sistemas independentes e isolados (Leite, 1997).

Com a aprovação do Código de Águas, regulamentado em 1934 pelo Decreto 24.743, inicia-se o processo de intervenção nos serviços de eletricidade. As quedas d'água foram incorporadas ao patrimônio da União, e instituído o custo histórico⁶ e serviços pelo custo⁷ para determinação das tarifas, que até aquela data, foram reguladas pela cláusula ouro, extinta através do decreto 23.501, de novembro/33. Quanto às concessões, as mesmas passaram a ser dadas a

⁶ É a importância, em moeda nacional, real e comprovadamente gasta pelo concessionário, para a aquisição dos bens que integram a propriedade em função do serviço, e registrada em sua contabilidade.

⁷ Leva em consideração todas as despesas de operação, impostos e taxas de qualquer natureza, lançadas sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício; as reservas para a depreciação e a remuneração do capital da empresa.

brasileiros ou empresas organizadas no país, resguardando os direitos até então adquiridos (REVISE, 1988).

Cumprе ressaltar que a primeira apresentação do Projeto Lei Código de Águas se deu em 1907, por indicação de Alfredo Valadão, como forma de restringir a atuação das empresas estrangeiras no País, as quais conseguiram mantê-lo “arquivado”, até a Revolução de 30, quando o próprio Alfredo Valadão participou de sua transformação, no decreto citado anteriormente.

A legislação brasileira, após a aprovação do Código de Águas, foi aprimorada por leis e decretos, que conduziram o Estado a aumentar sua intervenção no setor de energia elétrica, tido como estratégico para a nação. O custo histórico, previsto no Código de Águas, foi regulamentado apenas em 1941, estabelecendo que o investimento das empresas de energia elétrica, fosse determinado através do tombamento, servindo como elemento base para o cálculo de tarifas e de possíveis indenizações, em caso de encampação da empresa pelo Estado, fixando, ainda, o limite de 10% sobre o investimento para o lucro das concessionárias (Maranhão, 1993).

A regulamentação e o desenvolvimento do setor elétrico nacional, ficou a cargo do Conselho Nacional de Água e Energia Elétrica, órgão subordinado à Presidência da República, criado em 1939 pelo Decreto lei 1284.

No decorrer da segunda guerra mundial, inicia-se o processo de deterioração dos serviços de eletricidade. Leite (1997) atribui o fato à decorrência dos fatores: (i) mudança do quadro institucional, que resultou da nova legislação de 1934, e da Constituição de 1937; (ii) longo período de dificuldades de importações e da fraqueza do parque industrial nacional para suprir os equipamentos necessários à manutenção e expansão dos serviços; (iii) a inflação crônica, que no período de guerra resultou em aumento de preços da ordem de 100%, correspondendo à média de 12% ao ano.

Também, o acelerado processo de urbanização, associado à industrialização e difusão do uso de eletrodomésticos, indicavam para uma crise de energia no período pós guerra, pois o crescimento econômico, que teve início com o processo de substituição de importações, atingiria

novos estágios de desenvolvimento industrial, como no setor de materiais elétricos (Medeiros, 1993).

De modo a dar seqüência ao processo de desenvolvimento econômico, iniciado na década de 30, começa, nos anos 40, a formação do setor elétrico, dentro de uma mentalidade nacionalista, migrando, este setor, de um modelo descentralizado e privado, para um outro que viria a se caracterizar pela centralização e estatização da indústria de energia elétrica, visando sua consolidação (REVISE, 1988).

O crescimento da demanda, associado à falta de investimentos pelos grupos que detinham a concessão para a prestação dos serviços de eletricidade, levaram o Brasil a um quadro de déficit de energia elétrica em várias regiões, crescendo as áreas afetadas pelo racionamento de energia elétrica, ainda nos anos 40.

Estes fatores foram determinantes para a intervenção do Estado neste setor, processo que se inicia em 1943 com a criação da CEEE - Comissão Estadual de Energia Elétrica, pelo governo do Rio Grande do Sul. Coube a esta, elaborar um plano de eletrificação e interligação regional no estado, adotando o governo, uma política de transferência de concessões municipais para a esfera estadual (Medeiros, 1993).

Na esfera federal é constituída, em 1945, a CHESF - Companhia Hidrelétrica de São Francisco, com o objetivo de construir a Usina de Paulo Afonso, a qual viria a suprir as concessionárias do Nordeste (Leite, 1997).

Medeiros (1993) destaca que, com a iniciativa de construção da CHESF, inicia-se o processo de divisão das atividades de produção e distribuição dos serviços públicos de eletricidade, ficando a cargo dos governos estaduais a promoção do desenvolvimento dos sistemas de distribuição, configuração esta que iria se generalizar nos anos seguintes para outras regiões do país.

No período compreendido entre as criações da CEEE (1943), e Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras (1962), vários governos iniciaram a construção de usinas. Em Minas Gerais é inaugurada, em 1946, a Usina Hidrelétrica de Gafanhotos e, em 1952, é constituída a CEMIG -

Centrais Elétricas de Minas Gerais, com a participação majoritária do governo estadual, a qual passa a construir e explorar os sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica (Medeiros, 1993).

Tendo a Light esgotado, na década de 40, os potenciais hidráulicos de sua área de concessão, e estando essa empresa e a CPFL impossibilitadas de realizar expansões na geração, em virtude do Código de Águas, e havendo, ainda, a necessidade de superar a crise de abastecimento na região mais industrializada do País, é criada em 1957 a empresa Furnas - Centrais Elétricas de Furnas. Esta empresa foi composta, inicialmente, pelos principais técnicos das grandes empresas da região (CEMIG, CPFL, Light) visando a construção da Usina Hidrelétrica de Furnas, inaugurada em 1963, com uma capacidade de 1.216 MW.

A entrada em operação dos dois primeiros geradores de Furnas, em 1963, injetando energia na Cidade de São Paulo, evitou, conforme assinalado por Waisman (1980), uma situação catastrófica em 1964, quando houve um esvaziamento da Represa Billings “a cavalaria chegara, salvadora, no último momento: cavalaria estatal brasileira”.

A estrutura do setor elétrico brasileiro se consolida com a aprovação do Projeto Eletrobrás. Através da Lei 3.890-A é criada a Centrais Elétricas Brasileiras, sociedade de economia mista, sob controle acionário majoritário da União.

Coube à Eletrobrás: atuar como empresa “holding” de algumas empresas federais, promotoras do desenvolvimento elétrico regional; associar-se a empreendimentos das empresas estaduais; gerir os fundos fiscais específicos, destinados à expansão da produção de energia elétrica; e coordenar o planejamento em nível nacional (Waisman, 1980).

A CESP - Centrais Elétricas do Estado de São Paulo, é formada em 05/12/1966, a partir da unificação das empresas: USELPA - Usinas Elétricas do Paranapanema, CELUSA - Centrais Elétricas de Urubupungá, BELSA - Bandeirantes de Eletricidade S/A, controladora da Companhia Luz e Força de Tatuí e da Companhia Luz e Força Elétrica Tietê, e CHERP - Companhia Elétrica do Rio Pardo, controladora da Central Elétrica de Rio Claro e de suas associadas, Empresa de Melhoramentos de Mogi Guaçu S/A, Empresa de Luz e Força de Jacutinga e a Empresa de Luz e

Força de Mogi Mirim S/A . A CESP passa a ter o controle acionário da CPFL em 1975, empresa que havia sido estatizada em 1964, quando a Eletrobrás adquiriu a AMFORP (Sassi, 1999)

Com a criação, em 1968, da Eletrosul - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A e, em 1973, da Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil, completa-se, juntamente com CHESF e Furnas, o grupo de empresas que tiveram a incumbência de planejar, construir e operar os sistemas de geração e transmissão das regiões Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste, sob o controle da Eletrobrás (REVISE, 1988).

Quanto à regulação do setor, ficou a cargo do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão criado em 1968, incorporando dois órgãos do setor elétrico, o DNAE - Departamento Nacional de Águas e Energia e o CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

O processo de estatização do setor elétrico completa-se em 1978, com a venda da Light para a Eletrobrás, sendo que a parte paulista, posteriormente, passaria para o Governo do Estado de São Paulo, originando a ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S/A.

Durante a década de 70, ocorreu a expansão do sistema de geração, através da construção de grandes usinas (Itaipú - Tucuruí, Jupia, Ilha Solteira), iniciadas nos anos 70, expansão e interligação do sistema de transmissão e melhoria da performance das concessionárias de distribuição estaduais. Diminuiu a dependência externa de equipamentos para a indústria de energia e a quantidade e qualidade da energia produzida e distribuída, acompanhavam o crescimento do mercado consumidor.

2.2 Antecedentes da Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico Nacional

A reforma institucional do setor elétrico brasileiro, foi motivada, de acordo com pronunciamento do Ministro de Minas e Energias (MME, 1997), basicamente por três macro-fatores, a saber:

(i) aspecto econômico - a crise social e fiscal limitou o governo quanto a investimentos em infra-estrutura, levando a uma abertura para inserção do capital privado, capaz de participar dos investimentos necessários;

(ii) distorções na gestão das empresas do setor elétrico - o modelo, vigente até 1995, contribuiu para uma desestabilização financeira e gerencial, induzindo a um inchaço de quadros funcionais, instabilidade política nos cargos técnicos, instrumentalização política de toda ordem, captura por interesse de prestadores de serviços e supridores, uso das tarifas no combate à inflação, introdução de subsídios, tarifas privilegiadas e facilidades na concessão de vantagens corporativas; e

(iii) introdução de novas condições tecnológicas - técnicas de cogeração e a tecnologia dos sistemas de ciclo combinado, permitindo, nos países que adotaram tais tecnologias, oferecer energia elétrica a preços competitivos.

No âmbito internacional, o Banco Mundial constatou , em 1993, que a crise vivenciada pelo setor elétrico, nos países em desenvolvimento, era decorrente dos seguintes fatores:

(i) interferência do governo na gestão cotidiana das empresas concessionárias estatais, impondo a estas quadros dirigentes oriundos de suas fileiras políticas, nem sempre qualificados para as funções a serem exercidas, e utilizando as empresas como “cabide de emprego” com finalidades eleitoreiras;

(ii) políticas governamentais inexistentes para o setor, ou mal definidas, impondo pesados ônus financeiros às concessionárias, através de vários programas como: eletrificação rural, atendimento à população de baixa renda, tarifas subsidiadas a grandes consumidores eletro-intensivos;

(iii) achatamento tarifário imposto pelo governo, utilizando as tarifas para o controle da inflação;

(iv) predominância de tarifas baseadas nos custos contábeis e não nos custos marginais de expansão do sistema elétrico;

(v) falta de autonomia administrativa e financeira das concessionárias, com pouca cobrança do governo sobre sua eficiência e competitividade;

(vi) falta de regras claras sobre a fixação de tarifas; e

(vii) utilização das concessionárias estatais de energia elétrica, pelo governo, para captação de empréstimos, ocasionando níveis de endividamento muito elevados para as empresas captadoras dos recursos (Bajay, 1994).

A necessidade de reforma do setor elétrico nacional, foi sentida ainda na década de 80, (portanto, anterior à análise do Banco Mundial) diante da crise que se instalara, decorrente, basicamente, dos fatores já assinalados, levando o setor elétrico a desenvolver estudos, que visavam apresentar propostas para se reequilibrar.

O primeiro estudo, intitulado de Plano de Recuperação Setorial - PRS, foi aprovado em 22/11/85. Preocupou-se com o saneamento financeiro do setor, tendo como diretrizes básicas a reposição do nível tarifário, recuperação dos investimentos setoriais, obtenção de recursos internos e externos e estabelecimento de condições financeiras para a expansão acelerada da capacidade instalada (Medeiros, 1993).

O desenvolvimento econômico e financeiro previstos no PRS, abrangendo o período de 1985 a 1989, não pôde ser concretizado em virtude da nova política tarifária adotada pelo Plano Cruzado, quando, ao ser decretado o congelamento de preços em 1986, as tarifas continuaram em baixos níveis, inferiores à remuneração de 7% prevista no Plano.

O segundo estudo, foi realizado em 1988. A REVISE - Revisão Institucional do Setor Elétrico, objetivou identificar os problemas do setor, propondo alternativas para solucionar a crise, os quais, naquela ocasião, foram agrupados em cinco áreas: (i) missão e papel do setor; (ii) aspectos institucionais; (iii) modelo econômico-financeiro; (iv) modelo organizacional; e (v) processo decisório. A REVISE, conforme assinalado por Medeiros (1993), teve o mérito de discutir pela primeira vez, desde os anos 50 e superando preconceitos, a inserção do capital privado no setor.

Com o Programa Nacional de Desestatização - PND, o Governo desvincula-se de seu papel de principal agente promotor e financiador do desenvolvimento, assumindo responsabilidade enquanto agente político e de regulação de vários segmentos da economia, como energia elétrica, petróleo, transporte, gás, telecomunicações, etc. Assim, ao incluir em 1992, as empresas do Grupo

Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização, o governo deixa claro sua intenção em privatizar o setor elétrico

As diretrizes básicas para o processo de reestruturação do setor elétrico, foram estabelecidas com a aprovação das Leis 8987/95 e 9074/95, dispondo sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos e normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, regulamentando, assim, o artigo 175 da Constituição.

Com base nestas duas leis, definiu-se o contorno da reforma do setor:

- (i) licitação de novos potenciais hídricos, visando proporcionar competição na geração;
- (ii) livre acesso à transmissão e definição de uma malha básica;
- (iii) opção aos consumidores livres na escolha de seu supridor;
- (iv) tarifas pelo preço⁸;
- (v) introdução do Produtor Independente de Energia - PIE;
- (vi) obrigatoriedade de conclusão de projetos paralisados, sob pena de ser canceladas a concessão; e
- (vii) mecanismos facilitadores para a privatização.

Para conduzir o programa de reforma do setor elétrico, contratou-se consultores nacionais e internacionais, liderados pela Coopers & Lybrand, sendo os resultados deste trabalho consolidados no relatório Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB/1997), utilizado neste capítulo como bibliografia básica, bem como da legislação pertinente ao assunto.

Paralelamente ao desenvolvimento dos trabalhos realizados pela Consultoria, várias medidas começaram a ser implementadas, objetivando superar dificuldades que colocavam em risco o suprimento de energia elétrica do país, como, por exemplo: a aplicação da Lei 9074, que possibilitou disciplinar o regime de concessões, bem como “romper com práticas cartoriais inaceitáveis, que obstaculizavam o desenvolvimento do setor”; a extinção de 33 concessões ociosas de geração, e a retomada de 23 empreendimentos, paralisados no início de 1995. Iniciou-se, ainda naquele ano, o Programa de Licitação de Concessões de Geração, confirmando a disposição do Governo para a desestatização do setor elétrico (MME, 1997).

⁸ Lei 8987, de 13 de fevereiro de 1995 - A tarifa de serviço público concedido, será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação, e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato.

A estrutura e regras de funcionamento do setor elétrico, foram sendo elaboradas a partir de 1996 e, o entendimento e interação entre os novos agentes, que passaram a compor o novo modelo, tem uma melhor definição em 1998.

2.3 O novo modelo institucional do setor elétrico e a interação entre os novos agentes

No período de 1996 a 1998, vários aspectos da reestruturação do setor elétrico foram sendo mais bem detalhados, como por exemplo: a definição da malha básica de transmissão; separação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; regulamentação das atividades do autoprodutor e produtor independente de energia (Lei 9074/95); criação do órgão regulador ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica; criação do comercializador e o exportador de energia (Lei 9427/96); introdução do MAE - Mercado Atacadista de Energia (Decreto 2655/98); e definição das regras de organização do ONS - Operador Nacional do Sistema (Lei 9648/98).

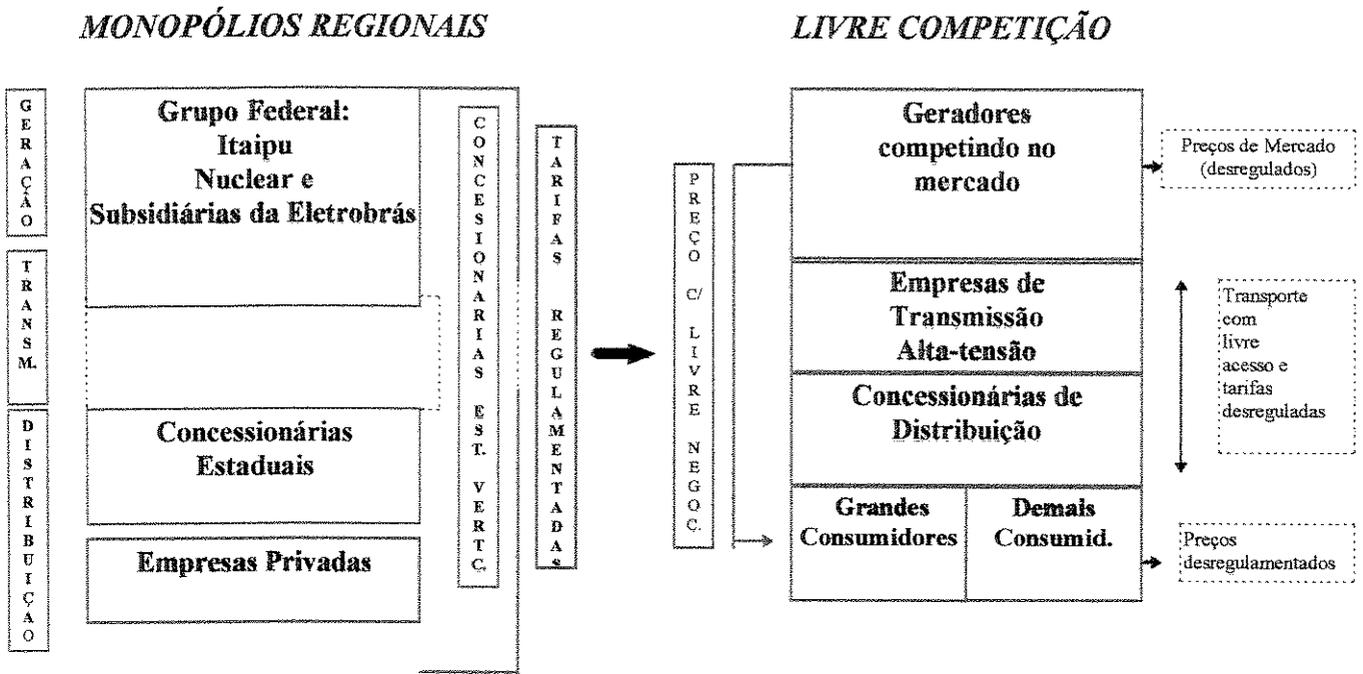
Saindo de uma estrutura relativamente simples (Figura 2.1) o novo modelo estabelece a viabilidade de integração de todos os agentes (Figura 2.2), originários da desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esta se dará através da rede de transmissão e distribuição, viabilizando a introdução de sinais econômicos temporais, pelo órgão regulador, com vistas a estimular a integração ao sistema de novas plantas geradoras, adequadas às reais necessidade regionais do setor elétrico, e do país como um todo.

O novo modelo introduz o MAE - Mercado Atacadista de Energia, ambiente regido por regras claramente estabelecidas. Neste ambiente se processará a compra e venda de energia entre seus participantes, através de contratos bilaterais⁹ ou de curto prazo¹⁰, obedecendo o limite dos sistemas interligados Sul/Sudeste e Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

⁹ Documento comercial, resultante de acordo entre os agentes do MAE, com o objetivo de estabelecer preços e volumes para a comercialização de energia elétrica, em períodos de tempos determinados.

¹⁰ Negociação, no MAE, de energia não contratada bilateralmente.

Figura 2.1 - Organização da Estrutura do Mercado



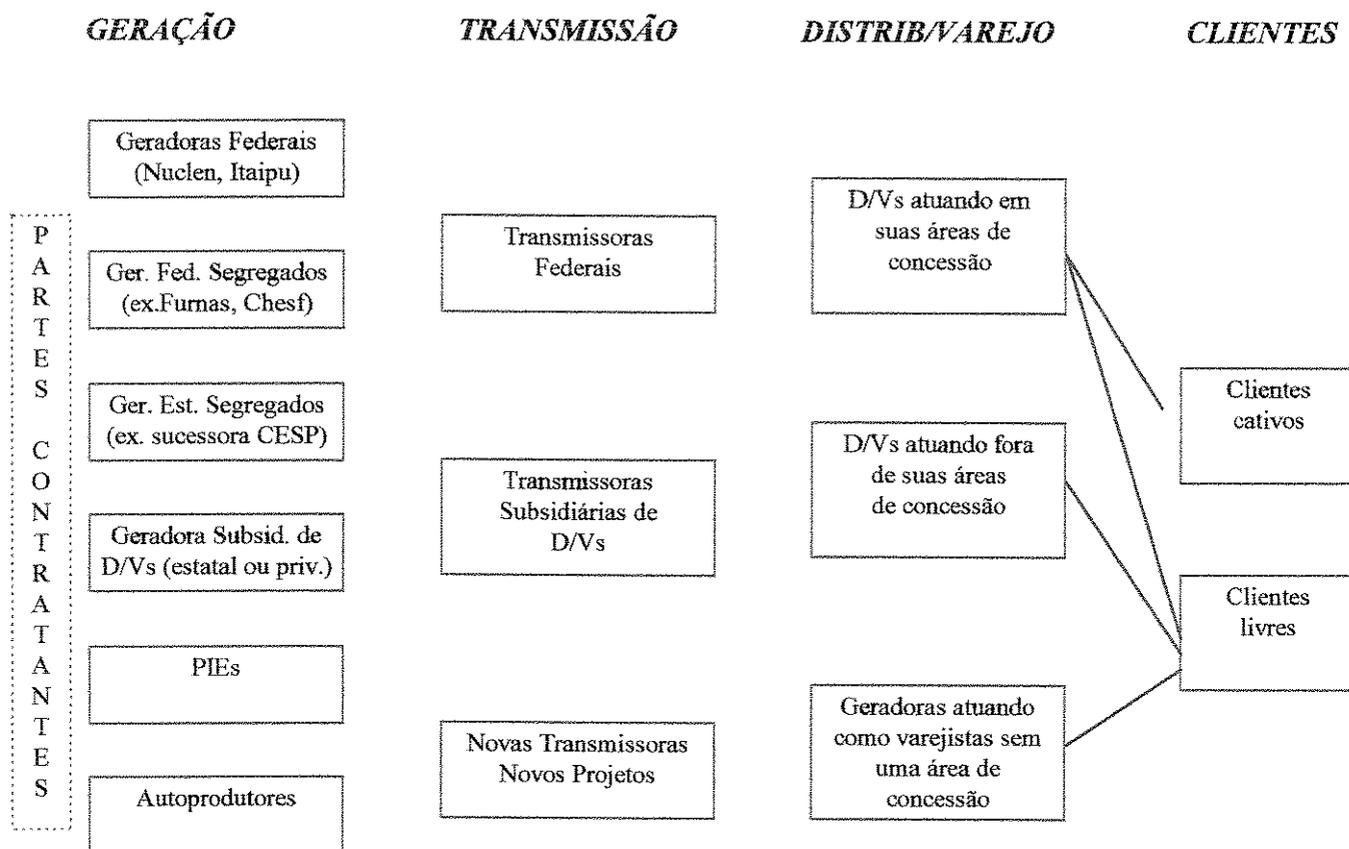
Fonte: MME (1997)

As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, ficará sob a responsabilidade do ONS - Operador Nacional do Sistema¹¹.

Este executará as tarefas de planejamento, programação e despacho centralizado da geração, mantendo os benefícios oriundos da operação interligada (sazonalidade, diversidade hidrológica, etc), ao menor custo. Caberá também ao ONS garantir o acesso a todos os agentes do setor elétrico ao sistema de transmissão, substituindo as funções desempenhadas pelo GCOI e CCON, Grupo Coordenador da Operação Interligada Sul/Sudeste e Centro Oeste e Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste, respectivamente, sob a coordenação da Eletrobrás.

¹¹ Agente de direito privado, previsto pela Lei n. 9648, de 27/05/98, responsável pela coordenação e controle da operação dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, responsável pelo despacho centralizado da geração.

Figura 2.2 - Estrutura da Indústria: Principais Agentes



Fonte: MME (1997)

Toda essa estrutura objetiva introduzir a competição na indústria de energia elétrica, através da livre oferta e procura, sob a regulamentação da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, instituída pelo Decreto 2335/97, em substituição ao DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Incumbiu-se, esta agência, de definir e estabelecer os limites de participação dos agentes de geração e de distribuição no serviço de energia (Resolução ANEEL 94/98), impedindo a formação de oligopólios, ou seja, concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica. Estes limites protegem o consumidor, e criam condições de inserção de novos agentes nesta

indústria, atuando, neste sentido, com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça -SDE e com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE.

A competição pretendida, como já citado, se viabilizará nos segmentos de geração e de comercialização de energia elétrica. No primeiro, os preços de venda serão estabelecidos de acordo com a oferta e procura, independentemente de sua integração física no mercado, cuja viabilidade e programação será definida pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e, na comercialização, deverá prevalecer a busca de energia a melhores preços, a serem repassados aos consumidores.

Os consumidores, nesta nova estrutura, estão segregados entre cativos e livres. Para este último, é autorizada a escolha de seu fornecedor de energia elétrica, obedecendo os limites legais, sendo que para os cativos, em decorrência de restrições técnicas, o atendimento será feito pela empresa concessionária, que fisicamente integre o consumidor à rede. As tarifas de comercialização de energia aos consumidores cativos, serão fixadas pela ANEEL, e terão como base o valor de mercado.

A livre negociação para compra e venda de energia, entre concessionários ou autorizados, foi estabelecida através da lei 9648, de 27/05/98. Visando dar tempo para sedimentação do processo, foram mantidos, no mínimo em 85%, os contratos atuais de energia e demanda, até o ano 2002, ocorrendo, a partir deste, uma diminuição de 25% da energia e demanda contratadas a cada ano, até o ano 2006, data prevista para o fim das garantias dos atuais contratos.

Paralelamente ao processo de reestruturação, iniciou-se a privatização de concessionárias, federais e estaduais, sendo que em 1995 foi privatizada a ESCELSA, a LIGHT e CERJ em 1996, COELBA, CACHOEIRA DOURADA, AES Sul, RGE, CPFL, ENERSUL, CEMAT, ENERGIPE, COSERN em 1997 e, em 1998, COELCE, ELETROPAULO Metropolitana, CELPA, ELEKTRO, GERASUL, EBE Bandeirante (MME,1999).

Quanto à reestruturação no âmbito das empresas do sistema Eletrobrás, foi aprovada através da Resolução CND 02/99, de 03/02/99, a desestatização de Furnas, Eletronorte e CHESF, tendo

ocorrido em 1998 a desestatização da ELETROSUL. A mesma resolução aprova, ainda, a cisão parcial da Eletrobrás.

Com a missão institucional de *proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade*, a ANEEL vem atuando no sentido de desenvolver adequadamente a regulamentação da legislação, de forma transparente, envolvendo não apenas o setor elétrico, mas a sociedade como um todo.

A regulamentação surge, neste novo cenário, como um instrumento que garantirá a qualidade e continuidade dos serviços de energia elétrica, evitando a substituição, conforme assinalado por Coelho, M(1999), dos velhos monopólios públicos, por novos monopólios privados.

Com o objetivo de proporcionar melhor fiscalização das concessionárias privatizadas, a ANEEL, conforme previsto na legislação que a criou, vem firmando convênios com as agências reguladoras de vários estados, como: Rio Grande do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Pará, Bahia, Ceará, Sergipe e Minas Gerais, dentro de um princípio de descentralização das ações complementares de fiscalização.

2.4 O setor elétrico paulista e sua configuração após a privatização

O Estado de São Paulo utiliza aproximadamente 31% da energia gerada no país, sendo responsável pela produção de 46% da energia que consome, o que o caracteriza como um importador de energia. No consumo nacional, a energia elétrica e os combustíveis fósseis são os mais representativos, com participação de, respectivamente, 32,4% e 30,6%, e nos casos das energias primárias e da biomassa, as participações foram de 29% (Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 1998).

O parque de geração hidrelétrica do Estado de São Paulo é formado por 46 usinas (CESP, CPFL e ELETROPAULO), com potência instalada de 11.305 MW (21,56% do Brasil), gerando anualmente 53.745 GWh. A geração térmica apresenta uma potência instalada de 508 MW, gerando 891 GWh/ano, através de duas unidades termelétricas. Possui 04 refinarias de petróleo, com capacidade de refino de 106.714 m³/dia, representando 43,60% da capacidade do Brasil

(Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, 1998). Segundo dados coletados pela AEA (1997), conta com um parque gerador a partir da biomassa cana de açúcar, de 132 usinas de açúcar e álcool, tendo produzido na safra 98/99, 9.045 bilhões de litros de álcool (DATAGRO, 1999), o que representa 67% de todo o álcool utilizado no País, com uma potência instalada de aproximadamente 620 MW.

A proposta para privatização do setor elétrico paulista, inicialmente, foi marcada por um projeto de desverticalização das empresas CESP, CPFL e ELETROPAULO e a criação de subsidiárias por unidades de negócio, sob o argumento de buscar uma maior competição, aumento de eficiência e redução de custo (Rosa, 1998).

O modelo inicialmente apresentado para o Estado de São Paulo, previa a implantação, nas empresas, de centros de custo por unidades de negócio, desmembramento patrimonial e a criação de subsidiárias por unidades de negócio de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, o processo se desenvolveu com a venda em bloco da CPFL, segmentação da CESP por bacias hidrográficas, e criação de uma unidade de negócio de distribuição, enquanto a ELETROPAULO, foi dividida em quatro empresas.

A área de concessão da CPFL ocupa 37% do território do Estado de São Paulo, compreendendo 234 municípios no interior do Estado, distribuindo cerca de 19.700 GWh/ano, abrangendo uma área de 90.440 mil Km², com uma população estimada em 7,6 milhões de habitantes (Sassi & Andrade, 1998).

Quanto à ELETROPAULO, a reestruturação originou:

(i) Empresa Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A (METROPOLITANA), empresa de distribuição com atuação no município de São Paulo, atendendo 4,3 milhões de consumidores, tendo fornecido em 1997, 34,7 mil GWh;

(ii) Empresa Bandeirante de Energia - EBE, concessionária de distribuição com atuação em vinte e dois municípios, na baixada Santista, oeste (Sorocaba e Jundiaí), Vale do Paraíba e Alto Tietê (Guarulhos, Mogi das Cruzes e outros), com um consumo em 1997, de 23,1 mil GWh/ano de energia, com dois milhões de consumidores, e forte demanda do setor industrial;

- (iii) Empresa Metropolitana de Água e Energia (EMAE), geradora que terá sob seu controle as usinas de Henri Borden, Termoelétrica de Piratininga e seis usinas menores, e
- (iv) Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S/A - EPTE (Sassi, 1999).

A METROPOLITANA foi adquirida pela Lightgás em 15/04/98, a EBE foi privatizada em 17/09/98 e teve como vencedores do leilão o consórcio formado pela Eletricidade de Portugal - EDP e a Companhia Paulista de Força e Luz. Quanto à EMAE, ainda não há previsão sobre a data de privatização das oito usinas de geração de energia elétrica, bem como ainda não ocorreu o leilão de privatização da EPTE (Sassi, 1999).

A CESP, no processo de reestruturação, foi inicialmente descentralizada e as unidades de negócio surgiram da separação das usinas por bacias (unidades de negócio de geração) dando origem à Companhia de Geração de Energia Elétrica do Pardo, do Tietê e do Paranapanema. Para os serviços de distribuição, foi criada uma única empresa, a Elektro - Eletricidade e Serviços S/A, subsidiária integral da Companhia Energética de São Paulo, e a separação da malha de transmissão. A distribuidora de energia conta com 1,5 milhões de consumidores, com atuação em 228 municípios, sendo 223 cidades do interior do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul, atendendo aproximadamente seis milhões de habitantes (Sassi, 1999).

Quanto à Paranapanema, a ANEEL assinou em 22/09 o contrato de concessão da geração, cujas ações foram colocadas em leilão em 28/07/99, tendo sido a vencedora a Duke Energia do Sudeste Ltda e, o leilão de privatização da CESP - Tietê, está marcado para o dia 27/10/99.

2.4.1 Oferta de Energia Elétrica no Estado de São Paulo

A quantidade de energia elétrica gerada no Estado de São Paulo, é insuficiente para atendimento das necessidades de demanda e consumo do seu mercado consumidor. Através das Tabelas 2.1 a 2.6, pode-se ter uma melhor noção do consumo, oferta e geração de energia elétrica no Estado. Salienta-se que os dados não são coincidentes, visto ter sido utilizado dois balanços de energia, o nacional (BEN), e o estadual (BEESP).

Tabela 2.1 - Evolução do Consumo de Eletricidade - São Paulo e Brasil (GWh)

ANO	SÃO PAULO	BRASIL
1987	68.403	192.224
1988	72.250	204.248
1989	74.249	212.452
1990	74.421	216.698
1991	76.797	227.467
1992	77.285	232.179
1993	81.401	241.167
1994	84.323	249.793
1995	88.368	264.805
1996	90.700	277.685
1997	96.645	295.524

Fonte: MME -BEN, 1998

Tabela 2.2 - Consumo de Eletricidade - São Paulo (GWh)

ANO	TOTAL	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	OUTROS
				(*)
1990	70347	36844	16538	16965
1991	72577	37099	17654	17824
1992	73037	36627	18004	18406
1993	73386	37461	17816	18109
1994	79117	39779	18640	19873
1995	82867	39630	21830	21407
1996	84666	38373	23685	22608
1997	90014	40831	25072	24111

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo - BEESP, 1998-Ano Base 1997

(*) Comercial, Público, Agropecuário, Transportes, Setor Energético

A característica do Estado de São Paulo, de importador de energia, pode ser observada na Tabela 2.3, apresentando a quantidade de energia importada para atendimento de seu mercado consumidor.

Tabela 2.3 - Evolução da Dependência em Energia Elétrica no Estado de São Paulo (GWh)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Geração	54.229	53.324	54.432	51.428	55.195	54.878	58.496
Consumo	76.797	77.285	81.401	84.323	88.368	90.700	96.645
Dependência	22.568	23.961	26.969	32.895	33.173	35.822	38.149
Dependência (%)	29,38	31,00	33,13	39,01	37,53	39,49	39,47

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Secretaria de Energia do Estado de SP - BEESP, (1998)

O crescimento no consumo de energia elétrica no Estado de São Paulo no período de 96 a 97 foi da ordem de 6%, tendo evoluído de forma igual a energia total gerada, como demonstrado na Tabela 2.4.

No entanto, o crescimento da capacidade instalada foi de 1,4% (Tabela 2.5), indicando que o aumento de energia total gerada (Tabela 2.4) deveu-se à melhoria do fator de utilização da capacidade instalada e do potencial dos reservatórios do Estado.

Tabela 2.4- Balanço de Energia Elétrica do Estado de São Paulo (GWh)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Energia gerada Total	54.229	53.324	54.432	51.428	55.194	54.874	58.496
CESP	48.551	49.657	51.996	49.802	53.195	51.718	56.244
ELETROPAULO	4.980	3.005	1.779	946	1.327	2.380	1.526
CPFL	463	430	431	449	441	542	499
Outras	235	232	226	231	231	234	228
Energia Recebida Total	26.500	28.133	31.878	38.287	38.206	42.017	44.149
de outros Estados	26.422	28.069	31.820	38.219	38.082	41.888	44.029
de autoprodutores	78	64	58	68	124	129	121
Energia Requerida Total (*)	80.728	81.457	83.310	89.715	93.400	96.891	102646
Fornecimento a outros Estados	878	606	1.214	1.202	1.364	1.954	1633
Disponível para consumo	79.850	80.851	85.096	88.513	92.036	94.937	101013

(*) Energia Gerada + Energia Recebida

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo - BEESP - 1998/CESP/EPM-Ano Base 1997

Tabela 2.5 - Capacidade de Geração Instalada no Estado de São Paulo (MW)

Concessionárias	1992	1993	1994	1995	1996	1997
CESP	8.750	8.911	9.434	9.434	10.233	10402
ELETRIPAULO	1.310	1.310	1.370	1.399	1.399	1.399
CPFL	113	113	126	124	151	151
Outras	38	38	38	38	38	38
Total do Estado	10.211	10.372	10.968	10.995	11.821	11.990

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo - BEESP, 1998 - Ano base 1997

A geração térmica - cogeração instalada em setores industriais no Estado de São Paulo, está demonstrado na Tabela 2.6, onde se pode observar a expressiva participação, em potência instalada (MW) no setor sucro-alcooleiro (66,6%).

Tabela 2.6 - Geração Térmica - Cogeração no Estado de São Paulo

SETORES INDUSTRIAIS	POTÊNCIA INTALADA MW	INCREMENTO PREVISTO MW
Siderúrgico	27	
Químico/Petroquímico	141	1000
Alimentos/Bebidas	65	
Papel e Celulose	93	100
Sucro-alcooleiro	650	400
Total São Paulo	976	1.500

Fonte: Secretaria do Estado de São Paulo/Agência para Aplicação de Energia (1998)

É importante salientar que o incremento previsto na tabela anterior, refere-se a um potencial de mercado, ou seja, projetos que atualmente contam com intenções efetivas de investimento. Este valor, bem como a potência instalada, dependendo da fonte consultada, sofre alterações. Um exemplo disto, são os valores apresentados em estudo recente (Revista Brasil Energia, julho/99) no qual atribui-se ao setor sucro-alcooleiro uma potência instalada no Estado de São Paulo de 611 MW, com projetos de expansão, que pretendem agregar mais 180 MW de cogeração na área da CPFL, onde está concentrada a maioria das usinas do Estado, oitenta e sete, de um total de cento e trinta e duas unidades.

Outro aspecto relevante, ainda em relação ao incremento previsto, é a necessidade de investimento, pelo setor sucro-alcooleiro, para viabilizar maiores excedentes de energia elétrica. Vistas as dificuldades financeiras que este setor vem apresentando, conforme será discutido no Capítulo 3, a viabilização deste potencial, está na dependência de medidas de fomento.

2.5 Previsão de unidades de geração hidrelétrica e termelétrica para o Estado de São Paulo

A projeção do mercado de referência, elaborado pela ELETROBRÁS e expresso no Plano Decenal 1998/2007, ajusta um programa de obras de geração, procurando atender a um critério de garantia de risco máximo de 5% de algum déficit de energia em cada ano. Assim, é montado um “portfólio” de projetos de geração, passíveis de serem construídos no horizonte de 1998/2007 (Eletrobrás, 1998)

O Plano Decenal apresenta os projetos, agrupando-os de acordo com sua classificação (A - G), a qual indica a situação de cada empreendimento em termos construtivos, no caso de obras em andamento, e em termos de conhecimento, no caso de estudos e projetos, visando estabelecer as prioridades de ações, no sentido de sua implementação, de forma a atender ao crescimento do mercado.

Os projetos Classes A e B apresentam um razoável grau de certeza de efetivação. Os da Classe C estão em fase de licitação na ANEEL, no horizonte de curto prazo, ou em fase adiantada de estudos/negociação. Na Classe D, encontram-se os projetos que, embora programados, tiveram seus estudos/projetos interrompidos. Os que não tiveram êxito no processo licitatório, estão enquadrados na Classe E. Os sem concessão, porém autorizados, agrupam-se nas Classes F e G, sendo que os projetos desta última, não foram programados para o horizonte 1998/2007.

As tabelas 2.7 e 2.8, apresentam os projetos Classes A e C, contemplados no Plano Decenal 1998/2007, indicando apenas as obras previstas para o Estado de São Paulo, e a situação de cada empreendimento, não havendo nenhum projeto Classe B.

Como o Estado de São Paulo faz parte do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e, importa energia de outros Estados, conforme demonstrado em 2.4.1, para uma análise mais aprofundada sobre as formas de atendimento da demanda futura, deverão ser considerados todos os projetos de expansão previstos para este sistema. Os dados a seguir, visam apenas demonstrar os aproveitamentos hidrelétricos no Estado de São Paulo, e as termelétricas previstas para o período.

Tabela 2.7 - Obras em andamento ou em fase de motorização - Projetos Classe A

Usina	Potência (MW)	Empresa	Data Ciclo 96 (1)	Data Ciclo 97 (2)	Atrasos em meses (*)
Porto Primavera 3ª a 7ª (a)	1.814,40	CESP	Julho/98	Abril/98	0
Três Irmãos 4ª e 5ª (a)	324	CESP	Março/98	Setembro/98	6
Canoas I	82,5	CESP/CBA	Dezembro/98	Dezembro/98	0
Canoas II	72	CESP/CBA	Janeiro/99	Janeiro/99	0

Fonte: Dados extraídos do Plano Decenal/ELETROBRÁS - 1998-2007

(a) Conclusão da motorização de usina já em operação

(*) valores negativos representam antecipações (Ciclo 97 - 96)

Observação: a conclusão da motorização de Porto Primavera, se dará em 2003, tendo sido estabelecido o seguinte cronograma:

1998	1999	2000	2001	2002	2003
201,6	403,2	403,2	100,8	302,4	403,2

Fonte: Dados extraídos do Plano Decenal/ELETROBRÁS - 1998-2007

Tabela 2.8 - Obras em fase de licitação ou autorização - Projetos Classe C

Usina	Potência (MW)	Empresa	Data Ciclo 96 (1)	Data Ciclo 97 (2)	Atrasos em meses (*)
Piraju	70	SP	Dezembro/01	março/01	-9
UTE Paulínia	500	SP	-	dezembro/99	-
UTE Eletropaulo I	450	Eletropaulo	-	Janeiro/00	-
UTE Eletropaulo 2	450	Eletropaulo	-	Janeiro/02	0

Fonte: Dados extraídos do Plano Decenal/ELETROBRÁS - 1998-2007

(*) valores negativos representam antecipações (ciclo 97 - 96)

Os projetos previstos para São Paulo, classificados nas Classe: D (estudos paralisados), E (licitações desertas ou suspensas), F e G (estudos autorizados em andamento), totalizam uma potência de 290,5 MW (9 obras hidrelétricas).

Cumprе ressaltar que o quadro exposto (Projetos Classe C-G) apresenta apenas uma previsão de ampliação da oferta, e tem como subsídio a informação das concessionárias do Estado, no período anterior à reestruturação do setor elétrico. Assim, a efetivação da expansão da geração depende da identificação de novos agentes, interessados na consecução das obras.

Com base nos dados apresentados, verifica-se que o Estado de São Paulo detém poucos aproveitamento hidráulicos, e que a expansão da geração (hidrelétrica ou termelétrica) está praticamente condicionada à entrada de capital privado, para viabilizá-la.

No Plano Decenal, outras alternativas para geração de energia elétrica, em nível nacional, estão contempladas dentro do conceito de *geração distribuída*, na forma de construção de pequenas centrais hidrelétricas, de cogeração e de fontes alternativas de energia, como energia eólica e de biomassa. Tal expansão, prevê o plano, será empreendida principalmente pela iniciativa privada.

Estudos realizados pelo GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento do Sistemas Elétricos da Eletrobrás, demonstram que a potência instalada de cogeração, no total de 2.467 MW, representa quase 2% do total instalado no Brasil. Existe perspectiva de instalação de mais 6.610 MW, até o ano 2003, conforme domonstrado na Tabela 2.9.

Nos trabalhos realizados pelo GCPS, foram identificados os potenciais de cogeração: termodinâmico, que representa um limite superior teórico da capacidade de cogeração, calculado com base no Balanço Energético Nacional; o de mercado, baseado na identificação de projetos que existem atualmente, com intenções efetivas de investimento das empresas dos setores estudados; o técnico, resultante do levantamento de projetos de cogeração, tecnicamente viáveis; e o econômico, onde foram considerados projetos com bons indicadores de viabilidade econômica.

Tabela 2.9 - Cogeração no Brasil (MW)

Setores	Potência	Potencial de Mercado 2003			Potencial	Potencial
	Inst. (1998)	Autoprodutor	PIE(*)	Total	Econômico	Termodinâmico
Sucro-alcooleiro	995	180	25	205	4.020	5.584
Químico (1)	260	525	440	965	1.225	2.718
Refino de Petróleo(1)	153	740	3.875	4.615	4.768	6.938
Siderúrgico	341	354		354	875	
Papel e Celulose	718	471		471	1.740	2.514
TOTAL	2467	2270	4.340	6.610	12.628	17.754

(1) Os valores referentes ao potencial termodinâmico do setor químico, incluem as refinarias de petróleo
Os valores de potencial econômico apresentados, são os da potência instalada, somados aos de potencial de mercado

(*) Produtor Independente de Energia

Fonte: Revista Brasil Energia, julho/1999

Assim, a tabela anterior demonstra o potencial de cogeração do setor sucro-alcooleiro, (atual 40,33%, de mercado 3,10%, econômico 31,83%, termodinâmico 31,45%) sendo que a maior aproveitamento atual deste, está concentrado no Estado de São Paulo (Tabela 2.10), e a expansão do mesmo se dá na região sudeste, evoluindo a participação percentual da região de 62,21%, para 68,67%. Entretanto, sua viabilização está dependente de várias definições, tais como regulamentação para esta atividade e linhas de financiamento diferenciadas, aspectos que, até o momento, continuam em estudos na ANEEL e no BNDES, embora a Portaria 227/MME, de 02/07/99, comece a definir algumas diretrizes para a cogeração.

Tabela 2.10 - Cogeração na Indústria Sucro-alcooleira (MW)

Regiões	Potência Instalada	Potência Instalada 2003		
	1998	Autoprodutor	PIE	Total
Norte				
Nordeste	358			
Sudeste	619	180	25	205
Sul	6			
Centro Oeste	12			
Total	995	180	25	205

Fonte: Revista Brasil Energia, julho/1999

Sendo o Estado de São Paulo responsável pela produção de 199.3 milhões de toneladas de cana, com uma produção de açúcar de 233.6 milhões de sacas de 50 kg, e por uma produção de álcool de 9,05 bilhões de litros (UNICA, 1999), é responsável, igualmente, por aproximadamente 70% da biomassa proveniente do resíduo da industrialização de cana-de-açúcar, sendo que o percentual de geração de energia elétrica, através do bagaço, e resíduos industriais, poderá ser explorado pela iniciativa privada, caso haja uma regulamentação específica para isso.

Um aspecto relevante, é o fato da safra de açúcar e álcool coincidir com o período de menor disponibilidade hídrica do parque gerador de energia elétrica. Desta forma, um melhor aproveitamento do bagaço, poderia gerar um excedente de energia elétrica, para ser vendido às concessionárias, o que contribuiria para a manutenção dos níveis dos reservatórios das barragens, evitando, com isso, possíveis interrupções no fornecimento de energia elétrica (Faccenda, 1997).

Faccenda (1997), demonstra a sazonalidade no consumo e geração de energia elétrica no Estado de São Paulo (Tabelas 2.11 e 2.12), no período de 1988/1994, indicando o maior consumo e menor geração entre os meses de maio a novembro.

Tabela 2.11 Consumo mensal de energia elétrica em megawatt x hora (MWh), no período de 1988 a 1994, no Estado de São Paulo

Ano /Mês	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	média período	média das médias safra	média das médias entre-safra
jan	6.065.650	6.053.779	6.598.763	6.218.009	6.500.668	6.749.511	6.973.454	6.451.404,9		6.465.872,8
fev	5.825.993	5.640.405	5.975.706	5.756.352	6.390.919	6.369.803	6.569.529	6.073.958,1		6.465.872,8
mar	6.477.635	6.381.987	6.548.610	6.431.782	6.715.910	7.306.285	7.474.654	6.762.280,4		6.465.872,8
abr	6.097.265	6.158.142	6.282.489	6.578.479	6.523.192	6.912.576	6.989.683	6.505.975,1		6.465.872,8
mai	6.286.140	6.504.526	6.164.699	6.779.578	6.825.370	7.216.074	7.381.133	6.736.788,7	6.864.570,8	
jun	6.260.693	6.597.817	6.157.768	6.726.788	6.661.751	7.015.531	7.082.438	6.643.255,1	6.864.570,8	
jul	6.437.418	6.809.294	6.713.307	7.091.719	6.980.059	7.327.944	7.400.064	6.965.686,4	6.864.570,8	
ago	6.643.830	6.951.800	7.061.569	7.253.779	6.954.031	7.278.693	7.754.611	7.128.330,4	6.864.570,8	
set	6.462.607	6.647.200	6.555.758	6.931.207	6.844.765	7.028.538	7.601.756	6.867.404,4	6.864.570,8	
out	6.400.657	6.784.985	6.855.286	7.160.104	7.012.316	7.101.083	7.800.218	7.016.378,4	6.864.570,8	
nov	6.163.910	6.486.903	6.465.724	6.697.217	6.848.260	6.956.402	7.239.657	6.694.153,3	6.864.570,8	
dez	6.124.116	6.365.223	6.010.347	6.318.361	6.592.894	6.940.347	7.398.931	6.535.745,6		6.465.872,8

Fonte: Setores de Programação e Produção Energética - CESP *apud* Faccenda, 1997

Tabela 2.12 Geração mensal de energia elétrica em megawatt x hora (MWh), no período de 1988 - a 1994, no Estado de São Paulo

Ano/ Mês	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	média período	média das médias safra	média das médias entre-safra
jan.	4.755.443	4.611.915	4.815.092	4.089.740	4.703.741	4.928.503	4.739.026	4.663.351,43		4.452.795,54
fev.	4.450.849	4.499.105	4.139.848	4.233.617	4.535.719	4.584.901	4.634.262	4.439.757,29		4.452.795,54
mar.	4.941.557	4.823.786	3.720.862	4.747.009	4.803.456	4.915.282	4.689.088	4.663.005,71		4.452.795,54
abr.	4.342.377	4.140.922	3.286.122	4.830.771	4.530.872	4.742.284	4.254.278	4.303.946,57		4.452.795,54
maio	4.456.464	4.285.856	3.688.724	5.054.605	4.686.363	4.693.848	4.329.231	4.456.441,57	4.227.795,31	
jun.	4.573.605	4.222.970	3.351.948	4.723.824	4.152.004	4.519.814	3.952.912	4.213.868,14	4.227.795,31	
jul.	4.346.949	4.120.745	3.823.469	4.662.524	3.949.983	4.248.491	4.145.071	4.185.318,86	4.227.795,31	
ago.	4.276.791	4.378.532	4.061.437	4.461.121	4.012.913	4.284.563	4.200.789	4.239.449,43	4.227.795,31	
set.	4.337.084	4.020.408	3.612.924	4.022.579	3.867.840	4.079.402	4.181.613	4.017.407,14	4.227.795,31	
out.	4.025.069	4.095.387	3.771.593	4.634.234	4.513.513	4.523.303	4.340.740	4.271.977,00	4.227.795,31	
nov.	3.845.866	3.873.896	4.066.601	4.394.872	4.852.491	4.605.884	3.831.125	4.210.105,00	4.227.795,31	
dez.	3.850.155	4.278.604	3.700.269	4.373.067	4.715.413	4.311.243	4.128.666	4.193.916,71		

Fonte: Setores de Programação e Produção Energética - CESP *apud* FACCENDA, 1997

Conforme demonstrado nas tabelas anteriores, o consumo médio de eletricidade eleva-se entre os meses de maio a novembro, cerca de 6,314%, sendo que a geração média de energia elétrica, diminui cerca de 5,053% no mesmo período, caracterizado como seco, apresentando as médias das médias (MWh) de 6.864.570,8 e 4.227.795,31, respectivamente. Assim, a geração de excedentes pelo setor sucro-alcooleiro, durante os meses da safra, desponta como uma alternativa para a complementariedade na oferta de energia elétrica no Estado, principalmente em períodos hidrológicos desfavoráveis.

Capítulo 3

O setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo

O objetivo deste capítulo, é demonstrar os mecanismos que permitiram o desenvolvimento do setor sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo, a instituição do Programa Nacional do Alcool, suas fases, e as alternativas apresentadas pelo Estado e pela iniciativa privada, para minimizar os impactos decorrentes da crise que o setor vem enfrentando nos últimos anos,

3.1 Fatores que contribuíram para o crescimento do número de unidades industriais de açúcar e álcool, no Estado de São Paulo

A Segunda Guerra Mundial foi determinante para a expansão da lavoura canavieira na Região Centro-Sul. A demanda insatisfeita nos principais centros consumidores do país, decorrente da interrupção do comércio de cabotagem, pela guerra submarina, dificultou o abastecimento de açúcar naquela região, que à época era efetuado em grande parte pelos produtores do Norte/Nordeste (Szmrecsányi, 1979).

A superprodução de açúcar na Região Nordeste, e a falta desse produto na Região Centro-Sul, impulsionaram a transferência do eixo da agroindústria canavieira do Brasil, da primeira região para a segunda, conforme pode se verificar na Tabela 3.1, chegando em 1975 com uma distribuição regionalizada, basicamente invertida da observada em 1930.

Tabela 3.1 - Distribuição Espacial da Produção Brasileira de Açúcar de Usina (1930-75)

SAFRAS	PRODUÇÃO TOTAL 1000 sacos	NORTE/NORDESTE		CENTRO-SUL	
		1000 Sacos	%	1000 sacos	%
1929/30	10.804	7.431	69,0	3.373	31,0
1934/35	11.136	7.155	64,0	3.981	36,0
1939/40	14.406	9.133	63,5	5.273	36,5
1944/45	14.897	8.195	55,0	6.712	45,0
1949/50	21.140	10.083	48,0	11.057	52,0
1954/55	35.568	15.193	43,0	20.375	57,0
1959/60	50.864	20.133	39,5	30.731	60,5
1964/65	59.422	21.042	35,5	38.380	64,5
1969/70	72.216	26.761	37,0	45.455	63,0
1974/75	112.010	38.095	34,0	73.915	66,0

Fonte: Szmrecsányi (1979)

Algumas medidas adotadas pelo IAA - Instituto do Açúcar e do Alcool, criado em 1933 pelo Governo Federal, contribuíram, conforme assinalado por Szmrecsányi (1979), para o deslocamento da hegemonia na produção açucareira do Nordeste para o Centro-Sul:

(i) através da Resolução 069/43, é transferido para as usinas e turbinadores do Centro Sul as parcelas de produção que não podiam ser fornecidas pelos produtores do Nordeste, devido às dificuldades de transporte provocadas pela II Guerra,

(ii) pelo Decreto-lei 9827, de 10/09/1946, determina-se uma revisão geral das quotas de produção de açúcar de usina, atribuída a cada um dos estados e territórios, sendo que essa revisão deveria levar em conta os seguintes fatores: exigências de consumo, os índices de expansão da produção de açúcar de cada unidade federativa, o déficit verificado entre a produção e o consumo dos estados importadores, o reajustamento das usinas sublimitadas. Esse decreto e outras resoluções do IAA criaram todas as condições para o processo irreversível de transferência de hegemonia da região nordeste para o centro-sul, pois subordinaram a elevação dos limites estaduais de produção às exigências regionais, e não mais nacionais de evolução do consumo de açúcar.

A Segunda Guerra também provocou problemas relacionados ao abastecimento de gasolina, levando o IAA a incentivar a constituição de novas destilarias e a conversão daquelas que até então só produziam aguardente.

Outro fator que contribuiu para o deslocamento do eixo Nordeste para o Centro-Sul foram as condições socio-econômicas, destacada por Pina (1972) “o grande beneficiário foi o produtor do Sul, graças as condições peculiares, quais sejam: maior capacidade financeira, mercado em posição vantajosa, um parque industrial moderno com eficientes instalações e condições agrícolas favoráveis, quase totalmente o reverso do Nordeste, que ainda exibia outros índices desfavoráveis, a começar pelo reduzido poder aquisitivo de seu mercado”.

Com relação ao parque industrial, Ramos (1999) salienta o pleno desenvolvimento das indústrias de equipamentos, as Oficinas Dedini, que se transformaram em um grupo industrial que reformava e fabricava moendas, caldeiras e outros equipamentos de pequeno porte e até destilarias, e pode se expandir porque estava protegido pelas dificuldades das importações, geradas pela crise cambial, que vinha desde 1930.

Nos anos cinquenta, constitui-se na região de Ribeirão Preto, uma nova fábrica de equipamentos, a Zanini, a partir da associação de um usineiro do grupo Irmãos Biagi, com um mecânico possuidor de uma pequena oficina (Ramos, 1999).

As diferenças anteriormente comentadas, faziam com que os custos de produção, tanto os agrícolas quanto os industriais, fossem substancialmente maiores no Nordeste do que no Centro-Sul. A isso, ainda se acrescentava a alta dos fretes e a progressiva deterioração do transporte de cabotagem (Carneiro, 1965).

Ainda no início dos anos 50, os produtores paulistas constituem cooperativas para comercializarem suas próprias produções, se aproveitando desta forma, dos ganhos de escala permitidos pela unificação das etapas finais do processo de produção (refino e distribuição) e estas, em 1959, dão origem à Copersucar (Ramos, 1999).

Na década de 60, outro fator influenciou para a expansão do setor açucareiro na região Centro-Sul. Em janeiro de 1964 foi criada a Comissão de Montagem de Novas Usinas, funcionado

até 1965, fazendo parte técnicos do IAA, agrônomos e economistas do IBC-Instituto Brasileiro do Café, vinculados ao Grupo Executivo de Racionalização da Cafeicultura (GERCA), criado pelo Governo Federal, através do Decreto n. 79, de 26/10/61.

Foi dada prioridade às usinas de açúcar, na concessão de financiamentos para a implantação de atividades agroindustriais substitutivas ao café, que então estava sendo erradicado em várias áreas produtoras do País, especialmente no centro-sul. Em fevereiro de 1964, o IBC firmou convênio com o IAA, visando os seguintes objetivos: (i) coordenar o programa de erradicação dos cafezais antieconômicos com o de aumento da produção de açúcar no Brasil, a fim de preservar a estabilidade econômica das regiões, para as quais a supressão pura e simples da cafeicultura apresentaria um sério desfalque, (ii) assegurar financiamento para a instalação das usinas de açúcar nas mesmas regiões e, (iii) facilitar às cooperativas de cafeicultores a obtenção de quotas para a instalação dessas usinas. (Szmrecsányi, 1979).

Os recursos financeiros necessários, seriam fornecidos pelo GERCA, o qual, dessa forma, assumiria boa parte do apoio creditício à ampliação do parque açucareiro no Centro Sul, liberando os recursos do IAA para serem aplicados em outras áreas do país, especialmente no Nordeste. Alguns estados onde estava prevista a instalação de usinas, não tiveram inscrições para a concorrência. Em compensação, em São Paulo houve 33 inscrições para 9 usinas e, no Paraná, 16 para 10 (Szmrecsányi, 1979).

As condições extremamente desfavoráveis à política da mistura carburante nos anos 60 e início dos anos 70, levou a um quadro de capacidade ociosa nas destilarias brasileiras, conforme observa-se na tabela 3.2, principalmente no Estado de São Paulo (Santos, 1993). Este fato levou a COPERSUCAR a defender no início do Programa Nacional do Alcool, a ampliação da produção de álcool, principalmente para uso carburante, através de: (i) utilização da capacidade ociosa das destilarias anexas já existentes, (ii) modernização e ampliação das destilarias já existentes e (iii) instalação de destilarias anexas às usinas que ainda não a possuíam (Santos, 1993)

Para Ramos (1999), esta capacidade ociosa foi decorrente de uma prática dos produtores do complexo, os quais constituíam destilarias com capacidade real acima da declarada, para depois conseguir-se a aprovação do aumento da quota de produção.

Tabela 3.2 - Capacidade Ociosa das Destilarias Brasileiras, 1974/75 (milhões de litros)

Estado	Capacidade Instalada	Produção	Capacidade Ociosa
Maranhão	500	500	-
Piauí	500	500	-
Rio Grande do Norte	5.000	2.000	3.000
Paraíba	8.000	6.000	2.000
Pernambuco	120.000	96.000	24.000
Alagoas	33.000	33.000	-
Sergipe	4.000	2.000	2.000
Norte/Nordeste	171.000	140.000	31.000
Minas Gerais	27.000	20.000	7.000
Espírito Santo	2.000	2.000	-
Rio de Janeiro	80.000	70.000	10.000
São Paulo	880.000	480.000	400.000
Paraná	27.000	20.000	7.000
Santa Catarina	4.500	4.500	-
Rio Grande do Sul	1.800	1.050	750
Mato Grosso	450	450	-
Goiás	2.000	2.000	-
Centro/Sul	1.024.750	600.000	424.750
Brasil	1.195.750	740.000	455.750

Fonte: Santos (1993)

3.2 O Programa Nacional do Álcool - desenvolvimento e crise

O Programa Nacional do Álcool - Proálcool, instituído através do Decreto 76.593, de 14/11/75, apresentou duas fases distintas. A primeira caracterizada pela adição de álcool anidro à gasolina e a segunda, por carros movidos exclusivamente a álcool hidratado, está última instituída pelo Decreto 83.700, de 05/07/1979.

No período de implementação do programa, 1975-1978, a regulamentação esteve presente através de normas relativas à concessão de financiamentos para ampliação e construção de destilarias, para a expansão da produção da matéria prima, comercialização e distribuição do álcool anidro (Santos, 1993).

Nesta primeira fase, coube ao Conselho Nacional do Petróleo - CNP regulamentar os aspectos de comercialização e distribuição do álcool do lado da produção; à Comissão Nacional do Álcool - CNAL, coube regulamentar a função normativa quanto aos aspectos técnicos e

econômicos do Programa e, as operações de crédito rural foram regulamentadas pelo Banco Central com recursos provenientes de suprimentos feitos pelo Conselho Monetário Nacional - CMN ao FUNAGRI - Fundo Geral para Agricultura e Indústria, e aplicados por agentes financeiros credenciados junto ao Banco Central (Santos, 1993).

Na segunda fase do Programa, o governo mantém as políticas adotadas na primeira fase e introduz outras, dentre elas, merecendo maior destaque: diferencial de preço entre gasolina e álcool hidratado, fixado em 1984 em 65%, isenção para o carro a álcool do Imposto Único sobre Combustíveis e Lubrificantes, abatimento de 50% na Taxa Rodoviária Única, créditos especiais na compra de carro a álcool para uso como taxis, isentando-os temporariamente do Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI e, para os carros a álcool de uso comum, essa alíquota foi reduzida em 5% (Ferreira, 1988).

Quanto ao aspecto de comercialização, a partir de junho de 1983, todos os postos de venda do País teriam permissão para instalar bombas de álcool hidratado de forma a garantir a disponibilidade desse combustível em todo território nacional e, quanto ao preço do álcool pago aos produtores, depois de várias alterações, foi fixado em 38 litros por 60 kg de açúcar cristal "standard" (Santos, 1993).

A partir de 1985 o Programa começou a apresentar sinais de enfraquecimento, em virtude dos fatores: declínio nos preços do petróleo importado e aumento da produção interna, sucessivos planos de recuperação econômica, redução dos preços fixados pelo governo para a compra de cana e remuneração do álcool ao produtor, conflitos entre Petrobrás e os representantes do setor sucro-alcooleiro decorrentes dos elevados volumes de gasolina excedente.

Este quadro irá determinar, a partir de 1986, uma estabilização na produção de álcool, levando, em 1989, a uma crise de abastecimento, cujos reflexos indicaram para a necessidade de reformulação do programa e novo direcionamento, os quais vêm sendo discutidos intensamente até os dias atuais.

Visando melhor definir e regular os vários aspectos e instrumentos da política do álcool combustível, em 20/04/93 é criada a Comissão Interministerial do Álcool, coordenada pelo

Ministério das Minas e Energia, e composta pelos Ministros da Fazenda, Agricultura, Indústria e Comércio, Integração Regional, Secretaria de Planejamento e Banco do Brasil (Santos, 1993).

Os mecanismos utilizados para incentivar a utilização de veículos movidos a álcool hidratado, deixam de existir a partir de 90. No tocante ao preço do álcool, fixado inicialmente em 64,5% do preço da gasolina, elevou-se gradualmente, chegando a atingir 80 a 85%. A vantagem do IPI, fixado inicialmente em valores mais baixos para carros a álcool, do que para os mesmos modelos movidos a gasolina, deixa de existir em 1990, com o lançamento do programa de carros populares, para os quais o IPI foi reduzido a 0,1%. Este quadro se agrava com o descrédito da população no Programa, a partir de 1990 (Moreira e Goldemberg, 1998).

Da instituição do Programa Nacional do Álcool, em 1975, até o final da década de 80, a produção e consumo de álcool hidratado apresentou expressivo crescimento, conforme pode-se observar nas tabelas 3.3, bem como a participação deste combustível no consumo de energia no setor de transporte, chegou a corresponder em 1990, a 19,4%, decaindo a partir daquele ano, conforme se observa na tabela 3.4, tendendo a uma estagnação a partir de 90, em virtude de indefinições quanto à política para o álcool combustível.

Para o setor sucro-alcooleiro, o afastamento do Governo, começa a ser sentido no início da década de 90, com a extinção do Instituto do Açúcar e do Álcool.

Desde então, observou-se uma diminuição na demanda do álcool hidratado, desinteresse tanto das montadoras na produção de modelos a álcool, quanto do consumidor, decorrente da crise de abastecimento de 1989. Ocorre grande oferta de álcool e açúcar, ocasionando baixa nos preços de comercialização desses produtos.

Este quadro é ainda agravado, de acordo com Zarpelon (1999), por ter o setor se endividado, em alguns casos pesadamente e, com as altas taxas de juros atualmente praticadas, muitas empresas estão em situação pré-falimentar. Salienta, ainda, que o custo financeiro é um dos pontos negativos, e que tem provocado grandes dificuldades.

Tabela 3.3 Série Histórica da Produção de Álcool Anidro e Hidratado (Estado de São Paulo)

SAFRA	CANA DE AÇÚCAR (10 ³ t)	ÁLCOOL ANIDRO (10 ³ m ³)	ÁLCOOL HIDRATADO (10 ³ m ³)	ÁLCOOL TOTAL(10 ³ m ³)
74/75	34983	211	197	408
75/76	30399	219	144	363
76/77	41558	247	217	464
77/78	53486	950	146	1096
78/79	55693	1544	268	1812
79/80	61203	2031	441	2472
80/81	68837	1545	1063	2608
81/82	70425	872	1962	2834
82/83	90045	2473	1342	3815
83/84	112293	1676	3709	5385
84/85	111144	1540	4694	6234
85/86	121684	2453	5130	7583
86/87	112563	1384	4754	6138
87/88	123518	1506	5810	7316
88/89	124563	1318	6216	7534
89/90	124104	1135	6607	7742
90/91	130657	941	6977	7918
91/92	137281	1526	7013	8539
92/93	136592	1714	6213	7927
93/94	143995	2157	6122	8279
94/95	149113	2311	6386	8697
95/96	152097	2248	5875	8123
96/97	170425	3175	5802	8975
97/98	181511	3584	5913	9497

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo - BEESP *apud* Única - União da Agroindústria Canavieira do Estado de São Paulo

Tabela 3.4 - Consumo de Energia no Setor de Transporte - % (Estado de São Paulo)

Energet.	1884	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1994	1996	1997
GN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
O.Diesel	45,2	44,2	42,3	43,8	44,5	44,0	42,3	41,1	41,2	39,7	37,6	36,8	36,4	38,0
O.Comb.	7,0	7,7	7,1	7,7	7,5	6,7	5,6	4,9	4,9	4,9	5,1	4,3	4,5	5,5
Gasolina	27,8	25,6	25,5	23,1	21,5	22,9	24,6	25,9	25,9	25,4	28,0	28,7	29,8	30,0
Querosene	3,3	3,9	4,2	4,2	3,1	4,2	4,9	5,8	6,3	7,5	7,9	9,5	10,2	10,3
Eletricid.	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,5
Á.Etílico	15,9	17,8	20,2	20,4	22,7	21,5	21,8	21,5	20,9	21,6	20,7	20,0	18,4	15,8
A.Anidro	5,4	4,9	4,9	4,3	4,1	3,0	2,4	3,1	3,5	4,8	4,9	5,3	5,4	5,2
A.Hidrat.	10,6	12,9	15,2	16,1	18,7	18,5	19,4	18,4	17,4	16,8	15,8	14,7	13,0	10,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo - BEESP, 1998

Neste aspecto, é válido destacar a classificação elaborada por Silva *et al.*, (1999) para as unidades agroindustriais sucro-alcooleiras do Brasil, segundo uma perspectiva de sobrevivência neste momento de transição do setor, fragilizado, de acordo com os autores, pelas: elevadas taxas de juros e a política cambial; o fim do Proálcool e dos subsídios diretos que o acompanhavam; e a indefinição da política industrial, especificamente da matriz energética. A classificação referida, prende-se a seis subgrupos:

(i) formado por empresas que faliram;

(ii) constituído por empresas que saíram ou estão transferindo seus capitais aplicados no setor;

(iii) empresas em situação pré-falimentar, isto é, independentemente da decisão do Estado em retomar ou não o Proálcool, e vir a aplicar recursos para salvar o setor, este grupo não terá condições de se tornar competitivo. O número de dívidas acumuladas e defasagem tecnológica, ou a região onde estas empresas operam, tornaram-nas sem salvação;

(iv) formado por empresas que se encontram em situação crítica, porém ainda poderão salvar-se, dependendo da política específica para o setor que o Estado venha a implementar. Para este grupo, é condição fundamental o aporte de novos recursos, com prazos e juros em condições diferentes daqueles em operação no mercado. Apenas com novas linhas de financiamento, poderão superar a desigualdade tecnológica existente, podendo, no futuro, operar em igualdade de condições com as unidades de produção do último grupo;

(v) formado pelas empresas que ainda não entraram em situação crítica, como as do grupo anterior, mas estão no limite de sua capacidade de sobrevivência. O equilíbrio de suas contas está quase impraticável, com as atuais taxas de juros operadas no mercado. A situação destas empresas fica mais crítica, à medida em que novos pacotes de medidas para salvar o “Real” são postos em prática, e redundam em aperto creditício, elevação das taxas de juros e manutenção da política cambial vigente; e

(vi) empresas que, apesar de toda a crise provocada pelo Real e pelas indefinições da política energética do Governo, continuam crescendo e investindo em novas tecnologias, conseguindo redução de custos, aumento da produtividade e vantagens comparativas com a desregulamentação e a saída do Estado do setor.

Assim, esta classificação permite, conforme destacam os autores, a separação em apenas dois grupos: (i) aquelas empresas que viveram às expensas do Governo (cinco primeiros grupos) e as que cuidaram de tornar suas unidades competitivas, buscando, continuamente, estratégias para se diferenciarem, frente às suas companheiras menos eficientes.

O necessário redirecionamento do Programa Nacional do Álcool, vem sendo discutido considerando, além dos ganhos obtidos com a redução na importação de petróleo, a qual representou até 1996 uma economia de US\$ 33 bilhões: (i) manutenção de 1,3 milhões de empregos diretos, dos quais 800 mil gerados pelo Proálcool (AEA,1997); (ii) redução da poluição nos grandes centros urbanos; (iii) abatimento da emissão de gases causadores do efeito estufa; e (iv) promoção do desenvolvimento descentralizado, minimizando investimentos em infra-estrutura urbana.

Quanto à questão de empregos, salienta-se que o número de diretos e indiretos, altera-se nas diferentes fontes consultadas. Agora, quanto à manutenção, tem que se considerar que, com ou sem retomada do programa, haverá uma diminuição, quer seja pelo fechamento e incorporação de algumas unidades, ou pelo processo de mecanização da colheita, o qual é excludente, como em qualquer outro setor que se modernize tecnologicamente.

No entanto, o programa ainda hoje está carente de definições básicas, como por exemplo: (i) o mercado para o álcool combustível, acompanhado de medidas fiscais que promovam o retorno nas vendas de veículos a álcool; (ii) mecanismo fiscal que defina a formação dos preços relativos de combustíveis, e dê sustentação ao álcool em relação à gasolina, em livre mercado; e (iii) regulamentação que incentive a atividade de cogeração, com vistas a minimizar o custo de produção do álcool, e outras.

As indefinições quanto aos rumos do Programa Nacional do Álcool, são visivelmente notadas dia a dia, através de medidas que vem sendo adotadas, até então paliativas, frente ao problema principal: definição de objetivos de médio e longo prazos para o mercado de álcool combustível.

Acompanha-se, através da imprensa, um vai e vem de “intenções”, que de nada contribuem para um redirecionamento do Proálcool. Hoje, o setor sucro-alcooleiro convive com a incerteza de expansão do mercado consumidor de álcool hidratado, a indústria automobilística indecisa quanto à produção de modelos movidos com este combustível, e o consumidor, que frente a elevação dos preços da gasolina, está procurando concessionárias e oficinas para fazer a conversão de motor, uma vez que não se encontra, disponível no mercado, carros movidos a álcool hidratado.

Entretanto, o consumidor está sendo levado a fazer a conversão, pela grande diferença, hoje existente, entre o preço do álcool hidratado e o da gasolina, muito embora não haja nenhuma certeza da manutenção dessa desigualdade. Existe, sim, a intenção por parte dos produtores de álcool, em elevar o preço de comercialização desse combustível, a aproximadamente 70% a 80% do preço da gasolina, com o fim dos estoques. Como o carro a álcool consome entre 25% a 30% a mais de combustível, em comparação com o mesmo modelo movido à gasolina, a vantagem hoje vista pelo consumidor, pode deixar de existir em um curto espaço de tempo.

As medidas que o governo vem implementando, as posturas do setores sucro-alcooleiro e automobilístico, e a recente opção do consumidor por veículo movido a álcool hidratado, reproduzem, novamente, o cenário de 1980, de incentivo a utilização deste combustível, embora haja uma diferença marcante: naquela década, o Programa Nacional do Álcool era tido como estratégico para o País, em decorrência, principalmente, da elevação nos preços do petróleo. Hoje, as medidas adotadas, visam apenas sanar alguns problemas, originados pelo descaminhos do Proálcool.

Como anteriormente citado, a desregulamentação do setor sucro-alcooleiro, inicia-se em 90, com a extinção do IAA, indicando o gradual afastamento do governo e conseqüente diminuição do suporte governamental.

Com relação ao álcool, a liberação do preço do anidro se dá em 1997, deixando para 1998 a do hidratado, o que veio a acontecer apenas no início de 1999. Os reflexos dessa liberação, sem uma regulamentação condizente, aliado a uma super oferta do produto, gerou preços de comercialização bem abaixo dos de referência.

Com um estoque de aproximadamente 2 bilhões de litros de álcool em 1998, reduzidos preços de comercialização, (Tabela 3.5), não cobrindo os custos médio de produção (R\$ 0,30/l), o ano de 1999 inicia-se com algumas medidas governamentais e privadas, na tentativa de minimizar o problema, sem contudo refletirem um novo direcionamento do Proálcool.

Tabela 3.5 - Preços médios dos produtos do setor sucro-alcooleiro praticados no mercado interno brasileiro em 1998

MESES	Açúcar (RS/sc)	Álcool Hidratado (RS/m ³)	Álcool Anidro (RS/m ³)
Maio	15,55	-	364,15
Junho	12,76	-	363,18
Julho	11,44	315,83	355,96
Agosto	11,56	306,80	350,37
Setembro	11,41	281,37	331,61
Outubro	9,73	251,62	292,30
Novembro	10,31	223,02	256,00
Dezembro	11,12	232,21	259,85

Fonte: CEPEA/ESALQ/SECEX/DECEX *apud* IDEA, 1999

As recentes medidas adotadas pelo Governo, em sua maioria, são semelhantes às do início da década de 80, como forma de viabilizar o Programa Nacional do Álcool.

Depois do programa ter perdido praticamente todos os incentivos, que o fizeram ser coroado de êxito, observa-se, hoje, que as medidas adotadas, não se caracterizam por alavancar o Proálcool, e vieram somente para resolver problemas conjunturais decorrentes da falta de planejamento para o mesmo.

Assim, o governo acena com redução do IPI, a partir de outubro/99, apenas para taxis movidos a álcool; propostas estaduais isoladas para redução do ICMS aos taxistas; possível isenção temporária do IPVA, também para os proprietários de taxis, o que já se tornou realidade no Estado de São Paulo, o qual adotou isenção do IPVA 99/2000, e mil litros gratuitos de álcool; renovação da frota de carros oficiais somente com carros movidos a álcool; a formação de estoques estratégicos para influenciar o preço do produto no mercado, através de leilões de compra pela Petrobrás, e espera-se até o final do ano, um aumento de 24% para 26% de álcool anidro na gasolina. Este aumento na mistura, vem sendo questionado pelas montadoras, as quais

alegam que o rendimento dos veículos não será o mesmo, podendo redundar em prejuízos, caso os clientes passem a culpá-las pelo mau funcionamento dos carros.

Por parte do setor sucro-alcooleiro, a iniciativa foi a formação da Brasil Álcool S/A . Esta empresa foi criada com a incumbência de retirar o excedente de álcool do mercado, através da integralização de 1,3 bilhão de litros. A medida fez com que parte dos preços dos produtos se elevassem, sendo que o álcool hidratado subiu para R\$ 0,27/l e o anidro para R\$ 0,31/l (Gazeta Mercantil, 1999a). Assim, a Brasil Álcool funcionará como um fundo regulador de mercado, que deverá impedir a formação de grandes excedentes e conseqüentes reduções nos preços de comercialização.

Estas iniciativas apresentadas, e outras, visam resolver um problema comum das unidades industriais, excesso de produção de álcool, com conseqüente redução dos preços de comercialização. Controlados os estoques, algumas unidades produtoras tenderão a aumentar a produção de álcool anidro e hidratado, e diminuir a produção de açúcar destinada ao mercado externo, equilibrando seus ganhos na comercialização.

Devido à perda de receita, o setor sucro-alcooleiro vem adotando medidas, visando diminuição de seus custos. Estas passam pela terceirização do corte mecanizado, demonstrando uma tendência de segmentação desta atividade, como aconteceu com o transporte da cana na década passada, que foi praticamente todo terceirizado. As empresas cobram entre R\$ 4,00 a R\$ 4,50 pelo corte e transbordo por tonelada de cana, o que representa uma economia de mais de 10%, em comparação com os custos das usinas, sendo que o preço é ainda menor que o do corte manual, que está entre R\$ 5,50 e R\$ 6,00 por tonelada (Gazeta Mercantil, 1999b).

Outras medidas visando redução de custos, são pontadas por Nunes Jr. & Pinto (1999): melhorar a produtividade, aumentar a automação e a mecanização, reformular o sistema de gestão e buscar novos produtos no mercado.

Quanto a novos produtos, um que tem merecido especial atenção é o bagaço de cana-de-açúcar, não só para a produção de eletricidade, como também sua utilização na indústria de papel

ou aglomerado. No entanto, qualquer alternativa de diversificação de produtos, passa necessariamente pela capacidade de investimento da indústria.

No tocante a esse aspecto, diversificação de produtos visando ampliação de receita, é importante ressaltar a alternativa que se abre para o setor sucro-alcooleiro, quanto à produção de energia, utilizando da tecnologia da cogeração, com fins de comercialização, dentro do novo ambiente institucional do setor elétrico.

Até recentemente, as usinas só podiam comercializar excedentes com a concessionária local. Hoje, elas passam a ter a liberdade de transacionarem com outros consumidores, observando os limites constantes na legislação, conforme será abordado no Capítulo 6. No entanto, para a expansão dessa prática, que também redundaria em benefícios para o setor elétrico, deverá ser melhor definida a regulamentação para o autoprodutor cogrador, principalmente para os que se utilizam de fontes renováveis, bem como a adoção de linhas especiais de financiamento e tarifas que viabilizem o negócio.

Assim, o redirecionamento do Programa Nacional do Alcool, não deve ser um conjunto de medidas de curto alcance, ao contrário, deve atingir aspectos sociais, ambientais e de política industrial e energética. Nesse sentido, a questão do emprego e desemprego, são matérias que necessitam ser consignadas por um programa dessa natureza, especialmente considerando a terceirização e a mecanização, e os impactos que vem caracterizando o setor nos últimos anos.

Também não é desprezível a questão ambiental, importante no início do programa quanto ao destino da vinhaça, queima dos canaviais, substituição de áreas agricultáveis, mas que de alguma forma tiveram seus impactos mitigados.

A utilização do bagaço e resíduos agrícolas, para fins de geração de energia, através da tecnologia da cogeração, também apresenta impactos ambientais positivos, uma vez que evita-se o acúmulo de CO₂ na atmosfera, pela não queima de combustível fóssil para a geração de energia elétrica, bem como pela postergação na construção de novas usinas hidrelétricas, uma vez que as unidades industriais estão localizadas próximas ao centro de carga, evitando grandes extensões de

linhas de transmissão. Representa, ainda, para o setor sucro-alcooleiro, adicional de renda que pode auxiliar em sua maior competitividade.

Para tanto, é necessário a disponibilidade de financiamento, a taxas de juros compatíveis, dentro deste programa. A cogeração não deve ser pensada como uma atividade energética isolada, mas especialmente articulada. Nesse sentido, a formação de companhias energéticas, a partir do setor sucro-alcooleiro é fundamental.

Os estudos e projetos direcionados para incrementar a produção de energia elétrica pelo setor sucro-alcooleiro, necessariamente deverão levar em consideração as diferenças entre as unidades, tanto em porte quanto em capacidade de financiarem as melhorias requeridas, para a prática de comercialização de energia, em larga escala.

Capítulo 4

A comercialização de energia elétrica, pelo setor sucro-alcooleiro, no Estado de São Paulo

A cogeração no Brasil pelo setor sucro-alcooleiro, com excedentes de energia elétrica e comercialização desta, não teve uma evolução expressiva, desde que foi autorizada, em 1988, a compra de excedentes pela concessionária, muito embora sua importância seja reconhecida, como demonstram as experiências de outros países, bem como os estudos desenvolvidos no Brasil, relativos ao tema.

Tal fato tem sua origem em vários aspectos, sendo considerados como principais, (i) a estrutura anterior do setor elétrico, onde o Estado detinha o controle absoluto quanto a introdução de novas plantas de geração, privilegiando as grandes obras hidrelétricas em detrimento às médias e pequenas, com nenhum incentivo a formas de geração “alternativas” e descentralizadas; (ii) a legislação para o autoprodutor limitou-se apenas a regulamentar essa atividade, definindo deveres e preços para a comercialização da energia; (iii) a ausência de necessidade de diversificação de produtos da indústria sucro-alcooleira, uma vez que os mesmos tinham mercado garantido e preços tabelados, não necessitando, portanto, aumentar a competitividade dos mesmos; (iv) a produção de energia elétrica, não era vista pelo empresariado do setor, como uma estratégia para operarem com custos mais baixos; e (v) dificuldade do setor em fazer investimentos, num momento de baixa rentabilidade e elevado endividamento, a partir de 1993.

Vainikka (1997) apresenta como principais barreiras para a cogeração, o desenvolvimento da indústria de eletricidade, dentro de uma estrutura monopolística; acesso ao sistema de

transmissão; e a necessidade de tarifa de back-up de energia e o seu alto preço para os cogeneradores.

E4 Energy Inc (1997) também apresenta como barreira para a cogeração a questão do financiamento, além dos aspectos: institucionais; regulamentação específica para a cogeração; as tarifas de compra da energia cogorada; e os riscos tecnológicos, assim como Bauen *et al.* (1997) avaliam que a exploração do potencial de cogeração, depende de aspectos técnico, ambiental, regulatório, econômico e de política específica para esta prática.

Em virtude da recente crise financeira do setor elétrico, do escasso aproveitamento de potenciais hídricos no Estado de São Paulo, dos crescentes custos da transmissão a longa distância, da importância das questões social e ambiental na construção de grandes reservatórios, a maior exploração do potencial de cogeração pelo setor sucro-alcooleiro, deveria ser considerada como uma opção estratégica para o Estado. No entanto, o papel estratégico que este setor industrial poderia desempenhar para a complementação do suprimento energético para este estado continua ainda a ser teórico.

Neste capítulo, aborda-se a tentativa que o Estado de São Paulo fez, em 1992, com vistas a maior participação do setor sucro-alcooleiro na produção de energia elétrica. Apresenta a evolução da venda de excedentes de energia elétrica por indústrias sucroalcooleiras instaladas na área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz e o potencial que poderá ser explorado, de acordo com a tecnologia empregada.

4.1 Tentativa do Estado de São Paulo, na implementação de uma política de incentivo à cogeração

A diversidade de estudos e trabalhos produzidos nesta década, a respeito do potencial de cogeração no setor sucro-alcooleiro, no Estado de São Paulo, já seria suficiente para embasar uma política que valorizasse esta tecnologia de geração de energia elétrica, que traz consigo vários benefícios, como os atribuídos por Faccenda (1997): valorização da atividade econômica em nível

regional; limites ambientais; uso mais eficiente de insumos energéticos; competitividade do setor industrial; e indústrias localizadas próximas ao centro de consumo, não requerendo investimentos em transmissão.

Essa importância que o setor sucro-alcooleiro poderia assumir na produção de energia elétrica, não é enfatizada nos planos de expansão da geração. A referência feita no Plano 2015 da Eletrobrás, limita-se ao reconhecimento do potencial dos resíduos da cana-de-açúcar e biomassa, considerando apenas a possibilidade de sua utilização: “visualiza-se a participação da iniciativa privada em processos de cogeração, vinculados às indústrias de açúcar e álcool, com a venda de excedentes de energia elétrica às concessionárias, a custos competitivos com os custos marginais de expansão do sistema, inclusive num horizonte de curto prazo”.

Para o Estado de São Paulo, o potencial de geração de energia elétrica, através da biomassa cana-de-açúcar é expressivo, pois trata-se de um Estado que apresenta uma área plantada de 1,8 milhões de hectares, com uma produção, na safra de 98/99, de 199.5 milhões de toneladas de cana, correspondendo a, aproximadamente, 70% do total do País.

O potencial de cogeração é definido de acordo com a tecnologia empregada, conforme pode-se observar através das tabelas 4.1 a 4.3.

Tabela 4.1 Tecnologia proposta- Turbina de Contra Pressão (2) - Caldeira de 6MPa e 8 MPa

	ATUAL (1)	6 Mpa	8 Mpa
Geração Específica (kWh/tc)	18,60	22,60	25,50
Geração de Excedente (kWh/tc)	0,63	10,60	13,50
Energia Total Gerada (GWh)	2.827	3.842	4.335
Energia Excedente Gerada (GWh)	96	1.802	2.295
Potência Total Instalada (MW)	620	1.053	1.188
Potência Excedente Instalada (MW)	26	494	629
Geração	SAFRA	SAFRA	SAFRA
Participação no Consumo do Estado	0,12%	2,27%	2,90%

Obs. (1): instalação tradicional: 2,1 MPa de pressão nas caldeiras, turbinas de contra pressão 2,1 MPa/ 0,15 MPa. Energia gerada excedente corresponde à energia comprada pelas concessionárias. Safra de 95: 152 milhões de tc.

Obs. (2): considerando que todas as usinas adotem a configuração. Redução no consumo de vapor. Dados: Copersucar, 1990
Fonte: AEA, 1997

Tabela 4.2 Tecnologia proposta- Turbina de Extração- Condensação (3) - Caldeira de 8 MPa)

	SAFRA	ENTRESAFRA	TOTAL
Geração Específica (kWh/tc)	80,00	114,00	194,00
Geração de Excedente (kWh/tc)	55,00	114,00	169,00
Energia Total Gerada (GWh)	10.880	15.504	26.384
Energia Excedente Gerada (GWh)	7.480	15.504	22.984
Potência Total Instalada (MW)	2.982	4.614	3.765
Potência Excedente Instalada (MW)	2.050	4.614	3.280
Geração	SAFRA	ENTRESAFRA	SAFRA/ENTRESAFRA
Participação no Consumo do Estado	9,44%	19,57%	29,01%

Obs. (3): considerando que apenas 60% das usinas implantem o sistema de colheita de cana crua, de modo a permitir o uso de palhas e pontas na entresafra. Redução no consumo de vapor no processo e eletrificação total. Dados estimados
 Fonte: AEA, 1997

Tabela 4.3 Tecnologia proposta- BIG/STIG (Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine) Technologies(4)

	SAFRA	ENTRESAFRA	TOTAL
Geração Específica (kWh/tc)	268,00	404,00	672,00
Geração de Excedente (kWh/tc)	248,00	404,00	652,00
Energia Total Gerada (GWh)	13.668	29.604	34.272
Energia Excedente Gerada (GWh)	12.648	20.604	33.252
Potência Total Instalada (MW)	3.747	6.132	4.890
Potência Excedente Instalada (MW)	3.467	6.132	4.745
Geração	SAFRA	ENTRESAFRA	SAFRA/ENTRESAFRA
Participação no Consumo do Estado	15,97%	26,00%	41,97%

Obs. (4): Considerando que apenas 30% das usinas implantem o sistema de gaseificação de bagaço/turbina a gás (BIG/STIG). Dados Willians, Larson, 1991
 Fonte: AEA, 1997

Entretanto, estudos realizados por Cortez & Dias (1992) sobre o potencial de cogeração em dezenove destilarias anexas do Estado de São Paulo, demonstram que, na totalidade da amostra, a pressão máxima de operação era de 2,1 MPa, a maioria das unidades com temperatura nas caldeiras de 300 °C, com um tempo médio de 20 anos de operação das mesmas, e as turbinas apresentando um tempo médio de operação de 15 anos.

Mesmo tendo sido um trabalho realizado em 1992, é de se esperar que poucas alterações tenham ocorrido nos últimos anos, visto, que a partir de 1993, o setor sucro-alcooleiro já começava a apresentar dificuldades financeiras. Através de levantamento efetuado por esta autora, em janeiro de 1999, junto a dez unidades, constata-se, observando os dados constantes no anexo 1, que a maior parte dos equipamentos das plantas industriais (caldeiras, turbinas, geradores) bem como os valores de pressão e temperatura, confirmam a hipótese apresentada anteriormente.

Para Walter, (1994), a idade avançada, principalmente das turbinas, indica a existência de um espaço importante para a realização de substituições, embora reconheça as dificuldades financeiras para tanto.

Cortez e Dias (1992) enfatizam o fato de haver uma grande concentração de usinas na Área de Concessão da CPFL (Anexo 2) e que a distribuição geográfica das mesmas favorece, ainda mais, o potencial de cogeração, para fins de comercialização. Salientam, ainda, o fato da safra de cana-de-açúcar, ocorrer no período de maio a novembro, coincidente com a época de seca e, conseqüentemente, maior probabilidade de necessidade de geração complementar de energia elétrica nos sistemas.

Faccenda (1997) reforça a necessidade de um melhor aproveitamento do bagaço na geração de excedentes de energia elétrica, para ser vendido às concessionárias, o que contribuiria para a manutenção dos níveis dos reservatórios das barragens. Em seus estudos, este autor demonstra que no período de safra de cana-de-açúcar no estado de São Paulo, maio a novembro, o consumo de energia elétrica é maior e a geração total de energia é menor, conforme já demonstrado no Capítulo 2, tabelas 2.11 e 2.12.

O Estado de São Paulo, em 1992, apresentava um consumo de energia elétrica de 69 TWh/ano, requerendo uma produção de energia elétrica garantida de 77 TWh/ano, sendo a geração própria de apenas 47 TWh/ano (Secretaria de Energia e Saneamento, 1992).

Diante de um quadro de permanência de aumento da dependência de suprimento de outros produtores do sistema interligado da região sudeste, mesmo com a conclusão das obras das Usinas de Porto Primavera, Rosana, Taquaruçu e Três Irmãos, o Estado considerou necessário assegurar o pleno abastecimento de seu mercado, através de outras fontes de energia.

Assim, o setor sucro-alcooleiro desponta, em 1992, com um potencial explorável de energia elétrica, podendo contribuir no equacionamento de um déficit, já esperado a partir de 1995, mesmo com a entrada em operação das obras mencionadas (Secretaria de Energia e Saneamento, 1992).

Estes foram os antecedentes que levaram o Governo do Estado de São Paulo a estabelecer, com o setor sucro-alcooleiro, um protocolo de intenções, no sentido de se definir uma política para promover maior participação das usinas de açúcar e destilarias de álcool na produção de energia elétrica, tendo por objetivos principais:

- (i) reduzir investimentos do Estado na geração de energia elétrica;
- (ii) incentivar parcerias;
- (iii) desenvolvimento de tecnologias na expansão da produção de energia;
- (iv) revitalizar os setores elétrico, sucro-alcooleiro e de bens de capital;
- (v) reduzir os impactos ambientais causados pela construção de hidrelétricas; e
- (vi) ampliar o uso de biomassa da cana na produção de energia, através da geração em parceria (Secretaria de Energia e Saneamento, 1992).

De acordo com o protocolo de intenções, estabelecido junto às entidades representativas do setor sucro-alcooleiro, o Estado de São Paulo ficou incumbido de promover medidas e gestões necessárias, junto às empresas elétricas de sua administração descentralizada (CESP, CPFL, e ELETROPAULO), objetivando a aquisição, por aquelas empresas, de excedentes de energia elétrica, produzidas pelas usinas de açúcar e destilarias.

Em contrapartida, o setor sucro-alcooleiro ficou responsável por:

- (i) promover a assimilação, adaptação e desenvolvimento de tecnologias para maximizar a utilização econômica do potencial energético do setor;
- (ii) melhorar os sistemas atuais de cogeração;
- (iii) melhorar a eficiência na geração de vapor e energia elétrica;
- (iv) aumentar a oferta de biomassa da cana para geração de energia elétrica;
- (v) avaliar a tecnologia do uso do bagaço gaseificado e de turbinas a gás, em cogeração, com caldeiras de recuperação; e
- (vi) participar, junto com as empresas de energia elétrica, dos estudos na elaboração e ajustes do plano de cogeração.

No entanto, o Programa de Cogeração do Estado de São Paulo não evoluiu, por diversos fatores, tais como: (i) ausência de instrumentos legais e normativos, necessários para a sustentação do mesmo; (ii.) barreiras legais quanto ao valor de comercialização da energia, limitado ao custo marginal da expansão da produção do sistema interligado na região sudeste, tomado no ponto de sua interconexão, e ao valor médio das tarifas de fornecimento, a consumidores finais, praticado pelo concessionário; e (iii) necessidade de investimentos, pelo setor sucro-alcooleiro, em melhores equipamentos e tecnologias.

Deve-se salientar que na ocasião da assinatura do Protocolo, o setor sucro-alcooleiro já apresentava um quadro de endividamento. Este fato, aliado à falta de conhecimento e desinteresse do empresariado do setor, em considerar a energia elétrica como uma fonte de receita, e a forte presença do Estado controlando o mercado da cana-de-açúcar, açúcar e álcool, fez com que as unidades industriais não primassem por maior competitividade.

Assim, os investimentos necessários para desenvolvimento das etapas do programa de cogeração não foram feitos e, hoje, diante da baixa rentabilidade do setor e do endividamento, muitas empresas não conseguem crédito oficial (Zarpelon, 1999; Alcoforado, 1999), e um programa de cogeração, em larga escala, dificilmente será viabilizado, se não for considerado o custo financeiro do setor.

4.2 Experiência da Companhia Paulista de Força e Luz na compra de excedentes de energia elétrica, do setor sucroalcooleiro

A Companhia Paulista de Força e Luz, dentre as empresas concessionárias de distribuição, foi a que mais se destacou na contratação de excedentes de energia elétrica do setor sucro-alcooleiro, conforme demonstra o histórico de desenvolvimento desta prática.

No ano de 1987, celebram-se os primeiros contratos de permuta de energia, com as usinas do setor sucro-alcooleiro, sendo a legislação que regularizou esta prática, assinada em 1988. Através da portaria 246/89, complementada pela de nº 094, do mesmo ano, autorizam-se contratos entre os autoprodutores e a concessionária, firmados pelo prazo de dez anos e através

da portaria nº 095, autoriza-se a contratação por curto prazo (um ano). Ainda neste ano, a CPFL assina os seus primeiros contratos experimentais de curto prazo e, em 1993, dois contratos de longo prazo, com as Usinas Santa Elisa e Vale do Rosário.

O mercado potencial de cogeração na área da CPFL é formado por fábricas que utilizam grandes quantidades de vapor no processo industrial, abrangendo os seguintes ramos de atividades: açúcar e álcool; alimentos; têxtil; papel e celulose; químico e petroquímico.

As características do setor sucro-alcooleiro, na área de concessão da CPFL, no ano de 1996, podem ser observadas através da tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Características do Setor Sucro-alcooleiro na área da CPFL - 1996

Número de usinas	87
Cana moída em 1996	128,75 milhões de toneladas
Pressão das caldeiras	2,1 MPa(95%) - 4,2 MPa (5%)
Potência de geração de energia elétrica instalada	462,3 MW
Potência elétrica excedente instalada	30,1 MW
Potência elétrica excedente vendida	18,2 MW
Potencial termodinâmico de geração elétrica (*)	9,1 GW
Potencial "real" de geração elétrica (*)	5,5 GW

Fonte: CPFL, junho de 1997

(*) a empresa quando consultada sobre este potencial, não informou qual a tecnologia considerada

As definições apresentadas pela Empresa, para a tabela acima são:

Potência de geração elétrica instalada: é a potência total dos geradores instalados nas 87 usinas (para auto-suficiência e excedentes).

Potência elétrica excedente instalada: é a potência instalada nas usinas, além de suas necessidades, incluindo a potência excedente vendida.

Potência elétrica excedente vendida: é a potência contratada, em 1997, pela CPFL com o autoprodutor.

Potencial termodinâmico: é teórico, ou seja, é toda energia que se poderia extrair do bagaço, considerando a conversão total de seu poder calorífico em energia, e tecnologias mais avançadas.

Potencial real: varia com a tecnologia adotada, e com a capacidade de investimento dos empreendedores (CPFL, 1997)

A evolução na contratação de energia pela CPFL, pode ser observada através da Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Histórico da geração de Energia de Cogeração - CPFL (MWh)

USINAS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
<i>Contratos de Curto Prazo</i>									
Santa Cruz	2.394	2.399	1.943	3.920	5.572	3.352	1.190	759	1.490
São Francisco	713	900	705	1.163	474	956	473	792	879
São Paulo	959	433	271	0	0	0	0	0	0
São Martinho	5.919	2.468	6.255	6.335	3.148	5.309	1.535	1.718	1.361
Ester	2.501	3.754	4.351	4.305	3.722	0	0	0	0
Virgolino	2.358	2.448	2.682	2.124	1.777	0	0	0	0
Santa Adélia	0	521	3.282	4.317	1.713	0	0	0	0
Corona	0	1.386	2.882	4.507	1.066	794	1.220	2.247	2.342
Santa Lúcia	0	0	587	1.657	0	2.759	1.918	693	0
Nardini	0	0	0	0	0	1.469	660	0	0
<i>Contratos de Longo Prazo</i>									
Vale do Rosário	2.638	7.812	10.172	19.472	22.980	20.851	21.711	28.065	74.190
Santa Elisa	0	0	0	0	15.202	21.938	24.496	19.569	30.947
Total	17.481	22.120	33.130	47.798	55.654	57.430	53.204	53.843	111.209

Fonte: CPFL, setembro de 1999 (Documento Interno)

Com relação à tabela anterior, observa-se que ocorre um freqüente aumento da energia contratada. No entanto, esta elevação deve-se, praticamente, a dois contratos de longo prazo, quais sejam, o da Usina Santa Elisa, que em 1998 era de 5 MW e o da Vale do Rosário, de 15 MW.

Quanto a estas duas usinas, em agosto deste ano, fecharam contrato de fornecimento de 3 MW com um consumidor, classificado na nova estrutura do setor elétrico, como livre, visto que a atual regulamentação para o setor elétrico abre este espaço, sendo que, até recentemente, esta transação apenas podia se dar com a concessionária local, conforme será abordado no capítulo seguinte.

Outra situação, demonstrada na tabela 4.5, refere-se aos contratos de curto prazo. Observa-se que vários autoprodutores deixaram de fornecer energia elétrica para a CPFL, e outros se mantêm. Quanto à primeira situação, tomando-se por exemplo o Grupo Virgilino Oliveira

(Ayusso, 1999), a interrupção deve-se: ao aumento de capacidade de produção, levando a um maior consumo interno de energia elétrica; a análise custo-benefício para investimento no sistema de potência, visando disponibilizar excedentes, não se tornou atrativa, visto: ser o valor pago pela concessionária insuficiente (em torno de R\$ 12,00 MWh para os contratos de curto prazo); exigência da CPFL em estabelecer apenas contrato de longo prazo (10 anos), o que, para o Grupo, não era interessante em função da falta de definições governamentais para o setor; e exigência da concessionária de um excedente na entre-safra.

Um outro exemplo de interrupção no fornecimento, é o da Usina Santa Adélia que, atualmente, não apresenta muita sobra de energia, visto o aumento de produção, introdução de novos produtos e, principalmente, pelo aumento na capacidade da usina para a produção de açúcar. De acordo com Bellodi (1999), as principais causas de parada de fornecimento de energia elétrica à CPFL foram: necessidade de investimento na Subestação da CPFL, o qual deveria ser feito pela Usina, uma vez que a concessionária não se dispôs a fazê-lo; tarifa de fornecimento não atrativa; e o contrato de longo prazo com a concessionária não era interessante, uma vez que estava havendo, anualmente, um aumento no consumo interno.

O segundo caso - permanência na comercialização de energia, através de contrato de curto prazo, tomando-se por exemplo a Usina Santa Cruz (Ometo Pavan S/A Açúcar e Álcool), a opção pela continuidade do fornecimento à CPFL, deve-se à necessidade da indústria em manter o paralelismo com a CPFL, para a acomodação do processo produtivo, uma vez que a usina tem que gerar maior quantidade de vapor para o processo. Entretanto, conforme afirmação de Mônaco (1999), a tarifa de R\$ 12,40 o MWh paga pela concessionária, não compensa.

A Usina Santa Cruz, quando da renovação do contrato este ano (1999), apresentava um excedente, além do já contratado pela CPFL. Entretanto, a concessionária ofereceu por este excedente, o preço de R\$ 2,40 o MWh, em virtude da mesma estar com excesso de energia já contratado com a supridora principal (Mônaco, 1999).

A necessidade de manutenção do paralelismo, apresentada no caso anterior, decorre das vantagens apresentadas pelo mesmo: otimização da operação do sistema termoeletrico, pela possibilidade de se operar os turbogeradores de acordo com o consumo de energia térmica,

comprando da rede a energia elétrica suplementar para a indústria ou, até mesmo, exportando os excedentes de geração para a concessionária; regulação automática do intercâmbio de potência ativa e do fator de potência no ponto de interligação; possibilidade de se isolar o sistema da indústria, da rede pública, quando ocorre falha nesta última, garantindo o fornecimento de energia elétrica, ao menos para as cargas prioritárias da indústria; e, também, em caso de falha na geração própria, não haverá interrupção do fornecimento de energia elétrica (Vasconcellos, 1999).

Alguns setores industriais, autoprodutores, mantêm contratos para operação em paralelo com a CPFL, sendo que a potência instalada nestas unidades, em 1996, estão representadas na Tabela 4.6, bem como o tipo de combustível utilizado.

Tabela 4.6 - Contratos de operação em paralelo com a CPFL

AUTOPRODUTOR	COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA (MW)
Citrosuco Paulista S/A	biomassa	7
Rio Pardo Papel e Celulose	biomassa	8
Celpav	biomassa	30
Rodia S/A	óleo combustível	14
Fibra S/A	óleo combustível	5
Petrobrás	óleo combustível	23
Galvani S/A	reação química	4
Total		91

Fonte: CPFL, 1997

A potência instalada entre as usinas de açúcar e álcool e outros setores, corresponderam, em 1996, a um montante de 553,30 MW, representando 17,40% da demanda máxima da CPFL naquele ano.

Com relação às tarifas nos contratos vigentes em 1998, para o suprimento de energia de curto prazo, caracterizado pela CPFL como menos confiável, o valor de compra foi de R\$ 12,00 MWh, e os de longo prazo, mantidos com a Vale do Rosário e Santa Elisa, uma tarifa de R\$ 39,51 (Sorge, 1998).

É importante destacar que a Companhia Paulista de Força e Luz, até 1996, era uma empresa de distribuição pública, totalmente dependente da compra de energia para atendimento de sua área de concessão, pois a geração própria não atingia a 4%.

Com a privatização desta concessionária, em 1997, e com a possibilidade de expansão de sua geração própria, bem como a entrada de novos produtores, torna-se pouco transparente o interesse que esta irá manter na contratação de excedentes de energia, com o setor sucro-alcooleiro, bem como em parceria para investimento com o mesmo.

Tal afirmação tem por base recente declaração feita pela empresa (Barreiro, 1999), quanto ao objetivo de diminuir sua dependência na compra de energia, ampliando sua área de geração. Com esta intenção, a empresa adotou três frentes estratégicas de atuação: participações em projetos termelétricos; efficientização e ampliação das pequenas centrais hidrelétricas, e possibilidade de participação nos leilões de privatização das geradoras da CESP.

Quanto aos projetos termelétricos, que a concessionária visa empreender, será via participação em projetos a gás natural, que de acordo com declaração do presidente da mesma, é estratégico, visto que a empresa possui participação de 3,93% no capital votante da Congás, podendo aumentar esta participação para até 10% (Degen, 1999).

De acordo com Stuchi (1999) a CPFL adotou uma posição de “aguardo” para negociar excedentes de energia com o setor sucro-alcooleiro, visto que deverão entrar vários geradores com a atual abertura de mercado, levando, mais uma vez o setor, a ficar dependente de uma posição governamental para a adoção de mecanismos viabilizadores da cogeração neste ramo industrial.

A pouca motivação do empresariado do setor sucro-alcooleiro, para a comercialização de excedente de energia, bem como para a adesão a um programa de cogeração em larga escala, é analisada no Capítulo 5.

Capítulo 5

Uma visão do setor sucro-alcooleiro quanto à produção de energia elétrica, com fins de comercialização

As unidades de produção de açúcar e álcool situadas no Estado de São Paulo apresentam um grande potencial para fins de cogeração e venda de energia elétrica. Conforme citado anteriormente, das 132 unidades do Estado, 87 concentram-se na área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz, empresa que possui um histórico de compra de excedentes de energia elétrica cogerada por esse setor industrial.

Entretanto, a análise da evolução de comercialização, apresentada no Capítulo 4, indicou que o número de usinas cogerao para a venda decresce ano a ano, embora a potência e energia disponibilizada, apresentem aumento.

Este fator motivou a realização de entrevistas, junto ao setor sucroalcooleiro desta região, objetivando conhecer o posicionamento das usinas/destilarias no tocante à venda de energia elétrica.

Buscou-se com as entrevistas, verificar a existência, por parte do setor sucroalcooleiro, de um planejamento empresarial para incrementar a produção de excedente de energia elétrica, com vistas a negociá-la no mercado de energia, que está sendo estruturado em decorrência do novo modelo do setor elétrico.

As respostas obtidas demonstraram que não há um planejamento estruturado para incremento da cogeração, decorrente dos fatores que estão detalhados na seqüência deste capítulo, exceção feita à Companhia Energética Santa Elisa.

É importante salientar que nas visitas realizadas, entrevistou-se dois tipos de cogeneradores: (i) aquele em condições de comercializar energia, por ter uma potência instalada excedente, necessitando interligar-se ao sistema elétrico e (ii) o cogenerador que supre no todo ou em parte suas necessidades, complementando-as através da compra de energia elétrica da concessionária.

Embora tenha sido visitado um número pequeno de indústrias (dez), as barreiras levantadas são comuns às outras unidades, conforme demonstra a bibliografia já mencionada a este respeito.

No transcorrer das entrevistas, constatou-se que as principais barreiras para incremento à cogeração, com vistas à comercialização de energia elétrica são, em sua ordem de importância:

- (i) remuneração da energia comercializada
- (ii) financiamento para a ampliação e melhoramento tecnológico do sistema de cogeração.

Dentro do primeiro - remuneração da energia comercializada - os entrevistados alegaram que o preço de comercialização, está aquém do preço que remunerem os investimentos necessários, tanto na planta, quanto na interligação com o sistema elétrico. Esta colocação evidencia que o próprio setor sucro-alcooleiro, se auto-condiciona a comercializar o produto energia elétrica, apenas com as concessionárias, com as restrições impostas pelo custo da energia de suprimento do setor elétrico, embora a legislação hoje permita buscar novos clientes, obtendo preços de comercialização, superiores ao praticado pela concessionária. Assim, neste tópico, aborda-se a legislação para a cogeração, o novo mercado de energia elétrica, que apresenta novas oportunidades de negócios, e as possibilidades de comercialização da mesma, pelo setor sucro-alcooleiro.

Quanto ao financiamento, segundo tópico a ser abordado, discutem-se as dificuldades para investimento na planta industrial e a inexistência de linhas específicas, via BNDES ou bancos. Apresentam-se algumas alternativas para viabilizar o investimento, visando expansão da energia cogenerada.

5.1 Remuneração da energia comercializada pelo setor sucro-alcooleiro

5.1.1. - A regulamentação para o autoprodutor

A reestruturação do setor elétrico nacional, iniciada a partir de 1995, vem promovendo algumas modificações, objetivando o maior desenvolvimento da cogeração, com vistas ao mercado de energia elétrica.

Até recentemente, pela ausência de uma regulamentação de incentivo à cogeração, bem como pela característica do mercado de energia elétrica, monopolista e monopcional, conferido às empresas do setor elétrico (Walter, 1998), a cogeração ficou inviabilizada, uma vez que a concessionária era a única opção de compra de eletricidade excedente do cogeador, bem como a única opção de venda de energia ao mesmo, quando da impossibilidade de operação de seus equipamentos.

A primeira referência ao autoprodutor foi feita em 1981, através do decreto lei 1872, o qual dispôs sobre a aquisição, pela concessionária, de excedentes de energia, para casos específicos de geração, sem a utilização de derivados de petróleo e, no mesmo ano, através da Portaria DNAEE 084, é regulamentada esta aquisição para atendimento às unidades consumidoras, supridas pelo sistema elétrico isolado.

Excedente de energia, é definido como sendo a diferença entre a quantidade de energia elétrica que possa ser gerada pela capacidade instalada do autoprodutor, e a consumida pela sua própria carga, geração esta que poderá ser de disponibilidade anual ou sazonal.

Esta autorização se estende para o sistema interligado, apenas em 1988. Entretanto as negociações para fornecimento de energia para a CPFL, iniciaram-se através da Usina São Martinho, em 1987, e posteriormente pela Usina São Francisco, sendo que esta foi a primeira a se interligar ao sistema elétrico nacional, com contrato junto à concessionária, estabelecido por um ano. Até então, o que havia eram contratos de permuta, entre usinas e destilarias, para fornecimento a um determinado local, o qual ocorria através da instalação de um transformador na cidade que estaria recebendo o fornecimento (Balbo, 1999).

Os requisitos para aquisição de energia excedente de autoprodutores, foram estabelecidos na Portaria 246, de 23/12/88, complementada pelas de n.ºs. 094/89 e 095/89. No caso de autoprodutores que se utilizavam de derivados de petróleo, esta aquisição foi apenas permitida aos cogeneradores.

Desta forma, a regulamentação reconhecia as vantagens da cogeração, como uma medida de eficiência na utilização do energético empregado, sem contudo diferenciá-la, bem como incentivar tal tecnologia, em unidades que se utilizavam de combustível renovável, como o bagaço de cana-de-açúcar.

Os contratos entre os autoprodutores e concessionários, conforme previstos nas portarias 246/89 e 094/89, seriam firmados pelo prazo de dez anos, mediante autorização do DNAEE, estipulando-se horários e períodos de tempo, devendo este fornecimento ser compatível com o sistema elétrico da concessionária e, a prioridade para aquisição desta energia é dada à concessionária responsável pelo fornecimento de energia, na área de localização do autoprodutor.

Assim, o autoprodutor não tinha outra saída, a não ser negociar com a concessionária local. Ficava dependente desta se interessar pela energia, caso considerasse ser um negócio rentável, pois esta não tinha nenhuma obrigação de comprar o excedente (Stuchi, 1999).

Quanto ao preço pago pela energia elétrica excedente, adquirida do autoprodutor, este foi limitado ao valor do custo marginal de longo prazo de geração, dos sistemas interligados. Os de curto prazo, foram regulamentados pela portaria 095/89. Esta autorizou às concessionárias, integrantes do sistema elétrico interligado, a adquirirem energia elétrica excedente, em montantes pré-definidos pelos planos e programas de operação do GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada e CCON - Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste. Caracterizava-se como suprimento garantido de curto prazo, sendo o preço da energia faturável, limitado ao valor do custo marginal regional de curto prazo, apresentados nos programas de operação do GCOI e CCON.

No setor elétrico, "custo marginal" indica a relação entre o acréscimo de custo total que será incorrido pelo sistema de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, para suprir um

incremento de mercado de energia elétrica ou de potência máxima demandada no período de ponta do sistema, e este incremento de mercado.

Nos contratos de longo prazo, a concessionária tem pago pela energia adquirida, o valor correspondente à tarifa média de suprimento da CESP, em torno de R\$ 40,00 o MWh e, para os de curto prazo, a tarifa de compra de excedente cai para cerca de um terço do valor pago nos contratos de longo prazo.

Ao limitar o preço da energia elétrica excedente de autoprodutores, ao valor do custo marginal de longo prazo de geração do sistema interligado, não foi reconhecido o custo marginal de transmissão, que está sendo evitado, visto que as unidades estão próximas ao centro de carga. Quanto aos contratos de curto prazo, vale ressaltar que esta prática permitiu às concessionárias a substituição de um montante que estava sendo adquirido, neste período, por valor significativamente maior, que o praticado junto aos autoprodutores.

Outro aspecto relevante, a respeito da regulamentação para o autoprodutor, é com relação ao atendimento emergencial da unidade. A partir de 1985, permite-se aos autoprodutores a contratação da Demanda Suplementar de Reserva, utilizada em caso de paralisação ou falha, parcial ou total, dos sistemas de geração dos autoprodutores. Essa tarifa de abastecimento emergencial, é definida a níveis altíssimos por parte das concessionárias de energia elétrica, e é composta de um componente que remunera a capacidade colocada a disposição dos consumidores e pelo consumo efetivo de energia. Uma comparação entre a tarifas normal e a de emergência, é apresentada na tabela 5.1, demonstrando apenas para consumidores do Grupo A4, unidades industriais que são atendidas na tensão 2,3 kV a 44 kV, classe esta de atendimento à maioria das unidades sucro-alcooleiras.

Tabela 5.1 - CPFL - Tarifa Azul e de Emergência (aplicação 08/09/1999)

Grupo A4 (2,3 a 25 kV)			
Tarifa Azul	Demanda (R\$/kW)	ponta	15,30
		fora de ponta	5,10
	Consumo (R\$/MWh)	ponta	
		período seco	100,46
	período úmido	92,96	
		fora de ponta	
		período seco	47,76
		Período úmido	42,21
Tarifa de Emergência	Demanda (R\$/kW)		37,81
	Consumo (R\$/MWh)		210,39

Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (<http://www.energia.sp.gov.br>)

Assim, independentemente do autoprodutor ser atendido em casos emergenciais, este pagará pelo componente de demanda colocada a disposição. Walter (1998), analisa que esta prática, configurou-se como um recurso utilizado pela concessionária, para a inviabilização de investimentos em cogeração, ou seja, uma tentativa de manter-se soberana, dentro de sua área de atuação. As usinas, conforme salienta Cohen (1999) representam pólos de geração de eletricidade, e, quer queira, quer não, tem-se mini concessionárias de geração, dentro da área de uma concessionária.

Quanto ao transporte de energia elétrica, este foi regulamentado em 1991, através da portaria DNAEE 220. A referida portaria, estabelece que as concessionárias poderão realizar o transporte de energia elétrica, gerada por autoprodutor, apenas para fim exclusivo de atender unidade consumidora de sua propriedade.

Outro fator que desmotiva o setor a negociar excedentes de energia, é o custo da interligação com o sistema elétrico, totalmente a cargo do autoprodutor. Para Galon (1999), embora a unidade industrial apresentasse uma potência excedente, o reforço a ser feito na rede, inviabilizou o negócio. A mesma colocação é feita por Bellodi (1999), quanto ao custo do investimento na subestação da CPFL, o qual deveria ser arcado pela usina, uma vez que a concessionária não o faria.

Pode-se observar, através desse breve relato, que toda a regulamentação para o autoprodutor, não introduziu nenhum mecanismo que incentivasse a cogeração, nem tampouco diferenciou os autoprodutores. Manteve os autoprodutores cativos à concessionária local, dando a esta a opção de comprar ou não os excedentes. Em resumo, manteve protegido todo o interesse das empresas de distribuição.

Quando da realização das entrevistas, em janeiro de 1999, embora o processo de reestruturação de setor elétrico e seus reflexos para o autoprodutor, já estivessem praticamente delineados, os entrevistados ainda se mantinham presos à estrutura monopolística do setor, ou céticos quanto a uma possível medida que viesse a incentivar a cogeração.

Este fato se explica por ter havido, em 1997, uma tentativa de disciplinar as atividades de cogeração de energia elétrica, através de um decreto. Este previa que a energia elétrica produzida por processo de cogeração, proveniente de produção independente ou de excedentes de autoprodução, que fosse disponibilizada para as concessionárias de serviços públicos, em sua área de concessão, seria por estas adquirida, independentemente da localização da central cogeneradora.

Previo o decreto que, as potências a serem disponibilizadas, poderiam variar de 1 MW a 50 MW, por central cogeneradora, até atingir a quantidade de energia correspondente a 50% do crescimento anual da carga própria da concessionária.

Uma diferenciação foi feita para os cogeneradores que se utilizam de fontes renováveis, resíduos industriais ou rejeitos de qualquer natureza. Para estes, a potência disponibilizada pela central cogeneradora, poderia ser superior a 50 MW.

Quanto ao preço de aquisição desta energia, ficou estipulado no decreto que, para os sistemas interligados, seria limitado ao preço máximo do suprimento já contratado pelas concessionárias e, para os sistemas isolados, o preço de aquisição não poderia ser superior ao custo marginal da expansão da geração na região.

Um tratamento diferenciado, também foi previsto para os cogeneradores que se utilizam de fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou rejeitos de qualquer natureza. A estes, sobre o preço limite, previstos para os sistemas interligados, seriam acrescidos 10%.

A “qualificação” do candidato a cogedor, também foi prevista, exigência esta utilizada nos Estados Unidos, bem como em outros países, a qual permite diferenciar os autoprodutores, além de garantir a confiabilidade requerida pelo sistema.

Outros aspectos relevantes, que poderiam incrementar a cogeração, foram tratados nesta minuta, porém, não passou de uma tentativa de regularizar e incentivar esta forma de geração de energia. Após circular vários meses, entre concessionárias e investidores, esta foi abandonada, pois foi tida como uma forma de intervenção do governo no setor elétrico, ao determinar obrigatoriedade e preços mínimos para a compra da energia cogorada.

De acordo com Sorge (1998), a política de preços prevista na minuta, para os diversos setores de cogeração, principalmente para os renováveis, leva a tarifa de suprimento a ser paga, além de obrigatório, para um preço maior do que as concessionárias estão pagando hoje, provocando um certo mal-estar, uma vez que a mesma está procurando diminuir seu custo de suprimento e não aumentá-lo.

Para Cohen (1999), a grande falha na minuta da legislação para o cogedor, foi não ter havido uma vinculação com a questão ambiental, ou seja, deveria ser uma legislação ambiental e não de cogeração.

Os custos evitados em geração e transmissão, não foram computados. Dessa forma, a avaliação de viabilidade prendeu-se apenas a uma comparação com a atual tarifa de suprimento, paga pelas concessionárias.

Quanto ao novo modelo institucional do setor elétrico, os entrevistados desconheciam a concorrência pretendida nos segmentos de geração e comercialização de energia, a diferenciação entre consumidores livres e cativos, e outros aspectos relevantes, decorrentes da reestruturação, com reflexos diretos para a maior participação do setor sucro-alcooleiro no mercado de energia elétrica.

5.1.2 Mercado e preço de comercialização da energia cogera da, pelo setor sucro-alcooleiro, diante do novo ambiente institucional do setor elétrico

Se até 1995 o setor sucro-alcooleiro estava condicionado a apenas vender sua energia elétrica excedente, bem como comprá-la da concessionária local, esta situação começa a se alterar a partir de 1995. Daquele ano, até 1997, foram adotados instrumentos legais que criaram condições para o desenvolvimento de novos mercados e a introdução de novos agentes no setor de energia elétrica, sem haver, entretanto, uma regulamentação específica para o cogrador.

Um grande avanço nesse processo de reestruturação do setor elétrico, foi o estabelecimento do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia, mediante pagamento de utilização dos mesmos, instituído pela Portaria 459/97. É através deste livre acesso, que os novos agentes produtores e comercializadores, autorizados, poderão introduzir a competitividade esperada nestes segmentos.

Assim, com o fim do monopólio no setor elétrico, através da segregação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, que até 1995 eram verticalizados, abre-se a livre concorrência, conforme demonstrado na Figura 5.1. Amplia-se, portanto, o espaço de negociação para a comercialização de energia elétrica, pelo setor sucro-alcooleiro, seja através da figura do autoprodutor, ou do produtor independente de energia.

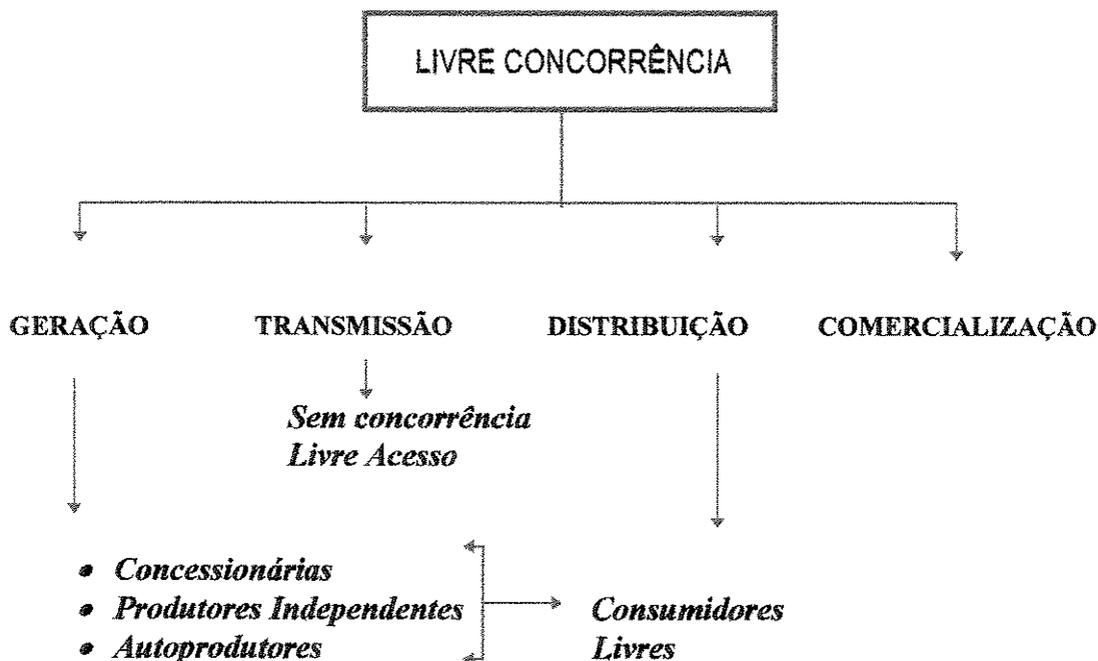
A figura do autoprodutor já havia sido reconhecida, como discutido anteriormente, desde 1981, e a liberdade deste transacionar excedentes de energia era limitada, em virtude da característica de monopólio existente no setor elétrico, até 1995.

Através da lei 9074/95, é instituída a figura do produtor independente de energia elétrica - PIE, classificado como pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Para o setor elétrico, o cogrador pode tanto ser um produtor independente de energia, quanto um autoprodutor, sendo que a diferença entre estes agentes, está apenas na prioridade do uso da energia elétrica. O autoprodutor produz a energia elétrica destinada a seu uso exclusivo,

podendo transacionar excedentes com o permissionário ou concessionário de serviço público, conforme disposto no decreto 2003/96. Tanto o autoprodutor, quanto o PIE necessitam de autorização da ANEEL para a produção de energia elétrica.

Figura 5.1 - Competição entre os novos agentes



Fonte: IIR (1998)

Apenas em 1998, foi autorizada a venda de excedentes de energia elétrica, pelo autoprodutor, a terceiros (consumidores livres), sendo que esta apenas será admitida em caráter eventual e temporário, mediante autorização da ANEEL.

Desta forma, caso o autoprodutor do setor sucro-alcooleiro resolva efetivar um contrato de suprimento de longo prazo, para venda regular de energia elétrica, deverá obter autorização para produção de energia elétrica, como um PIE.

Outro grande avanço na legislação do setor elétrico, com repercussão para o setor sucro-alcooleiro, foi a segregação dos consumidores, classificando-os como cativos e livres. Para o primeiro, o atendimento será efetuado pela concessionária de serviços públicos e para o segundo,

Como anteriormente mencionado, estas duas empresas mantêm contrato de fornecimento com a CPFL, sendo que o da Santa Elisa, num total de 5 MW, e Vale do Rosário, 15 MW. Entretanto, estas duas empresas ainda apresentavam um potencial excedente.

No caso da Santa Elisa, esta estava fornecendo energia excedente para a CPFL (fora o contratado), sem contudo estar sendo remunerada, nas mesmas bases do contrato que mantém com a distribuidora (Cohen, 1999). Assim, fornecer para um consumidor livre, representou a oportunidade para a empresa, de ser melhor remunerada pela energia até então disponibilizada para a concessionária.

Para a comercialização desta energia (Figura 5.3), estas empresas contaram com um agente comercializador, a empresa norte-americana Enron Comercializadora de Energia. Esta comprou a energia das usinas de açúcar e álcool e, se utilizando das linhas de distribuição da CPFL, da CESP transmissora e da distribuidora Elektro, pode atender ao comprador, a indústria Elfusa, localizada em São João da Boa Vista, produtora brasileira de óxido de alumínio (Gazeta Mercantil, 1999c).

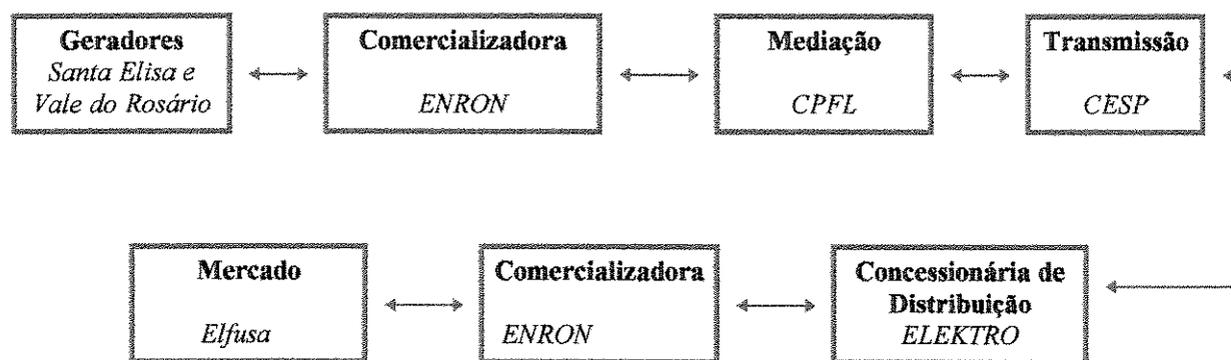
É importante salientar que a figura do comercializador de energia, resultou da reestruturação do setor elétrico, sendo que o mesmo necessita de autorização da ANEEL, para exercício desta atividade. Também é previsto no Decreto 2655/98, que o cogenerador poderá comercializar a sua energia. Entretanto, como a comercialização representa, para o setor sucro-alcooleiro, uma atividade nova, pois até então, sua única possibilidade de venda era com a concessionária local, este agente, o comercializador, poderá ter um papel importantíssimo para o setor, uma vez que se encarregaria de procurar novos mercados para a venda da energia excedente cogenerada.

A empresa Elfusa, compradora da energia gerada pelas duas usinas, mantém junto à Elektro um contrato de longo prazo para atendimento de sua demanda. Em virtude de uma encomenda esporádica, esta necessitou, para o mês de agosto, de um incremento de 3 MW. Obteve na transação um desconto adicional entre 5 e 10% em relação ao preço de atendimento normal da Elektro, que é de R\$ 42,00/MWh (Gazeta Mercantil, 1999c).

Sem esta opção, de poder adquirir energia de um autoprodutor, a empresa teria de refazer o seu contrato normal com a Elektro. Para as empresas geradoras, esta transação também redundou

em benefícios, uma vez que as mesmas estavam com um excedente de energia, obtido no processo de cogeração, no valor de 1,5 MW para cada usina (Gazeta Mercantil, 1999c).

Figura 5.3 - Fluxo de Comercialização de Energia Elétrica



Fonte: ENRON *apud* Gazeta Mercantil (1999)

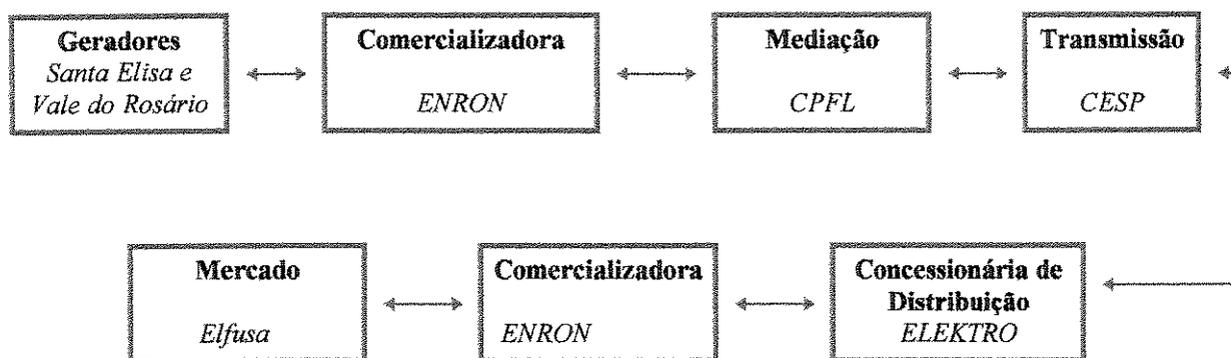
Embora o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia esteja previsto para outubro/99, esta transação de energia já demonstra o início de uma concorrência entre os novos agentes.

O Mercado Atacadista de Energia é, a partir de 1º de outubro de 1999, o ambiente no qual ocorrerá a livre negociação na compra e venda de energia elétrica, em complemento aos volumes estabelecidos nos contratos iniciais, sendo que o mercado estará totalmente liberado, a partir do ano 2006, data limite para a cobertura das cargas previstas pelas distribuidoras e comercializadoras (Figura 5.4).

É dentro deste novo mercado, que o setor sucro-alcooleiro deverá atuar, pois a partir da liberação gradual dos contratos iniciais, as distribuidoras e comercializadoras deverão contratar o seu suprimento com os diversos agentes geradores, aí incluídos os autoprodutores e produtores independentes de energia.

em benefícios, uma vez que as mesmas estavam com um excedente de energia, obtido no processo de cogeração, no valor de 1,5 MW para cada usina (Gazeta Mercantil, 1999c).

Figura 5.3 - Fluxo de Comercialização de Energia Elétrica



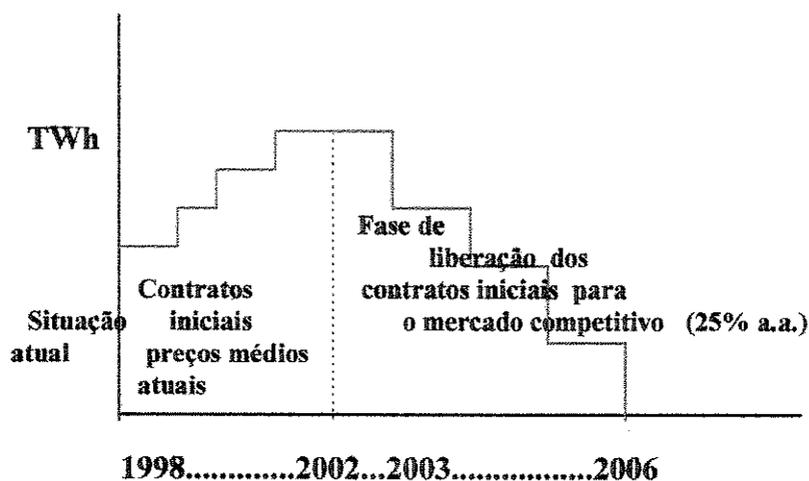
Fonte: ENRON *apud* Gazeta Mercantil (1999)

Embora o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia esteja previsto para outubro/99, esta transação de energia já demonstra o início de uma concorrência entre os novos agentes.

O Mercado Atacadista de Energia é, a partir de 1º de outubro de 1999, o ambiente no qual ocorrerá a livre negociação na compra e venda de energia elétrica, em complemento aos volumes estabelecidos nos contratos iniciais, sendo que o mercado estará totalmente liberado, a partir do ano 2006, data limite para a cobertura das cargas previstas pelas distribuidoras e comercializadoras (Figura 5.4).

É dentro deste novo mercado, que o setor sucro-alcooleiro deverá atuar, pois a partir da liberação gradual dos contratos iniciais, as distribuidoras e comercializadoras deverão contratar o seu suprimento com os diversos agentes geradores, aí incluídos os autoprodutores e produtores independentes de energia.

Figura 5.4 - Transição para a competição



Fonte IIR (1998)

Mesmo tendo havido esta primeira sinalização de participação do setor sucro-alcooleiro, no mercado de energia elétrica, é importante frisar que alguns aspectos importantes para a cogeração ainda estão sendo definidos.

Assegurado o livre acesso, como demonstrado, sendo o autoprodutor responsável pelos custos de interligação aos sistemas elétricos, o governo agora sinaliza com uma Portaria, a de número 227, de 02/07/99, definindo as diretrizes básicas para estimular as atividades de cogeração, com ênfase especial para a produção e comercialização de energia elétrica, pelas usinas de açúcar e álcool.

Os principais aspectos dessa portaria são:

- 1) identificação, por parte da Eletrobrás, através de audiência pública, dos excedentes de energia elétrica, provenientes de cogeração, com o objetivo de sua comercialização a curto prazo;

- 2) estabelecimento, por parte da Eletrobrás, de mecanismos adequados à compra, diretamente ou através de suas controladas, dos excedentes de energia elétrica produzidos por cogeneradores, devidamente autorizados pela ANEEL, sendo que estes mecanismos serão aplicados por tempo determinado e quando necessários à viabilização dos empreendimentos, respeitadas as diretrizes de qualificação de centrais cogeneradoras, estabelecidas pela ANEEL,
- 3) estabelecimento em trinta dias, por parte da secretaria de energia, de diretrizes específicas, para estimular as atividades de cogeração no país.

Esta Portaria, apenas sinaliza o interesse do Governo em incrementar a cogeração no setor sucro-alcooleiro, sendo que os mecanismos para sua viabilização, ainda estão sendo delineados.

A partir do dia primeiro de setembro, até o dia trinta, a ANEEL efetuou, audiência pública documental sobre qualificação de centrais cogeneradoras, com o objetivo de colher subsídios para o aprimoramento da resolução que estabelecerá critérios para a qualificação das centrais, com potência instalada inferior a 50 MW.

Um dos aspectos que está sendo discutido entre a ANEEL e o DNDE - Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético, que anteriormente já foi analisado como um desestímulo à cogeração, é a tarifa de emergência, sendo considerada como um dos inibidores para os investimentos.

Para Scheleder (1999), as tarifas de emergência das concessionárias são muito elevadas, a ponto de inviabilizar a cogeração, enfatizando que, do ponto de vista empresarial, existe uma natural e justificada má vontade das concessionárias, pois o autoprodutor, ou o PIE entram na área de concessão da empresa, de uma forma competitiva e viável.

Quanto a matéria Demanda Suplementar de Reserva, a ANEEL está concluindo a regulamentação bem como a relativa às condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Assim, está em fase de audiência pública a matéria Reserva de Capacidade que substituirá a DSM. Ela visa garantir ao PIE ou autoprodutor, que atende diretamente a um consumidor, e que não participa diretamente do Mercado Atacadista de Energia (menor que 50 MW), o acesso aos benefícios do sistema interligado. Para tanto, o autoprodutor

ou PIE deverá contratar com a distribuidora local essa reserva, ou seja, a distribuidora deverá dimensionar a sua rede para eventualmente atender a esta demanda adicional. Em contrapartida, o PIE ou autoprodutor, pagará uma tarifa de uso de sistema de distribuição, que levará em conta a sua eventualidade e o preço dessa energia demandada, eventualmente, será o do MAE.

Sobre os valores normativos para o repasse às tarifas de fornecimento, ficou estipulado, conforme resolução 233, de 29 de julho de 1999, que o teto para a cogeração, através de biomassa, será de R\$ 80,80, sem, contudo, terem sido definidos os mecanismos para a compra dessa energia. Acredita-se que, num primeiro momento, a Eletrobrás entrará garantindo a compra da energia cogerada, como vem dando esta garantia para estimular investimentos em termoeletricas, utilizando gás natural.

Mesmo tendo permanecido num compasso de espera a regulamentação para a cogeração, deve-se observar que a legislação, até recentemente tida como um dos entraves, tanto no aspecto tarifário, quanto no de exclusividade dada à concessionária na compra de excedentes evoluiu, sendo necessário, neste momento, a eliminação de uma outra barreira, também importante, que vem retraindo o setor sucro-alcooleiro, quanto a sua intenção de entrar no negócio “produção de energia elétrica”: trata-se de linhas de financiamento.

5.2 Linhas de Financiamento para a Cogeração

No tópico anterior, apresentaram-se os impactos da reestruturação do setor elétrico para o autoprodutor e produção independente de energia, a partir da flexibilização da venda de energia, diretamente ao consumidor final, arcando, o cogrador, com os encargos de conexão aos sistemas elétricos da concessionária, porém, ficando isento dos encargos de uso da rede de transmissão e distribuição.

Não há dúvida que as mudanças implementadas, já indicam um “avançar” para o desenvolvimento da cogeração pelo setor sucroalcooleiro, uma vez que lhe abre opção de venda e compra de energia, não estando mais cativo à concessionária local. Também já está estabelecido o

valor normativo para a tarifa de fornecimento, bem como está havendo consulta pública para a definição da tarifa de “back up”.

Entretanto, um aspecto importantíssimo para o incremento da cogeração, ainda necessita de definição. Trata-se do investimento a ser feito nas plantas industriais, visando elevar a produção de energia elétrica, onde estudos apontam para o custo do kW gerado, variando de US\$ 300 a US\$ 1500 (Souza, 1999).

As unidades instaladas ou ampliadas na década de 70 e início de 80, em virtude da implantação do Programa Nacional do Alcool, não primaram pela maior eficiência quanto ao aproveitamento do bagaço, sendo que este sempre foi queimado ineficientemente, bem como as unidades não foram instaladas ou ampliadas, para produzirem, além do álcool, um outro novo produto - energia elétrica Galon (1999).

Para Stuchi (1999), as usinas hoje operam com baixa eficiência. Acredita que, se um grupo de usinas próximas melhorarem suas eficiências, de modo a obter sobras de bagaço, poderia ser instalada uma termoeletrica para a produção de energia elétrica.

A formação de um “pool” de usinas, para a instalação de uma termelétrica, estava sendo estudada à época das entrevistas. O grupo de estudo contava com a participação de sete usinas da região, eram: Santa Adélia, São Carlos, Santo Antonio, São Francisco, da Pedra, São Martinho e Batatais. Entretanto, a formação de uma termoeletrica, isolada da unidade industrial, não é vista como a melhor das soluções.

Cruz (1999) não vê a opção acima como a melhor alternativa, visto que se gastaria aproximadamente 30% da receita, com o transporte do bagaço. Admite que o bagaço tem que ser utilizado na usina, através de uma melhoria de eficiência na mesma, com vistas a otimizar e economizar vapor no processo. Afirma que a utilização do bagaço, fora da usina, reduz a possibilidade de se trabalhar em busca de uma melhor eficiência na planta industrial, e que “é mais barato se transportar energia, do que bagaço”.

Uma grande unidade de geração, de acordo com Cruz (1999), irá requerer investimentos na rede para a distribuição dessa energia. Quando a geração é pulverizada em diversas unidades, além

de melhorar a eficiência da mesma, em relação ao transporte e conseqüentemente às perdas, pode-se utilizar de ramais já existentes, reduzindo o custo de conexão

A instalação de uma termelétrica, utilizando como combustível o bagaço de cana, está prevista para entrar em operação, na safra 2000, no Paraná. A Coopcana (Cooperativa Agrícola Regional dos Produtores de Cana Ltda), instalada na cidade de São Carlos do Ivaí-PR, concluiu, em dezembro de 1998, as negociações com o consórcio Clean Energy, para a instalação de uma termoelétrica, a partir de bagaço de cana excedente, com uma potência de 10 MW, sendo que a energia a ser produzida, será fornecida à concessionária de distribuição da região (Jornal da Cana, 1999).

Desde a implantação do Proálcool, embora sempre tenha havido facilidades para a obtenção de recursos, poucas unidades passaram por modificações em suas instalações, visando maior eficiência nos seus processos produtivos, sendo que atualmente, a maioria se depara com a necessidade de substituição de equipamentos, decorrentes do esgotamento de sua vida útil, sem as facilidades creditícias, que marcaram o período de implantação e desenvolvimento do Proálcool.

Assim, a substituição desses equipamentos, bem como a incorporação de novas tecnologias, que favoreçam um melhor aproveitamento do bagaço para maior produção de energia elétrica, com fins de comercialização, está dependente de uma política que possibilite ao empresariado investir em sua planta industrial.

Se é intenção do governo, como vem sendo demonstrado, ampliar a cogeração nas indústrias de açúcar e álcool, tornando significativa, e não apenas complementar, a energia elétrica gerada, investimentos deverão ser realizados, visando fornecer uma energia com os padrões de qualidade e confiabilidade requeridos pelos consumidores deste bem, além de um melhor aproveitamento do combustível

Para Cohen (1999), a questão das usinas de açúcar e álcool produzir energia elétrica para comercialização, esbarra na capacidade de financiamento, embora admita que existe um cenário energético favorável. Para ele, os empresários deveriam sair de uma posição reativa, quanto ao projeto - comercialização de energia elétrica, abandonando uma posição de "aguardo", se vai ou

não haver linhas de financiamento especiais, ou quanto será a tarifa. O empreender o negócio - produção de energia elétrica - é perceber que esta questão energética, é extremamente favorável à indústria.

Cohen (1999) também salienta que o negócio - produção de energia elétrica - significa uma saída para que as unidades industriais consigam reduzir seus custos de manutenção nas fábricas de açúcar e álcool, e otimizar os recursos que são utilizados na operação da planta industrial, e é este o ganho que leva a indústria para um projeto de cogeração. Afirma, ainda, que a questão não é pensar qual vai ser a tarifa, e sim, “o que eu posso fazer para chegar naquela tarifa”.

Entretanto, como citado anteriormente, poucas unidades investiram, desde a permissão legal de comercialização de energia, na modernização e efficientização da planta industrial, sendo que a cogeração com venda de energia pelas usinas de açúcar e álcool, conforme salienta Zarpelon (1998), correspondente a casos isolados.

Mesmo sendo verdadeira a visão empreendedora apresentada por Cohen, salienta-se que o setor sucro-alcooleiro vem apresentando sérias dificuldades com relação à rentabilidade e elevado endividamento. Assim, caberá ao governo, e a capacidade deste setor em negociar e ser representado, buscar mecanismos que possibilitem o ingresso desse setor na produção de energia elétrica, sem, contudo, os mesmos se caracterizem em subsídios ou protecionismo a esse segmento industrial.

Assim como a cogeração com a utilização de gás natural, está sendo beneficiada pelo BNDES, no cumprimento de seu papel de agente estimulador dessa tecnologia no país (Tabela 5.1), diretrizes, também, deveriam ser traçadas para financiamento de projetos para unidades menores, como as sucro-alcooleiras, pois o Banco é “uma boa grife para atrair novos financiamentos para projetos” (Torres,1999).

De acordo com informações do BNDES (Branco, 1999) não há, por enquanto, nenhuma linha especial de financiamento para projetos de cogeração, junto ao setor sucro-alcooleiro, embora o Banco esteja aberto para discutir projetos. Entretanto, foi reafirmada a delicada situação financeiras das indústrias de açúcar e álcool, necessitando de uma avaliação individualizada.

Tabela 5.1. Projetos em análise e em perspectiva do BNDES (em US\$ milhões)

Estado	Empresa/Sponsor	Projeto	Investimento total	Particip. Do BNDES	%
Diversos	Vários (SPS)	Cogeração em refinarias Petrobrás	750	300	40
PR	PISA-Inepar/ABB	Produção de Energia elétrica e vapor - fabricante de papel de imprensa	21	10	48
RJ	Combrascan	Produção de energia elétrica e vapor - Shopping Center	32	21	65
SP	Cogera	Construção de três plantas de cogeração-total 621 MW - Petroquímicas	385	193	50
SP	Rolls Royce	Produção de energia elétrica e vapor- Petroquímica União - Fase I	15	8	53
SP	Rolls Royce	Produção de energia elétrica e vapor- Petroquímica União - Fase II	150	75	50
RJ	Light	Shopping Centers, Indústrias Químicas e de Bebidas	80	40	50
Total			1.433	647	50

Fonte: Revista Brasil Energia, agosto de 1999

Esta necessidade, financiamento de projetos de unidades menores, é reafirmada pelo Diretor do Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético, que diferencia a cogeração em dois tipos de projetos: os de grande porte (Petrobrás, CSN), que terão inserção natural dentro do mercado de energia elétrica, e os de pequeno e médio portes, categoria em que se enquadra o setor sucro-alcooleiro, que necessitam de incentivos, os quais estão sendo estudados, juntamente com a ANEEL (Revista Brasil Energia, 1999).

Para Alcoforado (1999), a cogeração de energia elétrica, com vistas a comercialização, só será incrementada no setor sucro-alcooleiro, através da constituição de Companhias de Propósitos Específicos - CPE. Estas deverão ser formadas por diferentes agentes envolvidos na cadeia de produção de energia elétrica, tais como o setor sucro-alcooleiro, responsável pelo combustível, os setores de equipamentos na instalação da unidade de cogeração, o setor elétrico ou o comprador da energia, dando garantia da compra da energia elétrica produzida (PPA's Power Purchase Agreements). Isto por que, como enfatizado anteriormente, as unidades industriais se encontram com um passivo elevado, o que as impossibilita de levantar financiamento para investir em sua planta industrial.

Neste modelo, o setor sucro-alcooleiro passaria a ser comprador de energia elétrica e vapor, isto é, se preocuparia apenas com a produção de açúcar e álcool, sendo que o sistema de cogeração, passaria a ser operado por outra empresa, dentro da indústria.

Na alternativa apresentada por Alcoforado, o setor sucro-alcooleiro seria apenas responsável pelo fornecimento do combustível, bagaço, a um preço pré determinado.

Quanto ao bagaço, que influi sobremaneira no custo da produção de energia elétrica, é importante tecer algumas considerações.

Visto que os preços dos produtos que vão ser obtidos (açúcar e álcool), dependerão do valor do bagaço, a produção de energia elétrica também é influenciada pelo mesmo fator.

O comercialização do bagaço, sofre alteração no decorrer da safra, em virtude da disponibilidade desse combustível, sendo que quanto maior a oferta, o reflexo imediato é a diminuição do preço.

No Brasil, o mercado para comercialização do bagaço excedente, ainda é muito restrito, sendo que o maior consumidor de bagaço é o setor cítrico, seguido pelo de óleo, ração, compensado e outros de menor importância.

Nas entrevistas realizadas, quando se discute o preço do bagaço para a produção de energia elétrica, é atribuído um valor médio de R\$ 8,00 a tonelada. Entretanto, este vem sofrendo decréscimo, como pode-se constatar, tendo atingido na safra 98/99 R\$ 2,00 a tonelada, sendo, ainda, que muitas indústrias não conseguiram comercializar nem a este preço, o qual está se repetindo na presente safra.

De acordo com Coletta (1999), o preço de comercialização do bagaço, em anos anteriores, era suficiente para pagamento da energia adquirida na safra, visto a Usina Della Coletta não ser auto-suficiente. Entretanto, com a queda nos preços de comercialização desse combustível, iniciaram-se estudos para aumentar a geração de energia elétrica, para atendimento da demanda.

A entrada na matriz energética do gás natural, poderá provocar uma maior diminuição do preço desse combustível, devido ao traçado do gás, na região de São Paulo, estar próximo aos

principais consumidores deste combustível, além do gás oferecer vantagens quanto à queima e transporte (Anexo 2)

Embora o setor sucro-alcooleiro alegue que o preço do MWh, para fornecimento de energia excedente, praticado pela concessionária, é inferior ao de sua produção, num cenário de queda no preço de comercialização do bagaço, o preço pago pelo MWh pela concessionária, poderá ser considerado como atrativo.

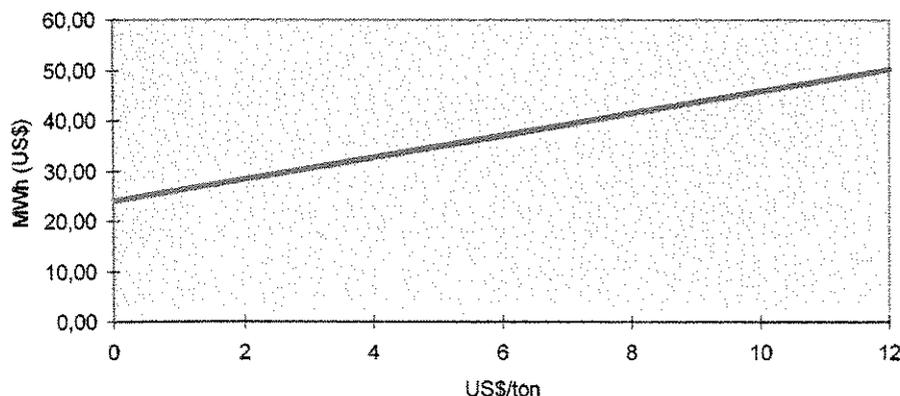
Um dos objetivos do recente trabalho elaborado por Barreda Del Campo (1999), foi demonstrar a influência do preço do bagaço no custo de potência elétrica, vendida à rede. Neste trabalho, avaliou-se diferentes preços do combustível, até US\$ 12 a tonelada. Vale observar que o autor trabalhou com o valor do dólar vigente em janeiro de 1998 (1 US\$ = 1,12 R\$).

Os resultados apresentados pelo autor, são para usinas do porte da Vale do Rosário, com uma capacidade de moagem de 1000 t/h, 448 toneladas de vapor de processo/tonelada de cana moída.

O sistema de cogeração, apresentado no estudo, tem uma potência instalada de 32 MW, dos quais 15 MW são exportados à rede, através de um contrato de venda fixa com a CPFL. Ainda entre as peculiaridades da avaliação, os resultados são válidos considerando-se a energia elétrica a ser vendida, como gerada em uma usina nova, com preços de equipamentos, operação e manutenção, referidos a janeiro de 1998. A taxa de juros considerada foi de 12% ao ano, e com uma amortização de 15 anos. A divisão de custos entre os produtos do sistema, foi feita em base exergética, considerando-se como produtos diferenciados a energia elétrica, a energia mecânica para acionamento de bombas e moendas, e o vapor para o processo.

A relação entre o custo do MWh e o preço do bagaço, pode ser observado no Gráfico 5.1.

Gráfico 5.1 - Relação entre o custo do MWh e o preço da tonelada de bagaço



Fonte: Barreda Del Campo, 1999

No caso de custo zero, o combustível é considerado como um rejeito do processo. No entanto, se as tarifas pagas, hoje, pelas concessionárias privadas forem mantidas, e o preço do bagaço continuar declinando, até o extremo apresentado, a diferença entre o custo de geração e o preço pago pela concessionária (CPFL em torno de R\$ 40,00 MWh), seria tido como um lucro para o setor, constituindo-se em incentivo à cogeração.

Entretanto, conforme anteriormente citado, poucas indústrias têm atualmente, condições de fazerem investimentos em suas plantas industriais, vista a dificuldade de obtenção de financiamentos, bem como os custos financeiros de grande parte das indústrias.

Assim, ao se constituir uma CPE, através da união de vários agentes, minimizam-se os riscos do investimento, apontados por Roncato (1992) *apud* Walter (1998): técnicos, inerentes ao sistema de cogeração, e a interconexão do sistema de geração com o sistema elétrico para operação em paralelo; riscos industriais, relacionados à inadequação da instalação de cogeração ao perfil das demandas futuras de calor e potência; riscos financeiros, associados à eventual baixa atratividade dos empreendimentos e, os riscos econômicos, relacionados às incertezas dos

sistemas de cogeração (evolução das tarifas elétricas, preços dos combustíveis, disposições tributárias ou fiscais, etc.) podendo reduzir, ou até eliminar, a viabilidade econômica do investimento.

Deve-se acrescentar a este quadro, a garantia de compra da energia, que representa aspecto importantíssimo para a viabilização de um *Project Financing*, modalidade de financiamento de projetos, em que o tomador dá garantia aos empreendedores, com base na capacidade de geração de caixa do projeto.

Pires (1998) define quatro modelos empresariais e comerciais para a cogeração e/ou contratação de suas utilidades, em função da estratégia e possibilidades do potencial autoprodutor, salientando que em todas as alternativas, devem ser consideradas as questões do financiamento (montante e condições), dos riscos e garantias, analisados sob diferentes enfoques, e da necessidade de seguro, não só da planta, como de lucros cessantes:

1. *Industrial Investidor* - cabendo a este todo o ônus e responsabilidade da implantação da cogeração, com empenho de seu orçamento e todos os riscos econômicos-financeiros, de construção, operação, performance, entre outros, enfatizando que esta configuração é de difícil realização, uma vez que o negócio do industrial, não é a instalação de plantas de cogeração e, a relação custo-benefício, taxa interna de retorno (TIR) ou payback desta iniciativa, pode não ser a melhor se comparada a outras.
2. *Parceria* - o estabelecimento de parceria empreendedor/investidor, sendo que para o arranjo societário desta parceria, é necessária uma análise das diversas formas possíveis, segundo os interesses e acordos entre as partes,
3. *Comercialização dos Serviços (ou das utilidades produzidas)* - para o autoprodutor, o mais importante é dispor de insumos energéticos para minimizar os custos de seus produtos. Assim, estabelece-se um prazo para transferência futura de propriedade da planta, com custo residual nulo, ou muito baixo,

4. *Locação ou Leasing da Planta Industrial* - é também atrativo, quando feito por um tempo determinado, e com transferência de sua propriedade em valor baixo ou nulo, face às vantagens tributárias nas relações comerciais e na operação da planta.

Olano (ca.1993) define três tipos “atrativos” de financiamento, fora do balanço da empresa, que podem ser utilizados para projetos de cogeração, a saber: *project financing*, chave-na-mão e financiamento por terceiros.

Para o mecanismo *project financing* a garantia do financiamento, está na rentabilidade prevista do projeto, entretanto:

- i. a viabilidade do projeto deve considerar as projeções mais conservadoras, e o estudo deverá ser realizado por entidades do próprio banco ou, em último caso, independentes;
- ii. o banco terá prioridade sobre o fluxo de caixa produzido, e as projeções deverão demonstrar que as mesmas cobrirão todo o serviço da dívida, e inclusive uma reserva para contingências;
- iii. deve haver garantia de mercado para a venda de energia, a um preço adequado com as projeções financeiras e garantido por contratos “take or pay”;
- iv. a logística e manutenção devem estar asseguradas nos contratos e de acordo com as projeções financeiras;
- v. a capacidade e experiência do construtor deve ser comprovada;
- vi. a tecnologia utilizada deverá ser comprovada com operações similares;
- vii. o empreendedor do projeto deve demonstrar solvência financeira, boa reputação e estar disposto a contribuir com recursos próprios, como mostra de confiança em seu projeto, devendo possuir uma adequada equipe técnica, tanto no aspecto da operação, como na gestão do mesmo,
- viii. o valor das instalações, será utilizado como garantia adicional para o Banco;

- ix. deverá ser feito um programa de seguros, tanto durante a construção, como em seu funcionamento, incluindo a possibilidade do “lucro cessante”;
- x. o projeto deve ser aceitável socialmente, sem dar lugar a possíveis problemas, e também deve ser satisfatório sobre o ponto de vista ambiental; e
- xi. deve-se ter todas as permissões, governamentais e locais.

Um aspecto salientado por Olano (ca.1993) é que os bancos não aceitam o *project financing* por uma quantia inferior a US\$ 20 milhões, o que excede, em muito, o volume habitual de muitos projetos de cogeração.

Quanto ao esquema chave-na-mão, Olano (ca.1995) apresenta como vantagens para esta solução, a transferência dos riscos técnicos para a empresa que se ocupa de todos os aspectos de execução do projeto, incluindo os riscos financeiros e, como negativo, o seu maior custo, pois o preço final deve incluir, não somente a remuneração do contratante, como, também, uma margem de cobertura para o mesmo, diante da possibilidade de qualquer imprevisto que o encareça. Como desvantagem, também, o autor apresenta que, freqüentemente, as empresas que se ocupam desse tipo de projeto, estão ligadas a fabricantes de equipamentos, o que limita sua flexibilidade, na hora de buscar uma solução ótima.

Por fim, o financiamento por terceiros, que segundo Olano (ca.1993) é o mecanismo mais freqüentemente utilizado para desenvolvimento de projetos de cogeração, sendo que o promotor é o responsável pelo financiamento do projeto, além de ser uma empresa de serviços energéticos, especializada e com ampla experiência, otimizando o projeto, tanto para atendimento de seus interesses, quanto do usuário.

Mesmo havendo, como demonstrado, mecanismos financeiros que poderiam alavancar a produção de energia elétrica pelo setor sucro-alcooleiro, a entrada de novos empreendedores/investidores neste setor é possível, porém, está na dependência de definições do governo, quanto a sua participação na matriz energética nacional, tanto em relação ao álcool combustível, quanto em produção de energia elétrica. Ou seja, que o governo atue,

estrategicamente, regulamentando a Lei 9478/97, que dispõe sobre a política energética nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia, a qual apresenta os seguintes objetivos:

I - preservar o interesse nacional;

II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho, e valorizar os recursos energéticos;

III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de produtos;

IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional;

VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;

VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica, nas diversas regiões do país;

VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;

IX - promover a livre concorrência;

X - atrair investimentos na produção de energia; e

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

A leitura e entendimento dos objetivos apresentados na Lei, permite a afirmação que o setor sucro-alcooleiro contribui, sobremaneira, para a consecução dos mesmos, assumindo uma posição estratégica quanto a:

i) valorização da atividade econômica em nível regional;

ii) a proteção ao meio ambiente e a promoção de conservação de energia, os quais, na avaliação de Zylberstajn & Coelho (1992) são favorecidos com o uso equilibrado da biomassa, bem como Leite (1987) afirma que a produção e o consumo de álcool são benéficos à atmosfera, uma vez que os canaviais absorvem o CO₂ que é lançado, quando da queima do álcool, do bagaço e palha. Apresenta, ainda, aspectos positivos quanto a conservação de energia, uma vez que a cogeração promove o uso mais eficiente do combustível utilizado. Calle & Cortez (1997)

salientam a importância do álcool combustível, para a redução da poluição, principalmente nos grandes centros urbanos, como o da região metropolitana de São Paulo, onde a qualidade do ar normalmente é muito ruim. Também para Ribeiro e Rosa (1998) o uso do álcool, como combustível, bem como a utilização do bagaço de cana de açúcar, para a produção de eletricidade, em substituição aos combustíveis fósseis, constituem numa contribuição significativa para a redução nas emissões de CO₂;

- iii) competitividade do setor industrial, uma vez que a cogeração e venda de excedentes de energia, minimiza, conforme declarado por Cohen (1999) os custos de manutenção da planta industrial; e
- iv) suprimento de energia elétrica, uma vez que existe grande concentração de usinas, próximas aos grandes centros de consumo.

Por existir uma ampla contribuição do setor sucro-alcooleiro, para o atendimento das políticas energéticas do país, é que a definição de regras e diretrizes para o mesmo, deverão ser claras, estabelecendo-se medidas de fomento para a cogeração, e que esta passe a ser considerada quando da elaboração do planejamento da expansão do sistema, não mais apenas como um possível e interessante potencial, e sim como uma participação efetiva e uma oportunidade de negócio, que atraia investimentos privados, assim como está sendo feito para a viabilização da expansão da termoeletricidade, com a utilização do gás natural.

Neste contexto, a expansão do espectro de comercialização, e a diversidade de agentes introduzidos pela reestruturação do setor elétrico nacional, propiciou um horizonte bem mais promissor que o existente até a metade dos anos 90, onde a figura do monopólio no setor elétrico e a derrocada do Proálcool, traduziam um cenário de horror para o setor sucro-alcooleiro.

Capítulo 6

Considerações Finais

6.1. Conclusões

A forma centralizada de desenvolvimento do setor elétrico nacional, impediu, até recentemente, a participação de outros agentes, em sua cadeia produtiva, mesmo tendo sido diagnosticado, ainda na década de 80, a necessidade de abertura deste setor, para a inserção de capital privado, visando a ampliação do sistema de geração.

As crises financeira e institucional do setor elétrico, levaram a uma paralisação na expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, culminando na abertura do setor para a participação do capital privado, através de autorizações e concessões para a exploração dos serviços de eletricidade.

A ênfase da reestruturação do setor elétrico, é a introdução de mecanismos de competição entre os novos agentes que participarão desse mercado, participação esta permitida com a quebra do monopólio nos segmentos de geração e comercialização de energia.

A existência dessa competição, apenas poderá ser confirmada, após o término do período transitório, que termina em 2006, data limite para a garantia das cargas previstas pelas distribuidoras e comercializadoras. Assim, caso estas não queiram se expor aos riscos do mercado, continuarão a assinar contratos nos mesmos moldes como vem ocorrendo até hoje.

De modo a permitir a inserção de novos agentes, a legislação brasileira começou a ser modificada, ainda no início dos anos 90 e, em 1995, passou a incorporar elementos indutores para

a competitividade pretendida, definindo regras para a atuação dos novos agentes, mas necessitando, ainda, de vários ajustes e medidas, visando atrair investidores, principalmente na geração de energia.

Até o reconhecimento da figura do Produtor Independente de Energia, em 1995, a legislação brasileira contava apenas com a figura do concessionário e do autoprodutor. Quanto ao primeiro, era de sua responsabilidade o atendimento a todos os consumidores de sua área de concessão e, com relação ao autoprodutor, este estava apenas autorizado a produzir energia elétrica, exclusivamente para o seu auto-atendimento, tendo sido permitido, a partir de 1981, transacionar com a concessionária local, e de acordo com o interesse desta, excedentes de energia cogenerada.

Este monopólio nos serviços de eletricidade, impediu o desenvolvimento da cogeração, mesmo tendo o Estado de São Paulo, adotado uma “política” de incentivo a esta tecnologia, por considerá-la benéfica para complementação da oferta de energia no Estado.

Na verdade, houve apenas a intenção do Estado em incrementar esta tecnologia, pois o documento limitou-se a definir responsabilidades (do Estado e das indústrias de açúcar e álcool), mas deixou de incorporar incentivos financeiros e fiscais, necessários aos investimentos que deveriam ser feitos nas plantas. Também, não houve um ajuste na regulamentação existente à época, de modo que os interesses das concessionárias continuaram mantidos. Embora este programa não tenha evoluído, o mesmo contribuiu para um aprendizado nesta tecnologia, tanto para as concessionárias, quanto para as indústrias.

Hoje, diante da necessidade de expansão da geração, e da impossibilidade do Estado em fomentar esse crescimento, a iniciativa privada nacional e seus parceiros internacionais, estão sendo chamados para substituir o Estado na ampliação dos serviços de energia, porém, não o excluindo dessa responsabilidade.

Assim, o papel de empreendedor exercido pelos Estado, está sendo passado para a iniciativa privada, não apenas aos produtores de energia, bem como envolve o setor industrial, grande consumidor desse produto. É função do Governo Federal, estabelecer regras específicas para

atrair novos investidores, bem como adotar medidas que possam incentivar o efetivo ingresso do setor sucro-alcooleiro, na atividade de produção de energia elétrica, com fins de comercialização.

Neste contexto, o Governo vem desenvolvendo uma política voltada à incrementar a cogeração, a qual, principalmente para o Estado de São Paulo, poderá ser benéfica, caso conte com a adesão do setor sucro-alcooleiro, o qual apresenta um expressivo potencial.

A política a ser adotada para incremento da venda de excedente pelo setor sucro-alcooleiro, deverá considerar a atual crise financeira pela qual este setor vem passando. Caso contrário, redundará no mesmo fracasso do plano de cogeração do Estado de São Paulo, instituído em 1992.

Não trata-se da adoção de medidas protecionistas, como as da época de implantação do Programa Nacional do Alcool, mas sim da observação que é um parque industrial, altamente representativo para o PIB nacional, que, entretanto, não foi estruturado visando uma produção eficiente de energia, nem tampouco ter na energia elétrica, um novo produto da indústria.

Desta forma, grande parte das plantas industriais deverão ser modernizadas, caso queira-se explorar o potencial de cogeração do setor sucro-alcooleiro. É um parque industrial que conta com muitas unidades, de diferente porte e sistemas de gestão, fatores a serem considerados na formulação de uma política.

Houve um avanço, por parte dos órgãos reguladores do setor elétrico, na matéria cogeração: flexibilização quanto à comercialização de energia elétrica; processo em curso de qualificação dos cogeneradores; estabelecimento de mecanismos, por parte da Eletrobrás, ou através de suas controladas, para a compra de excedentes de energia elétrica durante um certo período, objetivando viabilização do empreendimento e, a contratação de Reserva de Capacidade, que já se encontra em audiência pública, a qual deverá substituir a Demanda Suplementar de Reserva, que era tida como um grande impedimento para a cogeração.

Como demonstrado neste trabalho, os mecanismos para a definição de uma política para a cogeração estão sendo estruturados, e espera-se que o setor sucro-alcooleiro, individualmente ou através dos órgãos representantes dessa categoria, participe das audiências, sugerindo alternativas para as matérias que ainda estão sendo regulamentadas.

Quanto à questão “financiamento para a cogeração”, o setor sucro-alcooleiro deverá se associar a outros agentes, de modo a formar um consórcio para a produção de energia elétrica, identificando as oportunidades, o mercado de atuação, as principais características dos projetos, a forma de suprimento do combustível, os preços de venda da eletricidade e, principalmente, tentar obter junto à Eletrobrás, num primeiro momento, a garantia de compra dessa energia.

A produção de eletricidade com fins de comercialização, pelo setor sucro-alcooleiro, representa boa oportunidade de diversificação de seus produtos. Porém, é necessário que o industrial tenha esta visão, e procure agir como um empreendedor, que está dentro de um mercado, disputando parte deste, e não permanecer numa posição de “aguardo”, achando que é obrigação do governo viabilizar esse produto e lhe garantir o mercado.

O verdadeiro interesse do setor sucro-alcooleiro em ingressar como agente produtor de energia elétrica, só poderá ser observado ao final do processo de qualificação dos mesmos, que ainda está em fase de audiência pública, devendo o resultado ser divulgado ainda este ano.

As indústrias de açúcar e álcool poderão contribuir, amplamente, para o atendimento das políticas energéticas do País, tanto nos aspectos social e ambiental, através da promoção do desenvolvimento e ampliação do mercado de trabalho, com a valorização dos recursos naturais, bem como quanto a uma adequada forma de suprimento de energia elétrica, através do melhor aproveitamento dos insumos energéticos deste setor. Para tanto, principalmente o governo do Estado de São Paulo, deverá estabelecer a sua própria política energética, identificando o potencial deste setor, de modo a contemplá-lo quando da elaboração do planejamento energético.

6.2 Recomendações

As primeiras medidas voltadas para incremento à cogeração, começaram a ser estruturadas no segundo semestre deste ano. Assim, para uma possível continuidade deste trabalho, recomenda-se:

- identificar os resultados das audiências em curso, quanto às matérias: qualificação dos autoprodutores, aquisição da energia e, preços da reserva de capacidade, com o objetivo de verificar se as mesmas foram capazes de motivar o industrial, a ingressar na produção de energia elétrica;
- adotar instrumentos que possam retratar as reais condições do setor sucro-alcooleiro, para a geração de energia, identificando quais as tecnologias que estão sendo consideradas, e qual planejamento está sendo feito por este setor, caso objetivo ingressar na produção de energia elétrica;
- acompanhar a evolução quanto à formação de consórcios, como forma de empreender o negócio “produção de energia elétrica”, pelo setor sucro-alcooleiro,
- acompanhar, junto às unidades industriais produtoras de energia elétrica para a comercialização, os ganhos de competitividade de seus produtos.

Referências Bibliográficas

- AEA **Futuro do Alcool num Cenário de Livre Mercado** - Associação Brasileira de Engenharia Automotiva, São Paulo, 1997.
- ALCOFORADO, O . **Comunicação pessoal** - Superintendente do Grupo Diné, Santa Rita do Passa Quatro - SP, Agosto de 1999.
- ALMEIDA, J.R.(1948) *apud* OLIVEIRA, H.P.; Aproveitamento do Bagaço de Cana como combustível nas Usinas e Destilarias. In: **Brasil Açucareiro**, n. 2. Fev/1980.
- ANDRADE, M.T.O . **Inserção da Cogeração aos Sistemas Elétricos de Potência: Ênfase aos autoprodutores e produtores independentes de energia** - Universidade Mackenzie, 1999.
- AYUSSO, J.H. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial do Grupo Virgolino Oliveira, setembro/1999
- BAJAY, S.V. Desempenho e Reestruturação Institucional do Setor Elétrico em Diversos Países - Elementos de Reflexão para o Caso Brasileiro. In: **II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**. Anais. Campinas, 1994.
- BALBO, J.M. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial da Usina São Francisco - Sertãozinho - SP, Janeiro de 1999
- BARREDA DEL CAMPO, E.R. **Avaliação Termoeconômica do Sistema de Cogeração da Usina Vale do Rosário** . Campinas - FEM, UNICAMP, 1999 - Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

- BARREIRO, C.J. Distribuidora Investe em Geração -**Revista Brasil Energia**, n. 225 - Agosto/1999.
- BAUEN, A. *et al.* Electricity from sugarcane in Brazil. In. **C.A.R.M.E.N.** Biomass for Energy and Industry, 1998
- BELLODI, M. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial da Usina Santa Adélia S/A, Jaboticabal - SP, Janeiro de 1999).
- BOUTTES, J.P. & LEDERER, L. - **Economistas Interrogam a História: A Organização dos Sistemas Elétricos e o Papel dos Atores na Europa e nos Estados Unidos** - Comunicação no segundo seminário internacional sobre a eletricidade, organizado pela A.H.E.F. (Paris, 3 a 6 de julho de 1990).
- BRANCO, P.M.C. **Comunicação Pessoal** - BNDES, 1999.
- CALLE, F.R. & CORTEZ, L.A.B. Towards Proalcool II - A review of the Brazilian bioethanol programme. In. **Biomass and Bioenergy**. Vol.14. n.2, 1997
- CARNEIRO, W. O Nordeste e a Expansão Açucareira. In: **Brasil Açucareiro**, ano XXXI vol. LXVI, n. 6. Dezembro de 1965.
- COELHO, M.L.R. Regulação para Competência - in: **Marco Regulatório - Revista da AGERGS**, nº 1, 1º de setembro de 1999.
- COELHO, S.T. **A cogeração de eletricidade a partir de biomassa no setor industrial**. <http://www.ambiental.com.br/Cembio/biomassa/cogera>, 1999
- COELHO, S.T.; IENO, G., ZYLBERSTAJN, D. Aspectos Técnicos e Econômicos da Inserção da Cogeração de Eletricidade na Matriz Energética Brasileira. in; **II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**. Anais. Campinas. Dezembro, 1994.

- COHEN, M. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial da Companhia Energética Santa Elisa. Sertãozinho-SP, janeiro de 1999.
- COLETTA, N.D. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial da Destilaria Della Coletta, janeiro de 1999
- COOK, J.H., TORRES, J.S. & VILLEGAS, F. Manejo de la caña en verde com alta producción de resíduos. **International Sugar Journal**, v.99. n. 1181, julho/1997 *apud* COPERSUCAR **Projeto BRA/96/G31 - Geração de Energia Por Biomassa**. Relatório n. RLT-01 - Atividade 1.4.1 - Trash in the field, setembro/1997.
- CORTEZ, L.A .B & DIAS, L.F.C **Avaliação do potencial de cogeração nas destilarias anexas do Estado de São Paulo, fora do complexo Copersucar** - Faculdade de Engenharia Agrícola - UNICAMP, 1992.
- CORTEZ, L.A.B. & LORA, E.S. Possibilidades de incremento da geração de eletricidade pelo setor sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo. In: **II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético** - UNICAMP, 12 a 14 de dezembro de 1994.
- CPFL - **Entendendo o Programa de Produção de energia Elétrica, no Setor de Açúcar e Álcool no Brasil** - Documento Interno - Companhia Paulista de Força e Luz, Campinas - 1997.
- CRUZ, L.R.K. **Comunicação Pessoal** - Gerente Industrial da Usina Irmãos Biagi S/A - Açúcar e Álcool, janeiro de 1999
- DATAGRO **Produção Acumulada em 16.02.99** - <http://www.datagro.com.br>
- DEGEN, R.J. **Distribuidora Investe em Geração**. Revista Brasil Energia n. 225, Agosto de 1999.
- ELETROBRÁS **Plano Decenal de Expansão - 1998/2007** - <http://www.eletronbras.gov.br/atuação/planodecenal.htm>

- ENNES, S.A.W., *et al* As perspectivas da cogeração no suprimento do sistema interligado Sul-Sudeste do Brasil. In: **CIGRÉ/4º ERLAC, PUERTO IGUAZU, Argentina, 1991.**
- E4 Energy Inc **Using Area-Specific Cost Analysis to Identify low Incremental-cost Renewable Energy Options: A Case study cogeneration using bagasse (Sugar Cane) in State of São Paulo, 1997.**
- FACCENDA, O. **Cogeração e Geração Independente na Indústria Socroalcooleira - Botucatu: UNESP, 1996, Tese (Doutorado) - Faculdade de Ciências Agrônômicas do Campus de Botucatu, Botucatu - (1996).**
- FERREIRA, A., BAJAY, S.V. **Álcool e Políticas Governamentais - Uma Retrospectiva Histórica das Implicações no Setor Agrícola. In: Anais II Encontro Nacional de Energia no Meio Rural. Campinas. Maio de 1988.**
- GAZETA MERCANTIL - **A Brasil Álcool S/A tem Capital de 325 milhões - 23 de fevereiro de 1999a.**
- GAZETA MERCANTIL - **Usinas Terceirizam Colheita de Cana - 14/15/16 de maio de 1999b.**
- GAZETA MERCANTIL - **Livre Acesso Abre a Competição no Setor Elétrico - 9 de agosto de 1999c.**
- GALON, G. **Comunicação Pessoal - Gerente Industrial da Destilaria Viralcool Pitangueiras - SP, janeiro de 1999.**
- HUNT, D., SHUTLEWORTH, G. **Unlocking the Grid. In: IEE Spectrum, Julho de 1996.**
- IIR - Institute for International Research. **Workshop: Mercado Atacadista de Energia, 1998.**

- JORNAL DA CANA **Coopcana instalará termoelétrica a partir do bagaço.** Ed. 62. Fevereiro de 1999. http://www.jornaldacana.com.br/Edi_62
- LEITE, A .D. **A Energia no Brasil.** Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.
- LEITE, R.C.C. **Proálcool: A única alternativa para o futuro -2.** Ed. Campinas: Editora da Unicamp, 1987.
- LIZZARAGA, J.M.S. **Cogeneration: Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos.** Espanha, Bilbao, 1994.
- MARANHÃO, R. **Capital Estrangeiro e Estado na Eletrificação Brasileira: A Light 1947 - 1957.** Tese (Doutorado)- USP -Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas - SP, 1993.
- MEDEIROS, R.A . **O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** In: **História & Energia 6** -n São Paulo, Eletropaulo: Departamento de Patrimônio Histórico, 1996.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA **A Reestruturação e privatização do setor elétrico brasileiro - Pronunciamento do Ministro de Minas e Energia, Raimundo Brito. Seminário Gazeta Mercantil.** São Paulo, 26 de maio de 1997.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA **Balanco Energético Nacional - BEM -** 1998.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA **Privatização dos setores energéticos brasileiros. Secretaria de Energia.** <Http://www.mme.gov.br/Sem/sen1net.htm> - 1999.
- MÔNACO, M.H.P. **Comunicação pessoal -** Gerente Industrial da Usina Santa Cruz - Ometo Pavan S/A - Açúcar e Álcool, setembro e 1999.

- MOREIRA, J.R., GOLDEMBERG, J. **O Programa do Álcool** - Internet - 1998
<http://www.mct.gov.br/gabin/cpmg/climate/programa/port/alcohol1.htm>
- NUNES JR, D. & PINTO, R.S.A. **Perspectivas para a Agroindústria Canavieira do Centro-Sul do Brasil, a partir de 1999**. IDEA - Indicadores de Desempenho da Agroindústria, 1999.
- OLANO, J.F. **Cogeneration: Aspectos Financieros** - Agrupacion Internacional de Servicios Energéticos S.A - Madrid, 1993.
- PINA, H. **A Agroindústria Açucareira e Sua Legislação**. Rio de Janeiro, 1972, APEC.
- PIRES, F.B **A cogeração como agente de competição e de oportunidades no setor elétrico brasileiro** - Curso de Gestão de Energia - Mackenzie, nov. 1998.
- RAMOS, P. **Agroindústria Canavieira e Propriedade Fundiária no Brasil** - São Paulo: Hucitec, 1999.
- RE-SEB **Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Relatório Consolidado** - Etapa IV - I Seminário Executivo - Junho/1997
- REVISE **Relatório final do diagnóstico da Revisão Institucional do Setor Elétrico**. Secretaria Executiva - Eletrobrás, 1988.
- REVISTA BRASIL ENERGIA **Potencial quase sem limite**. n. 224. Julho/1999
- RIBEIRO, S.K. & ROSA, L.P. **Activities implemented jointly and the use of fuel alcohol in Brazil for abating CO₂ emissions**. In: **Energy Policy**, Vol. 26. N. 2, 1998.
- RONCATO, J.P. (Mission Cogénération - Gaz de France). **Comunicado pessoal**, 1992, *apud* WALTER, A.C.S. **Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento da Cogeração** - in: **Cenários - Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Institucional e**

Organizacional do Setor Elétrico - Módulo 5 - Suprimento de Energia Elétrica, UNICAMP, EFEI e IEE, 1998.

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: Delume Dumará: Coppe, UFRJ, 1998.

SANTOS, M.H.C. **Políticas e Políticas de Uma Energia Alternativa - O Caso do Próalcool**. Rio de Janeiro: Notrya, 1993.

SASSI, P.M.S. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a sua Influência nas Empresas Energéticas do Estado de São Paulo**. Campinas: UNICAMP, 1999. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica - Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas.

SASSI, P.M. & ANDRADE, M.T.O . **A Evolução da Regulamentação do Setor Elétrico Nacional** In: **Congresso Nacional de Planejamento Energético** - São Paulo, 1998.

SCHELEDER, E.M.M, **O Governo quer a cogeração** - in: **Revista Brasil Energia** - n. 224, julho de 1999.

SCOPINHO, R.A . & VALARELLI **Modernização e Impactos Sociais: O caso da agroindústria sucro-alcooleira na região de Ribeirão Preto** - Rio de Janeiro: FASE, 1995.

SECRETARIA DE ENERGIA E SANEAMENTO DO ESTADO DE SÃO PAULO **Protocolo de Intenções que entre si celebram o Governo do Estado de São Paulo e a Sopral, Copersucar, AIAA, COPACESP, para a realização de empreendimentos de cogeração de energia no Estado de São Paulo**. São Paulo, 2 de julho de 1992.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO **Balanco Energético do Estado de São Paulo** - BEESP, 1998.

- SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO - **Curso de Formação de Gerentes - Agência para Aplicação de Energia**, 1998.
- SILVA, J.G. et al **Política para o setor sucroalcooleiro frente à crise: Uma proposta Alternativa**, NEA - Instituto de Economia da Unicamp, 1999.
- SORGE, J.A. A concessionária de distribuição/comercialização e a cogeração. In: **Seminário Cogeração e Geração Distribuída**, Rio de Janeiro, maio de 1998.
- SOUZA, G.J. - Delineando-se um programa de incentivo à cogeração - in: **Jornal da Cana**, julho/1999.
- SOUZA, M.R. **Análise Paramétrica do Impacto de Modelos de Contrato para a Venda de Excedente de Energia Elétrica sobre a Economicidade de Plantas de Cogeração no Brasil**
- STUCHI, A.A. **Comunicação Pessoal**. Gerente Industrial da Usina Guarani S/A, Olímpia-SP, janeiro de 1999.
- SZMRECSÁNYI, T. **O Planejamento da Agroindústria Canavieira do Brasil (1930-1975)**. São Paulo: HUCITEC, Universidade Estadual de Campinas, 1979
- TORRES, E. BNDES estimula mudança na matriz -in: **Revista Brasil Energia**, n. 224 - Julho/1999
- UNICA **O Açúcar e o Alcool no Estado de São Paulo** - <http://www.unica.com.br>, 1999.
- VAINIKKA, P. Combined Heat and Power Generation in Industry. In: **Energy Efficiency - Experiences and New Technologies**, Delegation of Finland at AGBM, July/August, 1997.
- VASCONCELLOS, A. **Paralelismo de Sistemas Industriais Autogeradores e Rede Pública: Aspectos Técnicos da Integração dos Sistemas e Perceptivas Futuras**. In:

Oportunidade de Geração de Eletricidade a Partir de Biomassa. Módulo: Interligação do Cogrador de Energia com o Sistema Elétrico, Curso EPUSP, 1999.

WAISMAN, D. **A lobotomização do dinossauro (Ascensão e queda do setor elétrico estatal - Um ensaio histórico e político.** Março de 1980.

WALTER, A.C.S. **Viabilidade e Perspectiva da Cogeração e da Geração Termelétrica junto ao Setor Sucroalcooleiro.** Campinas: UNICAMP, 1994, Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

WALTER, A.C.S. Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento da Cogeração - in: **Cenários - Curso de Especialização sobre o Novo Ambiente Institucional e Organizacional do Setor Elétrico - Módulo 5 - Suprimento de Energia Elétrica,** UNICAMP, EFEI e IEE, 1998.

ZARPELON, F. **Perspectivas dos Mercados dos Produtos e Subprodutos da Agroindústria Canavieira - Apresentação no Workshop "Agroindústria Canavieira e o Novo Ambiente Institucional: Oportunidades e Desafios,** NEA - Instituto de Economia, UNICAMP, 1998.

ZYLBERSZTAJN, D & COELHO, S.T **Potencial de geração de energia elétrica nas usinas de açúcar e álcool brasileira, através de gaseificação da cana e emprego de turbinas a gás - Revista Brasileira de Energia, v.2, n.2, 1992.**

Anexo 1

Equipamentos principais do sistema de cogeração de dez unidades industriais

Destilarias

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira	1,6	15	280
Caldeira	1,7	27	280

Turbogeradores:

Potência Total - 2 MW

Turbina (1952) Gerador (1979)

Turbina (1994) Gerador (1994)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1978)	2	25	300
Caldeira (1979)	2	27	300

Turbogeradores:

Potência Total - 1,6 MW

Turbina (1978) Gerador (1978)

Turbina (1979) Gerador (1979)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1993)	2,1	60	300

Turbogerador

Potência Total - 3,7 MW

Turbina (1998) Gerador (1998)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1982)	2,1	68	290

Turbogeradores:

Potência Total - 4 MW

Turbina (1982) Gerador (1982)

Turbina (1985) Gerador (1985)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1964)	1,4	30	215
Caldeira (1960)	1,4	20	340
Caldeira (1960)	1,4	23	340
Caldeira (1974)	2,1	65	280
Caldeira (1975)	2,1	65	280
Caldeira (1978)	2,1	65	280
Caldeira (1981)	2,1	100	270
Caldeira (1981)	2,1	100	270

Turbogeradores:

Potência Total - 15 MW

Turbina (1998) Gerador (1979)

Turbina (1988) Gerador (1988)

Turbina (1982) Gerador (1987)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1978)	2,1	60	300
Caldeira (1980)	2,1	60	300
Caldeira (1977)	2,1	80	300

Turbogeradores:

Potência Total - 8,2 MW

Turbina (1991) Gerador (1981)

Turbina (1994) Gerador (1994)

Turbina (1990) Gerador (1978)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1976)	2,2	75	300-310
Caldeira (1975)	2,2	75	300-310
Caldeira (1976)	2,2	75	300-310
Caldeira (1975)	2,2	75	300-310
Caldeira (1974)	2,2	75	300-310
Caldeira (1984)	2,2	150	300-310
Caldeira (1984)	2,2	150	300-310
Caldeira (1984)	2,2	150	300-310

Turbogeradores:

Potência Total - 15,8 MW

Turbina (1962) Gerador (1962)

Turbina (1976) Gerador (1976)

Turbina (1977) Gerador (1977)

Turbina (1983) Gerador (1983)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1995)	2,1	120	320
Caldeira (1982)	2,1	66	300
Caldeira (1986)	2,1	120	320

Turbogeradores:

Potência Total - 9,6 MW

Turbina (1995) Gerador (1995)

Turbina (1982) Gerador (1982)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1982)	2,1	80	300
Caldeira (1977)	2,1	80	272
Caldeira (1976)	2,1	50	275
Caldeira (1985)	2,1	50	360

Turbogeradores:

Potência Total - 10,4 MW

Turbina (1982) Gerador (1982)

Turbina (1981) Gerador (1981)

Turbina (1990) Gerador (1990)

	Pressão (MPa)	Vazão Vapor (ton/hora)	Temperatura do vapor (°C)
Caldeira (1987)	2,1	66	300
Caldeira (1987)	2,1	66	300
Caldeira (1989)	2,1	80	300
Caldeira (1991)	2	20	320

Turbogeradores:

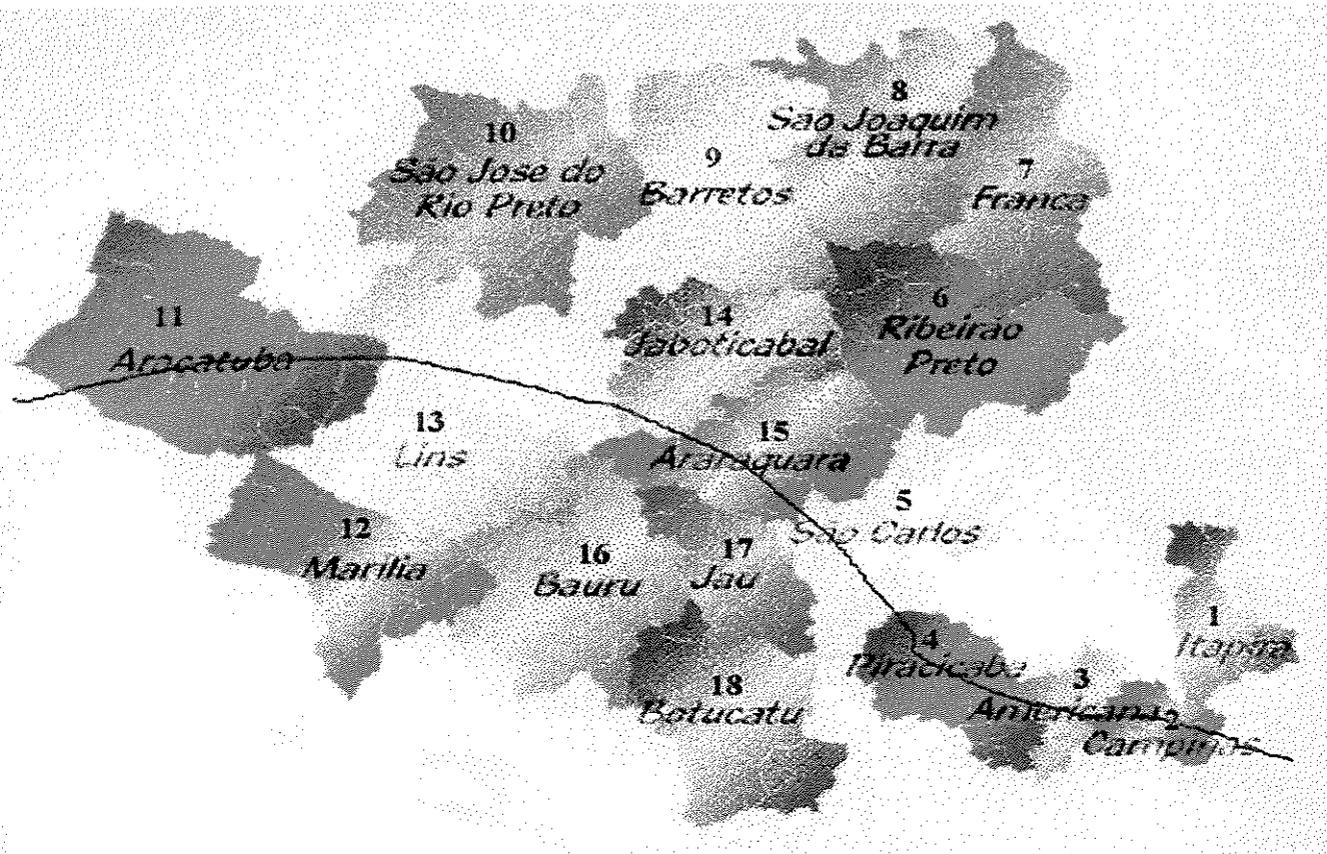
Potência Total - 5,4 MW

Turbina (1982) Gerador (1987)

Turbina (1981) Gerador (1997)

Turbina (1981) Gerador (1981)

ANEXO 2



(—) Traçado do Gás Natural - Bolívia

1. Distrito de Itapira (1)

Itapira

Virgolino Oliveira S/A - Açúcar e Álcool

2. Distrito de Campinas

(nenhuma unidade)

3. Distrito de Americana (4)

Cosmópolis

Usina Açucareira Ester S/A

Elias Fausto

Indústria Açucareira São Francisco S/A

Santa Bárbara D' Oeste

Usina Santa Bárbara S/A - Açúcar e Álcool

Usina Açucareira Furlan

4. Distrito de Piracicaba (7)

Piracicaba

Usina Costa Pinto S/A

Usina Santo Antonio S/A - Açúcar e Álcool

Rio das Pedras

Usina Santa Helena S/A - Açúcar e Álcool

Usina São José S/A - Açúcar e Álcool

Capivari

Usina de Açúcar Bom Retiro S/A

Usina Santa Cruz S/A

Rafard

Usina São Paulo S/A - Agrícola e Comercial

5. Distrito de São Carlos (3)

Brotas

Agrícola Indust. E Comercial Paraiso Ltda

Ibaté

Usina Açucareira da Serra S/A

Descalvado

Usina Ipiranga Açúcar e Álcool Ltda

6. Distrito de Ribeirão Preto (20)

Ribeirão Preto

Galo Bravo S/A - Açúcar e Álcool

Usina Santa Lídia S/A

Sertãozinho

Atilio Balbo S/A - Açúcar e Álcool

Cia Açucareira São Geraldo (Cia Energética Sta Elisa)

Delos - Destilaria Lopes da Silva Ltda

Irmãos Toniolo Ltda

Usina Açucareira São Francisco S/A

Usina Albertina S/A

Cia Energética Santa Elisa

Pontal

Açucareira Bortolo Corolo S/A

Destilaria Bazan S/A

Usina Açucareira Bela Vista S/A

Serrana

Irmãos Biagi S/A - Açúcar e Álcool

Nova União S/A - Açúcar e Álcool

Santa Rosa do Viterbo

Diné Agroindustrial Ltda

Pradópolis

Usina São Martinho S/A

Luís Antonio

Central Energética Moreno Ltda

Jardinópolis

Jardest - Destilaria Jardinópolis Ltda

Barrinha

Cooperativa dos Produtores Agrícola- Cana e Álcool do Estado de São Paulo

7. Distrito de Franca (1)

Batatais

Usina Batatais S/A - Açúcar e Álcool

8. Distrito de São Joaquim da Barra (6)

São Joaquim da Barra

Usina Alta Mogiana S/A - Açúcar e Álcool

Morro Agudo

Cia Açucareira Vale do Rosário

Usina de Açúcar e Álcool MB Ltda

Nuporanga

Destilaria Nuporanga

Igarapava

Fundação Social Sinha Junqueira Ltda

Buritizal

Usina Buriti Biagi

9. Distrito de Barretos (8)

Pitangueiras

Destilaria Andrade S/A

Destilaria Pitangueiras Ltda

Destilaria Virálcool Ltda

Severínia

Usina Açucareira Guarani S/A

Guaíra

Açúcar e Álcool O.R.Mendonça Ltda

Usina Açucareira Guaíra Ltda

Usina Mandi S/A

Paraíso

Antonio Ruette Industrial Ltda

10. Distrito de São José do Rio Preto (3)

Olimpia

Açúcar Guarani S/A

Monte Aprazível

Destilaria Água Limpa S/A

Onda Verde

Destilaria Vale do Rio Turvo Ltda

11. Distrito de Araçatuba (9)

Araçatuba

Alcool Azul S/A - Alcoazul

Destilaria Vale do Tietê S/A

Santo Antonio Aracanguá
Araçatuba Álcool S/A - Arálcool

Bento de Abreu
Benalcool Açúcar e Álcool Ltda

Penápolis
Cia Açucareira de Penápolis

Clementina
Clealcool - Açúcar e Álcool S/A

Valparaíso
Destilaria Univalem S/A

Avanhandava
Diana - Destilaria de Álcool Nova Avanhandava S/A

Guararapes
Unialcool S/A - Álcool e Açúcar

12 - Distrito de Marília

(nenhuma unidade)

13 - Distrito de Lins

(nenhuma unidade)

14. Distrito de Jaboticabal (9)

Jaboticabal
Destilaria Santa Luíza Ltda
Usina Açucareira Jaboticabal
Usina Santa Adélia Ltda

Vista Alegre do Alto
Destilaria Nardini Ltda

Itápolis
Irmãos Malosso Ltda

Guariba
Açucareira Corona S/A

Pirangi
Bertolo e Cia Ltda

Ariranha
Colombo S/A - Cia Industrial Agropecuária
Usina Catanduva S/A - Açúcar e Álcool

15. Distrito de Araraquara (6)

Araraquara
Açucareira Corona S/A
Usina Maringá S/A - Industria e Comércio
Usina Zanin - Açúcar e Álcool Ltda

Motuca
Usina Açucareira Santa Luíza Ltda

Américo Brasiliense
Ometto Pavan S/A - Açúcar e Álcool

Nova Europa
Usina Santa Fé S/A

16. Distrito de Bauru (1)

Presidente Alves
Destilaria Guaricanga S/A

17. Distrito de Jaú (6)

Jaú
Central Paulista Açúcar e Álcool Ltda
I.Franceschi Ltda - Agrícola, Ind. e Comercial

Dois Córregos
Cia Agrícola Industrial Santa Adelaide

Bocaina
Destilaria Tonon Ltda

Bariri
Destilaria Della Coletta Ltda

Barra Bonita
Usina da Barra S/A - Açúcar e Álcool

18. Distrito de Botucatu (3)

Macatuba
Açucareira Zillo Lorenzatti S/A

Lençóis Paulista
Usina Barra Grande Lençóis S/A

São Manuel
Usina Açucareira São Manuel Ltda