

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENERGIA**

**ESCOLA POLITÉCNICA
FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
INSTITUTO DE FÍSICA**

**“MECANISMOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA
COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE
BIOMASSA. UM MODELO PARA O ESTADO DE SÃO
PAULO”**

SUANI TEIXEIRA COELHO

ORIENTADOR: Prof. Dr. DAVID ZYLBERSZTAJN

São Paulo, Agosto de 1999

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENERGIA

ESCOLA POLITÉCNICA
FACULDADE DE ECONOMIA E ADMINISTRAÇÃO
INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
INSTITUTO DE FÍSICA

“MECANISMOS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA
COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE
BIOMASSA. UM MODELO PARA O ESTADO DE SÃO
PAULO”

SUANI TEIXEIRA COELHO

ORIENTADOR: Prof. Dr. DAVID ZYLBERSZTAJN

Tese apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutor em Energia.

Área de Concentração: Energia

São Paulo, Agosto de 1999

*"Se você é capaz de vencer,
Vença sem roubar, sem trapacear, sem mentir,
Sem copiar, sem se diminuir,
Vença de um jeito bonito, que seja infinito,
Pois é um jeito só seu,
Vindo de um dom que Deus lhe deu"*
Carolina Teixeira Coelho
15 anos, 1995

AGRADECIMENTOS

Ao querido amigo e orientador David Zylbersztajn que, apesar das inúmeras atribuições e responsabilidades, sempre esteve disponível para a orientação necessária ao desenvolvimento desta tese, incentivando e apoiando sua execução.

Ao professor José Roberto Moreira, pelas inúmeras discussões e contribuições valiosas, bem como pela ajuda na leitura cuidadosa dos originais.

Ao Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, pelo apoio técnico e utilização das instalações.

À Companhia Energética Santa Elisa pela autorização para o estudo aqui incluído e, em particular ao competente Engenheiro Marcos Cohen, pelo fornecimento de dados e apoio técnico e logístico, imprescindíveis à realização deste trabalho.

À COPERSUCAR, Cooperativa dos Produtores de Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo, que financiou grande parte do presente trabalho.

Ao colega Roberto Teixeira Pessine, pelos ensinamentos valiosos e pela orientação nos meandros da legislação.

Ao ex-aluno e futuro engenheiro Américo Varkulya Jr., pela colaboração valiosa no apoio técnico, em particular nos cálculos termodinâmicos.

Aos colegas do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, pelo apoio e amizade.

A todos os colegas do CENBIO - Centro Nacional de Referência em Biomassa - pelo apoio e paciência.

Em especial, à amiga e colega Marly F. Bolognini, pela amizade, conselhos e apoio nos (muitos) momentos difíceis.

Também em especial, à amiga e colega de tantos anos, praticamente “irmã”, Silvia M. S. G. Vélazquez (desta vez escrevi certo?), por tantas atenções e apoio, que não é preciso mencionar...

À Nazareth, minha gratidão pela colaboração.

A todos os amigos e colegas que me incentivaram e apoiaram durante este trabalho.

Por último, mas não o menos importante, aos meus filhos tão queridos: Roberto, tão jovem, já tão adulto, mas sempre sensível e atento. Carolina, lutadora, cuja mensagem aqui incluída mostra o seu caráter. Obrigada pela coragem, pelo ânimo, pelo amor, pelos conselhos (por que não?), por tudo...

ABSTRACT

The advantages of electricity cogeneration from biomass – including the generation of electricity surplus – have already been analyzed in several studies, discussing its benefits for the involved sectors and for the society, mainly due to its environmental and strategic positive aspects. However, the implementation of a large scale cogeneration program in sugar-alcohol sector has not yet occurred, due to several barriers, mainly economic, political and institutional.

For the electric sector, the advantages of such program correspond to the possibility of guaranteeing electricity offer in the current situation of the sector. With the very recent changes in the structure of Brazilian electric sector, new options are being introduced for private investors, through the legislation regarding independent power producers and self-producers. Therefore, there are now important perspectives for the introduction of mechanisms to allow (and to incentivate) the purchase of electricity produced by sugar/alcohol plants in Brazil, mainly in the State of São Paulo.

For sugar/alcohol sector, the advantages of electricity surplus sales are well-known, considering the economic difficulties of the sector and the benefits due to the possibility of diversification of the production.

Therefore, the implementation of a large scale cogeneration program would introduce benefits for both involved sectors, as well as for the society, for its positive environmental and social aspects.

In this context, the original contribution of this thesis is the proposition and discussion of mechanisms to allow a large scale program for the sale of electricity surplus from biomass-origin, specially in sugar/alcohol sector. These mechanisms include the economic evaluation of surplus electricity under rigorous technical terms (thermoeconomic analysis), proposal for improvements on existing legislation, and also the proposal for studies related to the introduction of environmental costs and carbon taxation – with the perspectives of Kyoto Protocol – in the integrated planning of Brazilian electric sector.

RESUMO

As vantagens da produção de eletricidade a partir de biomassa – inclusive a venda de excedentes de eletricidade por cogeneradores – já foram estudadas em inúmeros trabalhos, que analisam seus benefícios para os setores envolvidos e para a sociedade em geral, principalmente pelos aspectos ambientais e estratégicos. No entanto ainda não se verificou a implementação de um programa amplo de cogeração no setor sucro-alcooleiro devido à existência de inúmeras barreiras principalmente econômicas, políticas e institucionais.

Para o setor elétrico, as vantagens se devem principalmente à possibilidade de garantir a oferta de energia, em vista da situação de crise que o setor atravessa. Dentro da recente reestruturação do setor, estão surgindo novas opções para investidores privados, através da legislação e regulamentação referente aos produtores independentes de energia e aos autoprodutores. Dentro deste panorama, existem perspectivas de introdução de mecanismos que permitam (e incentivem) a compra de energia de usinas e destilarias do setor sucro-alcooleiro do país.

Para o setor sucro-alcooleiro também são conhecidas as vantagens da venda de excedentes de eletricidade, em vista das dificuldades econômicas que o mesmo atravessa e das vantagens aportadas pela diversificação de produtos.

Assim sendo, a implementação de um programa de cogeração em larga escala traria benefícios para os dois setores envolvidos, bem como para a sociedade como um todo, pelos seus aspectos positivos em termos ambientais e sociais.

Assim, a contribuição original desta tese é a proposição e discussão de mecanismos que viabilizem um programa amplo de venda de excedentes de eletricidade a partir de biomassa, como no caso das usinas de açúcar e álcool. Estes mecanismos incluem a avaliação econômica da geração de excedentes em termos tecnicamente rigorosos (análise termoeconômica), propostas de modificações na legislação e na regulamentação atualmente em vigor, mas também a proposta de estudos visando a inclusão dos custos ambientais e taxação de carbono – dentro das perspectivas do Protocolo de Quioto - no planejamento integrado para o setor elétrico.

ÍNDICE

ABSTRACT

RESUMO

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

INTRODUÇÃO.....

PARTE I: A POLÍTICA ENERGÉTICA BRASILEIRA

I. A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ENERGÉTICO:..... 5

I.1. Os Setores Elétricos do Brasil e do Estado de São Paulo :..... 5

I.1.1. Uma perspectiva histórica do setor elétrico brasileiro e de São Paulo: 6

I.1.2. A situação atual do setor elétrico e as previsões da Eletrobrás: 11

I.2. A Política Energética no Setor de Combustíveis Automotivos: 20

I.2.1. Introdução: 20

I.2.2. O Programa Nacional do Álcool:..... 20

I.2.3. As dificuldades atuais do Programa: 25

I.2.4. A cogeração como opção de diversificação para o setor sucro-alcooleiro: 29

II. ANÁLISE POLÍTICA DAS ALTERNATIVAS ATUAIS PARA A EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO ESTADO DE SÃO PAULO: 31

II.1. As Usinas Hidrelétricas: 31

II.2. As Usinas Termelétricas: 33

II.2.1. Termelétricas a combustíveis fósseis: 33

II.2.2. UTE nucleares: 35

II.3. A Cogeração de Eletricidade como Opção para Expansão da Oferta 36

II.3.1. O conceito de cogeração de energia:..... 36

II.3. 2. A cogeração a partir de biomassa: 40

II.4. Considerações Gerais:	49
<u>PARTE II: BARREIRAS EXISTENTES PARA UM PROGRAMA DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA NO BRASIL</u>	
III. AS BARREIRAS TECNOLÓGICAS:	51
III.1. As Tecnologias mais Eficientes para Cogeração a partir de Biomassa:	51
III.1.1. As tecnologias para cogeração disponíveis no país.....	51
III.1.2. Tecnologias para o setor agrícola	54
III.2. Tecnologias em Desenvolvimento para Gaseificação de Biomassa	57
III.2.1. Projetos em desenvolvimento em outros países:.....	57
III.2.2. Projetos em desenvolvimento no Brasil:.....	67
III.3. As Barreiras Tecnológicas à Introdução de Tecnologias mais Eficientes: ...	70
III.3.1. Barreiras no Setor Agrícola:	70
III.3.2. Barreiras à introdução de tecnologias de cogeração mais eficientes:.....	71
IV. AS BARREIRAS POLÍTICAS E INSTITUCIONAIS:	73
IV.1. O Ponto de Vista do Setor Elétrico:	74
IV.2. O Ponto de Vista do Setor Sucro-alcooleiro:	78
IV.3. O Ponto de Vista da Sociedade	81
IV.4. O Ponto de Vista dos Agentes Econômicos :	82
V. AS BARREIRAS ECONÔMICAS E FINANCEIRAS:	85
V.1. A Comercialização dos Excedentes de Eletricidade:	85
V.1.1. Venda às concessionárias:.....	85
V.1.2. A Venda de Eletricidade a Terceiros:	88
V.2. Financiamentos e Impostos para Instalações de Cogeração a partir de Biomassa:	89
V.2.1. Barreiras economico-financeiras:	89
V.2.2. Riscos referentes ao desenvolvimento do projeto:	91
V.3. Conclusões Preliminares:	92

PARTE III: MECANISMOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA COGERAÇÃO A PARTIR DA BIOMASSA:

VI. A Necessidade de Mecanismos Especiais para Fomento da Cogeração a partir de Biomassa:	98
VI.1. A Experiência de Outros Países:	98
VI.2. Mecanismos de Incentivo à Cogeração a partir de Biomassa no Brasil:	100
VII. Análise Termoeconômica da Cogeração a partir do Bagaço de Cana:	104
VII.1. Análise Crítica dos Métodos Convencionais de Avaliação Econômica Aplicados à Cogeração:	104
VII.1.1. Introdução:	104
VII.1.2. Os métodos convencionais de análise econômica:	105
VII. 2. A Metodologia da Análise Termoeconômica:	106
VII.2.1. O conceito de exergia:	106
VII.2.2. Análise termoeconômica de processos:.....	107
VII.2.3. Aplicação da análise termoeconômica à cogeração em usinas de açúcar e álcool:	109
VII.3. Estudo de Caso da Companhia Energética Santa Elisa:	114
VII.3.1. Apresentação da Companhia Energética Santa Elisa - Safra de 1997/98: ...	115
VII.3.2. Análise termoeconômica - Custos de geração de vapor e eletricidade:	116
VII.4. Resultados para os Custos de Geração de Energia da Companhia Energética Santa Elisa:	119
VII.4.1. Custo específico do vapor na situação atual:	119
VII.4.2. Custo da eletricidade excedente gerada:	121
VII.5. Conclusões Preliminares:	126
VIII. POLÍTICAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA:	131
VIII.1. A Legislação Brasileira Referente à Cogeração:	131
VIII.2. A Legislação Européia:	135
VIII.2.1. As “Non Fossil Fuel Obligations - NFFO”:	135
VIII.2.2. Outros mecanismos na União Européia:	139
VIII.2.3. Efeitos dos mecanismos de taxação de energia:	143
VIII.3. A Legislação Americana:	145

VIII.4. Propostas para Mudanças na Legislação Brasileira:	147
IX. INCORPORAÇÃO DE EXTERNALIDADES NO CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	149
IX.1. Introdução:	149
IX. 2. Conceitos Básicos de Externalidades:	152
IX.2.1. Definições básicas:	152
IX.2.2. Barreiras à introdução de taxas ambientais:.....	155
IX.3. A Avaliação de Externalidades:	157
IX.3.1. O estudo da Pace University (OTTINGER <i>et al.</i> , 1991):	159
IX.3.2. O estudo da União Européia:.....	162
IX.4. Impactos Ambientais na Geração de Eletricidade no Brasil:	164
IX.4.1. Os impactos ambientais na geração hidrelétrica:.....	164
IX.4.2. Os impactos ambientais na geração termelétrica:.....	166
IX.4.3. Custos ambientais para geração de eletricidade em sistemas convencionais no Brasil:	168
IX.5. As Externalidades no Processo de Cogeração de Eletricidade a partir do Bagaço de Cana:	170
IX.5.1. Os impactos ambientais na agro-indústria da cana:.....	170
IX.5.2. Avaliação das emissões de poluentes no processo de cogeração:	173
IX.5.3. Os resultados obtidos e a contribuição da biomassa na redução do efeito estufa:	178
IX.6. A Incorporação de Custos Ambientais no Planejamento Energético:	178
IX.6.1. Valoração das externalidades.....	178
IX.6.2. Conclusões preliminares	183
X. INCORPORAÇÃO DA COGERAÇÃO DENTRO DE UM PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS:	186
X.1. O Planejamento Integrado de Recursos:	186
X.2. Oportunidades do Protocolo de Quioto para a Implementação da Cogeração no Setor Sucro-alcooleiro:	187
X.2.1. O Protocolo de Quioto:	188

X.2.2. A Cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro como opção para o Protocolo de Quioto:	189
X.2.3. Comentários finais:	191

CONCLUSÕES	194
-------------------------	------------

ANEXOS

REFERÊNCIAS

LISTA DE FIGURAS

Figura III.1.: Ciclo de desenvolvimento de um projeto típico para cogeração a partir de bagaço de cana.....	93
Figura III.2.: Risco do financiador para uma instalação de cogeração a partir de bagaço de cana	94
Figura VII.1.: Custos de geração da eletricidade excedente durante a safra para a Companhia Energética Santa Elisa.....	124
Figura VII.2.: Custos de geração da eletricidade excedente pelo processo CEST para a Companhia Energética Santa Elisa.....	127

LISTA DE TABELAS

Tabela I.1: Riscos anuais de déficit para o sistema interligado S/SE/CO:.....	15
Tabela I.2: Comparação dos custos de produção do álcool combustível levantados pela FGV em 1994 e em 1997	26
Tabela I.3: Custos reais de algumas hidrelétricas no Brasil	32
Tabela I.4: Potencial de geração de eletricidade através de sistemas mais eficientes e emissões de carbono evitadas no setor de papel e celulose:	42
Tabela I.5: Dados referentes ao setor sucro-alcooleiro de São Paulo e do Brasil (safra de 1996/97	44
Tabela I.6: Potencial de cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana	46
Tabela III.1: Situação em 1995 dos principais projetos de desenvolvimento de gaseificadores	63
Tabela III.2 - Projetos piloto de gaseificação da biomassa e geração de energia elétrica .	64
Tabela III.3. Resultados obtidos experimentalmente para poderes caloríficos superior e inferior do bagaço e da palha.....	70
Tabela III.4: Número de empregos no setor de energia do Brasil	81
Tabela III.5: Investimentos necessários para criação de postos de trabalho nos setores industriais.....	82

Tabela VII.1.: Dados principais do sistema proposto para geração na safra (Santa Elisa)	117
Tabela VII.2.: Dados principais do sistema CEST proposto (Santa Elisa)	119
Tabela VII.3.: Custos da energia elétrica/mecânica consumida no processo (Santa Elisa)	120
Tabela VII.4.: Custos do vapor de processo (Santa Elisa)	120
Tabela VII.5.: Custos de geração de excedentes na safra (Santa Elisa)	122
Tabela VII.6.: Custos de geração de eletricidade no sistema CEST (Santa Elisa)	128
Tabela VII.7.: Potencial de geração de excedentes nas usinas de açúcar e álcool (São Paulo)	129
Tabela VIII.1.: Condições de operação do produtor independente de energia:	131
Tabela VIII.2.: Projetos introduzidos na Inglaterra e País de Gales segundo a política de NFFO (Non Fossil Fuel Obligations)	137
Tabela VIII.3. Preço médio para compra de energia nas NFFO:	137
Tabela IX.1.: Externalidades para usinas termelétricas a combustíveis fósseis	161
Tabela IX.2: Externalidades para usinas nucleares:	161
Tabela IX.3: Externalidades calculadas para geração de eletricidade através da metodologia de custo do dano, para o ciclo completo do combustível (ExternE, 1995):	164
Tabela IX.4.: Comparação dos custos ambientais de formas convencionais de geração de eletricidade:	169
Tabela IX.5.: Emissões de poluentes na queimada de cana de açúcar:	170
Tabela IX.6: Consumo de fósseis na agro-indústria da cana de açúcar:	171
Tabela IX.7.: Emissões de particulados em caldeiras a bagaço de cana:	171
Tabela IX.8: Emissões de poluentes em caldeiras a bagaço de cana (50% umidade):	172
Tabela IX.9: Emissões de poluentes a partir de óleo diesel	173
Tabela IX.10: Consumos médios de energia e exergia no processo:	174
Tabela IX.11: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel segundo ULIGH, 1995 (0,96 l de OD/tc)	176
Tabela IX.12: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel segundo MACEDO, 1997 (1,39 l de OD/tc)	176

Tabela IX.13: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel no ciclo completo, segundo MACEDO, 1997 (4,15 l de OD/tc).....	177
Tabela IX.14: Comparação dos resultados referentes às emissões de carbono nas diferentes tecnologias para geração de eletricidade:.....	178

PARTE I: A POLÍTICA ENERGÉTICA BRASILEIRA

O presente trabalho se inicia com a discussão dos aspectos relevantes do modelo energético brasileiro, que se interligam com a questão da cogeração de eletricidade, em particular suas dificuldades atuais e as transformações ainda em curso. Uma análise detalhada e crítica desse modelo encontra-se em BOA NOVA (1985), relacionando a política energética (e de desenvolvimento) adotada a partir da década de 50 com a crise financeira do país, agravada com os choques do petróleo nos anos 70. Também WALTER, 1994 e BERMANN, 1992, entre outros, apresentam uma análise da evolução histórica do setor, de sua estrutura organizacional e da situação financeira do setor.

I. A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ENERGÉTICO:

Esta primeira parte analisa, dentro do setor energético, os setores elétrico e de combustíveis líquidos, onde se insere o setor sucro-alcooleiro, pelas inter-relações existentes entre os mesmos. Os outros setores energéticos (gás natural, carvão, etc.) serão discutidos ao longo do trabalho quando houver a necessidade.

I.1. Os Setores Elétricos do Brasil e do Estado de São Paulo :

Esta etapa preliminar de contextualização inclui uma breve análise histórica do setor elétrico, das decisões políticas e do seu planejamento. É também discutido o Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás, em particular a questão da reduzida participação da cogeração e das energias renováveis no planejamento.

A situação atual de crise financeira do setor, bem como as previsões de déficit em função do elevado crescimento no consumo mostram a importância de um programa de larga escala de cogeração de eletricidade (produção simultânea de calor e energia elétrica/mecânica) como um dos mecanismos para colaborar na oferta de energia. Além de ser mais eficiente, em termos energéticos, do que a geração convencional, existem os vários aspectos positivos da geração descentralizada, conforme analisado por WALTER, 1994. Mais ainda, a utilização da biomassa como fonte de energia apresenta as vantagens ambientais já conhecidas, quando comparadas com as formas convencionais de geração, inclusive a hidreletricidade (COSTA, 1996, ROSA *et al.*, 1995, MOREIRA e POOLE, 1991).

No entanto verifica-se que, apesar das mudanças recentemente introduzidas na legislação do setor elétrico, ainda existem várias barreiras para implementar um programa deste tipo, como por exemplo a questão da venda de eletricidade excedente. Há também a questão da introdução das tecnologias mais eficientes de conversão que ainda estão em desenvolvimento¹, sem mencionar as dificuldades econômicas e de negociação entre as partes, como será analisado na Parte II deste estudo.

Assim sendo, neste capítulo é analisada a situação do setor elétrico e seu planejamento, com as dificuldades existentes e transformações que o mesmo atravessa atualmente, a partir de uma reflexão sobre sua perspectiva histórica.

I.1.1. Uma perspectiva histórica do setor elétrico brasileiro e de São Paulo:

I.1.1.1. O setor elétrico brasileiro:

O setor elétrico brasileiro, após uma fase inicial em que era predominante a participação do capital privado, passou a ser essencialmente estatal nas décadas de 40 e 50, com a criação de várias empresas (BERMANN, 1992). Porém, pode-se dizer que o modelo estatal foi consolidado a partir de 1964, durante os governos militares, cabendo à Eletrobrás, fundada em 1962, o papel de empresa “holding” do setor. A empresa possuía então responsabilidade total pelo planejamento da operação e da expansão do sistema, bem

como pela coordenação da política nacional de energia elétrica, inclusive pelo financiamento (parcial) da expansão do setor². Esta coordenação era então considerada fundamental³, em função da “complexidade elétrica (do sistema) e também porque o sistema, essencialmente de base hídrica, é inter-conectado hidrologicamente” (WALTER 1994, p.56).

O aproveitamento dos recursos hidrelétricos do país teve início em 1951, passando de 1,5 GW (1950) a 41,8 GW (1992) e atingindo 49,9 GW em 1995 (mais de 90% da potência instalada total). O grande crescimento na capacidade instalada ocorreu durante as décadas de 60 (10,3% a.a.), 70 (8,8% a.a.) e de 80 (10,9% a.a.). Em 1999 a capacidade instalada é de 59 MW de hidreletricidade num total de 61 MW. Até 1998, havia dois grandes sistemas interligados que operavam separadamente e atendiam cerca de 95% do consumo nacional de energia elétrica: o sistema S/SE/CO e o sistema N/NE. Recentemente, estes dois sistemas foram interligados pelo chamado “Linhão” Norte Sul, com 1277 km de extensão.

A regulamentação, planejamento e fiscalização do setor, bem como dos cursos d’água estava a cargo do DNAEE, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, com base no Código de Águas, cuja criação datava de 1930 e somente em 1996 começou a ser reestruturado, com a criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Até então, cabia ao DNAEE inclusive a outorga e a fiscalização das concessões do setor elétrico, bem como zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das várias empresas do setor, além de ser o responsável pelo estabelecimento da política tarifária. Entretanto verifica-se que, apesar destas inúmeras atribuições oficiais (ou justamente por este motivo), grande parte dos objetivos estabelecidos não foram atingidos, em particular a

¹ Sistemas de gaseificação de biomassa em conjunto com turbinas a gás, ainda em desenvolvimento nos EUA e Europa conforme analisado no cap. III, Parte II.

² Com as recentes modificações na legislação, o planejamento da expansão do setor passou a ser apenas indicativo, mas o planejamento da operação continua sendo de responsabilidade da Eletrobrás. Também o financiamento da expansão não é mais de sua responsabilidade, com a introdução da figura do produtor independente de energia e a privatização do setor elétrico.

³E ainda é considerada fundamental por muitos, dentro e fora do setor elétrico; entretanto, esta discussão não será abordada neste trabalho, por considerarmos que foge aos objetivos do mesmo.

questão da fiscalização e do equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor, o que evidentemente não se verificou. De fato, seria impossível que esta superposição de papéis originasse resultados positivos⁴.

Durante o período de expansão do setor, ocorreu a construção das grandes hidrelétricas no país, decisão essa aparentemente baseada em critérios técnicos, “em nome da necessidade de atender uma suposta evolução da demanda de energia elétrica” (BÔA NOVA, 1985, p.143). Como usinas hidrelétricas são altamente intensivas em capital e sendo os projetos financiados quase exclusivamente pelo Estado, foi necessário recorrer a empréstimos internacionais⁵, o que levou o país ao seu enorme endividamento externo. Estimativas existentes apontam para US\$ 40 bilhões a dívida externa do país devida ao setor elétrico⁶.

Os argumentos então utilizados baseavam-se na idéia de que se tratava de geração de energia elétrica, “infra-estrutura básica para o desenvolvimento econômico”, “geradora de empregos”, além de ser uma “alternativa limpa e sem riscos”, principalmente quando comparada com a energia nuclear, que aparecia então com grandes perspectivas (BÔA NOVA, 1985, p.144). Na verdade, a consciência ambiental era bastante restrita na época e não deve ser esquecido que, então, o país encontrava-se sob o regime militar.

A partir da década de 70 tiveram início dificuldades no setor, com a elevação das taxas de juros em consequência das crises do petróleo. No entanto, pelos motivos citados, o Governo manteve os programas de expansão, apesar da demanda não apresentar o crescimento previsto. Os cronogramas das obras tiveram que ser alterados, elevando extremamente os seus custos.

Além disso, na ocasião foram adotadas políticas de combate à inflação baseadas no controle das tarifas dos serviços públicos, além de oferecer tarifas especiais para

⁴ ZYLBERSZTAJN, D. Conferência no IEE/USP, 1997.

⁵ Deve ser ressaltado o grande incentivo dos bancos internacionais, na época, em financiar usinas hidrelétricas.

⁶ Moreira, J. R. (1997). Informação pessoal.

substituição de derivados de petróleo e para atendimento dos grandes consumidores (WALTER, 1994, BERMAN, 1992). Com estas políticas especiais, o valor médio das tarifas foi declinando, como analisa WALTER (1994), no período de 1974 até 1992, de modo que, no início da década de 90, o custo da dívida das empresas do setor representava quase 60% da receita tarifária (RODRIGUES & HERMANN, 1989). As conseqüências são de conhecimento geral: obras paralisadas e comprometimento da situação economico-financeira das empresas.

Entretanto, ainda assim continuou-se o processo de expansão, “atendendo tanto os interesses dos empreiteiros quanto dos agentes de planejamento do próprio setor, bem como dos governos estaduais” (WALTER, 1994, p.60). Aliás, sabe-se que “durante muito tempo as empresas do setor elétrico não foram usadas em nome do interesse público, mas em função de interesses particulares”⁷.

Na ocasião, os critérios eram apresentados como estritamente técnicos, inclusive nos métodos de estimativa de demanda. Entretanto, “não se deve subestimar o papel de grupos empresariais (exercendo) forte pressão sobre o governo no sentido da realização de investimentos” (SIGAUD, 1988) pois, como já foi mencionado, os elevados investimentos correspondentes à construção de uma usina hidrelétrica beneficiam empresas de construção civil e de consultoria, além de fabricantes de equipamentos. Neste contexto, devem ser lembrados também os interesses do capital financeiro internacional e das empresas eletro-intensivas que se beneficiam das tarifas extremamente reduzidas, em particular o caso da indústria de alumínio na Região Norte. Como ainda observa SIGAUD (1988), “as decisões a respeito da geração de energia (...) parecem ter sido sempre tomadas a partir de estimativas de demanda, calculadas por sua vez através de critérios pouco transparentes”.

A partir de 1991, iniciando um processo de liberalização da economia, o Governo Federal apresentou uma proposta de reestruturação do setor elétrico, também em conseqüência de uma pressão significativa dos organismos financeiros internacionais (WALTER, 1994). A partir de então, várias alterações na legislação foram introduzidas

⁷ ZYLBERSZTAJN, D. (1997) . Conferência no IEE/USP.

(PAIVA⁸, 1997, entre outros). Como a base do problema está na falta de recursos do Estado para investimento, a legislação recente visa atrair a participação do capital privado, abrindo espaço para a geração descentralizada de energia, na qual se inclui a figura do produtor independente de energia e o auto-produtor.

1.1.1.2. O setor Elétrico do Estado de São Paulo:

O Estado de São Paulo, que apresenta um consumo correspondente a 34% do consumo do país, atravessa uma situação particular. Desde 1981, quando o estado exportava eletricidade, até 1994, ocorreram mudanças significativas. Hoje⁹, São Paulo importa aproximadamente 35% do seu consumo (o consumo do Estado é quase 90.000 GWh por ano, com mais de 10 milhões de consumidores). Deste consumo, apenas 4000 GWh correspondem a auto-produtores, o que reflete a situação de auto-produção no país.

Sua potência instalada é de 11.783 MW, sendo predominantemente de origem hidrelétrica (95,6%), distribuída entre as concessionárias CESP¹⁰ (uma das maiores do país) e Eletropaulo¹¹. A terceira concessionária do estado, CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), essencialmente distribuidora, foi privatizada em novembro de 1997, dentro do programa de reestruturação do setor. A complementação do consumo de eletricidade do estado é garantida com a energia elétrica proveniente de Furnas e da hidrelétrica de Itaipu¹².

Também no Estado de São Paulo verificou-se o crescimento expressivo no consumo de energia elétrica, com índices superiores a 4% a.a., desde 1993. De 1992 a 1997 o crescimento no consumo foi de mais de 16%, principalmente no setor residencial.

⁸ C. PAIVA (CESP). Seminário no IEE/USP, como parte dos requisitos para tese de doutorado, 1997.

⁹ Dados da Secretaria de Energia, agosto de 1997.

¹⁰ Companhia Energética do Estado de São Paulo.

¹¹ Na ocasião em que este trabalho estava sendo preparado, ocorreu o desmembramento da CESP e da Eletropaulo em empresas menores, para a posterior privatização.

¹² Somente a CESP “importa” 5.000 MW de Itaipu.

Como já foi mencionado anteriormente, os maiores riscos de déficit concentram-se na região Sudeste, particularmente no Estado de São Paulo¹³. Por este motivo, e também por existir uma política estadual que reconhece as vantagens da cogeração, concentram-se aqui os maiores esforços no sentido de implementar programas de cogeração, visando colaborar na oferta de energia.

Através da Agência para Aplicação de Energia¹⁴ (AAE) da Secretaria de Energia do Estado, desenvolveu-se um programa de apoio à cogeração e a fontes renováveis de energia. Como o maior potencial de cogeração encontra-se neste estado, a AAE trabalhou junto às empresas do setor sucro-alcooleiro de forma a regularizar as instalações já existentes de cogeração conforme as exigências então estabelecidas DNAEE (PESSINE et al., 1997, CURY, 1997), antes da criação da ANEEL. A maior experiência em fomento ao processo de cogeração e na compra de excedentes de eletricidade do setor sucro-alcooleiro verifica-se na área de concessão da CPFL, sendo que o total da eletricidade produzida por cogeração corresponde a 17% da demanda da concessionária, o que corresponde a um resultado significativo pois, se as indústrias não tivessem este processo, o consumo de eletricidade a ser fornecido pela CPFL seria muito maior¹⁵.

I.1.2. A situação atual do setor elétrico e as previsões da Eletrobrás:

I.1.2.1. A Recente Restruturação do Setor Elétrico:

A partir de 1991, com a política econômica de liberalização e desregulamentação introduzida pelo Governo Federal, tiveram início as modificações na estrutura do setor, com diversas alterações na sua legislação. Nesta fase de reestruturação do setor foi desenvolvido pelo MME¹⁶ o novo Modelo Institucional para o setor. Esta transformação inclui não apenas modificações na sua legislação, mas também um processo de privatização através do BNDES, dentro da política definida pelo Governo Federal.

¹³ Da capacidade instalada no Estado, 99% é de origem hidráulica, sendo por isso fortemente afetada pelas condições hidrológicas e dependendo portanto da utilização de energia do sistema interligado.

¹⁴ Por ocasião da edição final da tese, ocorreu a desativação da AAE, dentro do programa de reestruturação do setor elétrico, passando parte de suas funções para a então criada CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia).

¹⁵ Informativo CPFL, 1997

¹⁶ Ministério de Minas e Energia.

O objetivo principal desta política é a desverticalização do setor, através da venda das concessionárias de energia elétrica, o que já vem ocorrendo desde a venda da Light, da CERJ (RJ) e da Excelsa (ES), entre outras, além de incentivar a participação do capital privado na expansão da geração. Também a distribuição está sendo privatizada com a venda da CPFL, a primeira concessionária do Estado de São Paulo a ser vendida. No Estado, também a CESP e a Eletropaulo, em São Paulo, foram privatizadas, após o processo de desmembramento ocorrido em 1997.

Apenas a transmissão continuará sob controle do Governo Federal, de forma a garantir a neutralidade dentro do mercado competitivo de geração e distribuição, segundo os objetivos do programa de reestruturação do setor.

Neste contexto, são de particular importância a introdução da figura do produtor independente de energia (PIE), pela Lei 9074(1995) e a mencionada criação da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, pela Lei 9427 (1996), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal, em substituição ao DNAEE. A ANEEL ficou com as tarefas específicas de regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica, sem a superposição de funções que ocorria com o DNAEE. O PIE, desta forma, passa a ter acesso garantido às linhas de transmissão, porém ainda persistem dificuldades, que adiante serão analisadas, para a geração e venda de excedentes de eletricidade.

Deve ser observado, entretanto, que apenas em 1997 (Portaria 459, 10/11/97) se efetivou a necessária regulamentação do acesso à rede, ainda sem a definição das tarifas de pedágio, para que o PIE possa vender a energia elétrica produzida a terceiros, independentemente das concessionárias locais, como será analisado adiante.

Uma discussão mais detalhada do novo modelo energético foge aos objetivos do presente estudo¹⁷ mas, de qualquer forma, verifica-se a necessidade de maiores definições

¹⁷ Principalmente pelo fato de ser um processo extremamente dinâmico e ainda em desenvolvimento no país.

políticas de forma a viabilizar a geração de excedentes no setor sucro-alcooleiro (e, também, a auto-suficiência energética, principalmente através de processos de cogeração, no setor industrial em geral).

No que se refere à legislação e à regulamentação, a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) foi criada no Estado de São Paulo (setembro de 1997) pela Secretaria de Energia, em paralelo à ANEEL. A Comissão tem o papel de órgão regulador e fiscalizador, descentralizado, atuando sobre os serviços de energia elétrica e distribuição de gás canalizado, através da formalização de convênio com o Governo Federal para transferir para o Estado as atribuições da ANEEL.

Esta transferência de funções tem como finalidade a viabilização da entrada de outros agentes no negócio de energia elétrica, em particular através da figura do PIE, após a atual privatização das empresas estatais. É necessário que não ocorra tratamento discriminatório entre os consumidores, que haja garantia e qualidade no fornecimento, além de garantir redução nos custos de geração, como já analisado por BAJAY et ali, 1994.

A expectativa é de que a CSPE possa realizar as ações citadas de fiscalização no Estado de São Paulo, uma vez que esta descentralização permitirá que sejam contempladas as especificidades de cada estado. Na verdade, a centralização do processo em Brasília (DNAEE) não permitiu que esta tarefa fosse adequadamente efetuada¹⁸.

1.1.2.2. A crise no setor elétrico e as previsões da Eletrobrás:

Com a mencionada crise financeira, em consequência das tarifas (principalmente as industriais) mantidas em patamares reduzidos, entre outros motivos, como política de combate à inflação de governos anteriores, ficam impossibilitados os investimentos necessários para garantir a oferta de energia, o que aliás é apontado como um dos motivos para sua privatização. Segundo a própria Eletrobrás, “a insuficiência de recursos financeiros para investimentos na expansão dos sistemas elétricos vem provocando, ao

¹⁸ ZYLBERSZTAJN, D. (1997). Conferência no IEE/USP.

longo dos ciclos de planejamento do GCPS, uma reprogramação sistemática das diversas obras de geração e de transmissão” (ELETROBRÁS, 1996).

Nos últimos três anos, o investimento total médio situou-se em cerca de R\$ 4 bilhões anuais, diante de uma necessidade de R\$ 6 bilhões. Em 1997 a expectativa era de que os investimentos com recursos próprios atingissem de apenas R\$ 2,2 bilhões, segundo o presidente da Eletrobrás (jornal “O Estado de São Paulo”, 16/9/97). O Plano Decenal de Expansão 1997-2006 prevê, para o quinquênio 1997/2001 a necessidade de investimentos de R\$ 39 bilhões, 49% em geração, no qual estão incluídos os investimentos previstos do setor privado, cuja participação deverá ser de 50% dos investimentos necessários (CARRARO, 1997).

Deve-se observar que, apesar da tradicional tendência do setor para superestimar a demanda, nos últimos anos o crescimento da demanda superou todas as previsões existentes. O consumo de energia elétrica vem apresentando um crescimento significativo desde 1990, principalmente a partir de 1994, com o “Plano Real”. O crescimento no consumo foi de 4,3% a.a. de 1990/1996. Para o período 1994/96, foi de 6% a.a., bem superior ao crescimento no PIB de 3,6% a.a. e da população (2% a.a.); no setor residencial, o consumo de energia aumentou de 13,5% de 1994 para 1995 (BEN, 1996) e de 8,6% de 1995 para 1996 (ELETROBRÁS, 1996). Por estes dados, observa-se um crescimento em torno de 4% a.a. no consumo de eletricidade per capita, sendo 10% a.a. no setor residencial. Em 1996, o setor residencial foi responsável por cerca de 27% do consumo de eletricidade no país. Para 1997, a própria Eletrobrás prevê que o consumo de energia elétrica no país aumente aproximadamente 6%.

Também as estatísticas de número de consumidores residenciais indicam um crescimento expressivo: 3,9% no país (32675000 em 1995 para 33934000 em 1996), correspondendo a 4,6% de acréscimo em termos de kWh/consumidor de 1995 para 1996. O consumo de eletricidade por PIB indica um aumento de aproximadamente 3% de 1994 (0,363 kWh/US\$) a 1996 (0,373 kWh/US\$) (ELETROBRÁS, 1996). É interessante notar que a própria Eletrobrás ainda utiliza este indicador para elaboração dos seus cenários,

apesar de não ser o mesmo considerado adequado para esta avaliação, em vista do elevado consumo das indústrias consumo das indústrias eletro-intensivas existentes no país.

Em consequência dos fatos acima, desde 1996 a própria Eletrobrás vem sinalizando com probabilidades de falta de energia, conforme mencionado no seu Plano Decenal de Expansão 1997-2006. Assim, não ficam descartadas as possibilidades futuras de risco de déficit, segundo afirmações da própria empresa: “O Sistema Interligado S/SE/CO para o triênio 1998/2000 apresenta riscos anuais de déficit de energia que superam o critério de planejamento de 5%, atingindo o patamar de 15% em 1998” (ELETROBRÁS, 1996). O mesmo plano informa ainda que “no caso do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, no período 1998/2000, os riscos anuais de déficit de energia estão acima dos adotados pelo planejamento, havendo no entanto probabilidades elevadas de atendimento pleno do mercado, ... solucionado pelos novos projetos de ampliação de oferta...” (CARRARO, 1997), desde que ocorram os investimentos previstos pelo capital privado de US\$ 4 bilhões por ano. No inverno de 1997, foram constantes as notícias veiculadas pela imprensa referentes a riscos de interrupções¹⁹.

A tabela I.1 mostra a revisão ocorrida na previsão de riscos de déficit para o sistema interligado S/SE/CO nos próximos anos. Segundo a Eletrobrás (CARRARO, 1997), o risco de déficit para 1997 se reduziu de 8% para 5% devido às chuvas que ocorreram, mas ainda assim houve interrupções no fornecimento na região. Aliás, é sempre preocupante que a garantia de oferta de energia dependa essencialmente do acaso de uma hidrologia favorável, devido às características essencialmente hidráulicas da capacidade instalada.

Tabela I.1: Riscos anuais de déficit para o sistema interligado S/SE/CO:

Ano	Plano 1996/2005	Plano 1997/2006
1997	8%	5%
1998	10%	15%
1999	11%	13%
2000	6%	8%

Fonte: ELETROBRÁS, 1995, 1996.

¹⁹ Jornal “O Estado de São Paulo”, 11/9/97, 16/9/97.

Por sua vez, o Estado de São Paulo, importador de mais de 35% de seu consumo de energia elétrica (88168 GWh em 1995, com crescimento 4% em relação a 1994), atravessa uma situação particularmente difícil em termos de garantir a oferta, sendo obrigado a ativar toda a sua capacidade instalada, inclusive as unidades de reserva e aquelas de menor eficiência. Em 1996 entraram em operação inclusive usinas térmicas então parcialmente desativadas, como a Usina Termelétrica de Piratinga, que passou a operar a plena capacidade durante o período seco. Para a região S/SE/CO, a demanda máxima prevista é de 38.667 MW, contra uma capacidade de 47.833 MW; no entanto, em Junho de 1997, a demanda atingiu o patamar de 41.700 MW.

De 1994 para 1995, o consumo residencial do Estado cresceu 6% e, em 1997, foi anunciada a importação de eletricidade da Argentina para garantir a oferta (jornal “O Estado de São Paulo”, 17/6/96, 11/9/97). Estatísticas da Secretaria Estadual de Energia referentes ao consumo de eletricidade no Estado indicavam um crescimento de 9,1% apenas no período até agosto de 1997.

O próprio planejamento da Eletrobrás prevê que a capacidade hidráulica instalada, mesmo considerando todos os aproveitamentos viáveis economicamente, e privilegiando a construção de hidroelétricas²⁰, ainda que na Amazônia, não terá condições de suprir as previsões de consumo, havendo a necessidade de construções de termelétricas a curto prazo, sempre na expectativa da participação de capital privado: “nos últimos anos, a escassez de recursos financeiros... (se sobrepujar) ... aos critérios de garantia, confiabilidade e continuidade do atendimento do mercado” (ELETROBRÁS, 1996, p. 52).

Informações oficiais (CARRARO, 1997) reportam um potencial hidrelétrico de 259 GW. Deste total, 23% está em operação/construção, 39% está inventariado e 38% é estimado (grifo nosso). Na Amazônia está concentrado, ainda segundo estas informações,

²⁰ Segundo o Plano 2015, apesar de recomendar a utilização de “todas as fontes disponíveis para geração”, é considerado prioritário o desenvolvimento do “programa hidrelétrico, complementado por um programa termelétrico nuclear, a carvão e a gás natural” (Eletrobrás, 1997, p. 42) (grifo nosso); “implantar a interligação N/S... através de uma linha de transmissão...de 1000 km de extensão”.

50% do potencial total mencionado, porém atualmente já se considera que os custos de transmissão até a região SE são elevados (US\$12/MWh). Nas outras regiões já não existe praticamente nenhuma possibilidade de aproveitamento. Ainda assim, a estratégia continua sendo **priorizar as usinas hidrelétricas, complementadas com as termelétricas nucleares, a carvão e a gás natural** (ELETROBRÁS, 1997, p. 42, grifo nosso). No caso das nucleares, continuam previstas as usinas de Angra II (1999) e Angra III (2015).

No Programa Decenal de Transmissão, estão previstos investimentos de R\$ 6 bilhões para a região S/SE/CO no período 1997/2001 (p. 128, 109), num total de R\$ 10 bilhões para todo o país. No entanto, como a própria Eletrobrás reconhece, “as restrições econômico-financeiras que limitam os investimentos do Setor Elétrico têm conduzido à postergação de inúmeras obras de transmissão, com sérios reflexos no comportamento do sistema, através do aumento de perdas, deterioração nos níveis de tensão, sobrecargas em equipamentos e instalações, redução dos níveis de confiabilidade e, até mesmo, da situação extrema de não atendimento a determinadas cargas” (p. 93, ELETROBRÁS, 1996).

Entretanto, mesmo nessa conjuntura de crise, e com o Governo Federal estabelecendo diretrizes no sentido de sua descentralização e diversificação, observa-se dentro do setor elétrico uma mentalidade conservadora, ainda voltada para geração essencialmente hidrelétrica. O atendimento da demanda através de um planejamento integrado de recursos que contemple a conservação de energia, gestão a partir de usos finais, incentivos a processos de auto-geração e cogeração, bem como o uso de fontes alternativas não fazem parte efetiva do planejamento do setor até então (ELETROBRÁS, 1996).

Aliás, a valorização da geração hidrelétrica fica intensificada pela metodologia usada na elaboração do Balanço Energético Nacional. Apesar da energia hidráulica já representar uma parcela preponderante em termos de energia primária, a metodologia utilizada pelo BEN de transformar as unidades para teP (tonelada equivalente de petróleo)

faz com que a sua participação seja aumentada²¹. Na verdade, seria mais adequada a utilização do Sistema Internacional de Unidades (SI), como já adotado em todos os países (convenção internacional). Segundo BERMANN, 1997²², esta metodologia de comparação das fontes energéticas feita em equivalente de petróleo “não permite uma comparação precisa” das mesmas.

Assim sendo, enquanto o BEN informa que a participação da biomassa na matriz energética é 27,3% contra 44,2% da hidreletricidade (BEN, 1996), utilizando-se o SI de unidades obtém-se 40% de biomassa contra 19% de hidreletricidade, o que indica efetivamente a expressiva preponderância da biomassa na matriz energética brasileira. No Estado de São Paulo, a biomassa como fonte energética é ainda mais importante, pois corresponde a quase duas vezes e meia a energia hidráulica gerada no estado (BEESP, 1996), principalmente pelo fato de ser o maior produtor de cana de açúcar do país (62% da produção nacional).

Na verdade, a participação da auto-produção na geração de energia elétrica do país tem apresentado um declínio acentuado: em 1970 correspondia a 8% do consumo e, desde então, continua em torno de 5,5% (BEN, 1997). Na verdade não existem maiores dados referentes à auto-produção; o último levantamento data de 1986, realizado pelo então DNAEE, não se tendo notícias de atualizações.

Quanto às fontes renováveis de energia, nenhum dos Planos Decenais de Expansão inclui referências à compra de excedentes de eletricidade, nem à utilização de biomassa, limitando-se a incentivar de forma geral a auto-produção e a cogeração (“A recuperação das tarifas ... tornará os projetos de auto-produção e cogeração mais atrativos; ... uma vez que se trata de medida de racionalização de uso da energia”, p. 26, ELETROBRÁS, 1996). Aliás o Plano 2015 não faz maiores referências à geração a partir de biomassa,

²¹ Através da relação 0,29 (um valor adotado para o rendimento de conversão termelétrica que, inclusive, não corresponde mais à realidade das tecnologias em uso atualmente, que atingem rendimentos de conversão da ordem de mais de 50%).

²² Seminário “Matriz Eletroenergética e as Conseqüências da Opção Termelétrica”, UFPR, Curitiba (Jornal “A Gazeta do Povo”, 20/9/97).

exceto com relação à unidade de gaseificação de madeira da CHESF, ainda em implantação.

As dificuldades para expansão da auto-produção e da cogeração de eletricidade serão discutidas com detalhes na Parte II, mas é oportuno lembrar que, como bem analisa WALTER, 1994 (p. 73), “o Plano foi feito de forma dissociada da realidade economico-financeira do setor, induzindo a expansão do sistema ao aproveitamento dos rios Tocantins, Xingu e Tapajós. Os questionamentos mais freqüentes são levantados com relação à não consideração das restrições financeiras do setor, aos critérios adotados na avaliação da economicidade das opções hídricas, principalmente com relação à taxa de desconto adotada - 10% a.a.²³ - , aos custos assumidos para as várias opções térmicas e a **minimização do enorme problema político que será a expansão do sistema elétrico com a construção de vários aproveitamentos na Amazônia e o transporte de grandes blocos de energia em direção aos centros de carga das Regiões Sul e Sudeste**” (grifo nosso).

Por ocasião da elaboração deste trabalho, observa-se dentro do setor elétrico federal uma tendência a encarar a cogeração como opção para complementar a oferta. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), “sob o ponto de vista do sistema elétrico nacional, a viabilidade de investimentos em cogeração assume um caráter prioritário. A instalação das usinas termelétricas de grande porte, previstas no Plano de Expansão, deve ser comparada com as oportunidades de cogeração” (SCHELEDER, 1997). Também há indícios de que o próximo Plano Decenal incluirá maiores incentivos à cogeração²⁴. Em 1999, diante da perspectiva de uma crise maior na oferta de energia, o Governo Federal sinaliza com a possibilidade de introduzir mecanismos para sua implementação²⁵.

²³ Este aspecto será analisado mais adiante neste trabalho.

²⁴ Informações pessoais (Eletrobrás, 1997).

²⁵ Diversas notícias veiculadas na mídia impressa (MME).

I.2. A Política Energética no Setor de Combustíveis Automotivos:

I.2.1. Introdução:

Como o álcool se inclui na categoria de combustíveis líquidos, apresentamos aqui uma breve reflexão sobre a política brasileira neste setor e suas implicações na evolução do mesmo, em particular a respeito do Proálcool - Programa Nacional do Álcool, pela sinergia existente com a questão da cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana.

Analogamente ao setor elétrico, também o setor de petróleo - no qual se inclui o de combustíveis (ou vice-versa) e com o qual se relaciona intrinsecamente o Proálcool - no Brasil é ainda controlado pelo Estado. Esse controle era tradicionalmente exercido através da Petrobrás (Empresa Brasileira de Petróleo), com enorme poder político. Até 1997, a empresa ainda detinha o monopólio de petróleo no país; apenas nesta época, após a eliminação do monopólio, foi criada a Agência Nacional de Petróleo - ANP, com a finalidade de controlar e regular o setor e a própria Petrobrás.

Em função do modelo de desenvolvimento adotado para o país, privilegiando tradicionalmente a produção de bens de consumo duráveis (BÔA NOVA, 1985), e com o conseqüente crescimento dos veículos automotivos individuais, o setor de transportes passou a absorver a maior parte do petróleo do país. Tradicionalmente a importação de petróleo e derivados sempre provocou elevados déficits na balança comercial brasileira. Em 1996, os gastos líquidos com importação de petróleo atingiram US\$ 5,8 bilhões de dólares (FOB), correspondendo a mais de 10% das importações totais do país e representando um aumento de mais de 40% com relação a 1995 (BEN, 1997).

I.2.2. O Programa Nacional do Álcool:

Após o primeiro choque do petróleo em 1973, quando o governo militar percebeu que deveria conviver com a crise e definir estratégias para reduzir a dependência externa de petróleo (BÔA NOVA, 1985), decidiu-se criar o Proálcool (Programa Nacional do Álcool), em 1975. A finalidade oficial era a redução das despesas com importação de petróleo, além de estabelecer também os contratos de risco para sua exploração.

Na verdade, havia também um outro motivo, a redução nos preços internacionais do açúcar, provocando uma crise significativa no setor, que foi então socorrido com a criação do programa. Em 1974, o Brasil produzia 14,7% da produção mundial de açúcar, correspondendo a 17,4% das nossas exportações, em função dos elevados preços (WALTER, 1994), sofrendo por isso profundas modificações a partir de 1975²⁶.

Pode-se identificar três fases no Programa Nacional do Álcool: a primeira fase (1975/79), com a produção de álcool anidro para mistura com a gasolina; a segunda fase, após o segundo choque do petróleo (1979-86), correspondeu à produção de veículos movidos a álcool hidratado²⁷, em função do agravamento na situação da balança comercial brasileira com o segundo choque do petróleo. A terceira fase é o período de 1986 até hoje, quando após a estabilização na produção de álcool, provocando dificuldades na oferta (FREITAS, 1997), ocorreu um excesso de produção de álcool principalmente na safra 1998/99, o que também desequilibra o mercado.

As dificuldades no suprimento de álcool hidratado foram ocasionadas principalmente pela falta de competitividade econômica do álcool frente à gasolina (BORGES, 1992), devido aos preços do petróleo no mercado internacional novamente em baixa, bem como pelo aumento da produção interna de petróleo, reduzindo o risco de desabastecimento. Desta forma a frota a álcool, que já atingira 5,5 milhões de veículos, foi se reduzindo progressivamente, com participação cada vez menor do carro a álcool nos veículos novos, sendo hoje praticamente nula. Em 1997, este número era estimado em menos de 5 milhões de veículos, em função do sucateamento da frota (DATAGRO, 1997).

No entanto, o álcool continua representando um papel importante, não apenas em termos ambientais e sociais, mas também pelas suas características estratégicas na balança

²⁶ Na verdade os preços voltaram a subir em 1979/80, caindo novamente desde então e mantendo-se numa média de 200US\$/t (DATAGRO, 1997).

²⁷ Aliás, como é analisado por BÔA NOVA (1985), “é questionável (a) canalização de recursos da coletividade na direção de um programa que se destina a (...) contribuir para que se perpetue (...) a primazia do veículo individual”. O programa, na verdade, afastou-se de sua proposta original, de substituir também o óleo diesel em veículos de transporte coletivo, por motivos não muito bem esclarecidos, até hoje.

comercial brasileira. Como já analisado em COELHO, 1992, mesmo após o fim das crises do petróleo da década de 70, com a queda nos preços de petróleo no mercado internacional, a Guerra do Golfo Pérsico (1990) provocou nova elevação, atingindo US\$41/barril; somente em agosto de 1990 foram gastos US\$ 449 milhões (dólares de 1990) com importações de petróleo. E, em 1995, o álcool produzido no país foi responsável por 18% da energia consumida no setor de transporte rodoviário (12,75 bilhões de litros).

Na verdade, uma análise mais detalhada dos problemas do álcool combustível no Brasil não está nos objetivos do presente trabalho, uma vez que existem inúmeros estudos recentes que analisam a situação atual do Programa Nacional do Álcool: MOREIRA e GOLDEMBERG, 1997, FREITAS, 1997, GOLDEMBERG e MACEDO, 1994, MOREIRA *et al.*, 1996, COELHO *et al.*, 1994, FERNANDES *et al.*, 1995, FERNANDES e COELHO, 1996, ROSA e FREITAS, 1997, entre outros, discutem as dificuldades e perspectivas do Programa, além de diversos relatórios elaborados pelo Congresso Nacional (Tribunal de Contas da União, Câmara dos Deputados, Frente Parlamentar Sucro-alcooleira).

Desta forma, pretende-se aqui apenas analisar os aspectos que de alguma forma se inter-relacionam com a cogeração de eletricidade no segmento sucro-alcooleiro.

Com relação ao Proálcool, deve-se considerar também outros aspectos políticos, além dos mencionados, que são relevantes dentro deste contexto. Em primeiro lugar, houve o estabelecimento pelo Governo de uma política de preços para o setor com redução contínua nos preços pagos aos produtores de cana e de álcool, provocando dificuldades financeiras às empresas, segundo o próprio setor sucro-alcooleiro. Esta política, aliada aos preços novamente crescentes do açúcar no mercado internacional, teve como conseqüência a citada crise de desabastecimento de 1989 e, então, a necessidade de

importação de álcool, em função da opção das empresas por uma maior produção de açúcar para exportação²⁸.

Um outro aspecto a ser considerado é o conflito que sempre existiu entre a Petrobrás e as empresas do setor sucro-alcooleiro. Como o perfil de refino da Petrobrás é definido pela necessidade de produção de diesel (sempre com demanda crescente, em função da política de subsídios adotada pelo governo²⁹), a empresa pode alterar este perfil (de 28% em 1986 até 36% em 1995, conforme FREITAS, 1997). Passou, portanto, a existir um excedente de gasolina a ser exportado, segundo a Petrobrás, a preços extremamente reduzidos.

Deve-se entretanto notar que, em 1995 e 1996, em consequência do Plano Real, ocorreu um aumento no consumo de energia no país (em geral). Conseqüentemente, houve um crescimento significativo nas importações de petróleo, e até mesmo de gasolina pura, para atender à demanda crescente, em consequência do aumento verificado no número de veículos de passeio. Com a redução na frota de veículos a álcool e o crescimento da frota total ocorrendo unicamente com veículos a gasolina, houve necessidade de se importar gasolina, de modo a garantir a oferta no país. O consumo de gasolina passou de 145 mil barris por dia em 1990 para 216 mil barris por dia em 1995, correspondendo a uma taxa de crescimento de mais de 8% a.a. (FREITAS, 1997). Em 1997, a Petrobrás produz apenas 55% do consumo brasileiro diário de derivados de petróleo; neste ano foram produzidos 900 mil barris, para um consumo de 1,7 milhão de barris diários³⁰, gerando o déficit na balança comercial, conforme mencionado.

Dentro das dificuldades econômicas do Proalcool, deve ser também considerado o déficit da “conta-álcool”, gerado pelo subsídio ao álcool incorporado na estrutura de preços da gasolina (COELHO *et al.*, 1994). Estes dois fatores, que provocaram prejuízos à

²⁸Este processo é considerado pelo setor sucro-alcooleiro como benéfico à balança comercial do país pelo fato de as exportações de açúcar serem maiores (em termos econômicos) do que as importações de álcool, mas deve ser avaliada também a qualidade do álcool importado, pelas suas conseqüências ambientais (FERNANDES e COELHO, 1995).

²⁹Os subsídios referentes ao óleo diesel, ao GLP e ao álcool são incluídos do preço de venda da gasolina.

Petrobrás, foram uma fonte constante de conflitos entre os setores envolvidos, contribuindo para agravar ainda mais as dificuldades do programa. Do outro lado da questão há o argumento de que os benefícios aportados pela redução nas importações vem sendo superior a todos os subsídios do Programa (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1997), mas o fato é que o déficit da “conta-álcool” é um argumento eficiente de pressão por parte da Petrobrás. Tanto isto é verdade que, recentemente, o Governo Federal decidiu que a distribuição do álcool combustível não será mais efetuada pela Petrobrás, devendo as distribuidoras comprá-lo diretamente junto aos produtores. Além disso o governo, ainda em 1999, está promovendo o ressarcimento da Petrobrás no que se refere à “conta-álcool”.

Há também as dificuldades relacionadas com o setor automobilístico. Por ocasião da segunda fase do Proalcool, as indústrias foram solicitadas, pelo Governo, a desenvolver o motor especial para veículos a álcool, o que foi realizado com sucesso. Na verdade, a indústria automobilística “via no Proalcool uma boa saída para as incertezas que vinham pairando sobre o mercado brasileiro de automóveis” (BÔA NOVA, 1985). A produção de veículos a álcool atingiu então níveis significativos (mais de 90% dos veículos novos), com grande aceitação por parte da população, em função de largos incentivos concedidos pelo governo, além das inúmeras campanhas publicitárias.

A partir de 1989, com essa crise no programa e a subsequente falta de confiança da população no abastecimento de álcool, reduziram-se as vendas dos veículos a álcool a níveis extremamente baixos (menos de 1%, em 1996 e quase nulas em 1997). Por outro lado, esta situação é reflexo também da política adotada pelo setor automobilístico que, em função da necessidade de atender mercados de outros países, optou pela produção de veículos dentro de padrões internacionais. Por este motivo, a nova linha de veículos “populares”, de grande aceitação pelos consumidores, foi desenvolvida apenas para motores a gasolina, visando a exportação.

³⁰ Editorial do jornal “O Estado de São Paulo” de 30.11.97, a partir de conferência realizada pelo presidente da Petrobrás (Joel Mendes Rennó).

Em 1996 ocorreu um novo conflito relativo ao Proalcohol. Dentro da política econômica do Governo Federal foi definido que, a partir de 1997, seriam liberados os preços do álcool e da cana, em todos os níveis da cadeia de produção. Posteriormente, em consequência de argumentos políticos considerando a questão relativa ao nível de empregos no setor - mas principalmente pela forte pressão exercida pelas associações representativas - foi adiado o início de vigência da liberação, de forma a permitir o desenvolvimento de mecanismos de proteção que permitam ao álcool competir economicamente com a gasolina.

Em 1999, com os preços já liberados, o álcool está sendo ofertado aos consumidores finais em termos competitivos com a gasolina, mas muitos produtores não consideram a atual remuneração adequada, em particular nos leilões de compra de álcool realizados pelo Governo Federal neste ano, com a finalidade de reduzir a oferta.

I.2.3. As dificuldades atuais do Programa:

As dificuldades do Proálcool, datam principalmente do final da década de 1989, com a crise na oferta de álcool. Os inúmeros estudos existentes, já citados anteriormente, discutem a crise do Proálcool, suas vantagens estratégicas e ambientais, bem como suas dificuldades, principalmente as econômicas, relativas à competitividade econômica com a gasolina.

Na verdade a questão do custo de produção do álcool é ainda motivo de controvérsias, tendo sido objeto de vários estudos que chegaram a diferentes resultados, em função de diversos fatores³¹, como analisado por WALTER, 1994. Oficialmente os custos de produção do álcool em cada safra são levantados pela Fundação Getúlio Vargas, de São Paulo (FGV), a partir de um grupo de usinas escolhidas aleatoriamente. Em 1994, este levantamento indicou a média de US\$ 0,311/litro de álcool hidratado e US\$ 0,34/litro de anidro. Em 1997, a FGV obteve resultados superiores aos esperados, como mostra a tabela a seguir. Em 1999, informações junto ao setor indicam custos ainda da ordem de R\$

³¹Há grandes diferenças de produtividades entre o Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste e entre usinas de uma mesma região (FERNANDES *et al.*, 1995). Além disso, há diferenças nas hipóteses adotadas para

0,30 por litro de álcool hidratado, o que parece indicar uma tendência de redução significativa de custos.

Tabela I.2: Comparação dos custos de produção do álcool combustível levantados pela FGV em 1994 e em 1997

Produto	Custos de produção ^a		
	1994(US\$ de 1994/l)	1994 (R\$ de 1997/l) ^b	1997 (R\$/litro)
Álcool hidratado	0,31	0,396	0,442
Álcool Anidro	0,34	0,44	0,477

Fonte: Nastari, P. (Comunicação pessoal). Notas: (a) taxa de câmbio de novembro de 1997: R\$1,10/US\$; (b) Atualização considerando inflação do dólar de 6% a.a. (valor histórico)

Na verdade, apesar da significativa redução no custo de produção do álcool desde o início do programa (MACEDO, 1996, COELHO *et ali*, 1994, entre outros). Entretanto, conforma analisa GOLDEMBERG, 1997³², o aumento de produção do álcool nos últimos anos não teve a conseqüência esperada de redução de custos, fazendo com que ainda haja dúvidas de que o álcool seja competitivo com a gasolina.

Segundo especialistas do setor, o problema é devido à taxa de câmbio que supervaloriza o real frente ao dólar (MACEDO, 1995, NASTARI, 1997). Por outro lado, a venda em 1997 de álcool hidratado pelos produtores ocorria ao preço de US\$0,395/litro, autorizado pelo Governo Federal, apesar de provavelmente existirem produtores vendendo a preços inferiores uma vez que a venda passou a ser diretamente às distribuidoras e não mais intermediada pela Petrobrás (MOREIRA, 1997³³) - mesmo porque indústrias mais eficientes apresentam custos de produção inferiores à média. O preço relativo (em base energética) do álcool ao consumidor era, no período de 1985 a 1999, superior ao da gasolina. Apenas em 1999, com o excesso de oferta, verificou-se um preço ao consumidor que é competitivo com a gasolina; como neste ano a situação é de excesso de produção, espera-se que as medidas tomadas pelo governo para garantir a continuidade do programa também permitam a manutenção dos preços nos patamares atuais (em torno de R\$ 0,50/litro de álcool hidratado contra R\$ 1,2/litro de gasolina).

avaliação do custo da terra, da taxa de câmbio, da utilização das receitas da venda de subprodutos e das condições financeiras, entre outros.

³² Entrevista ao CENBIO Notícias (órgão de divulgação do Centro Nacional de Referência em Biomassa), No. 1, Dezembro de 1997.

Analisando-se os custos de produção em 1997, observa-se que, mesmo incorporando-se as reduções potenciais aos custos de produção (MACEDO, 1994), de aproximadamente 8% sobre a parte agrícola e 22% sobre a parte industrial, ainda não seriam obtidos valores competitivos com a gasolina. Considerando que 60% do custo de produção do álcool (em média) seja correspondente à cana (fase agrícola), teremos para o álcool hidratado a seguinte composição:

- fase agrícola: $0,442 \times 0,6 = 0,265$ R\$/litro
- fase industrial: $0,442 \times 0,8 = 0,1768$ R\$/litro

Incorporando as reduções propostas, teremos:

- fase agrícola (8% de redução): $0,265 \times 0,92 = 0,24380$ R\$/litro
- fase industrial(22%): $0,1768 \times 0,78 = 0,1379$ R\$/litro

correspondendo a um custo total de produção de R\$ 0,3817/litro (hidratado), ou seja, R\$ 60,69/barril ou R\$ 72,82/barril de gasolina equivalente, superior ainda ao custo da gasolina.

Deve-se observar que o custo de produção depende essencialmente dos índices de produtividade agrícola e industrial, que variam significativamente entre as regiões NE e SE e mesmo dentro do Estado de São Paulo (FERNANDES *et al.*, 1995). Como a cana de açúcar é responsável pela maior parcela no custo de produção (em 15/9/97, R\$14,50/t sem impostos e R\$17,90 com Pis e Finsocial, para o Estado de São Paulo), correspondendo a aproximadamente 60% do custo total do álcool (GOLBEMBERG, 1993, NASTARI, 1997) e como o potencial de redução de custos na parte agrícola é pequeno, permanece a dúvida relativa à competitividade do álcool frente à gasolina numa situação de livre mercado.

Informações do Ministério da Fazenda reportam, em 1997, um valor de US\$ 2 bilhões anuais, em média, para os subsídios para o setor sucro-alcooleiro e o Proálcool. Por outro lado, análises existentes (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1997, DATAGRO, 1997) consideram que este valor, juntamente com os R\$ 12 bilhões já investidos, deveria

³³ Comunicação Pessoal.

ser comparado com a economia de divisas permitida pelo Proalcool, estimada entre 29 e 50 bilhões de dólares (dependendo se são ou não incluídos os juros), desde o início do Programa até 1996, além de R\$ 1,5 bilhões adicionais por ano, correspondente à economia de gasolina importada (NASTARI, 1997).

Por outro lado, o Governo Federal não considera viável que este subsídio seja mantido, em função do contexto atual da economia brasileira. Por este motivo, os preços do álcool anidro foram liberados e, posteriormente, os do álcool hidratado. Assim sendo, permanece a questão sobre a possibilidade de ser o álcool competitivo com a gasolina, motivo pelo qual são estudadas atualmente várias medidas de incentivo ao programa.

Com safras de cana de açúcar particularmente elevadas (Anexo I) e, com preços decrescentes do açúcar no mercado internacional, permanece a dúvida relativa à possibilidade de absorção da produção do álcool equivalente no mercado interno, apesar da políticas em estudo em 1999. Continua, portanto, a questão sobre se as medidas em discussão para aumentar a demanda de álcool combustível serão suficientes para estabilizar o programa.

Dados do BEN, 1997, reportam um consumo de 4,2 bilhões de litros de álcool anidro (contra uma produção de 4,4 bilhões de litros), com mercado relativamente garantido pela adição à gasolina (22% em volume) e 10,76 bilhões de litros de álcool hidratado (contra uma produção de 9,7 bilhões de litros). Posteriormente, após a fase em que se fez necessária a importação de álcool hidratado, passou a ocorrer um excedente de produção. Mais ainda, o consumo de álcool hidratado apresenta perspectivas declinantes pela redução da frota de veículos a álcool e deve ser lembrado que nem todas as usinas estão em condições de converter a produção de álcool hidratado para anidro por dificuldades técnicas e econômicas³⁴.

³⁴ Há a necessidade de instalação de uma coluna adicional para extração com benzeno ou ciclohexano, de modo a produzir o álcool anidro (96GL).

No momento em que este trabalho estava sendo editado (1999), após a elevação da taxa de câmbio e a desregulamentação do setor de combustíveis líquidos, verificou-se um grande excedente no estoque de álcool, resultante do crescimento significativo da safra 1998/99 (Anexo I). Em função desta crise significativa por que passa o setor estão em fase final de definição, pelo C.I.M.A.³⁵, mecanismos para revitalização do Proálcool, em particular com aumento da porcentagem do álcool anidro na gasolina (para 26%), a isenção de impostos para taxis a álcool e para frotas dos Governos (em vários níveis), desenvolvimento dos testes para introdução da mistura álcool-diesel no Paraná, compra de excedente de álcool através de leilões³⁶.

Com o excesso de oferta em 1999, apesar destas medidas, a situação financeira das empresas do setor se agravou significativamente.

I.2.4. A cogeração como opção de diversificação para o setor sucro-alcooleiro:

No contexto apresentado, tornam-se importantes os benefícios estratégicos, para o setor sucro-alcooleiro, que podem ser obtidos com a venda de excedentes de eletricidade gerados a partir dos subprodutos do processo de fabricação de açúcar e álcool (COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1996, WALTER, 1994). Como será analisado em detalhes adiante, a venda de eletricidade excedente, apesar de representar pequena influência sobre os custos de produção do álcool nas condições atuais de preço do excedente de eletricidade pago aos produtores, teria a vantagem de permitir a diversificação do setor (WALTER, 1994): “a comercialização de energia elétrica, embora positiva quanto à redução dos custos de produção do álcool, não é suficiente para torná-lo competitivo com a gasolina Desta forma, a cogeração em larga escala diversificaria a produção e daria condições de estabilidade econômica para o setor” (pg. 171).

Atualmente a maioria das usinas vende o bagaço excedente do processo a um preço de venda variável entre R\$4/t e R\$ 14/t, dependendo da localização da usina com

³⁵ Conselho Interministerial do Álcool,

³⁶ ROCHA, B. M. (Secretário Executivo do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio). Palestra na FIESP, São Paulo, Junho de 1999.

relação aos potenciais compradores de bagaço³⁷. Ao mesmo tempo, quando há necessidade de troca de equipamentos, na maior parte das vezes a substituição é efetuada por equipamentos idênticos ao anteriormente existente, sem aproveitar a oportunidade para introduzir equipamentos mais eficientes (amplamente comercializados no país).

Em resumo, verifica-se que existem de fato condições concretas para implementar um programa e cogeração em larga escala no país e, em particular no Estado de São Paulo.

Considerando os conhecidos benefícios sociais, ambientais e estratégicos do Programa Nacional do Álcool, a cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro poderia ser um mecanismo para, em conjunto com as outras medidas em estudo pelo Governo Federal, colaborar para evitar a extinção do Programa Nacional do Álcool.

³⁷ Existem casos, entretanto, em que o preço de venda é de apenas R\$2/t, pelo fato de não haver compradores interessados devido às distâncias entre a usina e o comprador.

II. ANÁLISE POLÍTICA DAS ALTERNATIVAS ATUAIS PARA A EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL E NO ESTADO DE SÃO PAULO:

No processo de reorganização do setor elétrico, de forma análoga ao que ocorre atualmente em muitos países em desenvolvimento, as mudanças institucionais visam alterar o papel do Estado de forma que, no novo contexto, passe a existir espaço para participação do capital privado.

Inúmeros estudos analisam os inúmeros aspectos ideológicos, econômicos, geopolíticos, ambientais, sócio-econômicos e culturais envolvidos neste processo. Entretanto, é particularmente significativo o interesse das grandes empresas internacionais - de consultoria, fabricantes de equipamentos e empresas do setor elétrico de outros países - em participar do processo. Assim, neste capítulo pretende-se apresentar uma reflexão sobre as alternativas existentes para a expansão do setor elétrico do Brasil e do Estado de São Paulo, dentro da legislação recentemente introduzida, bem como os interesses dos vários setores envolvidos.

II.1. As Usinas Hidrelétricas:

Como já comentado anteriormente, a geração hidrelétrica continua sendo privilegiada no planejamento da Eletrobrás; mesmo no caso da auto-produção de eletricidade, não há praticamente previsão de potencial de auto-produção que não seja hidrelétrico.

Por outro lado, dos 259 GW estimados como o potencial hídrico do país, restam apenas as possibilidades de construção na Amazônia, correspondendo a 50% deste total, com as dificuldades já citadas anteriormente (SCHELEDER, 1997). Entretanto, continua prevista a construção da segunda etapa de Tucuruí (ELETROBRÁS, 1996, pg. 84), sem maiores preocupações quanto aos impactos e custos ambientais (COSTA, 1996), como analisado adiante. Na UHE de Itaparica, por exemplo, os custos sociais (assentamento de populações) são estimados pela Eletrobrás (CARRARO, 1997) em 1 bilhão de dólares,

quase o custo da obra. Mais ainda, existe o fato já mencionado de que grande parte dos empreendimentos deverá contar, segundo expectativa da própria Eletrobrás, com a participação do capital privado (50% dos investimentos necessários), o que até agora tem representado resultados ainda tímidos³⁸.

Verifica-se portanto que, dentro do setor elétrico, permanece uma mentalidade conservadora que privilegia as formas convencionais de geração de eletricidade, sem considerar tecnologias mais eficientes, como por exemplo a cogeração, nem fontes energéticas renováveis³⁹, como por exemplo a biomassa.

Além disso, há a questão dos custos de construção propriamente ditos que, ao contrário do que é geralmente afirmado oficialmente, acabam por atingir valores elevados, pelas inúmeras paralisações de obras. Por exemplo, a hidrelétrica de Xingo, recentemente inaugurada após dez anos, custou US\$ 1.700/kW instalado, o que é considerado um valor reduzido⁴⁰, quando comparado com outras obras. Outros exemplos são significativos, conforme a tabela a seguir.

Tabela 1.3: Custos reais de algumas hidrelétricas no Brasil

Usina hidrelétrica	Custo (US\$/kW) ^a	Energia (US\$/MWh) ^b
Mogi	10.000	150
Porto Primavera	6.000	100
Três Irmãos	6.000	300
Ros. Taquaruçu	6.000	100
Canoas	5.000	<100

Fonte: GUEDES, 1997⁴¹. Notas: (a) Incluídos 8-10% referentes a custo de controle/mitigação; (b) Tarifa média do setor = US\$ 35/MWh.

No Plano Decenal de Expansão 1997-2006 (Eletrobrás, 1996), para uma taxa de câmbio de US\$1,00 = R\$ 0,9685 (dezembro de 1995)⁴², os investimentos previstos para

³⁸ Segundo o Plano Decenal de Expansão 1997-2006, das 94 usinas (78 hidrelétricas e 16 termelétricas) planejadas para entrarem em operação no período, 6 (seis) hidrelétricas estão sendo construídas sob forma de consórcios: UHE de Serra da Mesa, Igarapava, Itá, Machadinho, Canoas (pg. 66, Eletrobrás, 1996).

³⁹ É sabido, atualmente, que as grandes hidrelétricas não são consideradas energias renováveis, pelos significativos impactos ambientais provocados.

⁴⁰ Moreira, J.R. (IEE/USP). **Comunicação pessoal**. São Paulo, 1997.

⁴¹ GUEDES, C. (1997). Seminário no IEE/USP, 4/12/1997, como parte dos requisitos para defesa de tese de doutoramento.

⁴² Em Novembro de 1997 a taxa é de R\$1,10/US\$ (média)

projetos não iniciados de novas hidrelétricas (sem incluir os juros durante a construção) atingem valores como R\$ 3360/kW (UHE Santa Clara, Bahia) ou R\$ 4044,50/kW (UHE São Domingos, SP). Os custos de geração, já incluídos os juros durante a construção, atingem valores de até R\$ 150/MWh gerado, segundo a própria Eletrobrás (1996).

Ao custo de geração deve ser acrescentado o custo de transmissão que, em particular no caso da Amazônia, atinge valores elevados (até R\$12/MWh, segundo SCHELEDER, 1997). E permanece a dúvida: estarão incluídos nestas estimativas todos os custos de mitigação e controle?

II.2. As Usinas Termelétricas:

II.2.1. Termelétricas a combustíveis fósseis:

O Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 1996) prevê a construção de usinas termelétricas a óleo e gás natural e a carvão (5.006 MW, além de 1050 MW em UTE a carvão e 2x1309 MW referentes às usinas de Angra II e III), estas últimas no sul do país (apesar dos graves impactos ambientais), como complementação na oferta de energia, visando reduzir o risco de déficit previsto para a região S/SE/CO. É também uma forma de permitir a expansão através da participação do capital privado.

No caso das UTE a carvão, no Sul do país, o maior problema é a questão ambiental. Como será visto, não há maiores preocupações com os impactos ambientais das UTE de Candiota, mesmo porque os relatórios de impactos ambientais parecem não haver detectados maiores problemas com relação às emissões de poluentes (FURTADO, 1996).

Com relação às termelétricas a gás natural, devem ser lembradas as dificuldades ainda existentes pelo fato de que estas usinas dependem da participação do capital privado, o qual ainda mantém uma posição de reserva, sem desejar “correr riscos”, aguardando maiores definições por parte do Governo Federal, em particular com relação ao preço do gás⁴³.

Ainda com relação ao gás natural, seu uso é apresentado (como, de fato, o é) como uma alternativa mais eficiente para a geração termelétrica⁴⁴, além de ser menos poluente do que as térmicas convencionais a óleo combustível e a carvão, como analisado na Parte III deste trabalho. Deve-se entretanto ressaltar que, até então, não se tem maiores informações a respeito de estudos dos impactos ambientais relativos à construção do gasoduto, a despeito de seus 3.000 km de comprimento, atravessando regiões significativamente povoadas do país (Sul/Sudeste)⁴⁵. Além disso, existem previsões de construção de UTE a gás natural em regiões de ecossistema frágil como no caso do Paraná, já mencionado anteriormente.

Entretanto, numa análise política, devem ser ressaltados os interesses envolvidos, tanto da Petrobrás como das empresas internacionais de consultoria, além dos próprios fabricantes de equipamentos (nacionais e internacionais).

A Petrobrás, inicialmente contra a construção do gasoduto (por representar uma concorrência ao seu próprio gás natural e principalmente ao óleo combustível⁴⁶), acabou por alterar sua posição, passando a demonstrar grande interesse não só na construção do gasoduto como na instalação de usinas térmicas a gás. A decisão de participar na construção de térmicas a gás natural foi justificada pela empresa como fundamental “para viabilizar o gasoduto”⁴⁷, ficando evidente entretanto a decisão política de diversificar seus produtos e fortalecer sua posição, passando a investir também no setor elétrico⁴⁸. Na verdade, a empresa associou-se às empresas estaduais de distribuição formando uma rede

⁴³ Seminário “O Futuro do Gás Natural”, IBC, São Paulo, 1997

⁴⁴Geração de eletricidade em ciclos combinados, que é a tecnologia mais eficiente para usinas termelétricas, em todo o mundo.

⁴⁵ Em recente notícia veiculada no jornal “Gazeta Mercantil”, de 25/11/97, informa-se que o CONAMA está exigindo explicações à Petrobrás com relação ao trecho do gasoduto que atravessará o Pantanal (123 km). Segundo consta, o EIA, aprovado pelo IBAMA, teria concedido licença para empreiteiras executarem obras naquela região, porém sem utilização de explosivos, como vem ocorrendo.

⁴⁶O gás natural “associado” é subproduto obrigatório da destilação do petróleo.

⁴⁷Conforme afirmações da própria empresa no “Seminário sobre Combustíveis” organizado pelo Instituto de Engenharia em novembro de 1996.

⁴⁸Os aspectos políticos da questão ficam extremamente evidentes quando a empresa se dispõe a participar de empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, como responsável pelo fornecimento do gás (COSTA, 1996), garantindo o preço mais baixo e deixando a concessionária estadual fora do negócio.

que lhe permitiria operar tanto na distribuição do gás como na geração de energia elétrica⁴⁹.

Por outro lado, existem avaliações (MENDES, 1996), que não consideram adequada a utilização do gás em grandes termelétricas (em torno de 450 MW, como planejado pela Eletrobrás), propondo que seja dada maior ênfase ao seu uso em instalações de cogeração nos setores industrial e comercial (BELLINI, 1997), pela maior eficiência energética, entre outros aspectos estratégicos.

Neste contexto, não deve também ser esquecido o interesse das empresas (principalmente internacionais) de consultoria e dos fabricantes de equipamentos no que se refere às possibilidades abertas pela legislação recentemente aprovada, instituindo a figura do produtor independente de energia. É evidente, entretanto, que esse interesse dependerá principalmente das tarifas de energia elétrica que viabilizem o investimento, além da regulamentação (e dos custos) do “pedágio”, o que permitirá o acesso à rede de transmissão, como aliás tem sido claramente explicitado pelos seus representantes⁵⁰.

II.2.2. UTE nucleares:

Uma discussão mais detalhada a respeito da geração nuclear foge aos objetivos deste trabalho, até pelo fato de já ter sido (e ainda o ser) objeto de inúmeras discussões, inclusive através da mídia, onde especialistas denunciam os riscos do Programa Nuclear Brasileiro, não apenas a questão dos vazamentos como também o problema dos elevados investimentos efetuados até então (SAUER, 1994). Uma análise política dos interesses envolvidos neste programa é encontrada em BÔA NOVA, 1985, com uma reflexão especial situando o Programa Nuclear dentro do contexto do regime militar da época.

Além do risco de acidente (há afirmativas de que as usinas nucleares são “bastante seguras”), existe a questão dos resíduos radioativos do processo (SAUER, 1994), o que é ainda objeto de discussão mesmo nos países desenvolvidos que utilizam usinas nucleares. A usina de Angra I, ao final de sua vida útil, terá gerado aproximadamente 700 toneladas

⁴⁹ Editorial do jornal “O Estado de São Paulo”, 30.11.97

de combustíveis irradiados, podendo ser superado caso ocorram outras falhas como as que já aconteceram. No caso de Angra II, estes valores devem dobrar (SAUER, 1994).

Mais ainda, deve ser lembrado que a Suécia possui um programa oficial de encerrar a operação de todas as suas usinas nucleares até o ano 2000.

Há também a questão dos investimentos já realizados referentes à Usina de Angra II, que atingem quase US\$ 10 bilhões (dólares de 1993), com um custo de geração estimado em US\$ 109/MWh. Furnas inclui na tarifa de energia elétrica uma estimativa de 111 milhões de dólares para o descomissionamento de Angra I e prevê 200 milhões de dólares para Angra II (SAUER, 1994). No entanto, com todas estas dificuldades, o planejamento oficial mantém a previsão de Angra II e Angra III.

II.3. A Cogeração de Eletricidade como Opção para Expansão da Oferta

II.3.1. O conceito de cogeração de energia:

Cogeração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica, a partir de uma mesma fonte primária de energia. A energia mecânica pode ser utilizada na forma de trabalho (p. ex. acionamento de moendas, numa usina de açúcar e álcool) ou transformada em energia elétrica através de gerador de eletricidade; a energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo (numa indústria, hospital, “shopping center”, etc.).

O mercado potencial de cogeração é formado pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor no processo industrial, ou seja, os seguintes ramos de atividade:

- açúcar e álcool;
- alimentos e bebidas;
- papel e celulose;
- têxtil;
- químico;

⁵⁰Seminário sobre “Auto-produção e Cogeração de Energia Elétrica”, IBC, São Paulo, 1996.

- petroquímico.

É importante observar que o processo de cogeração é, antes de tudo, uma ação de utilização racional de energia, uma vez que o rendimento (de segunda lei) do processo de geração de energia é elevado a partir da produção combinada, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

Embora quase sempre relacionemos a cogeração com a produção de trabalho e calor aplicados a um processo industrial, podemos verificar processos de cogeração também no setor terciário (de comércio e serviços), como por exemplo, “shopping-centers”, hospitais, aeroportos, frigoríficos, etc. (BELLINI, 1997).

Dentro do setor industrial, os segmentos de açúcar e álcool, papel e celulose e alimentos são os que mais utilizam a biomassa, pela grande disponibilidade de subprodutos (bagaço de cana, resíduos e cascas de madeira, licor negro), correspondendo a 29% do consumo total de biomassa no país (BEN, 1997). O setor de alimentos, onde está incluído o setor sucro-alcooleiro, utiliza bagaço como maior fonte energética (50,3% do consumo, BEN, 1997); as outras indústrias do setor compram bagaço das usinas de açúcar e álcool.

No setor de papel e celulose, o maior consumo é de lixívia (23,8%), lenha (13,4%) e óleo combustível (12,3%) que ainda ocupa uma posição importante nas fontes energéticas deste setor. A lixívia e a madeira (incluindo resíduos do processo) são subprodutos do processo de fabricação da celulose (pelo processo sulfato). Assim, o maior potencial de cogeração, como será visto, encontra-se disponível nos segmentos de açúcar e álcool e papel e celulose; por este motivo, estes foram escolhidos para serem aqui analisados.

Como já discutido em estudos anteriores (COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1996), a auto-produção de eletricidade no setor industrial é ainda inexpressiva quando comparada com o consumo de eletricidade (5,7% do mercado brasileiro e 4,57% no Estado de São Paulo). Também o Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás prevê um certo crescimento,

mas a participação da auto-produção ainda continua restrita (6,8% em 2001 e 7,4% em 2006), apesar das vantagens que poderia apresentar na garantia da oferta de energia elétrica. É esperado que a recuperação das tarifas de suprimento (e também as de fornecimento ao setor industrial) possa tornar os projetos de auto-produção e cogeração mais atrativos, mas não são previstos mecanismos, pela Eletrobrás, de incentivo a estas formas de geração (ELETROBRÁS, 1996). O próprio Decreto de Incentivo à Cogeração enfrentou grandes obstáculos por parte de muitas concessionárias, não tendo sido por isso assinado pelo MME (SCHELEDER, 1997a)

Na verdade, não há barreiras tecnológicas a esse processo, uma vez que várias indústrias possuem projetos prontos para atingir sua auto-suficiência de eletricidade. Outras já possuem unidades instaladas, mas que não operam regularmente, pois é mais interessante, do ponto de vista econômico, a compra de eletricidade da concessionária a preços reduzidos do que a auto-produção. O segmento de papel e celulose, por exemplo, possui grande disponibilidade de subprodutos de processo e poderia ser auto-suficiente, mas as indústrias preferem gerar apenas parte da eletricidade consumida (em torno de 40% é auto-gerado, dependendo do tipo de indústria, COELHO et al., 1996), pois é mais econômico comprar energia elétrica da concessionária a uma tarifa média de R\$ 43/MWh (sem impostos), do que efetuar investimentos para aumentar a capacidade de auto-produção (COELHO et al., 1996).

Na verdade o problema, além de econômico, é político, principalmente em decorrência da falta de confiança por parte do setor industrial. Há indústrias que possuem uma capacidade de auto-geração maior do que aquela com que efetivamente operam pois, além do aspecto econômico, temem que a concessionária (diante de uma perspectiva de crise) imponha reduções na eletricidade vendida (desta forma, com uma maior quantidade de energia comprada, mesmo sujeita a redução, ainda restaria uma garantia significativa de energia fornecida pela concessionária a preços reduzidos)⁵¹.

⁵¹ Contatos pessoais com empresas do setor.

Por outro lado, aumenta significativamente o número de empresas que consideram a possibilidade de investir em auto-geração, apesar da atual falta de viabilidade econômica, por dois fatores: a perspectiva de elevação das tarifas, como começa a ser sinalizado, e o risco de interrupção do fornecimento, o que provocaria dificuldades sérias na produção e na qualidade dos produtos. Em 1997, em função das ameaças de déficit e dos riscos de interrupções, algumas empresas já fizeram os investimentos necessários para atingir a auto-suficiência energética e outras estão analisando esta possibilidade.

Apesar das vantagens⁵² que poderiam obter com a auto-produção e a cogeração, existem resistências dentro dos escalões inferiores⁵³ das próprias concessionárias, encarando estas opções negativamente (“perda de cliente”), como será discutido mais detalhadamente adiante. Estes mesmos fatores explicam o desinteresse em programas de conservação de energia por parte de muitas concessionárias. Aliás, é de se ressaltar, neste aspecto, a reduzida influência dos fabricantes de equipamentos mais eficientes, que poderiam ser mais agressivos no sentido de aumentar sua penetração no mercado.

Em situações mais críticas na oferta de eletricidade, quando ocorrem condições hidrológicas desfavoráveis (como em 1996 e 1997, no período seco da região sudeste), a Eletrobrás chega a impor alterações na demanda, visando deslocar o período de ponta, mas políticas mais agressivas em conservação de energia, auto-produção e/ou cogeração parecem não ser consideradas.

Em 1997 foram veiculadas campanhas publicitárias para redução de consumo junto ao setor residencial mas o setor industrial, onde existe um enorme potencial, não parece receber maiores atenções por parte da Eletrobrás. O Procel, apesar de apresentar uma conservação de energia de 1% ao ano, principalmente devido ao setor residencial (o que corresponde a um resultado expressivo), ainda tem uma grande tarefa no setor industrial.

⁵²Redução nos investimentos necessários à expansão e postergação de obras, além de benefícios para os sistemas de transmissão e distribuição, entre outros (WALTER, 1994).

⁵³É interessante observar a mudança de posição de alguns escalões superiores, até então extremamente contrários, e agora defensores dessas opções.

Como o objetivo do presente trabalho é discutir a cogeração a partir de biomassa, iremos restringir a análise da cogeração aos segmentos industriais que utilizam a biomassa como fonte de energia.

II.3. 2. A cogeração a partir de biomassa:

Dentro do setor industrial, o maior consumo de biomassa encontra-se nos segmentos de papel e celulose e alimentos e bebidas (onde se inclui o segmento sucro-alcooleiro), respectivamente, com 7,1% e 21,9% do consumo final de biomassa no país (BEN, 1997). Este fato é devido à grande quantidade de biomassa como subprodutos de processo. Por este motivo, é também nestes segmentos que se encontra o maior potencial de cogeração a partir de biomassa.

II.3.2.1. A cogeração no segmento de papel e celulose:

O segmento de papel e celulose apresenta características particularmente interessantes para viabilização da cogeração, pelo elevado consumo de vapor de processo e de eletricidade. As indústrias de papel e celulose, em 1996, consumiram 10.000 GWh (quase 8% do setor industrial), fornecido pelas concessionárias, correspondendo em média a 60% do consumo total de eletricidade no processo⁵⁴. Assim sendo, seu potencial de cogeração é expressivo, podendo as indústrias atingirem a auto-suficiência ou mesmo gerarem excedentes, com tecnologias disponíveis comercialmente no país.

O segmento de papel e celulose é dividido basicamente em três grandes grupos de indústrias, segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Papel e Celulose (ANFPC). As indústrias fabricantes apenas de celulose, aquelas que produzem apenas papel (comprando celulose) e as que produzem tanto a celulose como o papel, ditas integradas.

Como o processo de fabricação de celulose produz vários subprodutos na forma de biomassa (resíduos, cascas, lixívia⁵⁵), as indústrias produtoras de celulose apresentam uma

⁵⁴ Como já mencionado anteriormente, a auto-suficiência em termos de energia elétrica do setor é aproximadamente 40%.

⁵⁵ A lixívia ou licor negro é um subproduto poluente da fabricação de celulose no qual estão presentes todos os produtos químicos utilizados no processo “sulfato”, que é o processo mais utilizado no Brasil. Com a finalidade de recuperar estes produtos químicos e, também gerar vapor, esta lixívia é “queimada”

maior porcentagem de eletricidade produzida por cogeração, sendo praticamente auto-suficientes. Nas indústrias integradas, como o setor de papel consome uma elevada quantidade adicional elevada de energia elétrica, o grau de auto-suficiência já é menor (aproximadamente 60%). Nos fabricantes de papel, pela inexistência de subprodutos de processo, há necessidade de comprar combustível e, portanto, a porcentagem de eletricidade auto-gerada é reduzida (10%), em sua maior parte de origem hidrelétrica (COELHO *et al.*, 1993 e 1996, COELHO e IENO, 1994).

Em trabalhos anteriores foi analisada de forma preliminar a cogeração no segmento de papel e celulose, para amostras selecionadas de indústrias correspondente a 40% da produção de celulose e papel do país, segundo a ANFPC.

Em COELHO e IENO, 1994 e COELHO *et al.*, 1993 foram analisadas as indústrias integradas (fabricantes de papel e celulose) e as de papel. Neste último caso, foi verificada a necessidade de compra de combustível complementar (gás natural para alimentar sistemas de turbina a gás adaptadas à turbina a vapor existente) e a análise econômica indicou a não viabilidade do processo face às tarifas praticadas pelo setor elétrico na ocasião.

Em COELHO *et al.*, 1996, com a finalidade de aproveitar os subprodutos de biomassa do processo de forma mais eficiente, foram escolhidas para análise as indústrias produtoras de celulose (integradas e de celulose propriamente ditas), pelo fato de disporem de subprodutos que podem ser utilizados na cogeração (lixívia e resíduos de madeira).

Para estas indústrias, foi avaliado o potencial de cogeração tanto com tecnologias disponíveis comercialmente como com tecnologias mais avançadas, como sistemas de gaseificadores/turbinas a gás, ainda em desenvolvimento (LARSON, 1990, BERGLIN *et al.*, 1995, IHREN e SVERDBERG, 1994, entre outros). Verificou-se que, neste caso,

em reatores de alta pressão, produzindo vapor. Maiores detalhes podem ser encontrados em COELHO *et al.*, 1996, LARSON, 1990, GRACE e MALCOLM, 1989.

pode-se atingir a auto-suficiência energética ou mesmo gerar excedentes de eletricidade para venda à rede, sem necessidade de compra de combustível complementar.

A tabela I.4 (COELHO *et al.*, 1996) a seguir ilustra os resultados obtidos para cogeração em um grupo de indústrias de papel e integradas, responsáveis por 40% da produção nacional de papel e celulose.

Tabela I.4: Potencial de geração de eletricidade através de sistemas mais eficientes e emissões de carbono evitadas no setor de papel e celulose:

Sistema de cogeração	Produção de eletricidade (MWh/mês)	Déficit/exc. de eletricidade (MWh/mês)	Emissões de CO ₂ (toneladas por mês)	
			emissões	emissões evitadas
1.Ciclo Rankine com biomassa (atual)	199,868	- 16,355	praticamente nulas	8,660
2.Ciclo combinado com gás natural	281,368	+ 65,145	2,144	6,516
3.Sistema BIG/STIG com gaseificador de lixívia/resíduos e turbina a gás	297,089	+ 80,866	praticamente nulas	8,660

Fonte: COELHO et al., 1996

Nota: Amostra selecionada correspondendo a 40% da produção brasileira de papel e celulose.

Nos resultados obtidos é importante observar que, para grupo de indústrias selecionado, responsável por 40% da produção nacional de papel e celulose, as emissões de CO₂ correspondem a quase 80% das emissões totais emitidas pelo setor a partir de óleo combustível. Desta forma, com a introdução de tecnologias mais eficientes, além de se alcançar a geração de excedentes em quantidades significativas, estão sendo reduzidas as emissões de carbono. Analisando a configuração 3 (BIG/STIG), verifica-se que o aumento na oferta de energia (quando comparado com a situação atual das indústrias) é aproximadamente 6 vezes (mas correspondendo a apenas 1% do consumo do Estado de São Paulo). Nesta configuração, não é utilizado nenhum combustível suplementar, apenas os subprodutos do processo; ou seja, se for utilizado um combustível suplementar, o excedente gerado poderá atingir níveis significativos.

Existem estudos (LARSON, 1997), mais otimistas, que indicam potenciais ainda mais elevados para o futuro, com uma energia excedente de 279 TWh⁵⁶ em 2025, correspondendo a quase 10% a mais do que a geração total de eletricidade do setor elétrico em 1995.

No entanto, uma análise econômica preliminar não indica que o processo seja viável economicamente. A partir dos resultados obtidos, verifica-se que apesar das vantagens estratégicas para o setor elétrico (garantia de oferta de eletricidade) e para as próprias indústrias (garantia de fornecimento, sem interrupções na produção), a cogeração de eletricidade neste segmento ainda não parece garantir uma opção interessante em termos econômicos. Outros estudos atualmente em desenvolvimento (VÉLAZQUÉZ, 1997) certamente permitirão maiores conclusões a este respeito.

II.3.2.2. A Cogeração no Segmento de Açúcar e Álcool:

O Estado de São Paulo é o maior produtor de cana de açúcar do país, posição esta que se reafirma cada vez mais, como mostrado no Anexo I. A tabela I.5. ilustra alguns destes indicadores.

Uma maior discussão a respeito do setor sucro-alcooleiro não será apresentada aqui por fugir aos objetivos deste trabalho, inclusive por já ter sido abordada nos números estudos mencionados. Desta forma, serão discutidos apenas os aspectos referentes à cogeração nas indústrias de açúcar e álcool.

⁵⁶ Estimativas de um excesso de 3.000 kWh/t de polpa (LARSON, 1997).

Tabela I.5: Dados referentes ao setor sucro-alcooleiro de São Paulo e do Brasil (safra de 1996/97)

Descrição	São Paulo	Brasil	SP/BR
Produção de cana (milhões de toneladas)	170	273	62,3%
Área plantada (milhões de hectares)	1,8	3,9	46,2%
Produtividade (tc/ha)	94	70	-
Emprego (milhões de trabalhadores)	0,5	1,3	38,5%
Unidades industriais	132	339	38,9%
Produção de açúcar (milhões de toneladas)	7,9	13,6	58,1%
Produtividade (kg/tc)	90,4	86,4	-
Produção de álcool (bilhões de litros)	9,0	13,7	67,5%
Produtividade (litros/tc)	80,6	78,3	-
Bagaço para fins energéticos (milhões de toneladas)	42,6	71,8	59,3%
Capacidade elétrica instalada (MW)	620	Nd.	-

Fontes: SEADE/IBGE/DATAGRO/SEESP

No Estado de São Paulo (e, em menor escala, no restante do país) praticamente todas as indústrias do setor sucro-alcooleiro são auto-suficientes, em vista da enorme quantidade de bagaço (dados recentes da safra de 1998/99 no país indicam 320 milhões de toneladas de cana, aproximadamente 30% corresponde a bagaço com 50% de umidade) gerado no processamento da cana. Como na verdade o bagaço representa um problema para a indústria, não há interesse em investir em processos mais eficientes, o que produziria ainda mais bagaço⁵⁷.

A quantidade de bagaço produzida no setor sucro-alcooleiro é extraordinária: 84 milhões de toneladas na safra de 1998/99, com um poder calorífico inferior médio de 7,74 MJ/kg, para 50% umidade. Entretanto, pelos dados existentes, ainda há uma grande parte do bagaço que não é usada para geração de eletricidade apesar de não existirem estatísticas confiáveis com relação à quantidade e destino do bagaço vendido pelas usinas.

Em geral admite-se 5% de perdas na produção de bagaço e um excedente de 12% na produção de etanol e 5% na produção de açúcar (MACEDO, 1997). Do total de 96 milhões de toneladas anuais, estima-se que em torno de 10% seja vendido para outras indústrias a fim de ser usado na maior parte também como combustível (MACEDO, 1997). Porém mesmo nos casos em que o bagaço é usado como combustível, sua utilização é de forma ineficiente, em caldeiras de baixa pressão e turbinas de contrapressão (CAMARGO,1990).

Apesar de existirem outras possibilidades promissoras para sua utilização, como a hidrólise enzimática (MOREIRA e GOLDEMBERG, 1997), elas ainda não foram viabilizadas comercialmente e a utilização mais imediata para o bagaço é, de fato, como combustível para geração elétrica.

A situação do setor sucro-alcooleiro, em termos de cogeração, alterou-se muito pouco, quando se compara com estudos anteriores (COELHO, 1992, WALTER, 1994, CAMARGO, 1990, entre outros). O setor é praticamente auto-suficiente em termos energéticos, produzindo todo o vapor e eletricidade necessários ao processo (em média 500 kg/tc de vapor a 1,5 atm., 215°C, de 15-23 kWh/tc de energia elétrica e 10-15 kWh/tc de energia mecânica para acionamento das moendas, picadores, etc.), mas a geração de excedentes é ainda bastante reduzida (26 MW excedentes em São Paulo, na safra 96/97), sem grandes modificações em safras posteriores.

O setor, por razões discutidas adiante neste trabalho, não vê interesse na geração de excedentes de eletricidade, preferindo vender o bagaço não utilizado; na verdade, o preço de venda do bagaço aumentou significativamente; em 1992, o preço médio era de

⁵⁷Muitas indústrias do setor “não possuem caldeiras, mas sim incineradores de bagaço” (FRANCO, C.J., Usina Vale do Rosário, Seminário sobre “Auto-produção e Cogeração de Eletricidade”, IBC, São Paulo, 1996).

R\$4,5/t, COELHO 1992, enquanto que atualmente atinge R\$ 7,5/t (preços sem impostos e frete), havendo notícias de casos em que alcança mais de R\$ 10/t⁵⁸.

Vários estudos já foram desenvolvidos com o objetivo de determinar o potencial de produção de energia elétrica, através de cogeração no setor sucro-alcooleiro, principalmente no Estado de São Paulo, onde foram analisados diversos cenários, considerando-se variáveis como tecnologia e quantidade de cana moída, entre outras. A tabela I.6 a seguir indica alguns dos resultados obtidos nestes estudos.

Tabela I.6: Potencial de cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana

Referência	Potencial (GW)	Tecnologia	Observações
DNAEE (1986) ^a	1,1	TV contrapressão	toda geração de vapor a 6,2 MPa
ELETROBRÁS ^a	1,0 a 2,0	TV contrapressão	geração de vapor a 2,1 MPa
COPERS. (1991)	1,4 - 6,2	extr.-cond/BIG/GT	geração de vapor de 6 a 8 MPa
SOPRAL ^a	9,2	BIG-STIG	com 100% de pontas e folhas
COELHO(1994)	3,3	extração-condens.	geração de vapor de 6 a 8 MPa
COELHO (1994 ^b)	2,0-4,5	extr.-cond/BIG/GT	diferentes cenários ^b (ano 2015)
WALTER(1994)	2,0-5,5	extr.-cond/BIG/GT	diferentes cenários (ano 2014)
ELETROBRÁS (1999)	3,1	sist. convencionais	considerando safra atual
LARSON (1997)	47	BIG/GT	projeções para 2025 ^c

Fontes: Conforme indicado.

Notas: (a) Resultados obtidos a partir de WALTER, 1994; (b) Considerando introdução gradativa de tecnologias mais eficientes, em cenários conservadores ou intensivos, para um crescimento da produtividade agrícola de 0,22% a.a. (média histórica), mantendo a mesma área plantada. © Considerando 600 kWh/tc em sistemas BIG/GT, com um crescimento na produção de cana de 2% a.a.

O Protocolo de Cogeração, assinado em 1993 entre o setor sucro-alcooleiro e as concessionárias do Estado de São Paulo, apresentou resultados tímidos, quando comparados com as expectativas iniciais (3.000 MW instalados, 1.300 GWh/ano até o ano 2000).

⁵⁸ Por exemplo, para uma usina que processe 300tc/h, por exemplo, a receita da venda pode atingir de R\$ 500.000 a quase R\$ 800.000 por ano, considerando um preço de venda de R\$ 7,5/t (calculado em COELHO *et al.*, 1997, a partir de dados da COPERSUCAR, 1991). Por outro lado, há muitos casos em que o bagaço é vendido a apenas R\$ 2/t, por não haver procura, em grande parte devido a distâncias entre a usina e o potencial comprador.

Para uma potência instalada de 400 MW no Estado de São Paulo e 600 MW na região SE, a capacidade instalada excedente em 1996 era 26 MW; foram comprados das usinas 96 GWh. Estes valores são ainda reduzidos quando comparados com o consumo do Estado de São Paulo (0,12% do consumo em 1996, COELHO *et al.*, 1997), porém representavam uma sinalização do interesse estratégico do Governo do Estado neste processo.

Neste contexto deve ser, de fato, destacado o papel da CPFL no sentido de estimular a cogeração de excedentes, sendo atualmente a concessionária responsável pela compra da maior quantidade de energia elétrica junto às usinas. Na safra de 1996 foram comprados 70195 MWh (do total de 96000 MWh) excedentes de oito usinas, correspondendo a 18,20 MW instalados (para um total instalado de 106 MW nestas usinas e um total de excedentes de 26 MW no estado). Os contratos de longo prazo (dez anos) são com duas usinas (Santa Elisa e Vale do Rosário) que são responsáveis por mais de 65% do total de excedente gerado; o restante é comprado através de contratos de curto prazo (na safra ou dois anos, no máximo). A distribuidora se dispunha a comprar, a partir de 1999, mais 50 MW de usinas (233544 MWh/ano), segundo uma licitação definida em 1997 o que representa um indicador significativo, apesar de estar ainda aquém do potencial estimado, mas após a privatização da empresa não se verificaram maiores demonstrações de interesse.

Em 1996 informações oficiais da AAE/SP relatam que nove indústrias foram regularizadas para cogeração; porém a potência instalada nestas regularizações corresponde a apenas 112,6 MW contra 400 MW efetivamente instalados no Estado (sendo comercializados apenas 26 MW). É esperado que a potência total do setor atinja 660MW em 1997 e 800 MW em 1998 (previsões da Agência para Aplicação de Energia do ESP), o que não ocorreu.

Deve ser observado que a geração de eletricidade excedente na safra da região Sudeste corresponde justamente ao período seco da geração hidrelétrica. Porém mesmo

assim a proposta de Decreto-lei obrigando as concessionárias a comprar excedentes de eletricidade de cogeneradores não se viabilizou.

Visando incentivar a geração de excedentes de auto-produtores, o texto então proposto propunha: “a compra ... será realizada para potências ofertadas de 1 a 50 MW, por central cogeneradora até atingir a energia correspondente a 50% do crescimento anual da Carga Própria da Concessionária...”(parágrafo 2, art. 1). Segundo o parágrafo 4 do mesmo artigo, “para os cogeneradores que utilizam fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou rejeitos de qualquer natureza, as potências ofertadas por centra; cogeneradora poderão ser superiores a 50 MW, a critério do então DNAEE, agora ANEEL.

Além disso, os termos para contratação desta energia gerada, segundo o artigo 2, definiam que:

“I - Para os sistemas interligados sul-sudeste e Centro-Oeste, o preço de aquisição será limitado ao **preço máximo de suprimento** já contratado pela concessionária. (grifo nosso)

IV - Para os cogeneradores que utilizam fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou rejeitos de qualquer natureza, nos sistemas interligados os preços limite referidos nos incisos I e II serão acrescidos de 10%”.

Sem entrar aqui em maiores discussões a respeito dos termos desta proposta, é importante o fato de que a proposta encontrou grande resistência das concessionárias, sendo este considerado o motivo principal de não ter sido assinada pelo Ministro de Minas e Energia (SCHELEDER, 1997).

No entanto, como já mencionado anteriormente, a venda de excedentes teria a vantagem de diversificar o setor, num momento em que o Proálcool atravessa dificuldades. Dentre os produtos da cana de açúcar, a competitividade do álcool frente à gasolina ainda não está concretizada definitivamente, enquanto que o excedente gerado a partir do bagaço pode vir a ser viável quando comparado com formas convencionais de geração elétrica, como será analisado adiante.

II.4. Considerações Gerais:

Além dos benefícios para o setor elétrico e para o setor sucro-alcooleiro, também para a sociedade a cogeração de eletricidade a partir de biomassa apresenta vantagens.

Os benefícios ambientais da bioenergia já são conhecidos, em particular pelo balanço quase nulo das emissões de carbono⁵⁹ (MACEDO, 1997), mesmo sem levar em conta as outras emissões de poluentes. Somente no Estado de SP, em 1995, as emissões de CO₂ foram de mais de 60 milhões de toneladas de CO₂ em 1995, dos quais quase 5% correspondem ao CO₂ retirado pelo álcool combustível (BEESP, 1996). Por outro lado, a utilização de biomassa como combustível para geração termelétrica em substituição ao óleo combustível, carvão, e outros combustíveis fósseis reduz a emissão de poluentes principalmente pela ausência de enxofre (COELHO e BOLOGNINI, 1996, MACEDO, 1997).

Para a sociedade há também, além das vantagens da geração descentralizada já discutidas por WALTER, 1994, os aspectos positivos de um programa de geração de excedentes em larga escala, tais como a dinamização do setor de bens de capital e aumento da demanda de serviços especializados, aumento na arrecadação de impostos, aumento e/ou estabilização de empregos na zona rural.

Com relação aos empregos na zona rural, há que ser considerada uma outra questão emergente, que é a mecanização da colheita de cana crua. Sua implantação aparece como uma realidade bastante próxima⁶⁰, não só pela legislação ambiental (lei de proibição de queimadas de cana no interior de SP), mas também pelos aspectos econômicos. Apesar de mais cara, a colheita de cana crua permite o aproveitamento de

⁵⁹ Segundo MACEDO, 1997, a contribuição dos produtos da cana de açúcar para (etanol e bagaço de cana) a redução nas emissões de CO₂ (equiv) foi de 12,74 milhões de toneladas de carbono em 1996, correspondendo a 20% de todas as emissões de CO₂ por combustíveis fósseis no Brasil.

⁶⁰ Além das várias usinas de São Paulo que já colhem uma parcela significativa de sua produção em colheitadeiras de cana crua e vários estudos estão em andamento neste sentido (projeto COPERSUCAR/GEF).

palhas e pontas, que corresponde a um conteúdo energético duas vezes maior que o do bagaço de cana (CORTEZ, 1997). Desta forma, torna-se necessária uma política social que analise a situação do desemprego gerado por este processo. Em 1999 a colheita de cana crua corresponde a 30% da colheita do Estado de São Paulo. Na verdade, não deverá ocorrer a mecanização total das plantações no Estado de São Paulo, por motivos de topografia e necessidade de refazer o canavial (CORTEZ, 1997, COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1992), mas ainda assim é previsto um número significativo de trabalhadores não qualificados que ficarão desempregados, o que evidentemente terá que ser objeto de um estudo extremamente cuidadoso.

Em vista do contexto exposto, a implementação de um amplo programa de cogeração no setor sucro-alcooleiro aparece como uma possibilidade de produzir benefícios para os setores envolvidos, bem como para a sociedade como um todo.

PARTE II: BARREIRAS EXISTENTES PARA UM PROGRAMA DE COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA NO BRASIL

III. AS BARREIRAS TECNOLÓGICAS:

Dentro do contexto apresentado nos capítulos anteriores verifica-se as diversas vantagens da cogeração a partir de biomassa para os diversos atores envolvidos: para o setor elétrico, por colaborar na garantia da demanda de eletricidade, em particular no período seco da região Sudeste, o que corresponde ao período da safra de cana de açúcar; para o setor sucro-alcooleiro, por permitir a diversidade da produção, em particular num momento de crise do Programa do Álcool, com a liberalização de preços e excesso de produção; para a sociedade, pelas vantagens ambientais e sociais⁶¹.

Entretanto, verifica-se a existência de inúmeras barreiras, não apenas tecnológicas, mas principalmente políticas, institucionais e econômicas, como analisado nesta Parte II do trabalho.

III.1. As Tecnologias mais Eficientes para Cogeração a partir de Biomassa:

III.1.1. As tecnologias para cogeração disponíveis no país

A produção de eletricidade a partir da biomassa em centrais termelétricas que operam segundo o ciclo Rankine já é realidade em alguns países. No entanto, as centrais existentes operam com baixa eficiência e não são competitivas com outras opções de geração. Esta baixa eficiência é devida ao fato de que os custos unitários (\$/kW instalado) são muito influenciados pelo efeito de escala. Como uma central termelétrica a biomassa

⁶¹ Em particular pela geração de empregos na zona rural, além do aumento no recolhimento de impostos em função da dinamização do setor de bens de capital (WALTER, 1994)

deve ter pequena capacidade, em função do elevado custo de transporte (COELHO, 1992), o investimento tende a ser muito alto. Para que o custo de capital seja menor, a instalação é simplificada, reduzindo sua eficiência.

De uma forma geral, esta reduzida eficiência das centrais térmicas a vapor alimentadas por biomassa é resultante das baixas pressões e temperaturas com que o vapor é gerado (para se reduzir o custo), da reduzida eficiência (isentrópica) das turbinas a vapor empregadas, da não utilização de reaquecimento nem regeneração e dos baixos rendimentos das caldeiras.

WALTER, 1998 reporta que têm sido propostos avanços, sobretudo no que diz respeito à geração de vapor a partir de biomassa. Na Europa e nos EUA, a combustão da biomassa em leito fluidizado⁶² e em grelhas vibratórias resfriadas a água já ocorre em algumas centrais (CORTEZ e LORA, 1997), permitindo aumentar a eficiência da combustão e, conseqüentemente, a eficiência global da central (VAN DEN BROEK, 1996). Nos EUA, o Electric Power Research Institute - EPRI - há alguns anos vem desenvolvendo a tecnologia de queima eficiente da madeira em toras, de forma a reduzir de forma significativa o investimento e os custos operacionais (EPRI, 1993)

Entretanto, no Brasil, a maior parte das empresas do setor sucro-alcooleiro utiliza ainda tecnologias ineficientes para cogeração de energia, apesar da disponibilidade comercial de equipamentos mais eficientes. A maior parte das caldeiras existentes é de baixa pressão (22 bar, 300°C⁶³); mesmo no Estado de São Paulo, são poucas as empresas operando com caldeiras de 40 a 60 bar⁶⁴. Quando há necessidade de trocar os equipamentos, não ocorre a mudança para caldeiras de pressão mais elevadas (por conservadorismo, desconhecimento ou mesmo falta de interesse em gerar excedentes de eletricidade), o que seria uma forma de elevar a eficiência do processo.

⁶² No Brasil, existem apenas dois sistemas deste tipo instalados em indústrias de papel e celulose: Aracruz e Klabin do Paraná, este último discutido com mais detalhes a seguir.

⁶³ Desde o início do Proalcool observou-se um pequeno aumento na temperatura do vapor produzido nas caldeiras, atingindo em 1999 valores na faixa de 300C, porém a pressão de trabalho continua a mesma.

O uso das caldeiras de alta pressão para biomassa existentes no país, bem como das turbinas de extração/contrapressão para estas pressões (ou turbinas de extração-condensação), permitiriam a geração de uma quantidade significativa de excedentes de eletricidade (inclusive durante todo o ano⁶⁵). Verifica-se também a disponibilidade de caldeiras mais eficientes para biomassa, como as caldeiras de leito fluidizado, conforme experiência da empresa Klabin do Paraná (produtora de papel e celulose), a qual utiliza este equipamento em sua fábrica de Monte Alegre (Paraná) para geração de vapor a partir de resíduos de madeira⁶⁶, subprodutos do processo de fabricação de celulose⁶⁷.

Conforme PESCH, GASPARIM et BREDA, 1997, as caldeiras do tipo "BFB - Bubbling Fluidized Bed" (leito fluidizado borbulhante) utilizam um sistema de combustão particularmente adequado quando o combustível apresenta baixo poder calorífico associado a um elevado teor de umidade, como ocorre nas fábricas de celulose (cascas de árvore, entre outros) e em usinas de açúcar e álcool (bagaço de cana). A utilização deste tipo de combustão é recente em escala industrial no Brasil, em duas empresas do setor de papel e celulose (Aracruz e Klabin do Paraná⁶⁸), embora já se aplique em outras regiões, como na Escandinávia.

A escolha do leito fluidizado borbulhante permite a queima de combustíveis "pobres" sem pré-condicionamento e permite uma rápida resposta às variações de carga. A caldeira consta de um leito de areia com insuflamento de ar, conferindo ao leito fluidizado a aparência de um líquido em ebulição. Sem entrar em maiores detalhes técnicos, que podem ser encontrados na literatura mencionada, é importante observar as vantagens deste tipo de combustão (PESCH, GASPARIM et BREDA, 1997):

* permite a queima de resíduos industriais e agrícolas que não poderiam ser incinerados por motivos ambientais;

⁶⁴ Pessine, R. (AAE/SE), 1999. **Comunicação Pessoal.**

⁶⁵ Na verdade a geração de eletricidade durante a entressafra depende da introdução da colheita de cana crua, por disponibilizar as palhas e pontas

⁶⁶ Caldeira de leito fluidizado borbulhante operando a 46 bar, adaptada a partir de uma caldeira convencional existente. Segundo PESCH, GASPARIM et BREDA, 1997, o custo do vapor gerado nas novas condições diminuiu em média 22% em relação à média de 1996.

⁶⁷ Visita pessoal realizada à empresa, a convite da mesma.

⁶⁸ Na Klabin, este tipo de caldeira foi introduzido através de adaptação numa caldeira preexistente.

- * a queima do combustível é praticamente completa e o excesso de ar é reduzido, permitindo um processo de combustão mais eficiente do que nas caldeiras convencionais, queimando os mesmos combustíveis;
- * a geração de vapor pode variar (de 25% a 100%) durante a operação normal, com a caldeira atendendo às variações rápidas de carga;
- * a formação de NO_x é reduzida pela baixa temperatura do leito e pela injeção do ar por estágios;
- * o custo operacional é reduzido devido à não existência de peças móveis; e
- * o controle do processo, automatizado, é mais vantajoso.

Entretanto, apesar destas vantagens, este tipo de equipamento ainda é restrito ao setor de papel e celulose, sem ser utilizado pelo setor sucro-alcooleiro.

No que se refere às turbinas a vapor, existem disponíveis no país equipamentos de elevada eficiência, mas como o setor utiliza equipamentos para a pressão de 22 bar, os rendimentos são reduzidos, principalmente nas turbinas acionadoras das moendas (simplex estágio). A simples troca por turbinas de múltiplo estágio permitiria uma economia considerável de vapor que poderia expandir nos turbo-geradores, aumentando a eletricidade gerada.

III.1.2. Tecnologias para o setor agrícola

Como os combustíveis básicos para a geração a partir de biomassa no setor sucro-alcooleiro são o bagaço de cana e a palha (ainda em pequena escala, na região Sudeste), sua disponibilidade está intimamente ligada aos aspectos agrícolas, principalmente o tipo de colheita da cana. Assim, neste item são analisadas as diferentes tecnologias envolvidas neste processo, bem como as possibilidades de sua introdução.

A mecanização da colheita de cana vem apresentando um rápido crescimento principalmente na região Sudeste, onde se concentra a maior produção de cana de açúcar do país. Atualmente, aproximadamente 20% da cana nesta região é colhida

mecanicamente, porém a maior parte ainda é colhida após a queima (BRAUNBECK *et al.*, 1997).

Estima-se que sejam colhidas mecanicamente de 11 a 20% do total de cana produzida no país, apesar de existirem casos como a Usina São Martinho que colhe quase 90% da cana na forma mecanizada (em sua maior parte, colheita mecanizada de cana queimada). As perspectivas da colheita de cana crua parecem promissoras; segundo MACEDO, 1998⁶⁹, 55% da cana do Estado de São Paulo pode ser colhida crua e estima-se que 10% deste total foi colhido em 1997. Segundo BRAUNBECK *et al.*, 1997, a expectativa é de que em 2005 seja colhido 50% da cana do Estado na forma mecanizada.

O mesmo estudo observa que, apesar dos avanços nos aspectos tecnológicos ocorridos no setor industrial, o único desenvolvimento significativo na parte agrícola foi a introdução da fertirrigação⁷⁰. A colheita de cana continuou a ser a operação a apresentar menor progresso: a maior parte da cana é queimada antes da colheita, de modo a permitir a colheita manual. A expectativa é de que as pressões ambientais, a legislação e medidas para redução de custos contribuam para a introdução da colheita de cana crua. Por outro lado, devem também ser considerados os aspectos sociais, pelo elevado número de empregos existentes na zona rural, o que, apesar da baixa qualidade, ainda é praticamente a única opção para trabalhadores não qualificados. Neste aspecto é esperada a contribuição importante do projeto da Copersucar/GEF, descrito a seguir.

BRAUNBECK *et al.*, 1997 analisam em detalhes as perspectivas para colheita de cana crua, de modo a aumentar a disponibilidade de resíduos para geração de energia, observando que a colheita mecanizada passou a despertar maior interesse nos anos 90 em vista do novo contexto econômico. Na presente situação as necessidades de redução de custos ficaram mais evidentes (em particular com a liberalização dos preços do álcool ocorrida em 1998). No estudo mencionado foram levantados os custos para colheita de cana, chegando aos seguintes resultados:

⁶⁹ MACEDO, I. (CTC, Copersucar), 1998. **Comunicação Pessoal.**

⁷⁰ Processo de aplicação da vinhaça como fertilizante.

- colheita manual de cana queimada: US\$ 4/t⁷¹
- colheita mecânica de cana queimada: US\$ 2/t
- colheita manual de cana crua: US\$ 6/t⁷² (dados preliminares)
- colheita mecânica de cana crua: US\$ 3/t (dados preliminares)

Além da possibilidade de melhor aproveitamento dos subprodutos como combustível e da redução nos impactos ambientais da queima da cana (discutidos adiante), a colheita da cana crua evita as perdas de sacarose, estimadas numa faixa de 59 a 135 litros de etanol por hectare (RIPOLI et al., 1996), entre outras vantagens agrônômicas (BRAUNBECK *et al.*, 1997). No projeto BRA/96/G31 em desenvolvimento pela Copersucar, resultados preliminares obtidos indicam que as perdas de sacarose podem se reduzir de 21% (cana queimada) para 15% quando a cana é colhida crua (inteira)⁷³.

O custo da colheita de cana influencia significativamente o custo da biomassa disponível para a cogeração. WALTER, 1998 analisa que, de uma forma geral, a parcela de custo da biomassa sobre o custo final da eletricidade gerada pode ser bastante significativa, da ordem de 25 a 40%, segundo alguns de viabilidade realizados.

No caso do bagaço de cana para cogeração, quando se considera o custo de oportunidade, a participação no custo final da eletricidade é também significativa, como será visto na Parte III (até 48% do custo de geração de eletricidade). Por essa razão, para que essa alternativa seja economicamente viável, considera que a produção de biomassa, ou sua recuperação, são etapas prioritárias em vários projetos de desenvolvimento.

Deve ser observado que os custos da biomassa da cana de açúcar são bastante reduzidos no Brasil. Segundo WALTER, 1998, no hemisfério norte a lignocelulose, que é a forma mais barata de biomassa, enquanto insumo energético, tem um custo (no local de conversão) da ordem de 30 a 60 US\$ por tonelada de matéria seca, ou seja, da ordem de

⁷¹ Dólares de 1994: na ocasião a taxa de câmbio era de R\$1/US\$

⁷² Esta opção praticamente inexistente pois os próprios sindicatos de trabalhadores impedem que seja cortada cana crua, por ser um trabalho extremamente penoso, inclusive com danos à saúde.

⁷³ Informativo CTC, dez. 1997, n. 01.

1,5 a 3,0 US\$/GJ (dependendo da variedade de solo, do regime das chuvas, do clima, e do valor da terra). Já no Brasil o custo do bagaço de cana⁷⁴ varia de zero a R\$ 12/t (50% de umidade), correspondendo a R\$ 24/t de matéria seca (aproximadamente 14 US\$/t, para um câmbio em março de 1999 de R\$1,7/US\$, correspondendo a menos de 2 US\$/GJ⁷⁵). Já o custo da palha é mais elevado; estimativas preliminares indicam valores em torno de R\$ 20 a 27/t⁷⁶.

Os vários estudos mencionados analisam que o problema do custo da biomassa está associado ao fato de que sua produção, colheita e transporte são atividades intensivas em mão de obra, sendo particularmente importante o custo de transporte em função da baixa densidade energética e de sua dispersão geográfica.

III.2. Tecnologias em Desenvolvimento para Gaseificação de Biomassa⁷⁷

III.2.1. Projetos em desenvolvimento em outros países:

Devido às limitações já mencionadas quanto à eficiência dos ciclos a vapor para a produção de eletricidade a partir da biomassa, existe um grande interesse em todo o mundo quanto ao desenvolvimento de tecnologias que permitam o uso da biomassa de forma que os efeitos de escala sobre os custos de capital sejam menos pronunciados, especialmente turbinas a gás e motores de combustão interna. Começa a existir também um interesse quanto ao emprego das células de combustível, embora essa tecnologia ainda não seja comercialmente competitiva com outras opções de geração de eletricidade (WALTER, 1998, LARSON, MOREIRA e OGDEN, 1998).

Para que a biomassa possa ser utilizada na alimentação de turbinas a gás e motores de combustão interna, é necessário que ela seja inicialmente submetida a um processo de gaseificação ou de liquefação. O sistema de gaseificação da biomassa e acoplamento da unidade de gaseificação a uma turbina a gás é designado como BIG-GT - “Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine”. Para que a produção de eletricidade ocorra de forma

⁷⁴ Custo de oportunidade, correspondendo ao preço de venda a outras indústrias.

⁷⁵ PCI do bagaço igual a 7190 kJ/kg

⁷⁶ CORTEZ, L.A. (1998), NIPE/Unicamp. Comunicação pessoal.

⁷⁷ Este capítulo se baseia em WALTER, 1998.

eficiente, os gases de escape da turbina precisam ser aproveitados em sistemas de cogeração, na produção de vapor para alimentar a turbina a vapor de um ciclo combinado, ou ainda na produção de vapor a ser injetado na própria turbina a gás (turbinas comercialmente designadas como STIG-“Steam Injected Gas Turbine”) (WALTER, 1994, WILLIAM e LARSON, 1992, LARS, 1997, COELHO, 1992, entre outros estudos).

A alternativa de gaseificação da biomassa para alimentação de motores de combustão interna é tradicionalmente explorada em unidades de pequeno porte, geralmente em regiões que têm restrições ao abastecimento elétrico via rede⁷⁸. A geração em unidades de maior porte, no entanto, ainda não é comercial porque a gaseificação da biomassa em sistemas maiores ainda está em desenvolvimento.

A produção de eletricidade a partir da pirólise da biomassa é, também, uma tecnologia em estudo, principalmente devido às vantagens estratégicas. Em princípio, a produção da eletricidade poderia ser independente da produção da biomassa, já que o óleo resultante da pirólise poderia ser transportado para a termelétrica, que poderia ser de maior capacidade do que as centrais com sistemas a vapor ou com gaseificação acoplada (WALTER, 1998). O emprego do combustível líquido resultante da pirólise em motores de combustão interna ou turbinas é uma tecnologia relativamente nova e ainda não comprovada; os trabalhos de P&D em pirólise, ao contrário da gaseificação, que já atingiu a fase de desenvolvimento de sistemas de maior porte, ainda está na fase de teste de pequenas unidades (BRIDGWATER, 1995).

O desenvolvimento destas tecnologias mais eficientes de produção de eletricidade a partir da biomassa vem ocorrendo principalmente pelas suas vantagens ambientais, em particular a mitigação das emissões dos gases causadores do efeito estufa - no caso, o dióxido de carbono⁷⁹ - mas também pela redução das emissões dos gases responsáveis

⁷⁸ Esta seria uma opção particularmente interessante para o Brasil, em especial nas comunidades isoladas da Amazônia.

⁷⁹ Pelo fato de que, na biomassa utilizada de forma sustentável, as emissões de CO₂ são praticamente nulas, conforme discutido adiante, neste trabalho.

pelas chuvas ácidas - óxidos de enxofre e de nitrogênio - e das emissões de material particulado.

A utilização de tecnologias avançadas de produção de eletricidade a partir da biomassa é importante por permitir a expansão da capacidade de geração elétrica tanto dos países desenvolvidos como também, e principalmente, nos países em desenvolvimento. De forma geral a maior preocupação no caso dos países em desenvolvimento deve-se ao fato de uma parcela significativa de sua população ainda ter índices de consumo reduzidos e, portanto, são esperadas altas taxas de crescimento da demanda de energia elétrica. Além disso, de forma geral, esses países têm maior disponibilidade de área e condições climáticas mais favoráveis para o plantio de biomassa.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) criou, em 1991, o “National Biomass Power Program”, com o objetivo de desenvolver alternativas ambientalmente adequadas para gerar os 600 GW adicionais de capacidade de geração que são projetados, a nível mundial, para os próximos dez anos. O programa é desenvolvido em conjunto com o Departamento de Agricultura (USDA) e o “Advanced Turbine Systems (ATS) Program”, do qual fazem parte indústrias e centros de pesquisa. Os objetivos gerais do Biomass Power Program são os seguintes: “(i) superar os problemas relativos ao uso de biomassa nos geradores de vapor existentes, (ii) avaliar e desenvolver tecnologias avançadas tais como gaseificação e pirólise, (iii) desenvolver tecnologias de limpeza dos gases a altas temperaturas e (iv) apoiar estudos de viabilidade e sistemas de demonstração em parceria com a iniciativa privada” (WALTER, 1998).

Também a Agência Internacional de Energia vem conduzindo o projeto “IEA Biomass Thermal Gasification Activity” com o objetivo de promover intercâmbio de informações entre vários países - Estados Unidos, Canadá, Dinamarca, Suécia, Noruega, Finlândia, Holanda, Suíça e Reino Unido - que estão desenvolvendo programas de P&D e projetos de demonstração e comerciais em gaseificação de biomassa (BABU, 1995).

A União Européia desenvolve o projeto “Thermie”, que financia alguns projetos de demonstração de sistemas de produção de eletricidade a partir da biomassa. Três propostas de instalações de demonstração, envolvendo vários países, foram selecionadas em 1994 para serem construídas nos próximos anos. Esses projetos fazem parte do programa da UE para a introdução de sistemas IGCC (“Integrated Gasifier Combined Cycle”) na faixa de 8 a 15 MW, até o fim do século. Unidades de maior porte, na faixa de 50 a 80 MW, deverão ser viabilizadas por volta de 2005 (WALTER, 1998).

Em 1998 foi assinado no Brasil o projeto “Promoção de Investimentos Conjuntos Brasil/União Européia para Geração de Eletricidade a partir de Biomassa no Brasil”, patrocinado pelo Programa THERMI, a ser desenvolvido no Brasil pelo CENBIO/Centro Nacional de Referência em Biomassa, Biomass Users Network do Brasil e, na Europa, por várias instituições coordenadas pelo CEEETA (Portugal).

A Finlândia desenvolve principalmente pesquisa básica e aplicada, com o desenvolvimento de unidades piloto por centros de pesquisa e pela indústria. O objetivo do programa Finlandês de pesquisa em conversão de combustíveis (JALO) é o desenvolvimento de unidades geradoras de eletricidade através de gaseificação e pirólise da biomassa.

III.2.1.1. Projetos de desenvolvimento em gaseificação de biomassa para geração de eletricidade:

Existem inúmeros trabalhos que descrevem e analisam as tecnologias utilizadas principalmente nos sistemas de gaseificação (COELHO, 1992, WALTER, 1994 e 1998, LARSON, 1997 entre outros).

WALTER, 1998 fornece maiores detalhes do estudo desenvolvido por BRIDGWATER, 1995, que identifica 37 diferentes iniciativas de desenvolvimento de sistemas de gaseificação de biomassa nos últimos anos, envolvendo diferentes processos e organizações de 15 diferentes países.

Dessas, considera-se que cerca de 20 projetos alcançaram um estágio de desenvolvimento tal que permitiria considerar, ou até mesmo acoplar, turbinas ou motores aptos a produzir pelo menos 5 MW de potência elétrica. Informações sobre esses projetos são reproduzidas na tabela III.1, abaixo.

Dos projetos de desenvolvimento de sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de energia elétrica listados na tabela III.2, tem-se informações mais detalhadas de alguns. Essas informações são apresentadas a seguir, de forma resumida. Maiores detalhes encontram-se em WALTER, 1998, bem como informações técnicas a respeito da limpeza dos gases, que corresponde a um item extremamente importante no processo em questão.

Hawai Biomass Gasification Demonstration Project⁸⁰ - O objetivo desse projeto era a elevação da escala do gaseificador desenvolvido pelo IGT (IGT RENUGAS), de 2 MW de potência térmica, para 20 MW. Essa unidade de demonstração deveria operar sendo alimentada com bagaço de cana e madeira. O gaseificador foi projetado para operar tanto com injeção de ar quanto oxigênio, a pressões até 2,07 MPa e com temperaturas dos gases à saída na faixa de 850 a 900°C.

Esse projeto era o único entre os projetos de desenvolvimento de maior porte a estudar a gaseificação do bagaço de cana⁸¹. A unidade está construída em Paia, na ilha de Maui, no Hawai, em uma fábrica de açúcar da Hawaiian Commercial and Sugar Company. Em 1999 o projeto encontra-se definitivamente paralisado, em função de dificuldades técnicas principalmente relativas à alimentação do bagaço de cana e limpeza dos gases⁸².

Vermont Biomass Gasification Project (WALTER, 1998) - O objetivo geral do projeto é demonstrar a integração de um gaseificador de aquecimento indireto com turbina a gás, a partir da tecnologia de gaseificação desenvolvida pelo Batelle Columbus Laboratory, com

⁸⁰ Visita técnica em 1996.

⁸¹ Em 1997, como descrito a seguir, a Copersucar iniciou um projeto de gaseificação de bagaço de cana e resíduos.

injeção de vapor (para produção de um gás com maior densidade energética, com poder calorífico inferior de aproximadamente 17 MJ/Nm³).

A unidade piloto de gaseificação, de 2 MW térmicos, deverá dar origem a uma unidade de demonstração de 40 MW térmicos, permitindo a alimentação de uma turbina a gás de 15 MW. A instalação está sendo construída na cidade de Burlington, no Estado de Vermont, EUA, em uma área já parcialmente ocupada por uma termelétrica convencional a vapor, alimentada por madeira, com capacidade de 50 MW. A unidade de demonstração também deve utilizar madeira como insumo⁸³.

⁸² BAIN, R. (1998), NREL, Comunicação Pessoal. KINOSHITA, C. (University of Hawaii, 1999) Comunicação Pessoal.

⁸³ Visita técnica realizada em 1997.

Tabela III.1: Situação em 1995 dos principais projetos de desenvolvimento de gaseificadores

Tipo de gaseificador	Organização	País	Status ou aplicação em 1995	Propósito do projeto
<u>1. Leito fluidizado borbulhante</u>				
• Atmosférico	JWP Energy Products (EPI)	EUA	Vapor para potência	Desconhecido
	Southern Electric Inc.	EUA	Calor de processo	Desconhecido
	Univ. Sherbrooke	Canadá	Em desenvolvimento	Eletricidade
	VUB	Bélgica	Em projeto	Desconhecido
• Pressurizado	IGT	EUA	Demonstração	Eletricidade e metanol
	HTW	Alemanha Finlândia	Cofiring eletricidade e amônia	Eletricidade e gás de síntese
	Tampella	Finlândia	Testes	Eletricidade
<u>2. Leito fluidizado circulante</u>				
• Atmosférico	Ahlström	Finlândia	Calor de processo	Desconhecido
	Batelle Columbus	EUA	Em desenvolvimento	Licenciamento
	Gotaverken	Suécia	Calor de processo	Desconhecido
	Lurgi	Alemanha	Calor de processo	Cogeração
	TPS	Suécia	Cogeração	Eletricidade
• Pressurizado	Bioflow	Finlândia	Demonstração	Eletricidade
<u>3. Leito Fluidizado - Aquecimento Indireto</u>				
• Atmosférico	MTCI	EUA	Em projeto	Vapor para eletricidade
<u>4. Leito fixo</u>				
• Atmosférico	Bioneer	Finlândia	Calor	Desconhecido
	Sofresid	França	Calor	Desconhecido
	Volund	Dinamarca	Em desenvolvimento	Eletricidade
	Wellman	Reino Unido	Calor de processo	Eletricidade
• Pressurizado	General Electric	EUA	Em desenvolvimento	Eletricidade
<u>5. "Entrained flow"</u>				
• Pressurizado	Veba	Alemanha	Em desenvolvimento	Desconhecido
	Texaco	EUA	Cofiring p/ potência	Eletricidade
<u>6. Outros tipos</u>				
• Atmosférico	Thermoselect	Suíça	Demonstração	Tratamento de resíduos

Fonte: BRIDGWATER (1995) apud WALTER, 1998

Tabela III.2 - Projetos piloto de gaseificação da biomassa e geração de energia elétrica

Identificação e localização	Processo de gaseificação	Tecnologia	Ciclo de potência	Turbina a gás	Potência [MWe]	Eficiência [%]	Remoção do alcatrão	Limpeza do gás	Status
Burlington, VT, EUA (a)	aquec. Indireto baixa pressão, vapor injetado	Batelle	Ciclo combinado	ND	12-15	30-35	Dolomita	ciclone e "quençh" com água	Teste
Hawai, EUA (a)	injeção de ar ou oxigênio, Leito fluidizado pressurizado	IGT/Renugas	Ciclo combinado	ND	3-5	30-35	ND	Filtros cerâmicos	Interrompido em 1999 ⁸⁴
Bahia, Brasil (a)	LF circulante atmosférico	TPS	Ciclo combinado	GE	30	37	ND	ND	Comission/ contrato venda de eletric.
Copersucar, Brasil(d)	LF Circulante atmosférico	TPS	Turbina a gás	GE	33	37	ND	ND	Projeto
ARBRE, Yorkshire, GB (a)	LF Circulante atmosférico	TPS	Ciclo combinado	EGT/ Typhoon	8	31	Catalítica Dolomita	Scrubber	Projeto
Energy Farm, Itália (a)	LF circulante Atmosférico	Lurgi	Ciclo combinado	EGT/ Typhoon	12	33	ND	ND	Projeto
Biocycle, Dinamarca (a)	Leito fluidizado pressurizado	U-GAS Renugas	Calor distrital	EGT/ Typhoon	7,2	ND	Dolomita	Scrubber	Projeto
Aerimpianti (b)	LF circulante atmosférico	TPS	Ciclo vapor	_____	6,7	ND	ND	ND	Operação
Värnamo, Suécia (c)	LF circulante pressurizado	Bioflow	Ciclo combinado / Calor distrital	EGT	6	ND	Craqueam . térmico	Filtros cerâmicos	Comission. /Operação

⁸⁴ KINOSHITA, C. (1999). Comunicação pessoal.

Elsam (b)	Leito fluidizado pressurizado	Tampella	Ciclo combinado	ND	7	ND	ND	ND	Projeto
General Electric (b)	Leito fixo, fluxo ascendente atmosférico	GE	Não conhecido		ND	ND	ND	ND	Projeto
North Powder (b)	Leito fluidizado	JWP (EPI)	Ciclo a vapor	_____	9	ND	ND	ND	Não conhecido
MTCI (b)	Leito fluidizado	MTCI	Turbina a gás	ND	4	ND	ND	ND	Projeto
Vattenfall (b)	Leito fluidizado pressurizado	Tampella	Turbina a gás	ND	60	ND	ND	ND	Adiado
VUB, Bélgica (b)	Leito fluidizado borbulhante	VUB	Turbina a gás fechada	ND	0,60	ND	ND	ND	Projeto
Welman, GB (a)	Leito fixo, fluxo ascendente, atmosférico	Welman	Motor de combustão interna	Caterpillar	0,15	ND	Craqueam . térmico	ND	Operação
Batelle, EUA, (a)	leito fluidizado	Batelle	Turbina a gás	Solar	0,20	ND	Craqueam . térmico	ND	Operação

Fontes: (a) BABU (1995); (b) BRIDGWATER (1995); (c) LUNDQVIST (1993); (d) Copersucar (1997)
 ND: informação não disponível; LF: leito fluidizado

Minnesota Agri-Power Project (WALTER, 1998): Este é um projeto de finalidades múltiplas, que visa a produção de eletricidade (75 MW) e de proteína de alta qualidade para ser usada como ração animal, a partir de alfafa. A tecnologia utilizada é o ciclo combinado; parte do vapor gerado nas caldeiras de recuperação será destinado ao processo de fabricação da proteína, aumentando a integração de toda a unidade.

Unidade de Demonstração em Värnamo, Suécia: Esta unidade foi construída pela Bioflow, tendo os testes sido iniciados em 1993. É uma instalação com um gaseificador de leito fluidizado circulante, pressurizado⁸⁵, acoplado a um ciclo combinado. A unidade foi projetada para operar em sistema de calor distrital, produzindo 6 MW de potência elétrica e 9 MW de potência térmica. O projeto inicial prevê o uso de resíduos florestais e serragem como combustível. No entanto, uma série de problemas mecânicos e de processo, em geral associados aos sistema de limpeza do gás, resultaram em sucessivos atrasos no cronograma (ELLIOT e BOOTH, 1996).

Gaseificação de Licor Negro - Uma das opções de produção de energia elétrica a partir da biomassa é a gaseificação do licor negro, subproduto do processo de fabricação de celulose pelo processo sulfato. Essa alternativa já vem sendo considerada há alguns anos, na Finlândia e nos Estados Unidos (KIISKILÄ *et al.*, 1993; LARSON, 1992). Além de uma expressiva elevação da quantidade de eletricidade gerada, em relação ao que hoje se consegue com o uso de caldeiras de recuperação (“Tomlinson boilers”) e turbinas a vapor, considera-se também possível uma sensível redução dos custos do processo, uma vez que imagina-se factível a recuperação direta dos inorgânicos, viabilizando a substituição dos processos de recuperação que requerem o uso de cal (LARSON e RAYMOND, 1997). WALTER, 1998 informa que várias indústrias de equipamentos têm projetos de gaseificadores para licor negro, como a Asea Brown Boveri - ABB - e a empresa norte-americana MTCI, bem como a Noell e a Kvaerner-Chemrec. Também a Babcock & Wilcox e a Texaco avaliam sua entrada nesse mercado (LARSON e RAYMOND, 1997). No caso brasileiro, estudos preliminares efetuados anteriormente indicam potenciais

⁸⁵ Operando a 20 bar e produzindo gás entre 950 e 1000°C.

expressivos para geração de eletricidade no setor de papel e celulose (COELHO *et al.*, 1996, 1999).

Segundo WALTER, 1998, fabricantes de equipamentos, empresários do segmento produtor de celulose e papel e pesquisadores⁸⁶ consideram que o estágio de desenvolvimento da opção BLGCC - gaseificação de licor negro acoplada a ciclos combinados - está num estágio anterior ao da opção de gaseificação da biomassa e, portanto, ainda oferece muitos riscos.

III.2.1.2. Turbinas a Gás

A eficiência e, conseqüentemente, a economicidade dos sistemas de geração de eletricidade a partir de gaseificadores de biomassa depende principalmente do desempenho das turbinas a gás. De fato, nos últimos anos, os aumentos na eficiência e as reduções de custos nos sistemas IGCC devem em grande parte ser atribuídos aos avanços alcançados nas turbinas a gás.

WALTER, 1998, que analisa detalhadamente os aspectos técnicos das turbinas a gás para gás de biomassa, avalia que os avanços tecnológicos das turbinas a gás tendem a ser significativos nos próximos anos: “nos EUA, por exemplo, (...) o programa (...) Advanced Turbine Systems (ATS) - do qual fazem parte indústrias de turbinas a gás e centros de pesquisas, (possui) metas bastante ambiciosas para os próximos anos em termos de aumento de eficiência das turbinas e desenvolvimento de ciclos de potência. Todos os avanços nessa indústria, que visam inicialmente o uso mais eficiente de combustíveis tradicionais poderiam ser repassados às turbinas que serão adaptadas ao uso de combustíveis de baixa densidade energética”.

III.2.2. Projetos em desenvolvimento no Brasil:

Em 1998 existem dois projetos principais em desenvolvimento no país para geração de eletricidade a partir de biomassa em sistemas de gaseificador/turbina a gás:

⁸⁶ Seminário realizado sobre essa alternativa de produção de eletricidade no início de 1997, na Princeton University

Projeto SIGAME (Sistema de Gaseificação Integrada de Madeira para Geração de Eletricidade - Brazilian Demonstration Project⁸⁷): O projeto é uma iniciativa internacional, com a participação de empresas brasileiras (Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, ELETROBRAS, CIENTEC-RS e empresas de consultoria, além do próprio Governo Federal) e européias (Shell International⁸⁸, TPS e Bioflow⁸⁹). O projeto está dividido em cinco fases e no início de cada uma delas seu financiamento é negociado, o que permitiu a participação de várias entidades, como a Rockefeller Foundation, a Winrock International, a Environment Protection Agency, dos EUA, e o Global Environment Facility/GEF. O objetivo final do projeto é a operação comercial de uma unidade de gaseificação de biomassa e alimentação de um ciclo combinado, alimentada com madeira e produzindo cerca de 30 MW. A unidade de demonstração será construída no interior da Bahia.

A primeira fase, realizada entre 1991 e 1992, correspondeu ao estudo de pré-viabilidade e orçamento para equipamentos e processos. Na fase II, encerrada em 1996, em função das incertezas existentes quanto à tecnologia, duas equipes independentes trabalharam no desenvolvimento de sistemas de gaseificação e do sistema de limpeza do gás, gerando dados que foram repassados ao futuro fornecedor da turbina a gás (uma LM 2500, da General Electric). Cada um dos grupos era liderado para uma empresa com experiência em gaseificação da biomassa - a TPS, Termiska Processer AB, da Suécia, que propunha um sistema de gaseificação em leito fluidizado circulante, à pressão atmosférica, e a Bioflow⁹⁰, que propunha um sistema de gaseificação em leito fluidizado, mas pressurizado. A fase II terminou quando a tecnologia proposta pela TPS foi escolhida para a construção da unidade piloto. A fase III do projeto - construção da unidade de

⁸⁷ ELLIOT e BOOTH, 1996.

⁸⁸ Informações recentes (1999) reportam que a Shell retirou-se do consórcio.

⁸⁹ A participação da Bioflow era na proposta do tipo de gaseificador (no caso, pressurizado): entretanto, o consórcio escolheu o gaseificador atmosférico da TPS.

⁹⁰ Uma joint-venture entre a finlandesa Ahlstrom Corporation e a sueca Sydkraft AB.

demonstração - deveria ter começado em 1997, o que não ocorreu⁹¹. A fase IV é o comissionamento da planta, e a fase V é a operação comercial. Pelo cronograma original, a operação comercial estava prevista para o ano 2001. Em 1999 existe ainda a dificuldade de acordo quanto ao preço de venda da eletricidade.

Projeto Copersucar para Geração de Energia por Biomassa, Bagaço de Cana e Resíduos⁹²:

Em Julho de 1997 a Copersucar e o Programa das Nações Unidas para Desenvolvimento (PNUD) assinaram o contrato referente ao projeto, com o objetivo de avaliar e desenvolver tecnologia para o ciclo de produção de eletricidade em sistemas de gaseificação/turbina a gás a partir da biomassa de cana de açúcar.

O projeto é coordenado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia, com recursos do GEF no valor de US\$ 3,75 milhões, sendo a contrapartida da Copersucar de US\$ 3,64 milhões. O desenvolvimento do projeto e a execução da maioria das atividades estão a cargo do Centro de Tecnologia Copersucar.

A tecnologia de gaseificação do bagaço e da palha (resíduos) foi desenvolvida pela TPS (Termiska Processer AB), a partir do trabalho desenvolvido para o projeto SIGAME. O plano geral do projeto inclui a avaliação da disponibilidade e do custo da palha da cana, das rotas agrônomicas para colheita de cana crua, testes do processo de gaseificação atmosférica com bagaço e palha, integração do processo BIG/GT com uma usina típica e avaliação dos impactos ambientais, incluindo os impactos sociais no nível de emprego. Dois modos de operação estão sendo considerados: termelétrica independente (ciclo combinado) ou cogeração. O projeto parte da utilização de uma planta BIG/GT utilizando a turbina GE LM-2500 da General Electric. Segundo a avaliação efetuada pela TPS para termelétrica em ciclo combinado, a potência estimada é de 33 MW (caldeira de recuperação de 60 bar, 500° C)⁹³.

⁹¹ Segundo a coordenação do projeto, o atraso ocorreu devido às dificuldades na negociação econômica, em particular quanto à venda da eletricidade gerada.

⁹² COPERSUCAR, 1997, 1998, 1999

⁹³ Informativo CTC, Setembro 1998, N. 4

Estima-se que o bagaço poderá ser alimentado na granulometria com que sai da moenda, porém serão efetuados testes pela TPS para confirmar este aspecto; também a palha alimentada deverá ter a mesma granulometria, uma vez que o equipamento irá trabalhar com as duas opções, indistintamente. Em termos de teor de umidade, a biomassa alimentada no secador deve antes passar por um processo de secagem, através de um secador tipo “flash drier” de fluxo paralelo⁹⁴, reduzindo a umidade do bagaço de cana de 50% para 10%, conforme a necessidade do gaseificador, segundo determinação da TPS.

Os testes de gaseificação contratados são os seguintes:

- testes para caracterização do bagaço e da palha de cana como combustíveis, indicando os seguintes valores para poder calorífico do bagaço e da palha (Tabela III.3.)
- testes de gaseificação em bancada: potência térmica nominal de 20 kW, tipo leito fluidizado borbulhante injetado a ar
- testes em planta piloto: gaseificador de leito fluidizado circulante atmosférico de 2 MW térmico (de combustível)

Tabela III.3. Resultados obtidos experimentalmente para poderes caloríficos superior e inferior do bagaço e da palha

Poder calorífico MJ/kg base seca	Bagaço peletizado⁹⁵	Palha da estação de limpeza⁹⁶	Palha enfardada⁹⁷
• superior	18,3	14,31-15,12	17,4
• inferior	17,1	13,33-14,12	16,1

Fonte: Relatório Copersucar Janeiro 1999 (n. 5)

III.3. As Barreiras Tecnológicas à Introdução de Tecnologias mais Eficientes:

III.3.1. Barreiras no Setor Agrícola:

A colheita de cana crua, apesar dos benefícios já mencionados, tem sua expansão dependendo de aperfeiçoamentos na tecnologia atual de colheita como analisa BRAUNBECK, *et al.*,1997. Para tal, são necessários estudos relativos não apenas à

⁹⁴ Este tipo de secador tem sido utilizado com sucesso em várias usinas para secar bagaço com os gases de exaustão das caldeiras; por este motivo, a Copersucar escolheu este processo de secagem, com menor investimento e integração mais fácil, em lugar do processo usado no processo SIGAME (tipo tambor rotativo) (Copersucar, 1998).

⁹⁵ 8,7% de umidade

⁹⁶ 7,6% de umidade

colheita de cana crua mas também à sua limpeza; o atual projeto da Copersucar em desenvolvimento irá certamente colaborar para estes resultados.

De qualquer forma, existem restrições técnicas e econômicas à colheita de cana crua principalmente devido a:

- topografia;
- falta de mão de obra qualificada;
- investimentos elevados;
- necessidade de infra-estrutura especial para transporte e recepção da cana na usina, sendo que este último item também está sendo analisado pelo projeto da Copersucar.

Assim, é necessário um esforço econômico para obter-se os ganhos relativos à maior eficiência na colheita de cana, que seguramente se refletirão numa maior quantidade de energia gerada a partir da cana de açúcar, em particular com a geração de eletricidade também na entressafra, pela oportunidade de aproveitamento da palha (BRAUNBECK, *et al.*, 1997).

III.3.2. Barreiras à introdução de tecnologias de cogeração mais eficientes:

Apesar de estarem disponíveis no país as tecnologias convencionais, há ainda uma resistência significativa dentro do setor sucro-alcooleiro com relação à introdução de processos mais eficientes de cogeração.

Neste caso - e também no que se refere às tecnologias em desenvolvimento para cogeração - há necessidade de desenvolvimento de um maior número de projetos de demonstração. Estes projetos podem não apenas colaborar para incentivar os empresários do setor a realizar os investimentos necessários⁹⁸, mas também irão permitir a introdução (a curto prazo) das tecnologias atualmente em desenvolvimento em outros países.

⁹⁷ 9,6% de umidade

⁹⁸ A exemplo do que ocorre no setor de papel e celulose.

Além dos processos mais eficientes como a gaseificação de biomassa, é necessário a P&D de processos para geração de eletricidade a partir de biomassa em pequena escala, imprescindíveis para o adequado aproveitamento de resíduos agrícolas, principalmente nas pequenas propriedades não ligadas à rede elétrica. Em várias regiões do país, como no Sul (resíduos da produção de arroz), no Nordeste (resíduos da produção de coco e outras culturas), existe um potencial significativo que permanece inexplorado por falta de tecnologia adequada no país.

Há também a questão da garantia de energia firme e de alta confiabilidade, durante a safra ou, eventualmente, durante todo o ano. Quanto à disponibilidade de combustível, não há maiores riscos em vista da elevada produção de bagaço, mas há a questão da confiabilidade da unidade de cogeração. Este aspecto parece ser mais uma questão política do que técnica, pois especialistas (SWISHER, 1997) consideram difícil convencer a concessionária de que o excedente gerado, geralmente durante a safra, é suficientemente confiável para poder ser incluído no planejamento da empresa.

Ainda dentro das dificuldades técnicas, há a questão do elevado consumo de vapor no processo de fabricação de açúcar e álcool, o que influencia diretamente a avaliação técnica do excedente a ser gerado. Conseqüentemente, os investimentos na redução do consumo de vapor são uma variável importante no planejamento da usina (COPERSUCAR, 1990, WALTER, 1994, COELHO, 1992, entre outros)⁹⁹.

Enfim, para que os projetos de demonstração se viabilizem é necessário a implementação de políticas adequadas e de investimentos em projetos de pesquisa no país.

⁹⁹ De fato, se a usina opera com turbinas de contrapressão, a redução no consumo de vapor no processo acarretaria uma menor potência gerada; por outro lado, se a turbina for de extração-condensação, visando a geração na entressafra, uma menor vazão de vapor extraído para o processo tem como consequência uma maior potência gerada.

IV. AS BARREIRAS POLÍTICAS E INSTITUCIONAIS:

As vantagens da auto-produção e da cogeração são suficientemente conhecidas, para todos os setores envolvidos, tanto assim que inúmeros países introduziram mecanismos especiais para sua implementação, obtendo resultados significativos (WORRELL, 1996, WALTER, 1994). No Brasil, em termos legais, não parece haver maiores impedimentos; existe legislação a respeito, admitindo a compra de excedentes de eletricidade pelas concessionárias. Já existe também a figura do produtor independente de energia, recentemente introduzida, que pode vender eletricidade a terceiros, com acesso garantido à rede. No entanto, há ainda várias dificuldades institucionais e políticas a serem resolvidas. Assim, argumentos (aparentemente) técnicos e econômicos acabam sendo utilizados contra a implementação da cogeração, em defesa de outros interesses dos setores envolvidos, como analisado nesta parte.

Por outro lado, a legislação referente ao auto-produtor não incentiva os investimentos das empresas, pelas inúmeras exigências e pelo estabelecimento do custo marginal de longo prazo da geração como limite para o preço de compra da energia, entre outras dificuldades. Antes das mudanças na legislação, a regulamentação do antigo DNAEE estabelecia como teto a tarifa de suprimento da concessionária geradora (no caso da CPFL, a tarifa de suprimento da CESP). Este aspecto é, aliás, criticado dentro do próprio setor; segundo SCHELEDER, 1997, “a maioria das concessionárias de distribuição ainda confia no provimento, por parte das geradoras, principalmente das federais, da energia necessária a preços de suprimento cujo nível médio se situa em torno dos US\$ 36/MWh¹⁰⁰, incluindo o custo da transmissão. Na verdade, **este custo não corresponde à realidade econômica, na medida em que não remunera adequadamente os capitais investidos da maioria das geradoras...**” (grifo nosso).

Mesmo após a privatização do setor, e da introdução da figura do produtor independente, ainda existem dificuldades, como será discutido. As tarifas de pedágio para o acesso à rede não colaboram para viabilizar a venda de excedentes e as concessionárias

(agora privatizadas) não se interessam na compra de eletricidade de cogeneradores. Além disso, ainda não existe legislação específica de incentivo como ocorre com outras energias renováveis.

IV.1. O Ponto de Vista do Setor Elétrico:

Dentro da arraigada cultura do setor elétrico¹⁰¹, que sempre privilegiou a expansão hidráulica no processo de planejamento, a cogeração era encarada pelas concessionárias com reservas, como “perda de poder”. Observa-se, inclusive, alguns comportamentos de não aceitação do risco de déficit e das dificuldades na oferta, com afirmações de que o “sistema interligado opera perfeitamente, conforme o período hidrológico das diferentes regiões” e de que “não há problemas na oferta de energia”. Apesar da crítica que se pode fazer aos métodos de avaliação de demanda utilizados pela Eletrobrás (BÔA NOVA, 1985), de fato observou-se de 1994 a 1997 um crescimento inesperado no consumo de energia elétrica, superior até às expectativas oficiais, como já discutido na primeira parte do presente estudo.

Como argumento “técnico” contra a compra de excedentes do setor sucro-alcooleiro, é freqüentemente utilizado o fato da geração de eletricidade ocorrer somente na safra, e não haver oferta de energia firme. Não é considerada, portanto, talvez a maior vantagem da cogeração no setor sucro-alcooleiro, que é a oferta durante o período seco, exatamente quando o sistema elétrico das regiões Sul e Sudeste apresenta maiores dificuldades.

Também o estabelecimento do preço de compra dos excedentes acaba por ser utilizado como mecanismo para a inviabilização do processo. Anteriormente à privatização, a legislação estabelecia o custo marginal de expansão como limite ao preço de compra, apesar de existirem outros aspectos a serem considerados. Como já mencionado, em 1996 a Eletrobrás avaliou em US\$ 45/MWh o custo marginal de expansão da Região Sudeste

¹⁰⁰ Câmbio na época de R\$1/US\$

¹⁰¹ Além das pressões dos setores interessados, como já analisado aqui.

(calculado para juros de 10% a.a.¹⁰²) o que, convertido para reais pelo câmbio da época, correspondia a R\$ 35/MWh (na ocasião, ocorria a super-valorização do real em relação ao dólar). Mesmo sem analisar as premissas utilizadas para tal avaliação¹⁰³ (o que escapa aos objetivos deste trabalho, apesar de também permitir interessantes considerações políticas), verifica-se que aquele passou a ser o valor limite (transformado em reais, constante) para o setor elétrico, nas negociações com as usinas, sem considerar que o real sofreu posteriores desvalorizações frente ao dólar, o que eleva o custo marginal para mais de R\$ 45/MWh, em 1996¹⁰⁴.

Um outro aspecto se refere às condições de atendimento emergencial aos auto-produtores: são utilizadas tarifas tão elevadas que acabam por não incentivar a auto-produção¹⁰⁵. Isto sem mencionar as exigências técnicas, tão rigorosas e excessivas que nem mesmo as próprias concessionárias as aplicam (WALTER, 1994). Como, apesar do Protocolo existente, não há obrigatoriedade legal para compra de excedentes de cogeneradores (como em outros países), as concessionárias podem escolher outras opções na oferta de energia. É de particular significado o fato de que a proposta de lei de obrigatoriedade de compra de excedentes de cogeração não conseguiu obter o apoio das concessionárias.

A própria CPFL, que tradicionalmente desempenhou papel relevante na compra de excedentes do setor sucro-alcooleiro, ainda não definiu sua política neste aspecto, após a privatização. Aliás, é interessante observar que, em março de 1999¹⁰⁶, em função da elevação da taxa de câmbio, a CPFL “adiou (...) qualquer decisão de investimentos em geração de energia a partir do gás natural da Bolívia”. Segundo o presidente da empresa, o câmbio nesta época (quase R\$2/US\$) inviabiliza a geração termelétrica a partir de gás natural (GN) da Bolívia, estimada pelo mesmo em US\$ 60/MWh, uma vez que todos os

¹⁰²O próprio plano aponta que, para juros de 15% a.a., o que corresponde a condições financeiras mais realistas, este valor aumenta para US\$ 60/MWh.

¹⁰³Como analisado em BAJAY e WALTER, 1994, “os custos marginais dos sistemas interligados não refletem os custos evitados em regiões específicas de uma certa área de concessão. Os custos marginais das sub-regiões (...) seriam (...) referências mais adequadas”.

¹⁰⁴Câmbio médio de R\$1,02/US\$ (nov/96).

¹⁰⁵A tarifa da potência contratada é reduzido mas o valor da energia é elevado.

bens importados sofreram considerável elevação de preços. Ainda segundo a mesma fonte, os investimentos na térmica de 900 MW e outros projetos de cogeração a gás natural foram postergados, pelo mesmo motivo: além do preço do gás, há a elevação de preços dos equipamentos necessários (turbinas a gás), todos importados¹⁰⁷.

As conseqüências destes fatos na matriz energética brasileira ainda não foram devidamente analisadas, mas sabe-se que as UTE a ciclo combinado (com GN da Bolívia) eram consideradas fundamentais para suprimento da demanda, sem falar na energia de Itaipu, agora trabalhando praticamente a plena carga em virtude do aumento da demanda.

Na verdade, como já mencionado, é freqüente (nas concessionárias) o receio de “perder” os seus maiores clientes (grandes consumidores), para que sejam atendidos por produtores independentes. Também não se interessam em que os mesmos sejam auto-produtores. Em vista do poder político do setor elétrico, esta “perda” não representa apenas uma “perda econômica”¹⁰⁸ sob o ponto do setor, mas também (e principalmente?) a perda de poder político, o que não deixa de ser uma questão interessante num momento em que as empresas do setor estão sendo privatizadas...

Em resumo, apesar das vantagens da cogeração para o setor elétrico (WALTER, 1994), observa-se que, persistem dificuldades para sua implementação:

- (1) continua existindo, dentro do planejamento do setor, a valorização do potencial hidroelétrico, como já discutido anteriormente, sem observar que também nas hidroelétricas os impactos ambientais são significativos, como revisto na Parte III (MOREIRA e POOLE, 1991, FURTADO, 1996, ROSA, *et al.*, 1995, COSTA, 1996);
- (2) dentro das concessionárias, em escalões inferiores (principalmente na operação) a compra de excedentes de auto-produtores ainda parece ser vista com reservas, por conservadorismo e preconceito, mesmo que não existam prejuízos para a empresa. Esta

¹⁰⁶ Jornal “O Estado de São Paulo”

¹⁰⁷ Ocorre também a elevação das tarifas de Itaipu que, sendo cotadas em dólares, ficaram sujeitas às mesmas elevações decorrentes da mudança do câmbio.

¹⁰⁸ Este comportamento também merece uma reflexão, em vista do momento de dificuldades que o setor atravessa, pelas perspectivas de não atendimento da demanda.

resistência ocorre principalmente dentro da área de operações, em nome da qualidade do serviço prestado pela empresa, muitas vezes com exigências técnicas que a própria empresa não utiliza (WALTER, 1994);

- (3) mesmo dentro do contexto de desregulamentação do setor; com a lei do Produtor Independente de Energia, a comercialização junto a terceiros depende das tarifas ainda a serem definidas.

É interessante observar, após o início da privatização do setor, as modificações na política da Eletrobrás. Antes das mudanças ocorridas, a Eletrobrás, apesar de empresa “holding” e responsável pelo planejamento do setor, não parecia demonstrar maior interesse em incluir a cogeração de partir de biomassa no planejamento. Entretanto, no final dos anos 90, verifica-se a decisão de defender as fontes renováveis de energia, inclusive com a criação de grupos de trabalho visando a sua implementação¹⁰⁹.

Ressalte-se a aprovação (também recente) da Lei n. 9648, em 1998, segundo a qual a Eletrobrás poderá se associar minoritariamente em empreendimentos de geração de energia elétrica. A empresa estuda ainda a possibilidade de constituição de um fundo de aval, gerido pela própria Eletrobrás, notadamente para a geração distribuída.

Será que, neste contexto, não seria adequado repensar-se a opção aparentemente esquecida (principalmente pelas concessionárias elétricas depois de privatizadas) da compra de energia elétrica excedente do setor sucro-alcooleiro? Será que não valeria a pena lembrar que o combustível utilizado pelas mesmas, o bagaço de cana, é nacional, não depende das flutuações da taxa de câmbio e, em termos macroeconômicos, faz parte de um processo integrado de produção, no qual também é produzido o álcool combustível, substituto nacional do combustível importado, bem como o açúcar, que é produto importante de exportação do Brasil?

¹⁰⁹ Com o objetivo de encaminhar ao Poder Legislativo e à ANEEL propostas para regulamentação de fontes alternativas de energia.

IV.2. O Ponto de Vista do Setor Sucro-alcooleiro:

Também no caso do setor sucro-alcooleiro observa-se uma postura claramente conservadora, que encara os investimentos em cogeração com grandes reservas. Salvo algumas exceções, a maioria das usinas considera que o seu objetivo não é vender excedentes de eletricidade e, portanto, não demonstra interesse nos investimentos para tal.

Pela própria história do setor e do Proálcool, verifica-se que o setor costumava contar com a proteção dos governos e dispunha de grande força política. Desta forma, mesmo no novo contexto político, não parece haver motivação para que investir num processo que o mesmo vê com desconfiança, sem garantias de que o produto (excedente de eletricidade) terá um mercado seguro. Na verdade a maior preocupação do setor é com os preços do açúcar no mercado internacional, bem como a situação do Programa do Álcool no país. Conseqüentemente, os empresários ficam hesitantes em realizar novos investimentos para explorar esta nova oportunidade, apesar do enorme potencial (3 000 MW).

Como, de fato, a comercialização de excedentes não é suficiente para tornar o álcool competitivo com a gasolina, muitas indústrias não vêem motivos para investir, desconsiderando as vantagens da sua diversificação. Um outro aspecto, já mencionado, é a receita com a venda de bagaço, que em muitos casos atinge valores significativos, sem necessidade de investimentos (com os riscos naturais inerentes aos mesmos). Em 1992 o bagaço excedente era vendido a um preço de US\$4,5/t (líquido para a usina) e, em 1997, o preço de venda atinge US\$7,5/t, havendo entretanto casos em que atinge US\$ 12/t¹¹⁰. Em 1999, entretanto, a realidade parece começar a mudar: em muitos casos a venda de bagaço é realizada a um preço de R\$ 2/t, como já mencionado e, segundo a Copersucar, este pode mesmo ser considerado o preço médio de venda, o que corresponde a uma significativa redução na receita. Este fato, por outro lado, pode colaborar para um eventual interesse do setor em gerar excedentes.

¹¹⁰ Câmbio de 1R\$/US\$.

Além disso, como a maioria das empresas possui uma administração predominantemente familiar, fica limitada a participação das agências internacionais de fomento como eventuais financiadoras do processo. Apesar dos aspectos positivos do setor (PIB estimado em US\$ 10 bilhões, correspondendo a aproximadamente 1,5% do PIB nacional, US\$ 2 bilhões de impostos recolhidos até dezembro de 1997, economia de divisas até 1997 de US\$ 33 bilhões, sem incluir o custo da dívida¹¹¹)¹¹², grande parte das indústrias do setor ainda tem dívidas elevadas (estimativas de US\$ 7 bilhões em 1997, correspondendo a 70% do faturamento¹¹³), a falta de investidores acaba por se tornar uma barreira adicional. Entretanto deve ser lembrado que a dívida do setor elétrico é de US\$ 40 bilhões¹¹⁴, apenas a título de comparação.

Em março de 1999, quando este trabalho estava em fase final, estavam sendo estudadas medidas de incentivo para viabilizar o gás natural (paridade com óleo combustível), bem como para incentivar as empresas nacionais do setor petróleo a participarem dos novos empreendimentos, com empréstimos e isenções de impostos. Não poderia este exemplo ser seguido de modo a viabilizar a cogeração no setor sucro-alcooleiro?¹¹⁵

A partir de 1996, com a perspectiva de liberação de preços do álcool, o setor passou a concentrar seus esforços nas pressões políticas junto ao Ministério da Fazenda, sem considerar (salvo exceções) que a cogeração poderia ser uma opção interessante a ser considerada. O álcool apresenta poucas possibilidades de concorrer economicamente com a gasolina a curto prazo, mas a geração de excedentes tem maiores possibilidades de se viabilizar, representando uma oportunidade interessante para o setor sucro-alcooleiro (ZYLBERSZTAJN, 1995).

¹¹¹ A economia de divisas atinge US\$ 70 bilhões até 1997, se incluído o custo da dívida.

¹¹² Carvalho, L.C., ÚNICA (União das Indústrias Canavieiras). **Comunicação pessoal**. 1997.

¹¹³ Idem.

¹¹⁴ Moreira, J.R. **Comunicação pessoal**. 1997.

¹¹⁵ Este assunto será discutido com mais detalhes no capítulo V

Conforme analisado por WALTER, 1994 (p. 170), no setor sucro-alcooleiro “a necessidade de diversificação e a possibilidade de redução dos custos de produção do álcool não tem sido fortes o suficiente para estimular o empresariado (do setor)”. Além da postura conservadora, há o fato da administração essencialmente familiar que dificulta a associação com agentes financeiros externos. Há também a falta de motivação para alcançar uma maior competitividade na produção de álcool, inclusive na redução de custos de produção, pela força política que o setor possuía.

Desta forma, pesquisadores consideram que há a possibilidade de serem concedidas vantagens sem que o setor seja efetivamente cobrado no sentido de se obter uma maior competitividade do álcool em termos econômicos (MOREIRA, 1997). Em consequência, as usinas e destilarias não percebem a oportunidade existente para realização de investimentos em tecnologias mais eficientes e esperam que, mais uma vez, sejam obtidos benefícios especiais para a implantação do programa.

Por outro lado, há a desconfiança do setor sucro-alcooleiro quanto à estabilidade dos contratos de suprimento de longo prazo e o receio de estabelecer contratos com um setor (elétrico) que era controlado pelo Governo Federal, tomando decisões de caráter corporativista (WALTER, 1994). Passando por grandes modificações em consequência da privatização em curso, mesmo assim o setor elétrico ainda é visto com desconfiança. Por outro lado, a nova legislação/regulamentação ainda não atingiram o objetivo de viabilizar o PIE.

Neste contexto, deve ser ressaltado que existem casos concretos de empresas decididas a investir na geração de excedentes, como a Companhia Energética Santa Elisa, como será analisado a seguir neste trabalho.

IV.3. O Ponto de Vista da Sociedade

Do ponto de vista da sociedade, como já discutido em trabalhos anteriores (WALTER, 1994, ZYLBERSZTAJN e COELHO, 1996), um programa de cogeração poderia trazer benefícios ambientais e econômicos (pela dinamização do setor de equipamentos, com geração de empregos significativa, aumento nos impostos recolhidos aos governos, com as conseqüências positivas sabidas, entre outros).

Os aspectos sociais devem ser particularmente considerados, pela sua relevância; o setor sucro-alcooleiro é responsável pela criação de aproximadamente um milhão de empregos no país (1998), a maior parte na zona rural. A tabela III. 4. ilustra a relação entre o número de empregos gerados nos diferentes setores ligados à energia.

Tabela III.4: Número de empregos no setor de energia do Brasil

Setor	Número de empregos	Produção de energia (BEP/d)	Indicador (empregos/BEPd)	Relação com o petróleo
Alcool	707 289	103 200	6,854	152
Petróleo	55 000	1 206 000	0,045	1
Energia elétrica	180 500	1 198 000	0,150	3
Carvão	12 500	65 000	0,192	4

Fonte: CDI/MICT, 1980 a 1984

Mesmo considerando as condições precárias de trabalho em muitos estados deve ser considerado que esta é em muitos casos a única opção a curto prazo para trabalhadores não qualificados, o que infelizmente corresponde à realidade no setor rural brasileiro. Ainda que consideremos que a introdução da colheita de cana crua deverá reduzir a oferta de empregos, como já analisado, espera-se que os estudos em desenvolvimento (COPERSUCAR, 1997) analisem estas conseqüências.

Também do ponto de vista de investimento para geração de empregos, é significativa a relação entre os investimentos no setor sucro-alcooleiro e em outros setores, como mostra a tabela III.5.

Entretanto, ao contrário do que ocorre em outros países - como por exemplo o programa da “Green Electricity”, nos Estados Unidos (LAMARRE, 1997) ou a “NFFO-Non Fossil Fuel Obligations” (MITCHELL, 1995), na Inglaterra, não se verifica no Brasil uma consciência da importância da utilização da biomassa como fonte energética; programas de incentivos às energias renováveis, de uma forma geral, dependem principalmente de ações localizadas de setores governamentais¹¹⁶.

Tabela III.5: Investimentos necessários para criação de postos de trabalho nos setores industriais

Setor industrial	Investimento específico (US\$/emprego)¹¹⁷	Relação com o setor sucro-alcooleiro
Química e petroquímica	220 000	20,1
Metalurgia	145 000	13,3
Bens de capital	98 000	9,0
Indústria automobilística	91 000	8,3
Bens intermediários	70 000	6,4
Bens de consumo	44 000	4,0
Açúcar/álcool	10 918	1,0

Fonte: CDI/MICT, 1980 a 1984

IV.4. O Ponto de Vista dos Agentes Econômicos :

É evidente o interesse dos agentes financeiros internacionais no processo de privatização do setor elétrico brasileiro. Também se observa que um grande número de empresas internacionais de consultoria e fabricantes de equipamento estão acompanhando de perto o processo, em busca de oportunidades de investimento. No entanto, observa-se que as intenções de correr riscos não existem, praticamente¹¹⁸; os investidores desejam definições precisas relativas à política de preços antes de tomar decisões. Também os potenciais investidores internacionais consideram elevado o risco associado à volatilidade

¹¹⁶ A criação do Centro Nacional de Referência de Biomassa (iniciativa do Ministério de Ciência e Tecnologia, da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, da Universidade de São Paulo e do Biomass Users Network do Brasil) e o esforço desenvolvido pela Agência de Aplicação de Energia de São Paulo/Secretaria de Energia para implementar um programa de cogeração no setor sucro-alcooleiro são exemplos destas iniciativas.

¹¹⁷ Dólares de 1984

¹¹⁸ MARTINO, C. (Banque Paribas), seminário sobre “Auto-produção e Cogeração de Energia Elétrica”, 9/10 de dezembro de 1996, São Paulo.

da indústria sucro-alcooleira no Brasil, em particular as incertezas do Programa Nacional do Álcool.

Também no caso dos agentes econômicos nacionais, como o BNDES, a exigência excessiva de garantias acaba por inviabilizar os investimentos. Conforme verificado em contatos pessoais, mesmo que um potencial investidor possua um contrato de venda de excedentes estabelecido, esta não é considerada uma garantia suficiente; segundo o setor, há ainda o período de construção da planta, não coberto. Este aspecto é discutido em detalhes no recente trabalho desenvolvido por SWISHER, 1997, junto à CPFL.

Em particular verifica-se¹¹⁹ que o maior interesse dos investidores internacionais se restringe à construção de grandes termelétricas a gás natural¹²⁰ (e às hidrelétricas convencionais) as quais, por se tratar de tecnologia amplamente comercializada e com investimentos inferiores aos da geração a partir da biomassa, são encaradas como situações mais seguras de retorno do investimento. Neste aspecto deve ser ressaltado a influência da Petrobrás, no sentido de procurar parcerias para implantação destas usinas, com o objetivo oficial de “viabilizar o gasoduto Brasil-Bolívia”, o que não é na verdade absolutamente necessário, como mostram estudos existentes (MENDES, 1996). Neste estudo demonstra-se que a utilização do gás natural para cogeração no setor industrial é a opção mais indicada, dentro de um planejamento energético integrado, por se tratar de tecnologia mais eficiente.

Há também as questões levantadas quanto à capacidade de gerenciamento das empresas do setor, pelo fato de serem na maior parte empresas familiares e, mesmo quando estão interessadas no desenvolvimento de novas tecnologias, permanece a dúvida (em muitos casos) quanto à capacidade de continuidade nos projetos.

Enfim, os potenciais investidores consideram que, sem uma clara regulamentação, o risco dos investimentos em projetos de cogeração permanece elevado.

¹¹⁹ Este fato verifica-se nas recentes licitações para as termelétricas a gás natural .

¹²⁰ Situação esta em vias de ser drasticamente alterada pela elevação das taxas de câmbio em 1999.

Por outro lado, apesar da grande preocupação mundial referente aos aspectos ambientais, em particular ao “efeito estufa”, não se verifica um maior interesse dos organismos internacionais em iniciar “**de fato**” o processo de “joint implementation” com os países em desenvolvimento¹²¹, o que poderia ser um mecanismo de incentivo à cogeração com biomassa (em particular, bagaço de cana) (GOLDEMBERG, 1997).

¹²¹ Este processo, de forma simplificada, significa que os países desenvolvidos investiriam em tecnologias mais eficientes e menos poluentes, a serem implantadas em países em desenvolvimento, reduzindo a emissão de carbono nesses países. A redução de emissões nesses países daria então um “crédito” aos países desenvolvidos que não conseguissem mais reduzir as suas próprias emissões, conforme discutido novamente na recente Conferência de Quioto (1997).

V. AS BARREIRAS ECONÔMICAS E FINANCEIRAS:

V.1. A Comercialização dos Excedentes de Eletricidade:

V.1.1. Venda às concessionárias:

Como já mencionado, o Protocolo existente desde 1993 entre as concessionárias do Estado de São Paulo e as empresas de açúcar e álcool estabelecia que o preço de compra da eletricidade excedente deveria ser de acordo com o custo marginal de expansão do setor, estabelecido pela Eletrobrás anualmente¹²². Este valor, entretanto não era considerado satisfatório pelo setor sucro-alcooleiro, considerando que o valor não remunerava adequadamente os investimentos realizados para a geração de excedentes.

Como se sabe, desde o estabelecimento do Protocolo, verificaram-se várias reduções na referência tarifária estabelecida pela Eletrobrás - apesar de, na década de 90, ter ocorrido um aumento no preço ofertado pelas concessionárias estaduais.

Esta questão era uma das maiores dificuldades para o consenso entre as partes. Este preço é limitado pelo custo marginal de expansão da região, que é tradicionalmente estabelecido pelo GCPS¹²³ Eletrobrás. Entretanto, mesmo após a privatização, esta parece continuar sendo a referência para as concessionárias. No Plano 1997/2006 (Eletrobrás, 1996), este valor (sistema interligado N/NE, S/SE/CO) foi avaliado em US\$ 40/MWh (planejamento de 1996 referido a 1995), contra US\$ 38/MWh estabelecido anteriormente (planejamento de 1995 referido a 1994, Eletrobrás, 1995)¹²⁴. Deve ser observado, entretanto, que:

¹²² De fato, o DNAEE estabeleceu em 1988 que o preço de compra da eletricidade excedente “não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo da geração, para os sistemas interligados”(Portaria DNAEE no. 246)

¹²³ Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - Eletrobrás.

¹²⁴ Na verdade desde a assinatura do Protocolo os custos de expansão da região tem decrescido significativamente, segundo a Eletrobrás, desde US\$ 45/MWh em 1993 (dólares de 1993) até US\$ 38/MWh em 1995 (dólares de 1995). Atualizando-se o valor de 1993 (6% a.a. para inflação do dólar), obtém-se US\$50,56/MWh para o custo de expansão de 1993 em dólares de 1995.

- (1) o custo de expansão é estimado com base em condições financeiras tradicionalmente utilizadas pelo setor elétrico (10%aa, 20 anos), sendo que, para 15%aa, 20 anos, o valor obtido seria de US\$ 60/MWh. Por outro lado, o custo do déficit, segundo a própria Eletrobrás, era de US\$ 410/MWh em 1995 (US\$833/MWh para 15%aa) crescendo em 1996 para US\$ 540/MWh (média para o país) (Eletrobrás, 1996);
- (2) este valor foi avaliado em dólares e, utilizando-se a taxa de câmbio de setembro de 1997 (R\$ 1,13/US\$), chega-se a R\$45,20/MWh (ou US\$67,8/MWh para 15%aa). No entanto as concessionárias utilizavam na mesma época a taxa de R\$ 1/US\$ para a conversão o que acabava por manter o preço de compra em níveis ainda mais reduzidos.
- (3) as concessionárias não utilizam o custo marginal de expansão da geração para estabelecimento do preço de compra de excedentes. Como a tarifa média de suprimento da CESP é inferior ao custo marginal de expansão, as concessionárias do Estado de SP adotam este valor (R\$ 35,338/MWh em 1996 e R\$ 37,5/MWh em 1998) como preço de compra para contratos de longo prazo (dez anos); mesmo para contratos de curto prazo, até dois anos, é pago R\$ 11,87/MWh (safra de 1996), um terço da tarifa de suprimento (e não do custo marginal). Também não é considerado o fato de que a geração de excedentes ocorre no período seco, que corresponde às maiores dificuldades para a oferta de eletricidade no SE. Aliás, na região de concessão da CPFL, estudos recentes indicam custos marginais de geração e transmissão em torno de R\$ 60-70/MWh no período de Maio a Dezembro (SWISHER, 1997).
- (4) O valor acima, estabelecido pela Eletrobrás, não parece estar de acordo com os custos de geração das últimas UHE, recentemente terminadas pela CESP (custos de geração entre US\$ 100-150/MWh, sem mencionar o caso da UHE de Três Irmãos, que atinge US\$ 300/MWh, segundo estimativas existentes¹²⁵), nem com os custos de Angra I, conforma já analisado neste trabalho.

Em resumo, por ocasião do estabelecimento do Protocolo, o custo marginal de expansão do Sul/Sudeste era US\$45/MWh (dólares de 1993 que para uma inflação do dólar de 6% a.a., corresponderia a US\$ 50,56 em 1995), caindo continuamente para US\$

38/MWh em 1995. O valor estabelecido para 1996 foi US\$ 40/MWh. Este valor foi, “recomendado” pelo GCPS (ELETROBRÁS, 1996) considerando que o custo marginal de expansão estaria na faixa de US\$ 35 a 45/MWh. Na verdade a utilização de valores médios acarreta dificuldades; por exemplo, para o Mato Grosso do Sul e Mato Grosso o próprio Plano indica US\$ 45/MWh, enquanto que os estudos existentes para a região da CPFL indicam valores ainda mais elevados (SWISHER, 1997).

Dentro da análise econômica há ainda dois aspectos a serem analisados: a não inclusão dos custos de transmissão no preço de compra dos excedentes. Além dos dados já mencionados, sabe-se que a CESP, em São Paulo, por exemplo, compra energia de Itaipu¹²⁶ a R\$ 39,84/MWh¹²⁷, sem incluir custos de transmissão. Estes custos devem ser incluídos na comparação, uma vez que a geração de excedentes pelo setor sucro-alcooleiro é efetuada diretamente na tensão da rede de distribuição, sem custos de transmissão.

Neste aspecto é particularmente interessante o estudo mencionado (SWISHER, 1997), pois o mesmo compara a compra de excedentes de cogeneradores do setor sucro-alcooleiro com o custo de distribuição da concessionária CPFL, considerando os investimentos necessários nas subestações. Na verdade, a concessionária poderia se beneficiar de oportunidades de não efetuar investimentos, optando pela compra da eletricidade de cogeneradores, dentro de um planejamento integrado.

Segundo SWISHER, 1997, a tarifa de R\$13/MWh (para contratos de curto prazo) é suficiente apenas para cobrir os custos de conexão à rede, sem novos investimentos para geração de excedentes.

Na ocasião em que este trabalho estava em fase final, as modificações introduzidas na legislação do setor elétrico fazem com que não exista mais a imposição do preço de compra de excedentes às concessionárias. Entretanto, parece evidente que as

¹²⁵ C. Guedes (Tese de Doutorado em desenvolvimento). Seminário no IEE/USP (1997).

¹²⁶ Outras informações reportam em US\$ 36/MWh o preço de compra, mais US\$ 6/MWh de transmissão (C. Guedes, **Comunicação Pessoal**, 1997)

¹²⁷ US\$ 36/MWh, para R\$1,10/US\$ (câmbio em dezembro de 1997). (“Jornal da Tarde”, 8/10/97)

concessionárias não têm interesse em comprar a energia gerada a partir do bagaço de cana (apesar de suas vantagens ambientais e estratégicas), devido a:

1. mentalidade conservadora existente nas concessionárias;
2. falta de competitividade econômica desta geração – em alguns casos - com as formas tradicionais, uma vez que os preços finais da energia elétrica aos consumidores são controlados pela ANEEL. A definição dos valores normativos, discutida na Parte III desta tese, poderia colaborar para resolver este problema;
3. própria falta de interesse do setor sucro-alcooleiro em gerar excedentes, pelos motivos também já discutidos;
4. falta de mecanismos de incentivo.

V.1.2. A Venda de Eletricidade a Terceiros:

Com a recuperação das tarifas de energia elétrica desde 1995, a venda de eletricidade a terceiros passou a ser uma opção economicamente interessante, uma vez que existe a possibilidade de um preço de venda dos excedentes significativamente superior àquele pago pelas concessionárias. A energia poderia ser vendida a empresas do setor terciário, cujas tarifas pagas às concessionárias locais são significativamente elevadas e provavelmente teriam interesse em comprar a energia de terceiros. Entretanto, também aqui ocorre um entrave: a questão do pedágio para o uso da rede de transmissão para o transporte de energia.

Apesar de publicada a Portaria n. 459/97, de 10/11/97, com a “Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica”, o problema persiste. Inicialmente, simulações (muito) preliminares efetuadas na época para este trabalho, indicavam valores demasiadamente elevados para os custos de transmissão e distribuição num estudo de caso considerado¹²⁸, o que não viabilizava a venda a terceiros. Estes resultados foram na época confirmados pelas informações obtidas junto a especialistas do setor, segundo os quais a venda só se viabiliza para tensões em níveis A4, o que não é ainda permitido pela legislação. Em 1999, aguarda-se o estabelecimento de novos valores para os custos de pedágio.

Por outro lado verifica-se, para a energia gerada em pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), a redução de 50% na tarifa de transporte. A proposta é que este incentivo seja estendido às outras energias renováveis, em particular à biomassa, pelo seu elevado potencial dentro da matriz energética.

Assim, mesmo com a recente legislação, que deveria incentivar o processo de geração de excedentes (permitindo a venda de excedentes a terceiros), ainda não se verificam condições práticas para tal. Em primeiro lugar, é importante lembrar que a legislação somente autoriza a venda a terceiros para os produtores independentes; esta não seria propriamente uma barreira, porque poderia ser contornada¹²⁹, havendo porém detalhes fiscais a serem resolvidos¹³⁰.

V.2. Financiamentos e Impostos para Instalações de Cogeração a partir de Biomassa:

V.2.1. Barreiras econômico-financeiras:

As principais barreiras econômicas são simplesmente devidas aos elevados custos envolvidos em muitos casos, devido ao tamanho dos projetos (como já discutido neste trabalho), o que requer a participação de agentes financeiros. Entretanto, não se verifica maior interesse dos bancos de investimentos em financiar instalações de geração a partir de biomassa. Experiências recentes mostraram que, apesar da insistência da ANEEL, mesmo o BNDES não demonstra interesse neste investimento, apresentando inúmeras exigências de garantias que acabam por inviabilizar o financiamento.

De fato, SWISHER, 1997 considera que as principais dificuldades incluem:

1. o pequeno tamanho dos projetos e os custos de transação;

¹²⁸ Foram adotadas as seguintes hipóteses a título de avaliação preliminar: geração em São Paulo, em Ribeirão Preto (usina de açúcar e álcool), transmissão CESP, distribuição Eletropaulo (A3a ou A4), para venda a um “shopping-center” (380,75 horas normais), 50 MW de potência.

¹²⁹O cogrador poderia estabelecer uma empresa para gerar e vender os excedentes, com a figura jurídica do produtor independente, mas esta é sempre vista como uma dificuldade adicional. Além disso, há o fato de que o cogrador pode se creditar do ICMS pago, o que não acontece com o produtor independente. Desta forma, ao operar como produtor independente, o cogrador sofreria uma penalidade adicional.

2. a disponibilidade de financiamento de longo prazo;
3. a falta de contratos para pequenos projetos;
4. a falta de garantias; e
5. a falta de financiamento local.

Tamanho do projeto e custos de transação: estas são as principais dificuldades do ponto de vista dos bancos privados. Além do custo de instalação elevado, existe ainda uma elevada componente de custo fixo (pessoal especializado), independentemente do tamanho; estes custos não podem ser absorvidos pelo projeto econômico global.

Falta de contratos de longo termo e falta de garantias para os contratos: Tradicionalmente os projetos de infra-estrutura se beneficiavam de contratos de longo termo com os consumidores (governos ou agências governamentais), o que não ocorre na presente situação, após a privatização.

Falta de garantias: além das garantias técnicas, indispensáveis para a realização do projeto, os investidores requerem garantias comerciais. Como analisa SWITCHER, 1997, na verdade ocorre um paradoxo. Por um lado, os países em desenvolvimento são incentivados a introduzir a privatização dos setores estatais e reformular suas economias na direção de uma estrutura baseada no mercado; por outro lado, os bancos continuam a solicitar garantias do Governo Federal para assegurar os investimentos de longo prazo no setor privado.

Falta de financiamento local: este aspecto é particularmente importante para pequenos projetos no setor energético, devido às elevadas taxas de juros praticadas, bem como à falta de familiaridade do setor com estruturas de “project-finance”.

Por exemplo (SWISHER, 1997), os termos do financiamento da Usina Vale do Rosário pelo Banco Itaú incluem taxas de juros na faixa de 13 a 14% mais a taxa de juros de longo prazo (TJLP), o que atinge a faixa de 18 a 20% ao ano. Considerando a inflação

¹³⁰ OLIVEIRA, A C (SEE/SP), 1998. Comunicação Pessoal.

reduzida após a introdução do Plano Real em 1994, e considerando as pressões (já na época) para a desvalorização do real frente ao dólar, as condições para a Vale do Rosário incluem um risco elevado para a realização do projeto.

Vale lembrar que as condições financeiras tradicionalmente usadas no planejamento do setor elétrico não são atrativas para o setor privado.

Ainda segundo SWISHER, 1997, uma outra interessante linha de crédito para energias renováveis no Brasil, e que poderia ser adequada para cogeração a partir de bagaço, é a linha de crédito desenvolvida pelo Banco do Nordeste do Brasil para sistemas de aquecimento solar para residências. O BNB tem uma linha de crédito de R\$ 11,8 milhões (1997) para financiar até 500 projetos (comunidades de até 70 pessoas), com taxas de juros de TJLP + 6%, ou seja, 17 a 18% a.a., durante 8 anos, com carência de 6 meses. As garantias são dadas pelo governo brasileiro

V.2.2. Riscos referentes ao desenvolvimento do projeto:

As barreiras relacionadas com os investimentos comerciais em projetos de cogeração estão relacionadas, como mencionado, principalmente aos riscos do projeto. A análise do projeto requer um tempo bastante grande para avaliar os riscos e garantir seu desenvolvimento. SWISHER, 1997, compara o ciclo de desenvolvimento de um projeto de cogeração com o risco do financiador do projeto, ilustrados nas figuras a seguir. Observa-se que durante a fase de desenvolvimento, cada etapa realizada corresponde a uma redução no risco do investidor; quando se inicia a construção, o risco recomeça a aumentar, uma vez que o investimento é maior e ainda não há receita. Quando o projeto é comissionado, o risco é de novo reduzido de forma significativa e atinge uma certa estabilidade, dependendo da operação do projeto.

Considerando todas as vantagens já mencionadas, e lembrando que na década de 90 a maior parte das instalações do parque industrial do setor sucro-alcooleiro necessita substituições (final da vida útil dos equipamentos), não seria esta a ocasião adequada (à

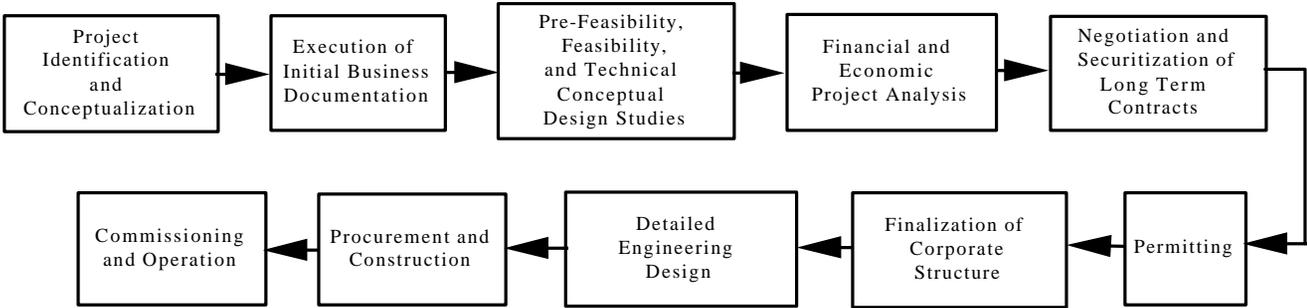
semelhança da política utilizada nos Estados Unidos, conforme discutido adiante) para a introdução de políticas de incentivo à troca por equipamentos mais eficientes?

V.3. Conclusões Preliminares:

Apesar da legislação em vigor aparentemente favorecer a cogeração de eletricidade no setor industrial, verifica-se que, na verdade, as normas e regulamentos (além das distorções tarifárias) parecem ainda não cumprir o seu papel de incentivar a viabilização de um maior potencial. Como analisa WALTER (1994), “a legislação parece ter sido estabelecida para tratar uma questão (..) emergente, (...) cumprindo tão somente, e de forma burocrática, o papel de órgão competente. (...) A legislação é genérica (...) quanto à importância (...) da auto-produção (...) e da cogeração”. Como foi visto neste capítulo, mesmo com as recentes modificações introduzidas, com a lei do Produtor Independente e a Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica, ainda assim não parece viável um programa de cogeração de eletricidade a partir de biomassa, em particular no setor sucro-alcooleiro.

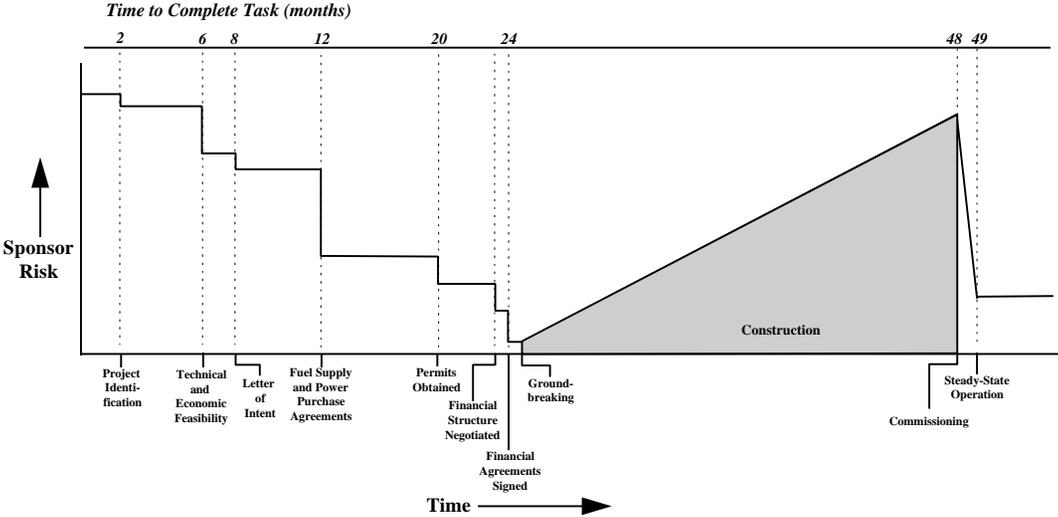
Ao mesmo tempo, não se verificam no planejamento energético maiores distinções entre a cogeração e simplesmente a auto-produção, esta última correspondendo a uma tecnologia menos eficiente em termos energéticos. Desta forma a cogeração não recebe nenhuma vantagem especial, da mesma forma que também não é dispensado nenhum tratamento especial às fontes renováveis em geral.

Figura III.1.: Ciclo de desenvolvimento de um projeto típico para cogeração a partir de bagaço de cana



Fonte: SWISHER, 1997

Figura III.2.: Risco do financiador para uma instalação de cogeração a partir de bagaço de cana



Fonte: SWISHER, 1997.

A própria proposta do Decreto da Cogeração, apesar das restrições que se poderia efetuar, representava um avanço político no tratamento da questão, porém (talvez justamente por isso) encontrou tantas resistências dentro do setor que acabou por não se viabilizar

No entanto, a proposta possuía ainda limitações: uma vez que limitava as potências ofertadas a um mínimo de 1 MW, descartando desta forma as pequenas potências geradas, o que poderia ser interessante pelo fato de descentralizar a geração. Desta forma, se um cogrador saísse do sistema por um problema técnico, as dificuldades seriam menores.

O preço de aquisição do excedente de eletricidade continuava limitado ao preço máximo de suprimento da concessionária, sem considerar os custos de transmissão e as diferenças de custos conforme o período e a localização geográfica (SWICHER, 1997). Além disso, no caso das renováveis, o preço de compra foi acrescido de 10%, o que sem dúvida reflete as vantagens ambientais do processo, mas poderia ser substituído pelos custos ambientais efetivamente avaliados para o setor elétrico brasileiro, como é proposto adiante neste trabalho (Parte III).

Na verdade, as concessionárias detêm um poder excessivo nas negociações com as indústrias em questão e não estimulam a cogeração, não reconhecendo suas vantagens e praticamente sem diferenciar a qualidade do suprimento através de tarifas adequadas, como já mencionado. No que se refere à remuneração dos excedentes de eletricidade, a não utilização do custo evitado, como em outros países, impede que sejam observadas as vantagens operacionais a nível local (COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1996). Mesmo com a nova legislação, e com a privatização do setor elétrico já iniciada, há ainda uma série de exigências que dificilmente irão incentivar a cogeração.

Segundo SWISHER, 1997, um outro motivo para a relutância das concessionárias em ofertar preços mais atraentes para o excedente de eletricidade das usinas é o fato de se considerar que os custos da eletricidade, para a concessionária, são uniformes, em termos

geográficos e que existe um único valor para o custo evitado. Se este valor não indica que a compra seja economicamente interessante do ponto de vista da concessionária, então não há motivação econômica (independentemente do fato da concessionária ser estatal ou privada) para a compra de excedentes.

Por este motivo o estudo de SWICHER, 1997 representa uma contribuição extremamente importante para colaborar na viabilização da cogeração a partir do bagaço de cana. a metodologia ATS (“area-time specific basis”) para determinação dos custos da eletricidade do ponto de vista da concessionária compara a opção de investir no aumento da oferta com a opção de comprar energia de pequenas unidades localizadas estrategicamente. Assim, muitas vezes é mais interessante a compra da eletricidade dos auto-produtores do que o investimento numa grande instalação, envolvendo custos de transmissão e distribuição.

Por parte do setor sucro-alcooleiro, a “postura conservadora e pouco dinâmica” de uma parte das empresas impede a adoção de experiências mais modernas (WALTER,1994). Como a comercialização dos excedentes de eletricidade não chega a tornar o álcool competitivo com a gasolina, o setor não vê motivação para tal, sem perceber as vantagens da diversificação que seria obtida com a cogeração. Na verdade, além do conservadorismo, há a desconfiança com relação à continuidade e estabilidade da políticas do Governo Federal.

Como a discussão em torno do preço de venda dos excedentes para as concessionárias ainda não chegou a um acordo, a maior parte das indústrias não tem interesse em efetuar os investimentos necessários. Muitas solicitam linhas de financiamento especiais (dentro da postura tradicional de receber apoio governamental), em lugar de procurar eventuais agentes financeiros internacionais interessados em investir junto às usinas¹³¹ (o que, na verdade é muitas vezes impedido pela administração essencialmente familiar das mesmas e pelas dificuldades já analisadas neste capítulo).

¹³¹Por ocasião da execução deste trabalho, estavam ocorrendo os primeiros contatos (prévios) entre usinas e empresas internacionais para análises preliminares visando a geração de excedentes.

Além dos benefícios para os dois setores envolvidos, também a sociedade obteria vantagens com um programa de cogeração em larga escala. No entanto, a participação da sociedade deve se dar através dos órgãos do governo que regulamentam (e deveriam incentivar) o processo. Como bem analisa WALTER (1994), “a superação das barreiras atuais passa pelo conhecimento (..) do potencial existente, dos benefícios (...) e dos riscos envolvidos”. É necessária uma ampla conscientização para que os atores envolvidos de fato assumam o seu papel neste processo.

Em resumo, a atuação do estado seria, ainda segundo WALTER (1994), fundamental para o equilíbrio das “forças de mercado, através de legislações e incentivos (...), sobretudo ao fomento da (..) geração descentralizada”.

É dentro desse contexto que este trabalho pretende dar a sua contribuição. Após a análise aqui efetuada destas barreiras existentes - falta de incentivos, de política adequada, de financiamento, posturas conservadoras, etc. - a seguir são propostos mecanismos e ações para que as mesmas sejam eliminadas.

PARTE III: MECANISMOS DE IMPLEMENTAÇÃO DA COGERAÇÃO A PARTIR DA BIOMASSA

VI. A NECESSIDADE DE MECANISMOS ESPECIAIS PARA FOMENTO DA COGERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA:

VI.1. A Experiência de Outros Países:

Em todos os países desenvolvidos, a introdução de biomassa na matriz energética ocorreu a partir de políticas especiais implementadas com esta finalidade. Mesmo assim, como discutido por WALTER, 1998, apesar das experiências bem sucedidas, a produção de eletricidade a partir da biomassa representa ainda muito pouco em todo o mundo. Na verdade, a principal dificuldade existente nos países desenvolvidos é aquela relativa ao clima, o que influencia de forma significativa a produtividade de biomassa, o que não ocorre com o Brasil.

Nos Estados Unidos existem aproximadamente 7 GW de capacidade instalada a partir de biomassa em conexão com a rede. Entretanto, essa capacidade corresponde a apenas 1% da capacidade total de geração elétrica do país e 8% da capacidade de geração não pertencente a concessionárias, estando principalmente associada a sistemas de cogeração em indústrias que processam madeira, a partir de resíduos de madeira (90% do suprimento de combustível) e agrícolas (10%). A localização desses sistemas está concentrada nas regiões Nordeste e Sudeste do país, bem como ao longo da costa do Pacífico (WALTER, 1998). Por outro lado, a capacidade instalada em processos de cogeração em geral, principalmente a partir de gás natural, correspondem aproximadamente à capacidade total instalada do Brasil.

O rápido desenvolvimento dessa capacidade ocorreu entre o final dos anos 70 e meados dos anos 80, dentro do contexto do PURPA¹, o que permitiu a realização de contratos extremamente favoráveis para os produtores de eletricidade. Por sua vez, nos anos 90 a situação é diferente, já que as tarifas de venda da eletricidade são sensivelmente mais baixas². Nesta época já existiam cerca de 1000 instalações produtoras de eletricidade a partir da biomassa, porém apenas um terço vendendo energia elétrica, já que boa parte das plantas existentes são instalações de cogeração em indústrias de produtos de madeira (por volta de 70% da capacidade total) (WALTER, 1998).

Por ocasião do PURPA não foram previstos mecanismos de garantia de oferta de biomassa fazendo com que, nos anos 90, exista forte concorrência no mercado de resíduos, elevando os custos deste combustível. Para isso, também contribuíram os baixos preços do gás natural e dos derivados de petróleo nesta época, bem como as reduções nas taxas de crescimento da demanda de energia elétrica. Na segunda metade dos anos 80, com a revisão das medidas de fomento inicialmente estabelecidas pelo programa em 1978, e com a exigência de que toda nova unidade produtora de eletricidade seja competitiva com as demais alternativas, praticamente não ocorreram novas instalações para geração a partir de biomassa.

Isto ocorreu porque o PURPA não incentivou a introdução de tecnologias mais eficientes e a baixa eficiência de conversão dos sistemas de produção de eletricidade então introduzidos acabou por tornar essa situação ainda mais difícil (CHUM, 1998). A eficiência na conversão da biomassa em eletricidade apresenta valores na faixa de 15 a 20%, com os melhores resultados atingindo 25%, uma vez que estes sistemas fazem uso da tradicional tecnologia dos ciclos a vapor (ciclos Rankine). São em geral sistemas de pequena capacidade (20 MW em média), sendo poucos aqueles na faixa de 40 a 50 MW. (WALTER, 1998).

¹ “Public Utility Regulatory Policy Act”, instrumento de política energética instituído pelo Governo Carter, em 1978, para fomentar o uso racional da energia e o uso de fontes renováveis de energia.

² Quando o PURPA estava em vigor, os produtores de eletricidade a partir da biomassa comercializavam sua produção pelo custo marginal que, na época, era bastante alto. Desde o fim dos anos 80, na medida em que os antigos contratos vão se esgotando, esses mesmos produtores não mais têm a garantia de comercialização da eletricidade e competem com várias outras formas de geração.

Nos países escandinavos a biomassa ocupa tradicionalmente um lugar de destaque na matriz energética. Na Finlândia, no início dos anos 90, a biomassa atendia 14% do consumo de energia primária, enquanto na Suécia a situação era muito parecida, já que a biomassa atendia 13% do consumo global do país. Uma parte significativa da eletricidade é gerada nesses países tendo como combustível primário a biomassa, sobretudo em instalações de cogeração em indústrias de celulose e papel e em instalações de calor distrital. Na Dinamarca, por sua vez, embora não represente muito em relação ao consumo global de eletricidade, resíduos agrícolas são extensivamente empregados no campo, na geração de potência em sistemas de pequena capacidade (WALTER, 1998).

VI.2. Mecanismos de Incentivo à Cogeração a partir de Biomassa no Brasil:

Como analisado anteriormente, a cogeração a partir da biomassa apresenta vantagens para todos os setores envolvidos. Para o setor elétrico, este processo colabora na garantia da oferta de eletricidade, tendo em a necessidade crescente de novos suprimentos e a dificuldade do governo em realizar os investimentos necessários; para o segmento industrial de açúcar e álcool, por representar uma receita suplementar para as empresas, além de permitir sua diversificação. E, finalmente (mas não menos importante), para a sociedade: além dos benefícios ambientais representados pela biomassa como fonte energética, existem as vantagens sociais (geração de empregos, principalmente na zona rural e a possibilidade de eletrificação rural) e econômicas (dinamização do setor industrial, não apenas no segmento sucro-alcóoleiro, mas também nas indústrias de base), sem mencionar a elevação na arrecadação de impostos, com seus reflexos nas atividades sociais do governo.

Também já foi discutido que não existem maiores barreiras tecnológicas à cogeração a partir de biomassa. Apesar de não estarem ainda disponíveis comercialmente tecnologias mais eficientes como sistemas de gaseificador/turbina a gás, existem tecnologias comercializadas cuja introdução poderia gerar quantidades significativas de excedentes, como analisado no capítulo III.

No entanto, como foi analisado, os equipamentos em operação nas usinas continuam, em sua grande maioria, sendo os mesmos do início do Proálcool, há aproximadamente 20 anos. Mesmo quando as usinas são obrigadas a trocar caldeiras e/ou turbinas, o que vem ocorrendo no final da década de 90 devido à idade destes equipamentos³, na maior parte das vezes os novos equipamentos são exatamente iguais aos anteriores, não sendo portanto aproveitada a oportunidade para introdução de sistemas mais eficientes. É importante lembrar que, numa situação semelhante existente nos Estados Unidos, foi desenvolvida uma política adequada (CHUM, 1998⁴) através do National Renewable Energy Laboratory, de forma a incentivar a introdução de tecnologias mais eficientes.

Portanto, os maiores entraves à implementação de um amplo programa de cogeração a partir de biomassa são efetivamente de ordem econômica e político-institucional. Não existe consenso entre as usinas de açúcar e álcool e as concessionárias quanto ao preço de venda dos excedentes de eletricidade, em parte por dificuldades de regulamentação e, em parte pelo comportamento dos atores envolvidos, ainda extremamente conservador. Além disso, há as dificuldades de venda a terceiros, principalmente pelos custos de pedágio elevados e a não existência de incentivos para a biomassa, como existe para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's)⁵.

Dentro deste contexto, nesta Parte III são apresentados e discutidos os mecanismos para contornar as dificuldades mencionadas, de forma a colaborar para a implementação da cogeração no setor industrial a partir de biomassa e, em particular a partir do bagaço de cana, no segmento sucro-alcooleiro. Esta parte corresponde à contribuição original deste trabalho.

Para colaborar na discussão da questão do preço de venda dos excedentes, é inicialmente apresentada, nesta Parte III, a análise econômica dos custos da eletricidade

³ Deve ser observado que a maior parte destes equipamentos data do início do Proálcool, na década de 70.

⁴ H. CHUM, Palestra no IV Encontro do Fórum de Energias Renováveis, MCT, Recife, outubro de 1998

⁵ Como já mencionado anteriormente neste trabalho, os produtores independentes operando PCH's tem direito a uma redução de 50% na tarifa de pedágio para acesso à rede, incentivo que inexistente para as outras energias renováveis.

produzida por cogeração. Para tal, inicialmente é efetuada uma análise crítica dos métodos convencionais de avaliação econômica, bem como suas limitações. A seguir é apresentada a metodologia da Análise Termoeconômica, baseada no conceito de *exergia*, que corresponde à combinação da Primeira e da Segunda Leis da Termodinâmica (conceitos de entalpia e entropia).

Os custos obtidos através desta metodologia - para a eletricidade cogerada e para o excedente de eletricidade - podem então ser comparados com o preço de compra proposto. Na verdade, esta metodologia poderia ser utilizada como referência para as negociações da venda de excedentes de eletricidade, uma vez que ela permite a determinação do custo real (em termos técnicos) de geração tanto da eletricidade como do vapor de processo.

Ainda neste capítulo o método da análise termoeconômica é aplicado a usinas reais, em particular com o estudo de caso da Companhia Energética Santa Elisa, a partir de levantamento de dados técnicos efetuado junto à empresa.

Um outro mecanismo necessário é uma legislação adequada de incentivo à cogeração. Assim, em vista desta necessidade, são apresentados e discutidos mecanismos internacionais de fomento à geração de eletricidade a partir de biomassa, discutindo-se as legislações internacionais e em particular as possibilidades de sua adequação à realidade brasileira. Esta discussão inclui a análise das legislações americana e da União Européia, incluindo as oportunidades atuais decorrentes do Protocolo de Quioto.

No caso de tecnologias mais eficientes, ainda em desenvolvimento, como a gaseificação do bagaço de cana, os investimentos mais elevados requerem outras políticas para sua viabilização, como por exemplo a incorporação das externalidades nos custos de geração de eletricidade, como será analisado adiante.

Como será analisado, em geral os custos ambientais (e/ou sociais), também chamados “custos externos” ou “externalidades”, não são incluídos nos custos de geração de eletricidade e, assim, os resultados obtidos para as tecnologias convencionais são

inferiores aos custos de geração a partir de biomassa que, desta forma, não parece ser viável em termos econômicos.

Desta forma, uma efetiva e real comparação econômica deve ocorrer através da internalização destes custos no planejamento energético. Assim, no capítulo IX são avaliadas as externalidades na cogeração a partir de biomassa (no caso do bagaço de cana) e comparadas com aquelas correspondentes aos processos convencionais de geração de eletricidade, incluindo a hidreletricidade e a termoeletricidade a partir dos combustíveis fósseis e nucleares.

VII. ANÁLISE TERMOECONÔMICA DA COGERAÇÃO A PARTIR DO BAGAÇO DE CANA:

VII.1. Análise Crítica dos Métodos Convencionais de Avaliação Econômica Aplicados à Cogeração:

VII.1.1. Introdução:

Como já discutido na Parte II deste trabalho, há ainda vários entraves ao desenvolvimento de um programa de cogeração a partir de biomassa, apesar das recentes modificações ocorridas no setor elétrico. Assim, uma das grandes dificuldades é a falta de consenso entre as partes com relação ao preço de venda do excedente de eletricidade.

Com o objetivo de colaborar com essa discussão, o presente capítulo analisa inicialmente as metodologias (e suas limitações) tradicionais para o cálculo do custo da eletricidade em processos de cogeração. Em seguida é apresentada de forma resumida a metodologia da análise termoeconômica, através da introdução do conceito de exergia, sendo então aplicada a um caso real de uma usina de açúcar e álcool.

Os resultados obtidos são analisados, não apenas do ponto de vista técnico (analisando os diferentes métodos existentes do ponto de vista político), mas também comparando-os com os valores atualmente propostos pelas concessionárias para a compra dos excedentes de eletricidade.

Esta metodologia, com sua diferentes opções (métodos de partição de custos), poderia ser utilizada como referência para as negociações de venda de excedentes de eletricidade. Neste caso, as usinas teriam condições de estabelecer o seu custo real de geração, tanto da eletricidade e do vapor como da eletricidade excedente.

VII.1.2. Os métodos convencionais de análise econômica:

Uma análise detalhada destes métodos foge aos objetivos principais deste trabalho, sendo encontrada em HORTA NOGUEIRA e MARTINS, 1997, HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994, entre outros. Assim sendo, será utilizada aqui uma abordagem mais qualitativa, com a finalidade de justificar a utilização da análise termoeconômica, a ser introduzida a seguir.

Na análise econômica de termelétricas convencionais, onde o único produto é a eletricidade gerada, a amortização do capital investido, bem como do combustível utilizado e dos custos de O&M provém inteiramente do custo da eletricidade gerada. No entanto, no processo de cogeração, pela sua própria definição (“produção combinada de energia eletro-mecânica e calor útil a partir de uma única fonte de calor”, conforme recordam HORTA NOGUEIRA e MARTINS, 1997), existem dois produtos cujos custos de geração devem ser calculados.

Ainda conforme analisado em HORTA NOGUEIRA e MARTINS, 1997, existem vários métodos para efetuar os estudos de viabilidade nos processos de cogeração. Em todos estes métodos tradicionais a análise de viabilidade é efetuada através de comparação de duas alternativas de fornecimento de energia: ou pelos métodos convencionais, sem cogeração, ou através de cogeração. Conforme discutido com detalhes no estudo citado acima, a comparação dos dois processos, através dos métodos de Engenharia Econômica, definirá qual o melhor processo.

Deve-se notar entretanto que, nestes métodos tradicionais, a dificuldade é a avaliação dos custos específicos “reais” do vapor e da eletricidade, em vista das diferenças existentes em termos de Segunda Lei, o que pode ser obtido através da Análise Termoeconômica, como será visto a seguir. Em particular, é interessante notar que, mesmo na metodologia utilizada pelo PURPA, introduzido em 1978 nos EUA dentro de um programa de incentivos à cogeração (analisado no capítulo IX), a eficiência “tipo PURPA” compara as duas energias (calor e trabalho) utilizando um fator 2 para “nivelar” as duas formas de energia que, como se sabe, do ponto de vista da Segunda Lei são

diferentes. Mais ainda, o fator utilizado não leva em conta as condições termodinâmicas do vapor, o que afeta fundamentalmente a sua “qualidade” (entalpia ou, mais rigorosamente, sua exergia, isto é, seu potencial de produção de trabalho).

VII. 2. A Metodologia da Análise Termoeconômica:

VII.2.1. O conceito de exergia:

Neste item será abordado apenas o conceito básico de exergia, com a finalidade de justificar sua utilização para avaliação dos custos da eletricidade e do vapor num processo de cogeração. Uma discussão mais profunda da análise exérgica foge ao escopo deste trabalho, podendo ser encontrada na literatura técnica correspondente (SZARGUT, 1988, BEJAN, 1988, KOTAS, 1985, OLIVEIRA JR., 1991, HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994, entre outros), inclusive para o caso particular de processos de cogeração (OLIVEIRA JR., 1996, VERTIOLA e OLIVEIRA JR., 1996).

Num processo de cogeração, como ocorre numa usina de açúcar e álcool, a combinação da análise exérgica (combinação de análises envolvendo os balanços de energia e entropia de sistemas térmicos, como será visto), em conjunto com métodos de partição de custos, permite avaliar rigorosamente os custos de produção da eletricidade e do vapor de processo, uma vez que, como veremos, o conceito de exergia quantifica de forma diferente trabalho (“exergia pura”) e calor.

Segundo SZARGUT, 1988, exergia é “a quantidade de trabalho obtida quando uma massa é trazida até um estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns do meio ambiente, através de processos reversíveis, envolvendo apenas interação com os componentes do meio ambiente”. Assim, por exemplo, no caso de uma turbina real, o balanço de exergia será:

$$e_x^1 (\text{entrada}) - e_x^2 (\text{saída}) = h_1 - h_2 + T_o \cdot (s_2 - s_1) \quad (\text{VII.1})$$

onde os índices 1 e 2 correspondem respectivamente à entrada e saída na turbina. Na expressão acima, se analisarmos cada termo, identificaremos a parcela $h_1 - h_2$ como o trabalho real (específico) produzido pela turbina e a parcela $T_o.(s_2 - s_1)$ como a exergia destruída (devido à irreversibilidade do processo de expansão na turbina real)⁶. Maiores detalhes podem ser encontrados no Anexo II

VII.2.2. Análise termoeconômica de processos:

O termo “Análise Termoeconômica” se aplica, atualmente, à análise econômica de processos efetuada em base exergética (e apenas neste caso). Conforme discute OLIVEIRA JR., 1996 em detalhes, pode-se analisar um processo através do Balanço Energético (Primeira Lei), através do Balanço Exergético (Primeira e Segunda Leis combinadas) e através do Balanço de Custos. Neste caso, a avaliação de custos considerada mais adequada, principalmente nos processos de cogeração, é aquela com base no conceito de exergia, que corresponde então à citada “Análise Termoeconômica” do processo em questão (OLIVEIRA JR., 1996).

OLIVEIRA JR., 1996 analisa que, para um processo com mais de um produtos (onde se inclui o caso do processo de cogeração), devem ser empregados critérios (Métodos de Partição) para determinar os custos específicos (em base exergética) de cada um dos produtos (eletricidade e vapor), tais como:

- método da igualdade
- método da extração
- método do subproduto

Na apresentação dos Métodos de Partição a seguir, será também efetuada uma discussão política dos mesmos, com vistas aos objetivos do presente trabalho. A finalidade da mesma é justificar a escolha de alguns dos métodos para a aplicação no estudo de caso da usina real.

▪ ***Métodos de Partição:***

⁶ Uma análise termodinâmica mais profunda e completa, abrangendo os diferentes processos, encontra-se em OLIVEIRA JR., 1996

No **método da igualdade**, considera-se que todos os produtos tem o mesmo custo exergético específico, isto é o **custo (exergético específico) do vapor de baixa pressão (vapor de processo) é igual ao da eletricidade**. Desta forma, o custo da turbina fica distribuído igualmente pelos produtos da planta (eletricidade e vapor de baixa pressão). Para os processos de cogeração onde não há geração de excedentes, esta parece ser a melhor metodologia, pois estabelece uma relação de igualdade (em base exergética) entre ao dois insumos energéticos do processo. No entanto, esta opinião diverge de outros especialistas que consideram o método da extração o mais adequado (NEBRA, 1997⁷).

Já quando a eletricidade é produzida apenas para terceiros, sendo o vapor destinado à própria planta, parece mais adequado que o custo da turbina (para produção de eletricidade) seja amortizado inteiramente pela eletricidade, o que conseqüentemente eleva o custo deste produto; este é o chamado **método da extração**.

O **método do subproduto** considera um dos produtos como produto primário, sendo o outro considerado como subproduto. Assim, se o vapor de baixa pressão é considerado o produto primário, a **eletricidade é considerada como subproduto**; neste caso, o custo do vapor de baixa pressão é avaliado através da melhor alternativa disponível para obtê-lo. Por exemplo, pode ser calculado para uma caldeira de baixa pressão, como sugere OLIVEIRA JR., 1996, ou pode ser adotado igual ao custo de produção do vapor numa instalação já existente, quando se analisa a possibilidade de introdução de tecnologias mais eficientes para geração de eletricidade, como efetuado em COELHO *et al.*, 1997⁸. Neste trabalho, o método do trabalho como subproduto aplicado utilizou para avaliação do custo do vapor o valor calculado para a situação considerada como “atual”; assim, numa primeira etapa é calculado o custo do vapor para o caso “atual”, sem venda de excedentes, através do método da igualdade. O custo obtido foi então fixado para o cálculo do custo da eletricidade (pelo método do trabalho como subproduto).

⁷ NEBRA, S., Unicamp, 1997. **Comunicação pessoal**.

⁸ Esta metodologia está apresentada em detalhes no Anexo II.

Como discutido no Anexo II, este pode ser considerado como o método mais adequado par avaliação do custo de geração dos excedentes do cogrador, uma vez que permite à empresa manter seus custos energéticos de processo, sem por outro lado incluir na eletricidade gerada todos os custos de geração.

Ainda no método do subproduto, pode ocorrer o caso de ser a eletricidade o produto fundamental, sendo seu custo avaliado “a priori” (podendo ser a produção em uma turbina de condensação ou compra da rede elétrica) e, a partir deste valor, ser calculado o custo do vapor de baixa pressão: é o vapor como subproduto (OLIVEIRA JR., 1996). Este caso claramente não se aplica à situação em estudo, uma vez que a usina não compra energia da rede e nem utiliza turbina de condensação na situação atual.

VII.2.3. Aplicação da análise termoeconômica à cogeração em usinas de açúcar e álcool:

A partir da análise anterior, conclui-se que o balanço de custos de uma instalação de cogeração, como no caso de uma usina de açúcar e álcool, deve aplicar a metodologia da “Análise Termoeconômica”, de forma a permitir uma avaliação real dos custos do vapor de baixa pressão (vapor de processo) e da eletricidade (em base exergética).

Neste capítulo, esta análise é aplicada a uma usina de açúcar e álcool do Estado de São Paulo, em particular à Companhia Energética Santa Elisa, a partir de dados de operação diretamente levantados na usina para esta tese. No Anexo II estão os resultados correspondentes à atualização efetuada a partir de COELHO *et al.*, 1997^a e b, para a Usina São Francisco o qual, com base no estudo de Copersucar (1991), analisa diferentes configurações mais eficientes de cogeração.

Em ambos os casos, o custo total de geração em base exergética é o produto do custo específico em base exergética ($R\$/MWh_{ex}$)⁹ pela exergia do fluxo em questão (MWh_{ex}). A análise termoeconômica utilizada está baseada nas seguintes equações de balanço dos custos em base exergética (BEJAN *et al.*, 1996) :

⁹ Na ocasião em que este trabalho estava sendo finalizado, ocorreram mudanças significativas na taxa de câmbio do país (Janeiro de 1999). Como os investimentos levantados junto aos fabricantes de equipamento foram dados em reais (1997), optou-se por manter os valores em reais, em virtude da indefinição atual da taxa de câmbio ainda em Fevereiro de 1999.

- para sistema de caldeiras: $c_{va}B_{va} = c_{bag}B_{bag} + C_{cald} + c_{ag}B_{ag}$ (VII.2)

- para turbinas a vapor: $c_eW_e + c_{vb}B_{vp} = c_{va}B_{va} + C_{turb}$ (VII.3)

onde:

c_{va} = custo do vapor de alta pressão de cada caldeira;

B_{va} = fluxo exergético do vapor de alta pressão;

c_{bag} = custo de oportunidade do bagaço, em base exergética;

B_{bag} = fluxo exergético do bagaço;

C_{cald} = custo de capital da caldeira;

c_{ag} = custo da água de alimentação (adotado igual ao custo do vapor de baixa do processo¹⁰);

B_{ag} = fluxo exergético da água de alimentação; c_e = custo de geração da eletricidade; W_e = potência total gerada;

c_{vb} = custo do vapor de baixa pressão;

B_{vp} = fluxo exergético do vapor de baixa pressão;

C_{turb} = custo de capital do turbo-gerador (e do condensador, no caso de turbina e extração/condensação).

Nestas equações básicas não está mencionado o custo da água de alimentação da caldeira, pelo fato de que em muitos casos a temperatura é próxima da ambiente (e, conseqüentemente, a exergia específica é nula). Entretanto, nos cálculos efetuados a seguir foram consideradas as duas possibilidades¹¹, com a correspondente discussão dos resultados. No Anexo II encontram-se as equações detalhadas para cada configuração adotada. Como será analisado adiante, quando se trata da geração na entressafra, não existe partição de custos pois não há vapor de processo a ser consumido. Este fato tem conseqüência significativas no custo de geração.

Para o estudo de caso da Companhia Energética Santa Elisa, a partir dos dados reais levantados junto à usina, foram consideradas duas opções básicas de configuração dentre as inúmeras existentes: uma para geração na safra e outra para geração na safra/entressafra. Após a análise de sensibilidade executada em função das condições financeiras adotadas e do custo de oportunidade do bagaço, foi também executada - a título de exemplo de aplicação da metodologia - uma comparação entre algumas

¹⁰ Esta hipótese se baseia no fato de que na maioria das usinas são utilizadas turbinas de contrapressão, sendo o vapor de baixa pressão utilizado no processo; o condensado retorna às caldeiras.

¹¹ Com ou sem o custo da água de alimentação.

configurações usualmente propostas para o setor sucro-alcooleiro através dos custos de geração dos excedentes.

Neste estudo, dentro da proposta efetuada, foi adotado o método do trabalho como subproduto, de forma a manter constantes para a empresa os custos de seus insumos energéticos (vapor e eletricidade de processo), como discutido no Anexo II. Para tal, inicialmente são avaliados os custos do vapor de processo e da eletricidade gerada numa situação considerada como “atual” para a usina de açúcar e álcool adotada (com a tecnologia em uso pela usina). Avalia-se em seguida o custo da eletricidade gerada através de tecnologias mais eficiente, em diferentes configurações, permitindo a produção de excedentes de eletricidade, cujo custo é então avaliado de forma a manter o custo da eletricidade consumida no processo constante e igual ao da situação “atual”.

No Anexo II é apresentado (e ilustrado através do estudo de caso da Usina São Francisco), o balanço geral de custos em base exergética para usinas de açúcar e álcool, através dos métodos propostos em VERTIOLA e OLIVEIRA JR., 1996: igualdade, extração e “trabalho como subproduto”, com a correspondente análise de cada método.

No balanço de custos é sempre computada a venda do bagaço excedente (quando há), sendo a receita correspondente incluída como uma parte da amortização dos investimentos. Este é um aspecto relevante porque, ao utilizar turbinas de contrapressão, a usina deve gerar obrigatoriamente apenas o vapor necessário ao processo (“paridade térmica”). Desta forma, em muitos casos há um excedente de bagaço (muitas vezes) significativo, não queimado nas caldeiras, e que é vendido. Esta quantidade de bagaço excedente depende não só do consumo de vapor de processo como também da eficiência das caldeiras em uso (balanço de energia nas caldeiras).

Nos casos em que foi considerado o custo da água de alimentação da caldeira, seu custo específico foi adotado igual ao custo específico do vapor de processo (VERTIOLA e OLIVEIRA JR., 1996). Como discutido no Anexo II, verificou-se a partir dos resultados obtidos que é reduzida sua influência nos custos exergéticos específicos do vapor e da eletricidade.

Para se avaliar os custos exergéticos específicos (R\$/MWh_{ex}) de geração da usina escolhida, as seguintes hipóteses foram adotadas:

- Condições financeiras (variável): taxa de desconto de 10 a 20% a.a., amortização em 10-20 anos.
- Custo de oportunidade do bagaço para usina (variável): R\$ 7,5-12 por tonelada de bagaço com 50% de umidade (descontado frete e imposto). Este valor é usado tanto para calcular a receita obtida com o bagaço excedente (vendido) como para calcular o custo de oportunidade do bagaço queimado na caldeira (que é deixado de vender).
- Operação: 220 dias para operação na safra (90% de utilização) e 365 dias (90% de utilização) para operação durante todo o ano (safra-entressafra)¹². Copersucar (1991) considera a possibilidade de estocagem de bagaço da safra para a entressafra ou a compra de bagaço, também para a entressafra. No entanto, com as possibilidades atuais de introdução da colheita de cana crua, há também a opção de utilização de palhas e pontas para a entressafra (BRAUNBECK *et al.*, 1997, SACHS e WALTER, 1996, COHEN, 1997, entre vários outros), que é a hipótese aqui adotada para os casos de geração na entressafra.

Como no método do trabalho como subproduto o custo específico da eletricidade gerada deve ser calculado a partir de um valor pré-definido para o custo específico do vapor de processo (em base exergética), é necessário definir parâmetros para avaliar este custo (“casos base”).

No estudo de caso apresentado a seguir - Santa Elisa - o método do trabalho como subproduto foi o escolhido como mais adequado, para a avaliação do custo de geração do excedente de eletricidade, de forma a permitir a manutenção dos custos energéticos para o processo de produção da empresa. Como a usina possui alguns equipamentos trocados recentemente (caldeiras e turbo-geradores de 43 bar) e ainda em fase de amortização, foram considerados duas situações para o caso base: a curto prazo, considerando que a

¹² Dados levantados junto à Santa Elisa. Já existem outros estudos (COPERSUCAR, 1991) que adotam 3190 e 7000 horas para a safra/entressafra, correspondendo a aproximadamente 190 dias e 70-80% de fator de utilização

usina ainda está amortizando os equipamentos comprados e, a longo prazo, quando a usina já tem estes equipamentos amortizados.

Porém, no caso de uma usina que ainda opera com equipamentos antigos, na maior parte dos casos já amortizados, as opções a serem adotadas como caso base podem ser diferentes, como por exemplo:

- **Caso base I¹³**: considera-se que a usina ainda opera com equipamentos originais, podendo estar ou não amortizados. Por este motivo, na avaliação dos custos de vapor e de eletricidade (atuais) para este caso devem ser incluídos, além do custo do bagaço e do custo da água de alimentação (retorno de condensado), a eventual amortização dos equipamentos existentes, bem como a receita da venda do bagaço excedente (quando houver).

- **Caso base II**: considera-se que parte dos equipamentos já estão obsoletos e necessitam obrigatoriamente ser substituídos. Desta forma, como a usina iria trocar obrigatoriamente estes equipamentos, mesmo sem alterar a configuração existente, seus custos de vapor e eletricidade iriam aumentar. Nesta hipótese, estes novos custos devem ser adotados como custo do vapor de processo para o método do trabalho como subproduto.

Como foi visto, a presente escolha do método do trabalho como subproduto se baseia na hipótese de que o custo do vapor de processo não deva ser alterado quando comparado com a situação “atual”, do ponto de vista dos custos da produção, ainda que se deseje gerar excedentes de eletricidade. Por este mesmo motivo, na hipótese adotada de que a usina deva manter seus custos de energia, o excedente de eletricidade deve ser vendido a um preço tal que mantenha constante o custo da eletricidade consumida no processo.

¹³ O índice “a” indica o caso em que o custo da água de alimentação foi considerado e o índice “b” é usado quando o mesmo foi incluído.

Observe-se que, apesar do objetivo das hipóteses aqui adotadas ser a manutenção dos custos energéticos (em base exergética) da produção de açúcar e álcool (método do trabalho como subproduto), a influência destes custos no custo total de produção é, na verdade, reduzido. Para um custo do vapor de processo da ordem de R\$10/MWh, por exemplo, o vapor de processo e a eletricidade consumida são responsáveis por aproximadamente 2% dos custos de produção do álcool¹⁴.

Também será notada a significativa influência das condições financeiras e do custo do bagaço. Dependendo dos parâmetros adotados, em alguns casos poderá não existir viabilidade econômica para venda de excedente às concessionárias, nos níveis atuais das tarifas de compra ofertadas.

VII.3. Estudo de Caso da Companhia Energética Santa Elisa:

A partir da análise efetuada a respeito dos métodos de partição de custos da Análise Termoeconômica foi escolhido, para o estudo de caso da Cia Energética Santa Elisa, o método do trabalho como subproduto, definindo como caso base para o cálculo dos custos da eletricidade e do vapor de processo a situação na safra de 1997/98, conforme dados levantados junto à usina¹⁵.

VII.3.1. Apresentação da Companhia Energética Santa Elisa - Safra de 1997/98:

A usina se localiza no município de Sertãozinho, Estado de São Paulo. Na safra de 1997/98, sua produção de cana, açúcar e álcool foi a seguinte, conforme dados fornecidos na ocasião:

5.500.000 toneladas de cana;

550.000 toneladas de açúcar;

250.000 metros cúbicos de álcool.

¹⁴ Considerando-se uma produtividade industrial de 90 l/tc, 12kWh/tc e 420 kg de vapor de processo consumidos, para um custo de produção do álcool aproximado de US\$76/barril (dados da FGV, safra de 96/97, álcool anidro, conforme NASTARI, 1997).

¹⁵ Eng. Marcos Cohen, Companhia Energética Santa Elisa. Várias comunicações pessoais de 1997 a 1999.

Nesta safra, a empresa vendeu 5 MW excedentes à CPFL¹⁶, dentro do contrato de longo prazo (dez anos, iniciado em 1993), operando 220 dias com fator de utilização de aproximadamente 90%, correspondendo à moagem de 1150 toneladas de cana por hora (tc/h). Não houve excedente de bagaço vendido, apenas um excedente de 9 a 13% para a entressafra.

Em termos energéticos, os dados principais são os seguintes:

- consumo de vapor de processo: 556 t/h¹⁷ a 2,5 bar e 156°C;
- consumo de eletricidade: 15.200 kW (14,54 kWh/tc);
- consumo de energia mecânica (moendas, etc.): 14.654 kW (14 kWh/tc);
- excedente gerado: 5 MW, 4,3 kWh/tc excedentes (a 13,8 kV);
- distância da conexão: 12 km;
- tarifa de venda: R\$ 35/MWh (1997);
- produtividade industrial: 110,16 kg de açúcar por tc; 82,64 l de álcool por tc.

A situação dos equipamentos de cogeração para a safra considerada é a seguinte:

- uma caldeira de média pressão (43 bar, 410° C), 115t/h de vapor, 53 t/h de bagaço (50% umidade) alimentado;
- sete caldeiras de baixa pressão (22 bar, 280° C), 440 t/h (total) de vapor, 227 t/h de bagaço alimentado (total);
- dois turbo-geradores de média pressão (43 bar/2,5 bar) gerando 12 MW;
- quatro turbo-geradores de baixa pressão (22 bar/2,5 bar), gerando 7,2 MW;
- turbinas de acionamento das bombas de alimentação das caldeiras, moendas e preparo.

¹⁶ No momento em que este trabalho estava sendo finalizado, efetivou-se o contrato de venda de mais 5 MW à concessionária (1998), excedente este gerado na mesma instalação aqui citada, a partir de modificações nas turbinas de contrapressão existentes.

¹⁷ Em função da variação no consumo de vapor e da dificuldade para se estabelecer valores, foi adotada a vazão total das caldeiras existentes, cf. fluxograma fornecido pela empresa (capacidade nominal das caldeiras).

VII.3.2. Análise termoeconômica - Custos de geração de vapor e eletricidade:

O objetivos do estudo de caso aqui apresentado é avaliar os custos de geração dos excedentes de eletricidade pelo método do trabalho como subproduto¹⁸ nos seguintes casos:

(a) **Caso base I:** considerando a situação da safra 97/98 (venda de 5 MW excedentes por R\$ 35/MWh¹⁹ à CPFL), admitindo que o sistema de caldeira/turbo-gerador de 43 bar já esteja amortizado;

(b) **Caso base II:** admitindo que o sistema em questão não esteja amortizado.

Neste caso, foram adotados os valores de investimentos, a partir de informações de fabricantes de equipamentos (caldeira de 43 bar, turbo-gerador de 43 bar/2,5 bar): R\$ 7.600.000,00²⁰.

As novas configurações propostas consideram duas opções básicas:

■ **1º. configuração:** considera-se mantida a caldeira de 43 bar, sendo substituídas as caldeiras (existentes) de 22 bar por caldeiras de 81 bar, com a mesma vazão de vapor global (consumo de vapor no processo mantido constante, sem investimentos em conservação de energia). Os turbo-geradores de 22/2,5 bar são substituídos por turbo-geradores de contrapressão para vapor de 81/2,5 bar, com extração para as turbinas de acionamento de 22 bar. Nesta configuração, além dos 12 MW gerados pelo turbo gerador de 43 bar, são gerados mais 43 MW pela nova turbina de alta pressão, totalizando 55 MW gerados na safra (40 MW excedentes). Maiores detalhes encontram-se no Anexo II, inclusive os balanços energético e de custos da configuração proposta. Neste caso, o investimento necessário seria da ordem de R\$ 41.200.000,00, com uma sobra de bagaço de 24 t/h. Neste caso, o excedente de eletricidade corresponde a 35 kWh/tc na safra, para um investimento específico de R\$ 749/kWelet. ou R\$ 1035/kW excedente.

¹⁸ Como já discutido anteriormente, este parece ser o método mais adequado, dentro dos métodos de partição de custos, pois permite manter o custo do vapor e da eletricidade do processo igual ao atual, de forma a manter constantes os custos energéticos do processo de fabricação de açúcar e álcool para a empresa.

¹⁹ No momento em que este trabalho estava em fase final, a tarifa de venda era R\$ 39/MWh.

²⁰ Todos os investimentos mencionados neste capítulo se referem a levantamento junto a fabricantes de equipamentos em Junho de 1997.

Tabela VII.1.: Dados principais do sistema proposto para geração na safra (Santa Elisa)

Configuração adotada	Potência elétrica total na safra (MW)	Caldeiras (t/h)	Excedente de bagaço (t/h)	Investimento (R\$)
Equipamento mantido (existente)	12 MW ^a (contrapressão)	115 (43 bar) ^a	0	7.600.000,00 ^b
Equipamentos novos (troca)	43 MW ^c (contrapressão/ extração)	440 (81 bar)	24 ^c	41.200.000,00 ^b

Fonte: (a) Dados da empresa; (b) Fabricantes de equipamentos; (c) Cálculos da autora; 40 MW excedentes na safra

- **2^a. configuração:** configuração análoga à anterior, mantendo o sistema de 43 bar, porém introduzindo uma turbina de condensação-extração (extração a 22 bar, para as turbinas de acionamento mecânicos, que foram mantidas²¹), gerando eletricidade o ano todo (sistema CEST²²). Nesta configuração foi analisada a possibilidade de utilizar todo o bagaço disponível para a geração de 60 MW na safra, correspondendo a 46 MW excedente, e 150 MW na entressafra²³, com a turbina de condensação operando em carga total (todo o vapor produzido na caldeira e alta pressão expande na turbina que, nestas condições, não opera com extração). O excedente médio específico é de 122 kWh/tc, mas a geração na safra é relativamente reduzida pela elevada vazão de vapor extraída para o processo (turbinas de acionamento a 22 bar).

Neste caso não há necessidade de compra adicional de bagaço na safra sendo a geração na entressafra com palhas e pontas²⁴, admitindo a implantação da colheita de cana crua.

²¹ Uma outra opção seria a introdução de modificações nas turbinas de acionamento mecânico, de baixo rendimento isentrópico, visando reduzir o consumo específico de vapor e permitindo a disponibilidade de uma vazão maior de vapor para os turbo-geradores.

²² “Condensing extraction steam turbine” - CEST

²³ A potência na entressafra fica significativamente maior pois neste caso todo o vapor expande até a pressão do condensador, aumentando consideravelmente a potência do turbo-gerador; deve ser lembrado que o consumo de vapor de processo é elevado, pois não foram considerados investimentos em conservação de energia (redução no consumo de vapor de processo).

²⁴ Especialistas consideram a opção de geração na entressafra com combustíveis fósseis, como óleo combustível ou gás natural. Esta opção não foi considerada pelos seguintes motivos: (i) o óleo combustível não se enquadra na filosofia de implementação da biomassa que inspirou o presente trabalho, pelos seus impactos ambientais; (ii) o gás natural, apesar de ser menos poluente, apresenta a dificuldade de fornecimento parcial (na entressafra), o que não se enquadra na atual política de venda do gás da Bolívia (“take or pay”). Em 1999 existem estudos propondo que no caso e cogeração existam condições especiais em andamento

A significativa potência gerada na entressafra se deve ao fato de que todo o vapor gerado é então utilizado para a turbina de condensação que opera então em carga total. Como não foi considerada a opção de investimentos para a redução do consumo de vapor de processo, a vazão disponível (total) de vapor para a entressafra é significativa, daí a potência gerada ser maior²⁵.

Os resultados do estudo de geração de 100 MW na safra indicaram a necessidade de compra adicional de bagaço na safra, mesmo sendo a geração na entressafra com palhas e pontas. Assim, com a finalidade de considerar apenas as opções auto-sustentáveis, são apresentados aqui somente os resultados referentes à geração de 70 MW, com o sistema CEST. Os resultados referentes à opção de 100 MW encontram-se no Anexo II.

A vantagem da tecnologia CEST é que a mesma permite gerar qualquer quantidade de excedente, independentemente do consumo de vapor de processo, ao contrário da tecnologia anterior com turbinas de contrapressão. As limitações no sistema CEST se referem à disponibilidade de combustível e de investimentos, uma vez que seus custos específicos são mais elevados e existe uma influência significativa do fator escala.

A tabela VIII.2. resume os principais parâmetros desta 2ª. configuração, inclusive com os investimentos em equipamentos. Foi incluído o investimento em sistema de bagaço, estimado a partir de dados da Copersucar (1991), conforme planilha no Anexo II, sendo adicionados 10% a título de custos eventuais.

Tabela VII.2.: Dados principais do sistema CEST proposto (Santa Elisa)

Pot safra	Entressafra	Cald 81 bar	Bag tot cons	Bag comp	Palha(e/S)	Invest.
MW	MW	t/h	t/h	t/h	t/h	R\$
61	150	464	277	0	112	95.259.875
100	192	572	318	33	130	122.154.878

Fonte: Cálculos da autora; dados de investimento segundo fabricantes de equipamentos.

Notas: Na safra operam as caldeiras de 43 bar atuais e as turbinas acionadoras atuais

²⁵ Existe a opção de utilizar uma turbina apenas de condensação para utilizar o vapor gerado a partir do restante do bagaço disponível na safra, e operando em paralelo com a turbina de contrapressão. Neste caso, na entressafra a potência gerada é menor pois é desligada a turbina da contrapressão e opera apenas a de condensação.

VII.4. Resultados para os Custos de Geração de Energia da Companhia Energética Santa Elisa:

Para a avaliação dos custos (específicos) do vapor e da eletricidade em base exergética foi utilizado aqui apenas o método do trabalho como subproduto, em função da análise efetuada anteriormente.

VII.4.1. Custo específico do vapor na situação atual:

São calculados inicialmente os custos específicos do vapor de processo e da eletricidade consumida (em base exergética), considerando cada situação adotada como “atual” (casos base I²⁶ e II²⁷). Para este cálculo foi utilizado o método da igualdade, no qual estes custos são adotados iguais. Na análise das novas configurações, dentro do método do trabalho como subproduto, estes custos específicos (vapor e eletricidade) são mantidos constantes²⁸ e, a partir destes valores, são calculados os custos da eletricidade excedente, visando manter constantes os custos energéticos para o processo de produção de açúcar e álcool.

As tabelas VII.3. e VII.4. a seguir ilustram os resultados obtidos para o custo do vapor e da energia elétrica e mecânica (situação atual), calculado para cada caso base, através do método da igualdade, numa faixa de 2,7 a 5,35 R\$/t de vapor (@2,5 bar, 155° C).

Tabela VII.3.: Custos da energia elétrica/mecânica consumida no processo (Santa Elisa)

CUSTO DA EN. EL./MEC. CONSUMIDA NO			
SITUAÇÃO ATUAL			
Bagaço	15%, 15a	15%,10a	20%, 10a
7,5R\$/t, c.Ia	15,3	15,3	15,3
12 R\$/t, c. Ia	25,3	25,3	25,3
7,5R\$/t, c.Ib	16,7	16,7	16,7
12R\$/t, c. Ib	27,7	27,7	27,7
7,5R\$/t, c.IIa	17,7	18,1	18,6
12 R\$/t, c. IIa	27,7	28,1	28,6
7,5R\$/t, c.IIb	18,7	19,1	19,7
12 R\$/t, c. IIb	29,2	29,7	30,2

²⁶ Considerando os equipamentos atuais já amortizados.

²⁷ Considerando que os equipamentos atuais ainda não estão amortizados

²⁸ Visando não aumentar os custos de produção da indústria

Fonte: Cálculos da autora

Tabela VII.4.: Custos do vapor de processo (Santa Elisa)

CUSTO DO VAPOR DE PROCESSO (R\$/t)			
Bagaço	15%, 15a	15%,10a	20%, 10a
7,5R\$/t, c.la	2,71	2,71	2,71
12 R\$/t, c. Ia	4,48	4,48	4,48
7,5R\$/t, c.lb	2,96	2,96	2,96
12R\$/t, c. Ib	4,90	4,90	4,90
7,5R\$/t, c.IIa	3,13	3,20	3,30
12 R\$/t, c. IIa	4,90	4,97	5,07
7,5R\$/t, c.IIb	3,31	3,38	3,48
12 R\$/t, c. IIb	5,17	5,25	5,35

Fonte: Cálculos da autora

Notas para as duas tabelas acima:

(i) Vapor de processo @ 2,5bar, 155° C.

(ii) Valores calculados pelo método da igualdade para a situação atual.

(iii) Caso base Ia: equipamentos já amortizados e não considerando o custo da água de alimentação da caldeira

Caso base Ib: Idem, porém considerando o custo de água de alimentação

Caso base IIa: equipamentos não amortizados e não considerando o custo da água de alimentação da caldeira

Caso base IIb: Idem, porém considerando o custo de água de alimentação

(iv) Venda de eletricidade (5 MW) na safra a R\$ 35/MWh, não há venda de bagaço excedente.

Os custos (específicos) do vapor, calculados em base exergética, foram transformados em custos (específicos) em base de massa, visando uma melhor sensibilidade na avaliação dos resultados. Analisando-se as tabelas anteriores observa-se que, de fato os custos do vapor e da eletricidade consumida nas configurações Ia e Ib não mudam com as condições financeiras pois estes casos correspondem ao investimento já amortizado. Nestes resultados, observa-se também a influência significativa do custo de oportunidade adotado para o bagaço nos custos da energia gerada, bem como o aumento nos custos para os casos II (equipamentos ainda não amortizados). Para um aumento de aproximadamente 60% no custo do bagaço, ocorre um aumento de até 65% nos custos energéticos.

VII.4.2. Custo da eletricidade excedente gerada:

Mantendo-se constantes os custos específicos do vapor para a situação atual, foram calculados os custos da eletricidade gerada na configuração mais eficiente, pelo método do trabalho como subproduto. A seguir, sempre visando manter constantes os

custos específicos da energia consumida no processo (em base exergetica), foram calculados os custos dos excedentes de eletricidade na safra.

No caso da geração na entressafra, a instalação opera como uma termelétrica (UTE) convencional a biomassa, sem extração de vapor para processo. Neste período há um consumo de eletricidade pela indústria (mesmo parada) de 5 MW, conforme dados levantados na empresa.

Para a análise de sensibilidade efetuada, as principais hipóteses da análise termoeconômica são idênticas às já mencionadas (15%, 15 anos, 15%, 10 anos e 20%, 10 anos). Também o custo de oportunidade do bagaço (com 50% umidade) foi adotado variando de R\$ 7,5 a 12 por tonelada.

• Resultados da 1ª. configuração (geração na safra, 40 MW excedentes):

A tabela VII.5 e a figura VII.1, a seguir, apresentam os resultados para a 1ª. configuração, correspondente à utilização de turbinas de contrapressão e, conseqüentemente, geração apenas na safra.

A partir dos resultados obtidos, são interessantes algumas observações. Em primeiro lugar, deve-se analisar um resultado aparentemente incoerente: valores mais elevados obtidos para os custos de geração dos excedentes para um menor custo de oportunidade do bagaço (R\$ 7,5/t). Na verdade isto ocorre porque o maior custo do bagaço faz com que o custo do vapor e da eletricidade consumidos no processo (mantidos iguais aos da situação atual) sejam significativamente maiores o que, no balanço final, provoca a redução no custo do excedente gerado²⁹.

Tabela VII.5.: Custos de geração de excedentes na safra (Santa Elisa)

²⁹ Este resultado é, na verdade, conseqüência do modelo utilizado. Como a proposta é de ilustrar a aplicação da metodologia, evidentemente em cada caso poderão ser adotadas as hipóteses consideradas mais interessantes.

CUSTO DO EXCED.ELETRICIDADE (R\$/MWh)			
Condições	15%, 15a, S	15%,10a, S	20%, 10a, S
7,5R\$/t,c.Ia	32,72	38,87	47,42
12R\$/t,c.Ia	27,36	33,51	42,06
7,5R\$/t,c.Ib	32,47	38,62	47,18
12R\$/t,c.Ib	26,95	33,10	41,66
7,5R\$/t,c.IIa	32,72	38,87	47,42
12R\$/t,c.IIa	27,36	33,51	42,06
7,5R\$/t,c.IIb	33,29	39,45	48,02
12R\$/t,c.IIb	28,26	34,42	42,99

Fonte: Cálculos da autora

Notas:

(1) Excedente gerado

35 kWh/tc na safra (S)

(2) Investimento = 1035 R\$/kW (elétrico excedente)

(3) Investimentos obtidos junto a fabricantes de equipamentos

(4) Configuração adotada: caldeira de 81 bar, turbina de contrapressão e extração (22 bar)
Mantidas as turbinas acionadoras existentes.

(5) Hipóteses adotadas da teoria termoeconômica:

■ método do trabalho como subproduto

■ adotado mesmo custo do vapor e da eletricidade consumida da situação atual

caso Ia Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos já amortizados, sem considerar o custo da água de alimentação

caso Ib Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos já amortizados, considerando o custo da água de alimentação

caso IIa Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos (43 bar) não amortizados, sem considerar o custo da água de alimentação

caso IIb Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos (43 bar) não amortizados, considerando o custo da água de alimentação

(6) Avaliação em base exergética

(7) Safra de 220 dias, 90% (F.U.)

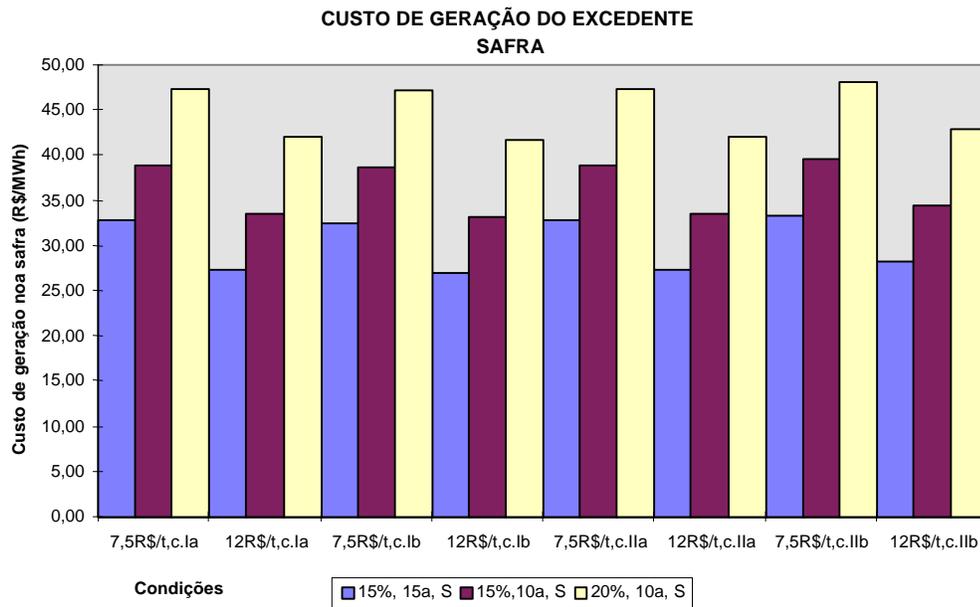
(8) Preço de venda do excedente R\$ 35/MWh (CPFL, contrato de dez anos durante a safra)

A segunda observação é que, para condições financeiras (relativamente) mais próximas daquelas aceitas pelo setor privado³⁰, os custos de geração dos excedentes na safra não são compatíveis com o preço de compra oferecido pelas concessionárias (ao menos para viabilizar a geração de uma quantidade maior de excedentes, como neste caso). Por exemplo, no caso de 10%aa., 5 anos, o custo do excedente gerado nesta configuração atinge mais de R\$ 50/MWh, mantidas as outras hipóteses (bagaço a R\$ 7,5/t).

³⁰ 10 anos, 15% a.a.

A última observação a ser feita é com relação ao fato de que, quando não é considerado o custo da água de alimentação da caldeira, os custos dos excedentes nas duas hipóteses Ia (equipamentos amortizados) e IIa (equipamentos não amortizados) são iguais, para esta configuração. Apesar deste fato ser demonstrado matematicamente, vale interpretar o resultado: na verdade, isto ocorre porque a amortização do investimento correspondente à situação atual já está computada nos custos do vapor e eletricidade do processo. Por este motivo não ocorre aumento no custo de geração do excedente.

Figura VII.1.: Custos de geração da eletricidade excedente durante a safra para a Companhia Energética Santa Elisa



Fonte: Cálculos da autora.

• Resultados da 2^a. configuração (geração na safra/entressafra 55 MW, 46 MW excedentes na safra):

A tabela VII.6 e a figura VII.2 apresentam os resultados para a 2^a. configuração, com turbinas de extração condensação, para geração na safra e entressafra. Neste caso, para estas configurações CEST, com geração o ano todo, foi também adotada uma faixa de variação para o custo de produção de palhas e pontas a partir da colheita mecânica de cana crua (de 18 a 27 R\$/t de palha seca³¹). Foram novamente consideradas as duas opções (dentro da análise termoeconômica) em cada caso base: desprezando o custo da água de alimentação das caldeiras (sub-itens “a”) ou adotando-o igual ao custo do vapor de processo (sub-itens “b”).

³¹ CORTEZ, L.A., NIPE/UNICAMP. Comunicação Pessoal: R\$20/t

As planilhas estão apresentadas no Anexo II, bem como as equações correspondentes, tanto do balanço energético como da análise termoeconômica. Com relação aos resultados obtidos, observa-se que os custos se elevam substancialmente. Por exemplo, para o bagaço a R\$ 7,5/t e condições financeiras de 15% a.a., 15 anos, a eletricidade excedente sobe de R\$ 33/MWh (na safra, na 1^a. configuração) para quase R\$ 45/MWh, com esta configuração.

Deve ser lembrado que a geração de excedentes no processo CEST é inversamente proporcional ao consumo de vapor de processo (ao contrário da turbina de contrapressão); assim, a geração de excedentes pode ser significativamente maior se for reduzido o consumo de vapor a 22 bar (acionamento das moendas).

Com relação à influência do custo do bagaço, valem as mesmas observações anteriores.

Como não foram aqui considerados³² investimentos para redução no consumo de vapor, neste caso a geração na entressafra é significativamente maior uma vez que, neste período, não há consumo de vapor de processo e todo o vapor produzido nas caldeiras pode ser expandido até a pressão do condensador, aumentando a potência gerada. Por este motivo, o custo de geração de eletricidade é obrigatoriamente inferior ao da safra, mesmo não havendo partição de custos entre a eletricidade e o vapor.

Em outros estudos já realizados, com configurações diferentes e menor geração na entressafra, o custo da eletricidade na entressafra fica mais elevado do que na safra³³. Aliás, deve ser lembrado que é justamente na safra que ocorre a maior necessidade de oferta de energia pelo sistema elétrico, pois a mesma corresponde ao período seco. Do ponto de vista estratégico fica a dúvida se haveria mercado para uma eletricidade a custo

³² Esta análise escapa aos objetivos da tese, que aqui analisa algumas configurações mais eficientes para ilustrar o método proposto (análise termoeconômica) para avaliação do custo de geração de excedentes.

³³ Outros estudos de caso efetuados com a inclusão de caldeira de alta pressão e turbina apenas de condensação. Neste outro caso, a turbina de condensação opera sempre em carga total e, na entressafra, as turbinas de contrapressão são desligadas, ficando em operação apenas a de condensação..

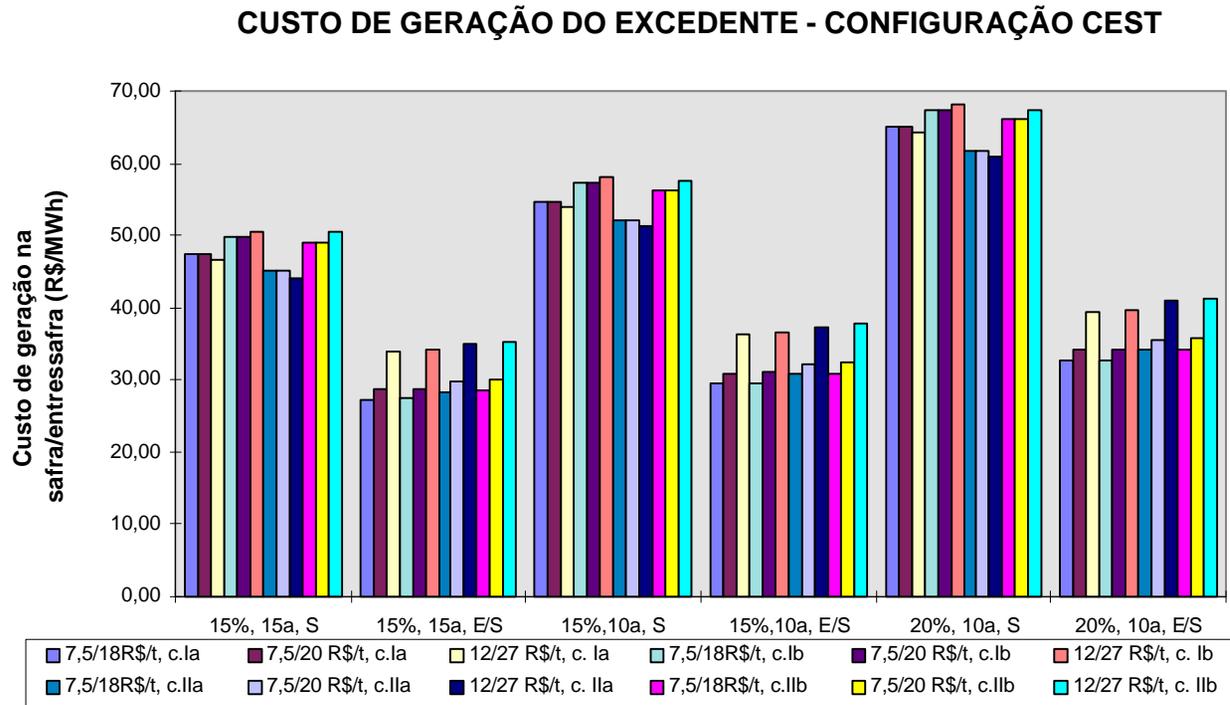
mais elevado e gerada justamente na entressafra que corresponde ao período úmido, com oferta suficiente de hidreletricidade

VII.5. Conclusões Preliminares:

Os exemplos analisados anteriormente indicam, como esperado, que para gerar maiores quantidades de excedentes de eletricidade nas usinas de açúcar e álcool há necessidade de investimentos maiores e, conseqüentemente, são mais elevados os custos de geração dos excedentes. A título de comparação, foram calculados (pela mesma metodologia) os custos de geração de excedentes para outras configurações comumente propostas para o setor elétrico e os potenciais de geração de excedentes para o setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo. A tabela VII.8 adiante ilustra os resultados obtidos.

A tabela VII.7, para avaliar o potencial do Estado de São Paulo, levou em conta que 24 % das usinas do Estado de São Paulo (45% da cana produzida no Estado, que é superior a 180 milhões de toneladas) apresentam uma capacidade de moagem em torno de 2.000.000 de toneladas de cana por safra, o que é considerado pela Copersucar como um porte adequado para viabilizar a cogeração. Para a avaliação do potencial teórico foi considerada toda a cana moída no estado.

Figura VII.2.: Custos de geração da eletricidade excedente pelo processo CEST para a Companhia Energética Santa Elisa



Fonte: Cálculos da autora. Notas: Safra de 220 dias, 90%

Tabela VII.6.: Custos de geração de eletricidade no sistema CEST (Santa Elisa)

TRABALHO COMO SUBPRODUTO		CONFIGURAÇÃO CEST					
CUSTO DO EXCED.ELETRICIDADE							
Bag/palha	15%, 15a, S	15%, 15a, E/S	15%,10a, S	15%,10a, E/S	20%, 10a, S	20%, 10a, E/S	
7,5/18R\$/t, c.Ia	47,36	27,19	54,78	29,46	65,09	32,62	
7,5/20 R\$/t, c.Ia	47,36	28,69	54,78	30,96	65,09	34,11	
12/27 R\$/t, c. Ia	46,56	33,91	53,97	36,18	64,28	39,34	
7,5/18R\$/t, c.Ib	49,80	27,35	57,21	29,62	67,52	32,78	
7,5/20 R\$/t, c.Ib	49,80	28,85	57,21	31,12	67,52	34,27	
12/27 R\$/t, c. Ib	50,58	34,18	58,00	36,45	68,31	39,61	
7,5/18R\$/t, c.IIa	45,00	28,29	52,02	30,74	61,79	34,15	
7,5/20 R\$/t, c.IIa	45,00	29,78	52,02	32,23	61,79	35,64	
12/27 R\$/t, c. IIa	44,19	35,01	51,22	37,46	60,99	40,87	
7,5/18R\$/t, c.IIb	49,03	28,47	56,14	30,92	66,02	34,34	
7,5/20 R\$/t, c.IIb	49,03	29,96	56,14	32,42	66,02	35,83	
12/27 R\$/t, c. IIb	50,54	35,29	57,65	37,75	67,53	41,16	

Fonte: Cálculos da autora

Notas:

- (1) Excedente gerado: 122 kwh/tc
- (2) Investimento = 1115 R\$/kW (elétrico excedente); 46 MW exc. (S); 145 MW (ES)
- (3) Investimentos obtidos junto a fabricantes de equipamentos
- (4) Configuração adotada: caldeira de 81 bar, turbina de cond./extração, com extração a 22 bar. Mantidas as turbinas acionadoras existentes, sem redução no consumo de vapor de processo.
- (5) Hipóteses adotadas da teoria termoeconômica:
 - método do trabalho como subproduto
 - adotado mesmo custo do vapor da situação atual
- caso Ia Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos já amortizados, sem considerar o custo da água de alimentação
- caso Ib Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos já amortizados, considerando o custo da água de alimentação
- caso IIa Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos (43 bar) não amortizados, sem considerar o custo da água de alimentação
- caso IIb Usina vende 5 MW durante a safra, equipamentos (43 bar) não amortizados, considerando o custo da água de alimentação
- (6) Avaliação em base exergética
- (7) Safra de 220 dias, 90%
- (8) Preço de venda do excedente R\$ 35/MWh (CPFL, contrato de dez anos durante a safra)

Tabela VII.7.: Potencial de geração de excedentes nas usinas de açúcar e álcool (São Paulo)

Tecnologia	Caldeira 43 bar	Caldeira 43/65 bar	Caldeira 43/85 bar	Caldeira 43/85 bar - CEST	
	Turbina CP	Turbina de CP	Turbina de CP	Safra	E/S
Excedente gerado				(122 médios)	
(kWh/tc)	17	28	35	40	125
Investimento					
(R\$/kWexc)	751	890	1035	1115	
Custo da eletr.					
excedente ^a (R\$/MWh)	15 a 18	30 a 32	38 a 40	44 a 57	24 a 26
Potencial teórico					
p/ o Est. de SP ^c (GWh)	3.029	4.990	6.237	7.128	22.275
Potência disponível					
teórica (MW)	638	1.050	1.313	1.500	7.112
Potencial do Est.					
de São Paulo ^b (GWh)	1.515	2.495	3.119	3.564	11.138
Potência disponível					
(MW)	319	525	656	750	3.556

Fonte: Cálculos da autora

Notas:

(a) Condições: 15%aa, 20 anos, 220 dias safra, FC = 90%.bagaço a 50% umidade a 7,5 R\$/t

(b) Potencial para o Estado de SP apenas considerando as usinas da faixa considerada econômica

(c) Considerando toda a moagem do estado.

(d) Cana moída em SP na safra de 1998/99
198 milhões de toneladas

(e) Porcentagem da produção viável para geração de excedentes em termos econômicos
45%

(f) Safra 220 dias

ES 145 dias

FC 90%

(g) Sem investimentos em conservação de energia

Os resultados da análise termoeconômica indicam a possibilidade de se viabilizar a geração de excedentes no setor sucro-alcooleiro com tecnologias comercializadas no país, pelo menos para usinas de grande porte como a do estudo de caso em questão, desde que ocorra a introdução de políticas adequadas.

Deve ser ressaltado que o objetivo da metodologia aqui aplicada (utilização da Análise Termoeconômica para cogeração em usinas de açúcar e álcool), bem como a discussão política dos diferentes métodos de partição de custos é mostrar que a mesma poderia ser adotada como referência para as negociações de venda de excedentes pelas

usinas que, neste caso, teriam condições de estabelecer seu custo real de geração tanto da eletricidade como do vapor consumidos em seu processo.

Para avaliação do potencial economicamente viável (em termos confiáveis) é necessário que seja aplicada a presente metodologia a casos individuais, para avaliação real dos custos de geração de excedentes.

Por outro lado, como se verificou que a perspectiva de viabilização de um programa de cogeração a partir de biomassa em larga escala depende principalmente da introdução de políticas adequadas, este assunto é analisado em detalhes no próximo capítulo.

VIII. POLÍTICAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA COGERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE BIOMASSA:

VIII.1. A Legislação Brasileira Referente à Cogeração:

Neste item não se pretende discutir exaustivamente a legislação atual do setor elétrico, mesmo porque este não é o objetivo desta tese. Pretende-se apenas analisar as interfaces da mesma com a comercialização de excedentes de eletricidade, em particular para o setor sucro-alcooleiro.

Dentro na novo quadro institucional do setor elétrico do país, a Lei n. 9074, de 7 de julho de 1995, introduziu a figura do produtor independente de energia, com as condições de operação, conforme tabela VIII.1.

Tabela VIII.1.: Condições de operação do produtor independente de energia:

Condições	UHE	UTE
Livre de concessão ou autorização	< ou = 1 MW	< ou = 5 MW
Concessão ("contrato de concessão"), (licitação)	> 1MW para PI; > 10 MW para auto-produtor	> 5 MW
Autorização ("contrato de adesão")	1 MW < potência <= 10 MW (auto-produtor)	> 5 MW (licitação se houver outros interessados)

Fonte: Lei 9074, 7 de julho de 1995

Esta lei assegura, em princípio, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para o produtor independente de energia elétrica, mediante o pagamento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critério definido pelo órgão regulador (ANEEL), como já analisado na Parte II deste trabalho.

As tarifas de transporte foram definidas inicialmente pela Portaria n. 459/97 de 10 de novembro de 1997, estando atualmente (1999) em revisão. Assim, como já discutido na Parte II, a legislação aparentemente não apresenta maiores dificuldades à venda de excedentes. Entretanto na realidade persistem dificuldades institucionais:

- Quanto à venda de excedentes às concessionárias: após a privatização do setor, não se verifica maior interesse das concessionárias na compra de excedentes. Em particular, o preço de compra freqüentemente ofertado dentro do regime de livre negociação não viabiliza a geração de uma quantidade significativa de excedentes, nas condições financeiras usualmente aceitas pelo setor privado, como discutido no capítulo anterior³⁴.

As concessionárias, aparentemente, consideram mais interessante a compra de energia de geradores que garantam o fornecimento ao longo do ano, sem observar as vantagens da compra de energia (confiável) durante o período seco da região sudeste, que corresponde à safra de cana. Também como já discutido, não se analisam as melhores opções econômicas do ponto de vista da concessionária, uma vez que em muitos casos a compra de cogeneradores do setor sucro-alcooleiro é mais interessante do que o investimento, por exemplo, em subestações (SWISHER, 1997).

- Quanto à venda de excedentes a terceiros: este processo ainda encontra dificuldades pela questão das tarifas de transmissão. Em 10/11/1997, foi publicada a “Regulamentação do Acesso à Rede Elétrica”, através da Portaria n. 459/97, com valores extremamente elevados para o pedágio. Em junho de 1999 encontra-se em discussão novos valores para o pedágio, mas apenas para a rede de alta tensão (básica), faltando ainda a definição dos valores para a tensão de 13,8 kV, que corresponde à tensão de geração dos cogeneradores. Entretanto seria necessário que houvesse incentivos para a eletricidade gerada a partir de energias renováveis, à semelhança do que ocorre com as PCH's (50% de redução nas tarifas de pedágio, segundo a lei 9648, 27/5/1998).

- Quanto às tarifas de suprimento: a legislação atual (lei 9648, 27/5/1998) não permite que os auto-produtores (onde se enquadra a cogeração) comercializem energia em contratos de longo prazo, “apenas contratos de forma eventual”. Desta forma, para efetuar a venda de energia, há necessidade de ser formalizada a figura do PIE, o que por sua vez não permite a contratação da demanda suplementar de

³⁴ Adiante será discutida a proposta da ANEEL referente aos valores normativos, apresentada em maio de 1999.

reserva - DSR, a ser empregado em situações de emergência na geração própria. Verifica-se assim a impossibilidade (de fato) de que auto-produtores comercializem excedentes de energia de forma regular, como seria desejável .

Em termos de propostas recentes da ANEEL, é importante analisar a proposta de resolução apresentada para consulta pública (a ser discutida em audiência pública em 16/6/99), relativa aos valores normativos (VN) que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte das concessionárias de distribuição. A proposta é de que os VN sejam diferenciados por tipo de fonte energética, sendo estabelecido R\$ 80,80/MWh para geração de eletricidade a partir de biomassa. A este respeito, também cabem algumas considerações (apesar do fato de que a proposta representa um passo importante para incentivar as energias renováveis):

- De uma forma geral não é feita distinção em termos da tecnologia utilizada, o que impede o incentivo a processos mais eficientes. Este foi um dos problemas verificados nos Estados Unidos com a introdução do PURPA. Assim, é necessária uma regulamentação definindo tecnicamente a figura do cogeração (Qualificação do Cogeração)³⁵.

- O valor de R\$ 80,80/MWh, apesar de corresponder a um limite superior, é excessivamente elevado para processos convencionais de turbinas a vapor, sinalizando de forma negativa os preços para a venda de excedentes. Assim, por parte das concessionárias, poderá ocorrer um desinteresse por considerarem que qualquer processo de geração a partir de biomassa só se viabilizaria nestes níveis de tarifa, ao contrário do que ocorre na realidade. Por outro lado, por parte dos cogeração, poderia ocorrer uma acomodação, desestimulando o investimento em processos mais eficientes.

- Não houve definição de um limite inferior para a tarifa de compra da eletricidade excedente, o que é considerado por pesquisadores (GOLDEMBERG, 1999³⁶) um mecanismo eficiente para balizamento do mercado.

³⁵ No momento em que este trabalho estava sendo editado, a ANEEL estava finalizando a “Qualificação do Cogeração”, para ser colocada em consulta pública.

³⁶ GOLDEMBERG, J., (IEE/USP), 1999. **Comunicação Pessoal.**

Ainda em termos de legislação recentemente introduzida, vale mencionar a Medida Provisória n. 1819, de 31/3/99, que altera o parágrafo único do art. 15 da Lei 3890-A (25/4/61) autorizando a Eletrobrás a aportar recursos sob forma de participação minoritária, em empresas ou consórcios para geração ou transmissão de energia elétrica, além de poder também prestar fiança. Neste caso, apesar de representar um sinal positivo para atrair investimentos no setor elétrico, a opção não parece representar papel significativo no setor sucro-alcooleiro, uma vez que a participação deve ser obrigatoriamente minoritária, permanecendo a questão financeira (e de garantias) como já discutido anteriormente.

Na verdade, como já discutido nos capítulos anteriores, verifica-se que existe uma oposição significativa das concessionárias à geração de energia descentralizada, onde se inclui a cogeração. Um exemplo deste fato é o caso do “Decreto de Cogeração”; em 1998 foi posta em discussão uma minuta de decreto-lei de incentivo à cogeração, obrigando as concessionárias a comprar excedentes de eletricidade de cogeneradores (pelo menos 50 % da expansão, até um total de 50 MW de cada cogenerador), com uma tarifa de compra privilegiando a energia renovável.

Na ocasião, a proposta encontrou profundas resistências por parte das concessionárias, tão intensas que o decreto-lei acabou por não ser assinado pelo Ministério de Minas e Energia: “não havia consenso” na sociedade a respeito da mesma, conforme declarações do próprio Ministério (SCHELEDER, 1997). Entretanto, ainda assim é interessante observar alguns aspectos da minuta que, em princípio, deveria colaborar para a viabilização da cogeração³⁷:

- o preço de compra dos excedentes de eletricidade pelas concessionárias continuava tomando por base o custo marginal de geração, sem incluir o custo de transmissão. Uma outra opção, mais adequada, seria a utilização do custo evitado, como ocorre em países da União Européia e nos Estados Unidos (WALTER, 1994).
- um outro aspecto é a questão do “bônus”: era proposto um acréscimo de 10% para eletricidade gerada a partir de biomassa e de 20% (?) para eletricidade gerada no setor terciário. Ora, considerando-se que na maior parte dos casos a geração no setor

³⁷ Mesmo porque em várias ocasiões a proposta volta a ser mencionada como uma opção “interessante”.

terciário se dará a partir de gás natural, verifica-se que o maior “bônus” está sendo oferecido aos combustíveis fósseis e não à biomassa... (COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1998).

No momento em que este trabalho estava sendo editado, a ANEEL divulgou a Resolução 224 (30/6/99) definindo as tarifas de energia no curto prazo, com base no custo marginal de operação. Para a região Sudeste, os valores são significativos (R\$ 61,08/MWh fora de ponta e R\$ 68,33/MWh na ponta), o que representa uma sinalização interessante para a venda de excedentes.

Assim, visando colaborar para o estabelecimento de uma legislação mais adequada que incentive verdadeiramente a cogeração a partir de biomassa em larga escala, a seguir são analisadas as políticas instituídas em outros países, como União Européia e Estados Unidos e sua possível adaptação para o Brasil.

VIII.2. A Legislação Européia:

VIII.2.1. As “Non Fossil Fuel Obligations - NFFO”:

Este mecanismo é considerado por especialistas (GOLDEMBERG, 1999³⁸) como o mecanismo mais adequado para definição de preços mínimos para compra da eletricidade de cogeneradores, de forma a balizar o mercado.

Sem entrar em maiores detalhes referentes à legislação corrente em diversos países da Europa observa-se em resumo que, na maior parte dos casos, a legislação prevê:

- a compra dos excedentes de eletricidade pelo custo evitado ;
- obrigatoriedade de compra de energia gerada a partir de fontes renováveis, de forma a atingir uma fração da energia gerada pela concessionária;
- mecanismos fiscais de compensação que viabilizem um preço de compra maior para as energias renováveis, taxando as energias de origem fósseis em benefício das renováveis.

³⁸ GOLDEMBERG, J., 1999 (IEE/USP). **Comunicação Pessoal.**

Dentro deste contexto destaca-se a política das NFFO (“Non Fossil Fuel Obligations”), introduzida na Inglaterra, inicialmente para viabilizar a energia nuclear e que, posteriormente, foi expandida (inclusive privilegiando) às fontes renováveis. Mesmo sem entrar em todos os detalhes referentes a este programa, encontrados em MITCHELL, 1995, é interessante extrairmos algumas observações:

- o princípio básico é o seguinte: a legislação obriga a compra de uma certa quantidade de energia elétrica gerada a partir de renováveis (e nucleares...) , a um preço mais elevado, estabelecido a cada ano pela agência reguladora. Este “preço-premium” é decrescente, como mostrado na tabela a seguir, estimulando a competitividade das empresas geradoras. O prêmio pago a mais vem de impostos extras incidentes sobre os geradores de eletricidade a partir de combustíveis fósseis.
- a cada ano, são estabelecidas as metas de potencial a ser atingido e custos correspondentes (decrescentes e em regime de competição), para cada tecnologia.
- ainda segundo MITCHELL, 1995, esta política é justificada pelo governo por dois motivos principais. Primeiro, este mecanismo é uma política apropriada para suportar novas tecnologias na sua entrada no mercado. Segundo, porque os geradores de energias renováveis iriam aumentar o número de PIE, o que é um dos objetivos do processo de privatização. Apesar do programa ter sido inicialmente introduzido como suporte à energia nuclear, sem dúvida os resultados alcançados para as renováveis foram significativos.

A Tabela VIII.2. a seguir ilustra o número de projetos introduzidos a cada ano com esta política de NFFO.

Tabela VIII.2.: Projetos introduzidos na Inglaterra e País de Gales segundo a política de NFFO (Non Fossil Fuel Obligations)

NFFO-1991 ⁱ		NFFO-1994 ⁱⁱ		NFFO-1997 ⁱⁱⁱ	
No. de projetos	MW gerados	No. de projetos	MW gerados	No. de projetos	MW gerados
122	472,23	141	626,92	195	842,72

Fontes: (i)(ii) MITCHELL, 1995; (iii) Department of Trade & Industry (Inglaterra)

Comparando os preços definidos para compra (média das diferentes energias renováveis), obtêm-se os seguintes valores:

Tabela VIII.3. Preço médio para compra de energia nas NFFO:

Ano	Preço médio pago para compra da energia
1994	4,30 p/kWh (52 US\$/MWh)
1997	3,46 p/kWh (42 US\$/MWh)

Fonte: Department of Trade & Industry (Inglaterra): Renewable Energy Bulletin N. 7 25/11/1997, NFFO-5

Nota: p/kWh = centavos de libra por kWh

Observa-se, da tabela VIII.3, uma redução de aproximadamente US\$ 10/MWh em três anos, confirmando a política de preços decrescentes. Por outro lado, deve ser analisado que estes valores se referem a médias das diferentes energias renováveis. Na verdade, para cada tipo de energia há um preço diferenciado estabelecido pela agência reguladora; por exemplo, para eletricidade gerada em processo de gaseificação de biomassa o preço médio é de 5,51 p/kWh (aproximadamente US\$ 60/MWh), para um intervalo entre 5,49 e 5,79 p/kWh.

Como é observado por MITCHELL 1995, é na verdade sempre difícil definir uma política de incentivo para uma nova tecnologia, em particular com as características das energias renováveis: pequena escala, descentralização, custos de capital elevados oferta de eletricidade frequentemente intermitente, como no caso da energia eólica, etc. Estas características estão geralmente em desacordo com as exigências dos órgãos financiadores, reguladores, concessionárias e mesmo governos, em certos casos. Então, a política das NFFO fornece mecanismos para contornar estas dificuldades, tendo em vista o vasto contingente de investidores potenciais em energias renováveis, esperando que as barreiras sejam eliminadas.

Por outro lado, alguns especialistas consideram que mesmo esta política apresenta dificuldades de execução³⁹, a saber:

- (i) a concorrência não exige que os projetos vencedores sejam de fato realizados e, assim, existe uma discrepância entre o número de projetos selecionados e o número de projetos efetivamente realizados;

³⁹ BAGUENIER, H., 1999 (CEEETA, Portugal). **Comunicação pessoal.**

- (ii) o mecanismo não garante o fornecimento de biomassa nem outras condições básicas para a realização do projeto.

De qualquer forma, em princípio, os mecanismos de suporte devem garantir as condições básicas para seu desenvolvimento e, principalmente, é necessário reconhecer as diferenças entre as características de cada tecnologia e as estruturas necessárias para sua implementação.

Adiante, neste trabalho, este exemplo será discutido à luz da cogeração a partir de biomassa. Mecanismos especiais são também defendidos por GOLDEMBERG, 1998, em particular na questão referente à transferência de tecnologia mais avançada, dos países industrializados para os países em desenvolvimento. “Joint ventures” de empresas destes países, bem como organizações internacionais de desenvolvimento podem assumir parte do risco inerente ao empreendimento.

Finalmente, a Conferência das Partes para o FCCC (Framework Convention on Climate Change) poderá encorajar a criação de um mercado importante em emissões de CO₂, de forma semelhante ao que já ocorreu nos Estados Unidos para as emissões de SO₂. No capítulo X desta tese será analisada a possibilidade de aplicação dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (“Clean Development Mechanisms - CDM”) aos processos de cogeração no setor sucro-alcooleiro.

VIII.2.2. Outros mecanismos na União Européia:

Neste item é apresentada uma revisão sucinta dos mecanismos existentes na União Européia para proteger o meio ambiente e reduzir as emissões poluentes de uma forma geral, incentivando as energias renováveis na geração de eletricidade. Na maior parte dos casos, os mecanismos introduzidos pela legislação correspondem à obrigatoriedade de compra e à definição da tarifa de compra com base no custo evitado (e não no custo marginal).

Além disso, estudos existentes (“Document de Travail de la Commission Européenne”, 1998) analisam as dificuldades a serem contornadas visando implementar a

geração de energia a partir de fontes renováveis, incluindo a biomassa o que, na maior parte dos casos, se aplica à realidade brasileira:

- **Custo:** esta é a principal desvantagem das energias renováveis (incluindo a biomassa), em particular pela não internalização dos custos externos (ambientais). Apesar da tendência de baixa nos custos de geração a partir de renováveis (e de biomassa) na União Européia, há necessidade da introdução de dois elementos essenciais: mecanismos de garantia de preço aos produtores, de forma a incentivá-los a entrar no mercado, e um panorama de regulamentação que permita aos investidores entrar no mercado sem receio de que o mecanismo de garantia de preço possa ser modificado, fazendo com que seus investimentos deixem de ser rentáveis.
- **Infra-estrutura:** neste campo há dois desafios importantes, o planejamento e a interligação com a rede. Do ponto de vista do planejamento, inúmeros projetos sofrem atrasos e mesmo interrupções devido aos longos procedimentos do planejamento. Ora, como a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis é produzida de forma descentralizada, as instalações devem se localizar próximas dos centros consumidores; por isso, são necessários procedimentos de planejamento simples e rápidos, em níveis locais e regionais, facilitando o processo. Com relação à interligação, com a rede, as unidades de geração a partir de fontes renováveis frequentemente podem fornecer a eletricidade em tensões mais baixas, reduzindo o custo de transporte. E muitas vezes as concessionárias (e mesmo os responsáveis pela rede de transporte e distribuição) não levam este fato em consideração.

Dentro deste contexto, os países da UE introduziram as seguintes regulamentações:

- Quase todas as energias renováveis recebem subsídios dos poderes públicos nacionais ou da Comissão da UE visando o desenvolvimento de P&D para estas energias;
- Certos países também fornecem subvenções para investimentos em capital. O nível das subvenções é tanto maior quanto menor for a rentabilidade da tecnologia.

- Vários países (Alemanha, Espanha e, atualmente, Dinamarca) encorajam a eletricidade a partir de fontes renováveis através de garantia de preços, além de obrigatoriedade de compra da energia gerada. Entretanto, os níveis de preços variam consideravelmente de um país a outro.
- A tarifa de compra em geral é formada de um preço fixo, aliado a uma obrigação de compra de toda a eletricidade de fontes renováveis que for ofertada, como por exemplo na Alemanha. Na Dinamarca, há ainda subvenções de estado para os PIE que fornecem à rede.

Outros exemplos de sistemas que se apoiam na concorrência são:

- As “cartas verdes” são outorgadas aos produtores de eletricidade originária de fontes renováveis e são definidas segundo a quantidade de energia produzida ou injetada na rede. Esta eletricidade entra em concorrência com outros tipos de eletricidade disponíveis e é então vendida a preços de mercado. Com a finalidade de financiar os custos suplementares da geração de eletricidade a partir de renováveis, garantindo sua produção, todos os consumidores são obrigados a comprar as cartas verdes com base numa porcentagem fixa de seu consumo. Assim os produtores de energia a partir de renováveis recebem o preço “normal” da eletricidade (de mercado), ao qual se adiciona um pagamento correspondendo às cartas verdes.
- Uma outra opção é obrigar os fornecedores de eletricidade a operar de forma que a eletricidade de fontes renováveis corresponda a uma parte mínima do consumo global de eletricidade. Os fornecedores têm então a opção de produzir sua própria energia a partir de renováveis ou de comprá-la através de certificados, dos produtores com energia excedente.
- No contexto de um regime de chamada de ofertas, o Estado determina o nível desejado de eletricidade de fontes renováveis em função de uma combinação das diferentes fontes. É publicada então uma chamada pública para o fornecimento de eletricidade que será efetuado em bases contratuais.
- Também podem ocorrer os chamados regimes voluntários de “preços verdes”, implantados em 1996 nos Países Baixos e na Suécia e são hoje analisados por outros países visando sua implantação. Neste caso os próprios consumidores podem escolher

o pagamento por um prêmio relativo às renováveis. Este sistema é semelhante ao introduzido nos Estados Unidos conforme analisado adiante.

- Outros estados encorajam as energias renováveis através do regime fiscal, através de exonerações ou de reembolso de taxas de energia.

Os estudos em desenvolvimento relacionados com as taxas incidentes sobre os combustíveis visam incentivar sua substituição por combustíveis menos poluentes. Por exemplo, existe o estudo realizado pelo CEEETA, 1999, em Portugal, propondo mecanismos fiscais de incentivo ao gás natural como combustível, visando sua introdução na matriz energética daquele país (BAGUENIER, 1999⁴⁰). Apesar da discussão a respeito das externalidades (custos ambientais) serem discutidas no próximo capítulo desta tese, aqui é analisada a situação atual da inclusão de taxas ambientais na União Européia, em termos de legislação (EEA, 1996).

Na União Européia, vários países (Holanda, Dinamarca, Suécia, Portugal, Grécia, Itália, Reino Unido) introduziram taxas ambientais e de energia, não apenas relativas as emissões de carbono (CO₂), como também taxas incidentes sobre emissões de SO_x e NO_x, com a finalidade de incentivar o uso de formas de energia mais limpas (EEA, 1996). A European Environment Agency considera que a grande vantagem das taxas ambientais é que elas "corrigem o falso sinal de preço no mercado, incorporando os custos da poluição e outros custos ambientais".

As taxas ambientais, sendo efetivos instrumentos para a internalização de externalidades, contribuem para a integração das políticas ambientais e econômicas. Além disso, elas fornecem incentivos para consumidores e produtores mudarem o seu comportamento na direção de um uso mais eficiente e ecológico dos recursos naturais, estimulando inovações e mudanças estruturais. Estas taxas podem elevar a receita, a qual pode ser usada para aumentar as despesas com a proteção do meio ambiente, podendo também reduzir as taxas incidentes sobre mão de obra, capital e poupança. Por último, elas são instrumentos particularmente efetivos de política para estabelecer prioridades nas

⁴⁰ BAGUENIER, H., 1999 (CEEETA, Portugal). **Comunicação pessoal.**

chamadas fontes difusas de poluição, como emissões no setor de transporte, resíduos e uso de produtos químicos na agricultura (EEA, 1996).

De acordo com a EEA, 1996, as taxas ambientais representam apenas 1,5% do total das taxas na União Européia em 1993. Apenas em um numero reduzido de países as taxas ambientais representam uma larga proporção: Holanda (5,1%) e Dinamarca (4%). Entretanto, as chamadas taxas sobre energia (“energy taxes”) representam uma proporção maior (5,2% em media na UE) e ate 10% em Portugal e Grécia, 6-7% na Itália e Reino Unido. A tendência geral de taxação desde 1980, apesar de indicar um aumento bastante reduzido na implementação de taxas ambientais, revela um progresso considerável principalmente nos países do Norte da Europa.

Segundo o estudo em questão (EEA, 1996), as principais conseqüências da inclusão de taxas ambientais são:

- as taxas revelaram os benefícios ambientais e, na maioria dos casos mostraram ser efetivas em termos de custos;

- exemplos de taxas particularmente efetivas foram: na Suécia, a taxação sobre poluição do ar; na Holanda, sobre poluição das águas; e, ainda na Suécia, impostos nas emissões de NOx e diferenciação nas taxações dos combustíveis veiculares.

- as taxas de incentivo são em geral efetivas em termos ambientais quando são suficientemente elevadas para estimular medidas de reduções das emissões.

- as taxas podem funcionar em períodos relativamente reduzidos (2 a 4 anos) o que corresponde a um resultado favorável quando comparado com outras políticas ambientais, como “energy taxes”, que em geral levam de 10 a 15 anos para exercerem efeitos substanciais.

- entretanto, a avaliação das taxas ambientais e de seus impactos ambientais não e uma tarefa fácil.

VIII.2.3. Efeitos dos mecanismos de taxação de energia:

Os maiores aumentos na geração de energia a partir de fontes renováveis ocorreram na Dinamarca, Países Baixos, Espanha e Suécia, ficando estável nos outros países. Com relação à capacidade instalada os maiores índices se verificaram na energia

eólica (Dinamarca). Em termos de remuneração, os melhores preços de fornecimento (por kWh fornecido) ocorrem na Alemanha, Itália, Dinamarca e Espanha (nesta ordem).

Os preços fixos de compra se constituem hoje em dia nos mecanismos considerados os mais eficazes para o crescimento rápido da eletricidade a partir de fontes renováveis (EEA, 1996). Há dois motivos apresentados neste estudo: em primeiro lugar, os novos investidores podem se apoiar no fato de que eles receberão uma receita fixa para o capital investido, reduzindo os riscos a níveis desprezíveis. Em segundo lugar, os preços fixos tem grande sucesso porque em geral as tarifas são estabelecidas em níveis elevados pelos países em questão.

Por outro lado alguns inconvenientes foram mencionados, tais como :

- a partir de um certo ponto é necessário se introduzir uma certa concorrência, para continuar a garantir um dado volume de eletricidade gerada a partir de renováveis, permitindo uma redução nos preços, otimizando os recursos e evitando o monopólio. Também as exigências jurídicas previstas pelo tratado da EU impõem esta filosofia.
- os preços de compra devem ser reduzidos logo que o progresso tecnológico permitir a redução dos custos de produção, a fim de evitar benefícios exagerados.

Quanto aos regimes apoiados na concorrência, seu principal benefício é que eles encorajam as inovações e fazem diminuir os preços. Além disso, há o fato de que este princípio está na base de todas as medidas de liberalização tomadas pela Comunidade atualmente. Várias críticas entretanto estão sendo apresentadas à Comissão, que chegou à conclusão de que, apesar das controvérsias, este método é o mais indicado, em termos de baixa de preços e de estímulo às inovações:

- regime de chamadas de ofertas, como o NFFO do Reino Unido: este processo não atingiu os objetivos pretendidos, uma vez que grande parte dos permissionários não instalou a potência definida, pois estes não puderam obter a permissão de construção das instalações.

- necessidade de quotas fixas para eletricidade a partir de fontes renováveis: alguns estudos afirmam que o fundamento de um regime concorrencial é a fixação de quotas artificiais para estas fontes, o que criaria um mercado artificial e distinto do

restante. Este fato impediria a eletricidade de fontes renováveis de se tornar plenamente competitiva face às formas tradicionais.

A título de conclusão, o documento aqui analisado sugere não apenas a intensificação de P&D na área de energias renováveis, mas também um movimento geral para estabelecimento de um sistema legislativo racional que permita ganhos de eficiência, sendo as medidas tomadas coletivamente por todos os estados membros da Comunidade. Assim, há inclusive vários argumentos em favor de um mercado único de eletricidade a partir de energias renováveis⁴¹.

VIII.3. A Legislação Americana:

Segundo WALTER, 1998, existem nos Estados Unidos aproximadamente 7 GW de capacidade instalada interligada à rede gerada a partir de biomassa, representando apenas cerca de 1% da capacidade total de geração elétrica do país e aproximadamente 8% da capacidade de geração que não pertence às concessionárias. Trata-se principalmente de sistemas de cogeração em indústrias a partir de resíduos de madeira (90% do suprimento de combustível) e resíduos agrícolas (10%).

O rápido desenvolvimento dessa capacidade ocorreu entre o final dos anos 70 e meados dos anos 80, dentro do contexto da legislação do PURPA (“Public Utility Regulatory Policy Act”), que permitiu a realização de contratos altamente favoráveis para os produtores de eletricidade. Na década de 90 a situação é sensivelmente diferente, pois as tarifas de venda da eletricidade são sensivelmente mais baixas⁴², além existir concorrência no mercado de resíduos de biomassa, o que eleva os custos do combustível. Também as reduzidas eficiências de conversão dos sistemas de produção de eletricidade faz com que a situação fique particularmente difícil.

⁴¹ Estes aspectos não serão discutidos aqui por fugirem ao contexto do trabalho em questão.

⁴² Quando o PURPA estava em vigor, os produtores de eletricidade a partir da biomassa comercializavam sua produção pelo custo marginal que, na época, era bastante alto. Desde o fim dos anos 80, na medida em que os antigos contratos vão se esgotando, esses mesmos produtores não mais têm a garantia de comercialização da eletricidade e competem com vários outros outras formas de geração.

O PURPA, introduzido em 1978, definia que as concessionárias eram obrigadas a comprar a energia elétrica excedente de auto-produtores e de pequenos produtores gerada a partir de fontes renováveis (como a biomassa). O PURPA também garantia ao cogrador um preço de compra considerado justo, bem como o atendimento emergencial ao auto-produtor por preços adequados e outras vantagens financeiras. A base para a avaliação do preço de compra dos excedentes era o “custo evitado” e, após algumas dificuldades de relacionamento com as concessionárias com relação aos preços envolvidos, por volta dos anos 80 a cogeração finalmente começou a se viabilizar (WALTER, 1994).

Em 1980 havia 13 GW de capacidade instalada em sistemas de cogeração (2,1% da capacidade instalada total nos EUA). Após oito anos, havia 51 GW instalados no total, demonstrando o enorme sucesso então obtido com o programa. Ao final da década de 80 o Governo revogou a obrigatoriedade de compra da energia excedente e foi estabelecido o custo marginal para ser a referência nas negociações com as concessionárias. Assim, os potenciais investidores passaram a considerar menos atraente o investimento na geração de excedentes de eletricidade. Em consequência os sistemas que eram projetados para gerar o máximo de eletricidade para venda à concessionária passaram em muitos casos a trabalhar em paridade térmica (modulação do sistema em função da demanda de energia térmica para o processo industrial), sem geração de excedentes.

Atualmente, uma análise crítica da legislação então introduzida evidencia alguns enganos cometidos na época, como analisa CHUM, 1998⁴³. Apesar do PURPA ter contribuído significativamente para a participação da biomassa na matriz energética americana, devem ser observados com cuidados alguns aspectos da sua introdução, a saber:

- nos incentivos à introdução da geração de energia a partir de biomassa, não foram exigidos níveis mínimos de eficiência, o que acabou por permitir a instalação de inúmeros projetos com tecnologias menos eficientes;

⁴³ Palestra apresentada no IV Encontro do Forum Permanente de Energias Renováveis, Recife, Outubro de 1998

- no planejamento efetuado por ocasião da instalação do PURPA, não houve uma preocupação na garantia da oferta de biomassa e, à medida que novos projetos foram sendo instalados, ocorreu uma demanda por biomassa maior do que a oferta, aumentando consideravelmente o preço da biomassa;

- após a introdução do PURPA, os preços da eletricidade apresentaram um declínio acentuado, fazendo com que muitas das instalações deixassem de ser competitivas.

VIII.4. Propostas para Mudanças na Legislação Brasileira:

Conforme já discutido no item VIII.1. deste capítulo, existem ainda dificuldades de ordem institucional que impedem a implementação de um programa de venda de excedentes em larga escala no país.

Assim, a partir das experiências mencionadas nos outros países, pode-se relacionar as principais mudanças que devem ocorrer na legislação brasileira visando incentivar a geração de eletricidade a partir de biomassa⁴⁴:

1. Modificações na legislação ambiental brasileira, em particular no que se refere aos limites de emissões poluentes de fontes estacionárias, inclusive NOx⁴⁵;
2. Isonomia para todas as fontes renováveis de energia, como o caso do desconto nas tarifas de pedágio (transmissão e distribuição) para as PCH's , bem como isenção de ICMS⁴⁶ e IPI⁴⁷ para equipamentos e acessórios de geração de energia, já existente para energia solar e fotovoltaica.
3. Legislação para que, no caso de processos de cogeração, sejam definidas condições especiais de emergência e de demanda suplementar de reserva (DSR), para cogeneradores com elevado grau de confiabilidade na geração de excedentes, garantindo aos mesmos a possibilidade de acesso ao mercado, dentro das novas condições do setor elétrico brasileiro. Em particular é necessário que a legislação permita também aos auto-produtores o estabelecimento de contratos de longo prazo, ao contrário do que ocorre atualmente. Isto é necessário porque, se a venda de excedente só puder ser efetuada pelo PIE, quando o auto-produtor mudar sua situação perante a ANEEL não

⁴⁴ Grande parte destas recomendações constam do documento Declaração de Recife (anexa a este trabalho), aprovado após discussões dos especialistas e pesquisadores presentes no II Encontro Parcerias para Desenvolvimento Industrial e Tecnológico em Bioenergia, organizado pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa dentro do IV Encontro do Forum Permanente de Energias Renováveis (Ministério de Ciência e Tecnologia).

⁴⁵ Este aspecto será discutido em detalhes adiante, no capítulo IX.

⁴⁶ Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

⁴⁷ Imposto de Produtos Industrializados.

poderá mais dispor das condições de contratação de DSR, indispensável para seu funcionamento industrial.

4. No que se refere ao estabelecimento dos valores normativos, devem ser definidos níveis mínimos de eficiência para geração e cogeração, sendo estabelecidos os VN para cada tecnologia em questão, em particular no caso da biomassa, pela diversidade de opções que a mesma apresenta.
5. Obrigatoriedade de compra da energia excedente de cogeradores a partir de biomassa, definido em função de uma fração de sua expansão, juntamente com uma política de preços mínimos (ao menos por um período de tempo determinado), além do estabelecimento dos valores normativos.
Neste caso, existindo resistência por parte das concessionárias, a própria Eletrobrás poderia efetuar a compra dos excedentes. Como seria difícil a operacionalização deste processo, PESSINE (1999)⁴⁸ sugere que seja efetuada um tipo de permuta: a Eletrobrás compraria, por exemplo, a energia das supridoras, liberando a concessionária local para compra do excedente do auto-produtor.
6. Qualificação do Cogrador: é necessário o estabelecimento de regulamentação definindo tecnicamente (“qualificando”) a figura do cogrador, de forma a garantir que as condições especiais introduzidas para o cogrador reflitam de fato a utilização de processos mais eficientes⁴⁹.

⁴⁸ PESSINE, R.T. (1999). CESP. **Comunicação Pessoal.**

⁴⁹ Em fase final de elaboração pela ANEEL, nesta data.

IX. INCORPORAÇÃO DE EXTERNALIDADES NO CUSTO DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

IX.1. Introdução:

Apenas em períodos recentes tem ocorrido, no Brasil, alguma forma de incorporação dos impactos ambientais no planejamento do setor elétrico. Sabe-se que os custos ambientais têm sido extremamente elevados na construção de novas hidrelétricas, excedendo inclusive itens tradicionais no orçamento. Além disso, verifica-se uma grande discrepância entre os custos sociais e ambientais previstos e aqueles que efetivamente ocorreram (FURTADO, 1996).

Levando em conta que o maior potencial hidrelétrico remanescente está localizado na Amazônia, com um ecossistema extremamente complexo, a análise dos custos ambientais se reveste de significativa importância, principalmente porque o aproveitamento deste potencial está previsto no planejamento efetuado pela Eletrobrás. O debate envolve os vários setores interessados, mas verifica-se a falta de dados concretos e de uma metodologia adequada para atingir os resultados necessários.

É de amplo conhecimento, hoje em dia, que a geração de energia, em particular a energia elétrica, poderia ser efetuada com menores consequências ambientais e sociais se seus impactos fossem analisados previamente e criteriosamente, visando sua minimização e avaliando a conveniência (ou não) da realização da obra. No entanto, mesmo já sendo amplamente conhecidos esses impactos, em particular aqueles referentes às grandes hidrelétricas, o Plano 2015 ainda privilegia esta opção de geração¹⁸¹.

¹⁸¹ Apesar de conhecidos estes impactos ambientais e sociais, não são encontradas maiores referências no Plano Decenal de Expansão (1997-2006) aos impactos decorrentes da expansão do sistema, apenas uma observação crítica referente aos prazos de implantação: “a legislação a respeito das aprovações ambientais dos sistemas de transmissão pode exigir um aumento nos prazos de implantação das linhas” (ELETROBRÁS, 1996).

Mesmo agora, com a privatização do setor e com o início da participação do setor privado em usinas termelétricas, não se observam maiores considerações com relação às emissões de poluentes de termelétricas a carvão, óleo ou gás natural (BERMANN e SCHAEFFER, 1997¹⁸²)¹⁸³.

Como analisa FURTADO (1996), apesar de ser importante especificar os custos e benefícios relativos à concessionária, a análise custo-benefício do projeto deveria considerar todos os custos e benefícios do projeto, independentemente de quem está pagando por eles. Ainda assim, apenas em poucos casos esta análise econômica foi efetuada de forma mais completa, conforme as exigências das agências financiadoras e, nem nestes casos, os modelos desenvolvidos incluíram regras definidas para a incorporação dos custos ambientais nos projetos em questão.

Verifica-se portanto que há necessidade de aperfeiçoar os estudos de viabilidade econômica dos projetos de geração elétrica no Brasil, de forma a quantificar e incluir adequadamente seus custos e benefícios, em particular incorporando efetivamente as externalidades ao sistema de planejamento energético do país.

Na verdade (LA ROVERE, 1995), existe uma profunda discrepância entre o discurso oficial e a prática. Oficialmente há o objetivo de minimizar custos, compensar impactos inevitáveis através de ações de mitigação e compensação. Entretanto, tais ações inexistem na prática, em particular com o não-cumprimento dos acordos estabelecidos com as organizações representantes das comunidades atingidas, levando à perda de credibilidade do setor. Em termos de planejamento, a prática atual do setor elétrico “está longe de incorporar as variáveis ambientais efetivamente” (FURTADO, 1996, p.331). Por outro lado, segundo SIGAUD, 1988, “o planejamento não tem como objetivo evitar os impactos, mas sim minimizá-los”.

¹⁸² Participação no “Forum: Matriz Eletroenergética e as Conseqüências da Opção Termelétrica”, na UFPR (Jornal “A Gazeta do Povo”, 20/9/97)

¹⁸³ A partir de 1986, a Eletrobrás - em conseqüência das pressões dos agentes financiadores internacionais - passou a recomendar estudos sociais e ambientais de forma a incorporar seus resultados nas análises de viabilidade das alternativas dos projetos de geração elétrica (ELETROBRÁS, 1986). Entretanto, esta

O próprio Plano 2015, que inclui o estudo de aspectos ambientais na expansão do setor elétrico, é alvo de críticas, por considerar mais importantes os aspectos socioeconômicos do que os ambientais e bióticos, que são particularmente importantes no caso de hidrelétricas na Amazônia. Além disso, a metodologia adotada pela Eletrobrás não é considerada uma revisão compreensível e completa dos projetos, com custos ambientais superficialmente estimados apenas para permitir informações a respeito dos custos de expansão de longo termo. Na verdade, há ainda “um longo caminho a ser desenvolvido no processo de incorporação de custos ambientais no planejamento do setor elétrico brasileiro” (FURTADO, 1996, p.335).

Em resumo FURTADO (1996) conclui que:

- o planejamento do setor elétrico não inclui os custos referentes aos danos nos impactos ambientais dos processos referentes à geração e à transmissão de energia elétrica;
- os orçamentos de projetos existentes não incorporam custos de controle, mitigação, compensação, monitoramento ou custos institucionais; apenas os mais recentes incorporam alguns destes custos.

Dentro deste contexto, neste capítulo são analisados os impactos ambientais na geração de eletricidade e seus custos correspondentes (externalidades), no Brasil e no mundo, como forma de contribuir para um planejamento integrado que contemple as várias opções disponíveis na matriz energética, em particular tecnologias mais eficientes de geração .

recomendação se refere somente aos custos e benefícios de responsabilidade da concessionária devem ser incluídos.

IX. 2. Conceitos Básicos de Externalidades:

IX.2.1. Definições básicas:

Externalidades (ou “custos externos” ou “custos ambientais”¹⁸⁴) são custos ou benefícios não incluídos no preço de um certo bem ou mercadoria mas que acabam por serem pagos, de forma indireta, pela sociedade (degradação ambiental, de saúde, necessidade de mais impostos, etc.). Para identificá-las e avaliá-las são utilizados os conceitos e técnicas da Teoria do Bem Estar Econômico (MUNASINGHE, 1993), de forma a atingir uma utilização ótima do Meio Ambiente. As dificuldades em avaliar determinados tipos de bens, principalmente recursos ambientais, são denominadas “falhas de mercado”. Estas falhas ocorrem quando o mercado não é capaz de alocar os recursos ambientais da melhor forma porque seus custos ou benefícios não estão incluídos nos preços de mercado. Assim, um dos principais problemas é a avaliação do Meio Ambiente (BOLOGNINI, 1996).

Em princípio, as externalidades não se limitam aos impactos ambientais e sobre a saúde humana; há também os impactos sobre o emprego, segurança de fornecimento de energia, entre outros. As externalidades tanto podem incluir efeitos negativos (danos) como positivos (benefícios), em particular quando se considera os efeitos econômicos.

No caso dos processos de conversão de energia, na maior parte dos casos o valor econômico dos impactos ambientais relativos ao ciclo global não é incluído no seu custo total. No caso particular da construção e operação de usinas elétricas, são considerados apenas os custos de capital, de combustível (no caso de conversão termelétrica) e de operação e manutenção (O&M). Assim, os custos externos não são incluídos nos custos de geração de eletricidade e, portanto, os custos de geração obtidos para as tecnologias

¹⁸⁴ As externalidades, apesar de muitas vezes serem consideradas custos ambientais, incluem os chamados custos sociais, como discutido adiante. Por outro lado, apesar do termo “custo”, muitas vezes as externalidades incluem não apenas os prejuízos ambientais (custos negativos) mas também os benefícios sociais (custos positivos).

convencionais são inferiores àqueles obtidos para produção de eletricidade a partir de fontes renováveis que, desta forma, não parece ser viável em termos econômicos.

Assim sendo, danos ambientais locais, como as chuvas ácidas, ou globais, como o efeito estufa responsável pela mudança do clima no planeta e a destruição da camada de ozônio, entre outros, representam riscos significativos para a vida humana na Terra, mas os seus custos não são incluídos na maioria das análises econômicas. Mesmo quando as concessionárias levam em conta os custos ambientais, são considerados apenas os custos para reduzir os impactos, conforme determinação da legislação do país, sendo ignorados os impactos remanescentes.

Na medida em que a legislação ambiental estabelece, por exemplo, padrões de emissões e, conseqüentemente, exige a instalação de um equipamento de limpeza de gases, ocorre de certa forma a internalização de uma parte das externalidades, mas na verdade a implementação destas políticas ainda não está bem estabelecida (EIRE, 1991). Na verdade, a grande questão é a quantificação dos impactos ambientais de forma a chegar a uma definição do chamado “nível ótimo de poluição” (FURTADO, 1996).

Por outro lado, muitos estudiosos consideram que, na situação atual é preferível utilizar-se valores ainda que aproximados para os custos ambientais do que ignorá-los completamente: “A decisão de não considerar os custos externos corresponde a considerar que seu valor é nulo. Isto não é razoável... Uma aproximação ainda que simples, mas tão exata quanto possível e variando ao longo do tempo para refletir as novas transformações, ainda é preferível à aproximação injusta de ignorá-los” (BLAND, 1986).

No Brasil, como discutido a seguir e nos Anexo III e IV, a questão é particularmente crítica, pois a legislação não é adequada e não existem formas eficientes de controle. Até 1999, a geração de eletricidade no país ainda é predominantemente hidrelétrica, com menos de 10% gerado em usinas termelétricas. Mesmo assim, pelo fato de não haver legislação adequada a respeito da emissão de poluentes em fontes estacionárias, o controle ambiental neste caso é muito reduzido e as emissões quase que

ocorrem livremente. Assim sendo, os impactos sociais e ambientais são significativos, inclusive para as hidrelétricas existentes no país (FURTADO, 1996, MOREIRA e POOLE, 1991, ROSA *et al.*, 1995, COSTA, 1996), ao contrário do que se admitia inicialmente, além das termelétricas convencionais queimando combustíveis fósseis.

A situação tende a se agravar com as perspectivas de mudança na matriz energética, com a introdução de termelétricas a fósseis (carvão no Sul do país e gás natural proveniente da Bolívia). A este respeito, é de particular importância a questão das emissões de óxidos de nitrogênio decorrentes da queima de gás natural, para as quais não existe legislação no país. Dentro deste panorama, pode-se avaliar “a importância e a magnitude dos impactos ambientais decorrentes da produção de eletricidade, evidenciando a necessidade da incorporação dos seus custos no planejamento energético” (FURTADO, 1996, p. 25).

Em 1990, 29 estados americanos haviam solicitado (ou pretendiam solicitar) às suas concessionárias de eletricidade que incluíssem as externalidades no planejamento, licitações ou qualquer outro procedimento de utilização de recursos. Estas entidades consideraram a incorporação destes custos de diversas formas, por exemplo (OTTINGER *et al.*, 1991):

- Quantitativa: as comissões incorporam os custos (ou benefícios) ambientais em termos específicos (por kWh gerado), refletindo o custo do dano ambiental ou permitindo o crédito correspondente a um processo menos poluente.
- Qualitativa: as comissões exigem que as concessionárias considerem os impactos ambientais sem especificar os custos correspondentes.
- Taxa de retorno: as comissões permitem o uso de uma maior taxa de retorno para investimentos em tecnologias não poluentes.
- Custo evitado: as comissões elevam o custo evitado para levar em conta os custos ambientais.

OTTINGER *et al.*, 1991, argumentam que existem duas razões principais pelas quais as concessionárias e as comissões regulatórias devem considerar as externalidades no processo de seleção de recursos naturais:

- as concessionárias têm a obrigação de servir o interesse público e esta responsabilidade inclui a proteção ambiental;
- é previsível que leis internacionais, federais e estaduais imponham controles ambientais estritos ao longo dos 30-40 anos que correspondem à vida útil da usina geradora de eletricidade, de forma que é imprudente investir em recursos que terão que ser abandonados ou que necessitarão de modificações de alto custo para atender aos padrões ambientais no futuro.

Desta forma, quando as comissões regulatórias exigem a inclusão das externalidades no planejamento das concessionárias, os custos destas externalidades não estão sendo internalizados na estrutura existente de preços, mas apenas estão sendo usados de forma prudente os recursos naturais do país.

IX.2.2. Barreiras à introdução de taxas ambientais:

Apesar dos argumentos a favor da introdução dos custos ambientais no planejamento do setor energético, verifica-se que ainda existem barreiras à incorporação dos custos ambientais (EEA, 1996), mesmo nos países desenvolvidos:

- impactos na competitividade e freqüentemente nos níveis de emprego;
- impactos nos grupos de baixa renda (pode ocorrer que os pobres paguem proporcionalmente mais do que os ricos);
- conflitos entre as taxas nacionais e as da UE ou do comércio mundial;
- indícios de que as taxas devem ser elevadas para produzirem resultados;
- indícios de conflito entre a mudança de comportamento e a manutenção da receita;
- subsídios existentes e regulamentações que acabam por provocar efeitos ambientais perversos e, finalmente,
- outras políticas e culturas que neguem ou inibam as taxas ambientais.

O mesmo estudo (EEA, 1996) considera que as barreiras acima podem ser superadas através dos seguintes mecanismos:

- remoção dos subsídios e das regulamentações que sejam ambientalmente negativos;
- desenvolvimento de um projeto cuidadoso das taxas e das medidas de mitigação;
- utilização de taxas ambientais (e suas receitas correspondentes) como parte de uma política global, incluindo reformas de impostos ambientais;
- implementação gradual das taxas;
- consultas extensivas aos setores envolvidos e à população;
- informação.

De qualquer modo, conclui-se que já há conhecimento suficiente para justificar a necessidade de um maior desenvolvimento político no que se refere as taxas ambientais.

Assim sendo, dentro do objetivo geral da tese aqui apresentada - fornecer mecanismos para implementar a cogeração de eletricidade a partir de biomassa no Brasil - este capítulo apresenta, após a breve revisão dos conceitos básicos de externalidades, os resultados de alguns estudos selecionados que avaliam as externalidades na geração de eletricidade. São analisados os métodos utilizados em cada estudo e comparados os custos ambientais obtidos para os processos convencionais de geração de eletricidade (combustíveis fósseis, nucleares e hidreletricidade).

A seguir, são levantados os impactos ambientais e avaliados os seus custos para a cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana, no setor sucro-alcooleiro. Como a partir da cana de açúcar são produzidos dois energéticos com usos finais diferentes (etanol para combustível automotivo e eletricidade) os custos ambientais calculados são separados através de um processo de partição de custos em base exergética, conforme efetuado no modelo desenvolvido por ExternE (1995). A finalidade é permitir uma comparação real das diferentes opções de suprimento de energia elétrica, contemplando não apenas os

custos de geração avaliados pelos métodos tradicionais mas também os custos para a sociedade como um todo, as externalidades.

IX.3. A Avaliação de Externalidades:

Os custos decorrentes dos impactos ambientais e sociais vêm sendo avaliados em vários estudos recentes (BLUHM *et al.*, 1995, OTTINGER *et al.*, 1991, SCHECHTMAN, 1995, HERZ, 1994, KREITH, 1995, ExternE, 1995, MANN e SPATH, 1997, ROWE *et al.*, 1995, entre outros), apesar da grande controvérsia ainda existente a respeito dos métodos a serem utilizados e, conseqüentemente, de sua valoração (STIRLING, 1995).

Nesta tese, foram selecionados os seguintes trabalhos, a título de ilustração:

- a pesquisa da Pace University (OTTINGER *et al.*, 1991), que apresenta o estado da arte em termos das externalidades no setor elétrico em geral;
- a avaliação da União Européia (ExternE, 1991), que avalia as externalidades dos diferentes processos de geração de eletricidade;
- o estudo de FURTADO (1996), que é o primeiro a avaliar as externalidades para o setor elétrico brasileiro.

O levantamento do National Renewable Energy Laboratory, NREL (MANN e SPATH, 1997), que analisa o ciclo completo de uma unidade de geração de eletricidade a partir de biomassa (sistema de gaseificação) foi utilizado adiante como comparação na avaliação das emissões de carbono calculadas para a cogeração com bagaço de cana.

Existem dois métodos básicos para avaliação de externalidades, baseados no custo de controle e no custo do dano, através de técnicas diversas detalhadas no Anexo VI.

O custo de controle representa o “valor monetário da proteção ambiental, i.é, ...quanto a sociedade deve pagar para evitar o impacto ambiental” (Furtado, 1996). Assim,

os custos internalizados, neste caso, se referem a medidas de mitigação dos efeitos ou medidas para prevenir os efeitos. Estes custos são também chamados de custos de controle e mitigação.

- custo de controle é o custo para evitar o impacto ambiental, quando a medida visa reduzir o impacto ambiental agindo diretamente na fonte poluidora;
- custo de mitigação é o custo para gerenciar ou reduzir o impacto. O termo mitigação é usado quando não há uma ação prévia para reduzir o impacto. Assim, as medidas visam apenas mitigá-lo.

De acordo com OTTINGER *et al.*, 1991, a principal vantagem deste método é que o custo de controle é mais fácil de determinar do que o custo do dano, porque os dados correspondentes são mais acessíveis.

No Brasil, devido aos tipos de custos ambientais resultantes de projetos hidroelétricos, o COMASE (1993a) definiu três outros tipos de custos ambientais: de compensação, de monitoramento e custos institucionais.

- O custo de compensação é o custo relacionado com ações para compensar os impactos que não podem ser evitados.
- Os custos de monitoramento referem-se a ações para monitorar o impacto.
- Os custos institucionais se referem aos processos de negociação e a ações/estudos ambientais solicitados pelas autoridades reguladoras, que não estão incluídos nos outros custos.

Já o custo do dano se baseia na valoração do dano econômico provocado. Este método valora efeitos ambientais como, por exemplo, a perda de produção econômica devida aos impactos do projeto. Representa o benefício que a sociedade terá evitando a externalidade (WOOLF, 1992), i.é, o benefício monetário da proteção ambiental.

Na verdade, a maior dificuldade para utilizar o custo do dano é a sua valoração. Alguns especialistas acham que as comissões regulatórias (ao contrário das agências ambientais) teriam dificuldade para valorar, por exemplo, a vida humana, o que é

considerado uma tarefa praticamente impossível e sujeita a discussões éticas consideráveis (GOLDEMBERG, 1999¹⁸⁵) mas sabe-se que as concessionárias do setor elétrico freqüentemente estimam valores em geral difíceis de quantificar, como previsões de demanda e as próprias comissões regulatórias têm como rotina tratar estas estimativas.

Na verdade, o custo do dano representa melhor o custo real do risco ambiental para a sociedade, porque não se pode acreditar que o custo de controle tenha relação com o dano econômico associado ao risco ambiental. Porém, no caso de não ser possível desenvolver tais estudos, ou no caso de que eles não sejam adequados, o uso dos custos de controle pode ser uma opção razoável. De qualquer forma esta possibilidade é ainda melhor do que ignorar os custos ambientais, o que significa considerar que seu valor é nulo (OTTINGER *et al.*, 1991).

IX.3.1. O estudo da Pace University (OTTINGER *et al.*, 1991):

Este trabalho apresenta um resumo de diversos estudos existentes até então, que avaliam principalmente os custos do dano em consequência da geração de eletricidade. São considerados apenas os custos da geração de eletricidade até a disposição dos resíduos ao final do ciclo do combustível. São também analisados os métodos de incorporação destes custos pelas autoridades federais, estaduais e regulatórias, nos EUA.

Os custos ambientais na produção do combustível, bem como na produção dos equipamentos, transporte, etc., não foram incluídos por limitação dos recursos existentes, apesar de serem reconhecidamente significativos. Na maioria dos casos, os custos de controle e mitigação não foram incluídos, com exceção do caso de aquecimento global e de certos impactos poluentes nas águas, pelo fato de que os custos do dano foram considerados muito difíceis de determinar. Foram também excluídas as externalidades não ambientais, apesar de serem consideradas também significativas, como por exemplo a situação da balança de pagamentos e os custos de segurança nacional associados com a importação de petróleo. Estes aspectos são particularmente importantes para o caso brasileiro, o que reforça a importância do desenvolvimento de estudos para avaliação de

¹⁸⁵ GOLDEMBERG, J. (1999). Comunicação pessoal

externalidades para o setor energético brasileiro, tanto no setor de geração de eletricidade como no de transporte¹⁸⁶

Os principais poluentes considerados neste estudo são:

- (a) poluição do ar: os principais poluentes considerados são o CO₂ (efeito estufa), SO₂, NO_x e particulados. Para o CO₂, derivado tanto de combustíveis fósseis e como do ciclo de combustível nuclear¹⁸⁷, o estudo utiliza o método de custo de controle, particularmente o custo para plantação de árvores, como uma aproximação para as externalidades do CO₂, uma vez que não foram encontrados estudos referentes ao custo do dano, neste caso.
- (b) poluição das águas e uso da terra: o estudo analisa a poluição térmica decorrente do sistema de resfriamento (condensador) das usinas termelétricas e, no caso das cinzas serem dispostas em aterros, é analisada a contaminação dos lençóis freáticos. No caso das usinas hidrelétricas, é indicado que, apesar de não haver então estudos genéricos para atribuir custos ambientais genéricos, as externalidades são realmente significativas. No caso do uso da terra, além de analisar a questão da ocupação, há o problema da contaminação e, no caso das usinas a carvão, a questão das cinzas de combustão. As usinas nucleares têm o problema dos rejeitos radioativos e, para as hidrelétricas, é discutido o caso da inundação de terras férteis, mas na ocasião não foram encontrados estudos para sua valoração (adiante neste trabalho são apresentados os resultados de FURTADO, 1996, que analisou esta questão).

Os resultados deste estudo, expressos em dólares de 1989 por kWh gerado, são adiante relacionados por tipo de geração. As externalidades, avaliadas com base na

¹⁸⁶ A avaliação das externalidades no ciclo completo de produção e uso do álcool combustível certamente traria subsídios importantes para o estabelecimento de políticas adequadas.

¹⁸⁷ O ciclo de combustível nuclear provoca emissões de CO₂, como analisado adiante, durante a produção de urânio (mineração), enriquecimento do combustível, fabricação e construção da usina nuclear (8,59 t de CO₂/GWh), segundo o estudo da Meridian Corporation (1989) para o Departamento de Energia dos Estados Unidos. Outro relatório, entretanto, informa que estas emissões seriam comparáveis às de combustíveis fósseis se a construção da usina nuclear for muito rápida (HILL, 1989).

metodologia de custo do dano (exceto no caso de emissões de CO₂¹⁸⁸), são indicadas nas tabelas a seguir.

Tabela IX.1.: Externalidades para usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

Poluente	Emissões (lb/MMbtu ^b)		
	Termelétrica a carvão ^c	Termelétrica a óleo combustível ^d	Termelétrica a gás natural ^e
SO ₂	0,48-1,80	0,54-2,38	0
NO _x	0,06-0,607	0,357	0,0242-0,248
Particulados	0,01-0,15	0,055-0,174	0,0002-0,003
CO ₂	209	169	110
Externalidades (US\$ ^a /MWh)	25-58	32-79	8-12

Fonte: OTTINGER *et al.*, 1991.

Notas: (a) Dólares de 1989; (b) Emissões em libras por MMBTU de combustível alimentado; © O primeiro valor se refere a um sistema de gaseificador/ciclo combinado com teor de enxofre de 0,45% e o segundo a uma caldeira existente queimando carvão com 1,2% de enxofre; (d) O primeiro valor se refere a uma caldeira queimando óleo com teor de enxofre de 0,5% e o segundo corresponde a um teor de enxofre de 2,2%; (e) O primeiro valor se refere a um ciclo combinado equipado com a melhor tecnologia de controle disponível e o segundo uma usina convencional (caldeira-turbina a vapor) existente sem nenhum sistema de controle.

As externalidades correspondentes às usinas nucleares, apresentadas na Tabela IX.2, foram divididas em duas categorias. Os danos causados à saúde, propriedades, flora e fauna por emissões de rotina, aqueles causados por emissões não rotineiras (para as quais não existem estudos), para as emissões acidentais e os custos referentes à desmontagem não internalizados nos estudos convencionais.

Tabela IX.2: Externalidades para usinas nucleares:

Setor	US\$/MWh ¹⁸⁹
Operações de rotina	1,1
Acidentes	23
Desmontagem da usina	5,0
Total	29,1

Fonte: OTTINGER *et al.*, 1991.

¹⁸⁸ No caso das emissões de CO₂, as externalidades estimadas a partir do custo de plantação de árvores correspondem a médias de 17 a 80 US\$ por tonelada, dependendo das hipóteses adotadas.

¹⁸⁹ Dólares de 1989

IX.3.2. O estudo da União Européia¹⁹⁰:

Em 1992, o Tratado de Maastricht, que criou a União Européia (UE), introduziu como principal objetivo desta União o princípio de desenvolvimento econômico sustentável com relação ao meio ambiente. Este objetivo necessita a definição e avaliação do conceito de sustentabilidade e, por conseqüência, as pesquisas correspondentes às externalidades correspondem a uma das tarefas principais da comunidade científica da UE.

O projeto ExternE iniciou-se em 1991 como parte de um estudo conjunto entre Comissão Européia e o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), visando desenvolver metodologias para avaliação dos custos ambientais (externalidades) para um conjunto de combustíveis (**ciclo total**).

O projeto conta com três fases. Na primeira, desenvolvida em conjunto com o DOE, foram desenvolvidos os conceitos básicos e metodologias a serem empregadas para os ciclos dos combustíveis. Os resultados aqui apresentados correspondem à Parte II do projeto, quando a metodologia foi aplicada para diferentes combustíveis fósseis, nucleares e renováveis, para geração de energia elétrica e opções de conservação de energia. A metodologia estava na ocasião sendo estendida também para os setores de transporte e doméstico, além de incluir outras externalidades não ambientais. A Parte III está sendo desenvolvida pela Comissão Européia visando o desenvolvimento de políticas adequadas para a introdução de externalidades no planejamento energético.

O estudo em questão apresenta os resultados principais para os principais ciclos de produção de diferentes fontes de energia (carvão, lignita, óleo, gás, nuclear, hidroelétrica e eólica). A maior ênfase do estudo foi no sentido de estabelecer uma metodologia, mais do que calcular os valores das externalidades, ao contrário de outros estudos existentes (OTTINGER *et al.*, 1990, HOHMEYER, 1988, BERNOW e MARROW, 1990, entre outros). Este aspecto é particularmente importante porque em muitos casos os valores das externalidades são utilizados para o planejamento energético sem maiores considerações sobre as hipóteses e metodologias utilizadas.

¹⁹⁰ Este capítulo se baseia essencialmente na referência ExternE, 1995)

Neste estudo, são revistos e utilizados os dados científicos, modelos e funções dose-resposta considerados os melhores dentre aqueles disponíveis na literatura. Assim, o estudo se baseia essencialmente na metodologia de custo do dano. Para atingir os objetivos propostos, foram desenvolvidas as seguintes atividades:

- o desenvolvimento de uma metodologia para avaliação de externalidades associada com o ciclo completo do combustível (isto é, incluindo não apenas o processo de geração de energia, mas todos os impactos na cadeia de produção do combustível);
- a aplicação da metodologia para um conjunto de ciclos de combustível;
- a aplicação para diferentes tecnologias e localidades
- o desenvolvimento de métodos para a agregação dos resultados de forma que os mesmos sirvam para o estabelecimento de políticas adequadas.

Por ocasião da publicação do estudo (1995), o primeiro estágio está terminado, os estágios 2 e 3 estão em desenvolvimento e o estágio 4 está no início. O estudo considera o ciclo completo do combustível (“cradle-to-grave”), levando em consideração a cadeia completa do combustível, incluindo sua extração e processamento, incluindo transporte, até a geração de eletricidade e a disposição de efluentes. Para o tratamento das emissões, foram elaborados modelos de dispersão e transformação específicos para este estudo, em lugar de utilizar resultados de outros estudos.

A metodologia para estabelecer os custos ambientais parte da avaliação das emissões correspondentes a cada tecnologia e combustível; são também avaliadas as concentrações de poluentes atmosféricos em função de modelos de dispersão atmosférica e de reações químicas. Em seguida é efetuada a caracterização da população exposta à poluição decorrente do processo, para então ser estimado o impacto em termos econômicos, dentro da metodologia de custo do dano. Deve ser observado que muitos impactos não foram possíveis de serem monetarizados, segundo o estudo. e os resultados apresentados se referem apenas àqueles que o foram.

A principal diferença entre o estudo da Pace University e o ExternE é que o primeiro considera apenas as emissões poluentes no processo de geração de energia elétrica e o segundo inclui todos os impactos do ciclo completo do combustível. A Tabela IX.3 a seguir resume os principais resultados obtidos pelo estudo em questão (ExternE).

Tabela IX.3: Externalidades calculadas para geração de eletricidade através da metodologia de custo do dano, para o ciclo completo do combustível (ExternE, 1995):

Energético	Sem incluir o efeito de aquecimento global		Efeito do aquecimento global	
	mECU/kWh ^(a)	US\$/MWh ^(g)	mECU/kWh ^(f)	US\$/MWh
Carvão	6,00 a 16,00 ^(b)	7,20 a 19,20	10,00 a 15,00	12,00 a 18,00
Nuclear	0,05 a 2,50 ^(c)	0,06 a 3,00	n.d.	n.d.
Lignita	10,00 ^(d)	12,00	19,00 a 22,00	22,80 a 26,40
Óleo	11,00 a 12,00	13,20 a 14,40	6,00 a 12,00	7,20 a 14,40
Gás	0,70 ^(e)	0,84	4,00 a 8,00	4,80 a 9,60

Fonte: ExternE, 1995, pg. 163, Vol. I

Notas: (a) Calculado pela metodologia de custo do dano, sem incluir o efeito de aquecimento global; (b) Reino Unido e Alemanha, respectivamente; (c) dependendo da taxa de desconto utilizada na avaliação, de 0% a 10%; (d) Alemanha; (e) Reino Unido; (f) Taxa de desconto de 1%, baseado em vários estudos (CLINE, 1992, FANKHAUER, 1993, TOL, 1995). TOL, 1995 usa taxa de desconto de 1%; (g) Câmbio de 1,20 ECU/US\$

IX.4. Impactos Ambientais na Geração de Eletricidade no Brasil:

IX.4.1. Os impactos ambientais na geração hidrelétrica:

No Anexo III deste trabalho são apresentados de forma resumida os impactos ambientais correspondentes à construção e operação de usinas hidrelétricas, inclusive na Amazônia - que representa, como se sabe, uma localização crítica em termos ambientais, apesar do grande potencial hidrelétrico. Os principais impactos neste tipo de geração (FURTADO, 1996, MOREIRA e POOLE, 1991) se referem a:

- impactos no meio ambiente: solo e recursos minerais, qualidade da água, alterações no clima, etc.
- impactos no ambiente biótico: vegetação, fauna aquática e terrestre
- impactos sociais e culturais: deslocamento e reassentamento de populações, necessidade de infra-estrutura, alterações na organização social, econômica e cultural, com reflexos na saúde e nutrição das populações atingidas, principalmente no caso de

povos indígenas; impactos culturais, como o desaparecimento de sítios arqueológicos, perda de regiões históricas, interferência no turismo da região, etc.

Sabe-se também que esta alternativa apresenta também outros impactos ambientais, como as emissões de metano (CH₄), responsável também pelo efeito estufa juntamente com o dióxido de carbono (CO₂), em consequência da degradação da biomassa submersa por ocasião da formação das represas (ROSA *et al.*, 1995).

No caso das hidrelétricas, o orçamento padrão definido pela Eletrobrás não especifica quais os custos ambientais a serem incorporados, de forma que há discrepâncias profundas entre os resultados. Segundo FURTADO (1996), a UHE de Itá (rio Paraná, região Sudeste) tem seus custos ambientais avaliados em 18 a 20% do custo total do projeto (incluindo controle, mitigação, compensação e custos institucionais). Porém a maioria dos projetos de UHE, como o de Belo Monte, não internaliza a maioria dos custos ambientais, como mostrado adiante.

Conforme SIGAUD, 1988, em várias ocasiões ao longo da expansão da capacidade instalada brasileira, a avaliação dos impactos sociais ocorreu após a tomada de decisão, quando já haviam sido firmados os contratos e adquiridos os equipamentos. Mesmo com a legislação de proteção ao meio ambiente que criou o CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) em 1983, verifica-se que o “RIMA (Relatório de Impactos Ambientais) é elaborado por equipes financiadas pelos próprios interessados no projeto, o que pode tornar duvidosa sua independência”. Verifica-se inclusive que, em muitos casos, procurou-se “(priorizar) a energia (hidrelétrica) na tomada de decisão, (com) desprezo pelas implicações sociais”, além de **“minimizar a avaliação dos efeitos, antes mesmo de se pensar em minimizar os próprios efeitos”** (grifado no original) (SIGAUD, 1988). Mesmo recentemente, quando há o objetivo oficial de minimizar custos e compensar impactos inevitáveis através de ações de mitigação e compensação, tais ações inexistem na prática; em particular verifica-se o não-cumprimento dos acordos estabelecidos com as organizações representantes das comunidades atingidas, levando à perda de credibilidade

do setor. Em termos de planejamento, a prática atual do setor elétrico “está longe de incorporar as variáveis ambientais efetivamente” (FURTADO, 1996)

IX.4.2. Os impactos ambientais na geração termelétrica:

Em termos de geração termelétrica, o comportamento dos setores encarregados do planejamento, execução e operação da Eletrobrás não difere do anterior. Seus impactos ambientais não são considerados e os EIA/RIMA ocupam-se principalmente de minimizá-los, e não de evitá-los.

Além disso, a legislação não é adequada, por não incluir padrões de emissão - como nos países desenvolvidos - para emissões do NO_x, que é o poluente mais crítico na combustão do gás natural. Mais ainda, o controle não é efetuado de forma eficiente, e forma que muitas termelétricas a carvão ou caldeiras queimando óleos ultra-viscosos não possuem equipamentos de limpeza dos gases, como é discutido com mais detalhes no Anexo IV.

Os principais poluentes encontrados nos gases de combustão, principalmente no caso de combustíveis fósseis são os óxidos de enxofre¹⁹¹ (SO_x), de nitrogênio¹⁹² (NO_x) e o material particulado (MP)¹⁹³. O caso das emissões de CO₂ e CH₄, responsáveis pelo efeito estufa, também é preocupante, sendo atualmente objeto de discussões internacionais, como a conferência realizada em Quioto, em dezembro de 1997, visando estabilizar as emissões de carbono (GOLDEMBERG, 1997¹⁹⁴).

Os impactos ambientais provocados pela utilização destes combustíveis dependem também do tipo de combustível, podendo ser resumidos da seguinte forma:

¹⁹¹ Os óxidos de enxofre são resultantes da queima do enxofre existente no combustível ($S + O_2 \rightarrow SO_2$)

¹⁹² Os óxidos de nitrogênio podem ser produzidos tanto a partir do nitrogênio existente no combustível como do N₂ do ar alimentado para a combustão; os mecanismos de formação dos óxidos de nitrogênio são analisados em detalhes por VERGNHANINI e USHIMA, 1996.

¹⁹³ A emissão de particulados é relevante no caso de combustíveis líquidos e sólidos, sendo desprezível no caso de combustíveis gasosos. O mecanismo de formação de particulados em combustíveis líquidos (em particular óleos combustíveis ultraviscosos como aqueles usados no Brasil) pode ser encontrado em VERGNHANINI e USHIMA, 1996.

- carvão mineral: o carvão é responsável por impactos ambientais não apenas na atmosfera, mas também no solo. Isto porque, sendo necessária a utilização de sistemas de lavagem dos gases, tem-se como consequência a poluição das águas, provocada pelos efluentes destes sistemas. Também há a questão da poluição do solo, não apenas em consequência da mineração, mas também em função das cinzas residuais que devem ser disponibilizadas em aterros (VERGHANINI, 1997, FURTADO, 1996). Em particular, no caso do Brasil, é sabido que o carvão apresenta elevado teor de cinzas (de 20% até 54%, segundo o BEN, 1997), o que corresponde a uma quantidade significativamente elevada de resíduos poluentes (em 1996, o consumo nacional de carvão foi de 4.672.000 toneladas, das quais 3.628.000 toneladas para geração de eletricidade, correspondendo a uma produção mais de um milhão de toneladas de cinzas¹⁹⁵).

Em termos de poluição atmosférica, este é o combustível fóssil mais poluente de todos, pelas elevadas emissões de SO_x, NO_x, ozônio, particulados, sem mencionar o CO₂ e, no caso brasileiro, a elevada quantidade de cinzas. No Anexo IV é analisada a situação do projeto de Candiota III, UTE a carvão prevista para ser instalada na região Sul, com uma discussão a respeito dos seus impactos ambientais, cujos custos foram levantados por FURTADO, 1996.

- óleo combustível: o óleo combustível (OC) tem significativa participação na matriz energética brasileira, com um consumo de 13.035.000 t em 1996 (BEN, 1997), não apenas em geração termelétrica propriamente dita (10%), mas também como energético em nos vários setores (68% do total corresponde ao consumo no setor industrial). Em termos de participação, o OC é responsável por 5,3% do consumo final nacional¹⁹⁶. Analogamente ao carvão mineral, o OC é responsável por emissões de poluentes tanto na atmosfera como nas águas/solo, uma vez que, mesmo quando existem (o que praticamente não ocorre, como discutido no Anexo IV) instalações de limpeza (por via

¹⁹⁴ Conferência ministrada em seminário realizado pelo Centro Nacional de Referência de Biomassa e pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, em 17/12/1997.

¹⁹⁵ Para um teor de cinzas de 30%, em média.

¹⁹⁶ Este é o dado oficial do MME (BEN, 1997), segundo a conversão utilizada da hidreletricidade para tep. Se considerarmos a conversão através do Sistema Internacional de Unidades (SI), teremos 7,4%.

úmida, com calcáreo) dos gases de exaustão das caldeiras a óleo, tem-se como consequência a poluição do solo.

Apesar de existirem usos marginais em construção civil, a maior parte dos poluentes é disponibilizada em aterros¹⁹⁷. Entretanto, seu principal efeito é de fato a poluição atmosférica, pelas emissões de SO₂, MP e NO_x, além do carbono na forma de CO₂.

- **gás natural**: dentre os combustíveis fósseis, é o menos poluente, pois emite quantidades bastante reduzidas de óxido de enxofre (o gás natural praticamente não contém enxofre) e particulados. Entretanto, há as emissões de NO_x, que são bastante elevadas no caso de gás natural e que, entretanto, não são controladas pelos órgãos ambientais no Brasil (Anexo IV), pois não há legislação adequada no país. Como a combustão de GN não exige sistemas de lavagem nem produz cinzas, não é necessário ser considerada a poluição de solo e de águas, apenas a atmosférica.

Sua participação na matriz energética é ainda reduzida (2,1% do consumo final¹⁹⁸, com um consumo de aproximadamente 6 bilhões de metros cúbicos em 1996, BEN, 1997), devendo elevar-se significativamente após o início da operação no gasoduto Brasil Bolívia.

Enfim, mesmo com a privatização do setor e com a expectativa de participação do setor privado na construção de usinas termelétricas, não se observam maiores considerações com relação às emissões de poluentes de termelétricas a carvão ou a gás natural.

IX.4.3. Custos ambientais para geração de eletricidade em sistemas convencionais no Brasil:

FURTADO (1996) analisa três situações características e críticas para o setor elétrico brasileiro: uma usina hidrelétrica na Amazônia (Belo Monte), uma termelétrica a carvão (Candiota III) no Sul do país e uma usina nuclear (Angra II). Para cada caso, são avaliados os custos ambientais correspondentes à geração de eletricidade e comparados

¹⁹⁷ VERGNHANINI, R. (IPT, 1997), **Comunicação Pessoal**

com os custos oficiais definidos pela Eletrobrás; não são incluídos neste caso os impactos referentes ao ciclo completo, como nos outros estudos. Apenas no caso da usina nuclear (Angra II) são incorporados os impactos referentes à disposição dos resíduos nucleares e ao descomissionamento da usina.

São comparadas as externalidades avaliadas pelo método do custo do dano (“willing to pay”, “WTP”) com os custos ambientais oficiais, obtidos pelo método do custo de controle. A tabela IX.4 resume estes resultados:

Tabela IX.4.: Comparação dos custos ambientais de formas convencionais de geração de eletricidade:

Custos	Belo Monte (UHE)	Candiota III (UTE)	Angra II (UN)
Custos de geração ^a	35	52	70
Custos de controle ^b	0,8	6,2-13,6	21,0-28,0
Total	35,8	52,0-59,4	70,0
Custo do dano ^c	3,7-7,9	13,0-27,3	28,9-57,9
Total	38,7-42,9	65,0-79,3	98,9-127,9

Fontes: FURTADO, 1996.

Notas: (a) Plano 2015 para UHE de Belo Monte e Angra II, CEEE(1995) para Candiota III;

(b) Custos oficiais de controle;

(c) Custos obtidos na pesquisa WTP - “willing to pay” - disposição a pagar (entrevistas com consumidores em faixas superiores a 200kWh/mes), realizada por Furtado (1996). Vida útil: 50 anos para UHE, 30 anos para UTE’s ; taxa de desconto de 10%^{aa}, fator de capacidade das UTE’s de 70%, energia firme da UHE de Belo Monte de 4675 MW médios.

(d) US\$/MWh, dólares de 1994

Adiante estes resultados serão comparados com os de OTTINGER *et al.*, 1991, para os Estados Unidos, com os da União Européia (ExternE, 1995) e com aqueles calculados nesta tese.

¹⁹⁸ Também aqui, para a conversão das unidades de eletricidade segundo o SI, a participação do gás natural eleva-se para 2,9%.

IX.5. As Externalidades no Processo de Cogeração de Eletricidade a partir do Bagaço de Cana:

IX.5.1. Os impactos ambientais na agro-indústria da cana:

No Anexo V são detalhados os impactos referentes à agro-indústria da cana de açúcar, incluindo as emissões na fase agrícola e industrial. Neste item é apresentada a avaliação destes impactos no que se refere à cogeração de eletricidade a partir do bagaço de cana, a fim de comparar com as emissões de poluentes nas termelétricas de ciclo combinado a gás natural previstas para a expansão do parque gerador do país.

Para tal, na parte agrícola é considerado unicamente o caso da colheita de cana crua, uma vez que a mesma já começa a ser utilizada no Estado de São Paulo e suas vantagens são evidentes em termos ambientais. A tabela IX.5 mostra as emissões nas queimadas de cana.

Tabela IX.5.: Emissões de poluentes na queimada de cana de açúcar:

Emissões nas queimadas (kg/tc)		Fonte
SO ₂	0	
NO _x	0	
CH ₄	0,08125	MACEDO, 1997
CO	30	EPA,1985
Part	3	EPA,1985

Fontes: Citadas

Nota: Nas emissões de metano, para obter o fator em kg/tc, foi utilizado o valor de 80 tc por hectare como produtividade agrícola.

A queima da cana tende a ser eliminada na maior parte das regiões do estado, sendo substituída pela colheita de cana crua, principalmente em função das pressões da opinião pública. No entanto, atualmente ainda ocorre a queima de aproximadamente 90% da cana em São Paulo (MACEDO, 1997), sendo 83% da cana de cooperadas da Copersucar queimada e colhida manualmente¹⁹⁹ (UHLIG, 1995).

¹⁹⁹ Rendimento da colheita queimada manual de 9 a 10 tc/d.

No que se refere aos aspectos sociais, existe a necessidade de transformar os empregos temporários (durante colheita) em empregos permanentes na empresa. No Estado de São Paulo já há inúmeras usinas, como a própria Santa Elisa, que vêm introduzindo a colheita de cana crua e, assim, mantêm o número de empregos durante todo o ano.

UHLIG, 1995 estima o consumo de combustível na colheita em 0,20 a 0,96 litros de diesel por tonelada de cana colhida (dependendo se a colheita é manual ou mecanizada crua). Já MACEDO, 1997 adota os valores constantes na tabela a seguir para consumo de fósseis, obtidos a partir de levantamentos em um grupo de usinas cooperadas (Copersucar). Os valores indicados incluem a média das usinas e a média daquelas com menor consumo (“best values”).

Tabela IX.6: Consumo de fósseis na agro-indústria da cana de açúcar:

Hipóteses	kcal/tc		litros por tc		
	direto	indireto	direto	indireto	total
"Best values"	15065	29778	1,39	2,76	4,15
Média	15796	33348	1,46	3,09	4,55

Fonte: MACEDO, 1997

Para a avaliação das emissões de poluentes na fase agrícola a partir da utilização de diesel, foram adotados, a título de comparação, os valores de MACEDO, 1997 e os de UHLIG, 1995 (0,96 litros de óleo diesel por tonelada de cana colhida).

Na parte industrial, a maior emissão de poluentes é em decorrência da queima do bagaço nas caldeiras a vapor. Apesar de existirem dados da EPA (1985) para emissões em caldeiras, para a avaliação deste trabalho foram pesquisados dados referentes a caldeiras do Estado de São Paulo, em particular aqueles das caldeiras monitoradas pela CETESB (PESSINE, 1999²⁰⁰), correspondendo aos valores indicados na tabela IX.7.

²⁰⁰ PESSINE, RT. , 1999 (CESP). Comunicação Pessoal.

Tabela IX.7.: Emissões de particulados em caldeiras a bagaço de cana:

Condições de operação	Emissões de particulados (mg/Nm ³)	Quantidade de particulados emitida por tonelada de bagaço queimado (50% umid.) ²⁰¹
Recomendação da CETESB	120	0,5
Caldeiras monitoradas pela CETESB	150	0,6
Caldeiras com multiciclone	500	2,0
Caldeiras sem retentor de fuligem	4000 a 6000	15 a 25

Fonte: PESSINE, 1999

Quanto à emissão de outros poluentes foram considerados os dados da EPA, 1985, por inexistência de dados nacionais²⁰². Assim, a tabela IX.7 informa os dados referentes às caldeiras de bagaço que foram utilizados nesta avaliação.

Tabela IX.8: Emissões de poluentes em caldeiras a bagaço de cana (50% umidade):

Emissões nas caldeiras de bagaço		
Poluente	kg/ton de bag	Fonte
SO ₂	0	
NO _x	0,6	EPA, 1985
CH ₄	0	MACEDO, 1997
CO	0	
Particulados	0,6	CETESB (PESSINE, 1999)

Fontes: Conforme citado.

Segundo MACEDO, 1997, a emissão de compostos orgânicos não queimados, incluindo metano, poderia ocorrer em regime de operação transiente ou fora de controle, num eventual problema na operação da caldeira. A maioria das caldeiras não possuem sistemas de limpeza do tipo “scrubbers”, mas emissões de metano não tem sido verificadas, apenas de particulados. Na verdade, não há maiores controles quanto às emissões nas caldeiras de bagaço, mas existe monitoramento realizado pela CETESB, a partir de valores recomendados. No Estado de São Paulo, o controle de emissões de poluentes ocorre principalmente com relação a óxidos de enxofre, que são praticamente inexistentes nas caldeiras de biomassa.

²⁰¹ Avaliado para caldeiras de 22 bar, 300° C, de baixo rendimento.

²⁰² Já foram discutidas neste trabalho as deficiências da legislação ambiental brasileira, em particular em relação à falta de controle das emissões de óxidos de nitrogênio.

IX.5.2. Avaliação das emissões de poluentes no processo de cogeração:

Neste trabalho, para avaliar as emissões de poluentes nas duas fases de produção do álcool, forma consideradas várias possibilidades.

- considerando apenas o processo de cogeração a partir de bagaço de cana, sem incluir o consumo de fósseis (apenas as emissões de bagaço nas caldeiras)
- considerando o consumo de diesel (OD) na parte agrícola, além do bagaço consumido na caldeira. Neste caso foram efetuados os cálculos para duas opções de consumo de diesel: 0,96 litros por tc (UHLIGH, 1995) e 1,39 litros/tc (MACEDO, 1997)
- considerando o consumo total (direto e indireto) de combustíveis fósseis, segundo MACEDO,1997 (4,15 litros de OD por tc²⁰³).

No caso das emissões de poluentes em consequência do diesel consumido, existem vários valores na literatura, alguns dos quais indicados na tabela a seguir. No presente estudo, foram adotados os valores de ULIGH, 1995.

Tabela IX.9: Emissões de poluentes a partir de óleo diesel

Fonte	Óleo Diesel			
	ULIGH, 1995		FAAIJ, 1998	
Poluente	kg/l OD	kg/1000 litros	g/MJ	kg/l OD
CO ₂	2,6501	Coelho, 1992	80,0000	3,0770
SO ₂	0,0037	3,7400	0,0900	0,0035
NO _x	0,0402	40,2000	0,9900	0,0381
CH ₄	0,0000	0,0000	0,2200	0,0085
CO	0,0143	14,3000	0,9900	0,0381
part(TSP)	0,0055	5,4800	0,1040	0,0040

Fontes: Citadas

A partir destes dados devem ser calculadas as emissões específicas (por kWh gerado) no processo de cogeração de eletricidade. Como neste caso são obtidos dois subprodutos energéticos (etanol para combustível automotivo e eletricidade) a partir da cana de açúcar, os custos ambientais devem ser repartidos entre estes dois subprodutos. Assim, para o cálculo das emissões específicas, foi estabelecida a partição em base

²⁰³ MACEDO, 1997 adota que o consumo de fósseis é representado por óleo diesel.

exergética que, como já discutido anteriormente, é a metodologia mais indicada para comparar calor e trabalho do ponto de vista termodinâmico.

Esta partição, efetuada com base no conceito de exergia, corresponde a metodologia é utilizada pela União Européia, no projeto ExternE de avaliação de externalidades, quando são analisados processos de cogeração. Maiores detalhes encontram-se no Anexo II.

Desta forma, foram adotados os seguintes valores para a produção específica (por tonelada de cana moída) de vapor de processo (em base exergética) e de energia elétrica e mecânica:

Tabela IX.10: Consumos médios de energia e exergia no processo:

Turbina a vapor		
Consumo esp. de vapor	491,15	kgv/tc ⁽¹⁾
Consumo exerg. ⁽⁴⁾	83	kWh/tc ⁽¹⁾
Consumo ener.el/mec	25	kWh/tc(1)
BIG/GT		
Consumo esp. de vapor	332	kgv/tc ⁽²⁾
Consumo exerg. vapor	56,10	kWh/tc ⁽³⁾
Consumo ener.el/mec	23	kWh/tc ⁽²⁾

Fontes: (1) Calculado para o estudo de caso da Santa Elisa; (2) LARSON, 1996; (3) Calculado a partir de LARSON, 1996; (4) Exergia do vapor de processo calculada para 2,5 bar, 155°C (635 kJex/kg)

Para o cálculo da exergia total (específica) gerada, foram considerados os seguintes casos:

- excedente gerado com turbina a vapor: foram considerados três casos, correspondendo à geração de 30 kWh/tc, 60 kWh/tc e 100 kWh/tc excedentes (para geração na safra/entressafra);
- excedente gerado em sistemas BIG/GT: 300 kWh/tc excedentes (LARSON, 1996)

A partição em base exergética é necessária para que as emissões sejam de fato repartidas entre os diferentes insumos energéticos no processo industrial. Os resultados são indicados nas tabelas IX.11, 12, 13. São indicados os resultados obtidos para os

valores considerados de consumo de OD na agricultura, a partir de ULIGH, 1995 e MACEDO, 1997.

Os resultados são comparados com os resultados de FAAIJ, 1998, para um sistema de gaseificador/turbina a gás de 30 MW em ciclo combinado, com eficiência de 42%, utilizando madeira com 50% de umidade (ciclo completo) e com os resultados das emissões de um ciclo combinado a gás natural de rendimento 50% (emissões computadas apenas relativas à combustão do gás natural). A partição no caso da cogeração a partir do bagaço de cana, efetuada em base exergética, permite realizar a comparação com os resultados das UTE's de forma rigorosa, conforme equações no Anexo II.

É importante também observar que as emissões indiretas de fósseis computadas correspondem apenas àquelas para a realização do processo de geração de energia, sem considerar o consumo indireto de energia para o restante do processo industrial, uma vez que o objetivo é avaliar as emissões específicas do processo de geração.

Por outro lado, além disso, deve ser ressaltado que, no caso das emissões na parte agrícola, estas foram incluídas na sua totalidade para a avaliação das externalidades no processo de cogeração (geração de vapor e eletricidade). Se for considerado que parte (aproximadamente um terço) da cana colhida é utilizado para a fabricação de álcool, então as emissões na parte agrícola correspondem ao álcool; desta forma, ao incluí-las completamente foi considerado o caso mais desfavorável.

Tabela IX.11: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel segundo ULIGH, 1995 (0,96 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (0,96 l OD/tc)								Madei
Tecnologia	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT		BIG
Consumo na agricultura	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	com O
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		381		Faaij,
Emissões totais	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MW
CO ₂	0,00	18,44	0,00	15,14	0,00	12,23	0,00	6,67	
SO ₂	0,00	0,03	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,01	
NO _x	1,22	1,50	1,00	1,23	0,81	0,99	0,14	0,24	
CH ₄	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO	0,00	0,10	0,00	0,08	0,00	0,07	0,18	0,22	
part(TSP)	1,22	1,26	1,00	1,03	0,81	0,83	0,02	0,03	

Fontes: Cálculos da autora e outras fontes citadas.

Tabela IX.12: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel segundo MACEDO, 1997 (1,39 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (1,39 l OD/tc)								Madei
Tecnologia	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT		BIG
Consumo na agricultura	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	com O
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		379		Faaij,
Emissões totais	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MW
CO ₂	0,00	26,69	0,00	21,93	0,00	17,71	0,00	9,72	
SO ₂	0,00	0,04	0,00	0,03	0,00	0,02	0,00	0,01	
NO _x	1,22	1,62	1,00	1,33	0,81	1,08	0,14	0,29	
CH ₄	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO	0,00	0,14	0,00	0,12	0,00	0,10	0,18	0,24	
part(TSP)	1,22	1,27	1,00	1,05	0,81	0,84	0,02	0,04	

Fontes: Cálculos da autora e outras fontes citadas.

Tabela IX.13: Emissões de poluentes obtidas a partir do consumo de diesel no ciclo completo, segundo MACEDO, 1997 (4,15 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (4,15 l OD/tc)								Madeira	Gás Natural
Tecnologia	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT		BIG/GT	C.Comb
Consumo na agricultura	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	com OD	só comb.
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		382		Faaij, 1998	
Emissões totais	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh
CO ₂	0,00	79,54	0,00	65,36	0,00	52,81	0,00	28,82	24,00	417,97
SO ₂	0,00	0,11	0,00	0,09	0,00	0,07	0,00	0,04	0,10	0,00
NO _x	1,22	2,42	1,00	1,99	0,81	1,61	0,14	0,57	0,49	1,30
CH ₄	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00
CO	0,00	0,43	0,00	0,35	0,00	0,28	0,18	0,34	0,56	0,22
part(TSP)	1,22	1,38	1,00	1,13	0,81	0,92	0,02	0,08	0,06	0,00

Fontes: Cálculos da autora e outras fontes citadas.

IX.5.3. Os resultados obtidos e a contribuição da biomassa na redução do efeito estufa:

Analisando-se os resultados obtidos, observa-se que, como esperado, quando se inclui o consumo de OD na agricultura, as emissões são mais elevadas, o mesmo acontecendo quando se inclui o consumo total de fósseis (direto e indireto). Também se observa que, confirmando os resultados de FAAIJ et alii, 1998, as maiores vantagens da biomassa em relação às UTE's a gás natural são aquelas correspondentes às emissões de carbono. Entretanto, quando se compara corretamente, isto é, as emissões na UTE a GN com as emissões apenas da queima do bagaço (quer dizer, comparando apenas as emissões na geração de eletricidade a partir dos dois combustíveis), verifica-se a vantagem significativa da biomassa, mesmo sem considerar a questão do efeito estufa.

Mesmo no caso mais desfavorável, comparando-se as emissões de carbono no ciclo total com as emissões de carbono apenas na queima de GN, existe uma enorme diferença em termos de emissões de carbono. A diferença é ainda maior quando se considera óleo combustível, pela maior emissão de carbono, como esperado.

A tabela IX.14 compara os resultados referentes às emissões de carbono nos casos acima estudados com os estudos existentes (FAAIJ et alii, 1998 e MANN e SPATH, 1997). O estudo de MANN e SPATH, 1997, à semelhança de FAAIJ et alii, 1998, também analisa um sistema de gaseificador/turbina a gás em ciclo combinado a madeira, incluindo o consumo de fósseis diretos e indiretos (ciclo completo).

IX.6. A Incorporação de Custos Ambientais no Planejamento Energético:

IX.6.1. Valoração das externalidades

Como foi visto neste trabalho, vários estudos foram desenvolvidos para valoração dos impactos ambientais na geração de eletricidade, tanto nos Estados Unidos como na Europa. Os resultados são apresentados em termos de dólares por tonelada de poluente

emitido e em dólares por kWh de eletricidade gerada para cada sistema de conversão²⁰⁴. Evidentemente os resultados variam enormemente dependendo da localização geográfica, fatores de meteorologia, econômicos, etc. A valoração aqui apresentada serve apenas de exemplo de aplicação do uso de externalidades no planejamento energético, indicando conseqüentemente a necessidade de estudos mais profundos para determinar os custos ambientais para o setor elétrico brasileiro.

Tabela IX.14: Comparação dos resultados referentes às emissões de carbono nas diferentes tecnologias para geração de eletricidade:

REFERÊNCIAS	COMBUSTÍVEL	EMISSÕES (kg CO ₂ /MWh)
Consumo direto de fósseis – turbina a vapor	bagaçõ	12-27
Ciclo completo - turbina a vapor	bagaçõ	53-80
Consumo direto de fósseis – BIG/GT	bagaçõ	7-10
Ciclo completo - BIG/GT	bagaçõ	29
FAAIJ et alii, 1998 (BIG/GT, ciclo completo)	madeira	24
Ciclo RANKINE (apenas combustível)	óleo combustível	870
Ciclo combinado (apenas combustível)	gás natural	419
MANN e SPATH, 1997(BIG/GT, ciclo completo)	madeira	46

Fontes: Citadas

Nos Estados Unidos várias agências reguladoras das concessionárias de energia elétrica adotaram procedimentos para incorporar ao planejamento energético os custos ambientais. Estes adicionais são usados para a seleção das opções existentes de recursos naturais mas não são diretamente aplicados aos preços da eletricidade. As comissões públicas de Massachussets e Nevada adotaram valores com base na chamada “preferência revelada dos reguladores”, que considera o custo marginal de controle requerido pelas regulamentações existentes como o valor aproximado dos danos evitados em termos marginais (“America’s Energy Choices”, 1991).

Os resultados aqui utilizados, a título de exemplo, se referem ao estudo desenvolvido pelo Tellus Institute (BERNOW e MARROW, 1990), que indica valores para as emissões de poluentes adotados pelos estados de Massachussets e Nevada. Estes

²⁰⁴ Evidentemente a transformação da emissão específica por tonelada de combustível para emissão por kWh gerado depende essencialmente da tecnologia considerada.

valores foram desenvolvidos através de uma análise do tipo “preferência revelada”, com relação às regulações - existentes ou futuras - para a qualidade do ar.

Esta metodologia analisa os custos das regulações ambientais existentes e propostas para estimar os valores que a sociedade (implícita ou explicitamente) atribui aos impactos ambientais. Este valor pode ser considerado um limite inferior aos existentes custos do dano, admitindo que os reguladores estabeleceram uma razoável relação entre os custos e os benefícios das regulações para a sociedade. Assim, os custos para as emissões de NO_x são baseados nos custos de um sistema de redução catalítica seletiva para uma termelétrica já usando um sistema de injeção água quente/vapor. Os custos do SO₂ representam um sistema de “scrubbing” e, no caso dos particulados, corresponde a um filtro de mangas (“baghouse”); os custos dos compostos orgânicos voláteis (VOC) incluem uma série de controles e o do CO inclui o uso de combustíveis oxigenados. A tabela IX.15 apresenta estes resultados:

Tabela IX.15: Exemplo de valoração dos poluentes

Custos Ambientais Específicos (referentes a instalações para limpeza dos gases)			
	US\$/lb*	US\$/kg	Descrição
SO₂	0,400	0,880	(scrubbing)
NO_x	2,920	6,424	(redução catalítica usando injeção de
CH₄	0,060	0,132	
CO	0,410	0,902	(uso de oxigenados)
part(TSP)	1,050	2,310	(baghouse)
VOC	1,380	3,036	(conjunto de controles)

Fonte: Bernow e Marrow, 1990.

Os custos específicos acima foram utilizados, a título de ilustração, para comparar as diferentes opções termelétricas de geração de eletricidade com a biomassa, em particular a cogeração a partir de bagaço de cana. As tabelas a seguir indicam os resultados obtidos, para cada uma das hipóteses efetuadas no parágrafo anterior.

Tabela IX.16: Custos ambientais para a geração de eletricidade a partir de biomassa, comparadas com UTEs a gás natural (consumo de diesel segundo ULIGH, 1995, 0,96 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (0,96 l OD/tc)							
	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT	
Tecnologia	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD
Consumo na agricultura	30		60		100		381	
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		381	
Emissões totais	US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh	
SO2	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	
NOx	7,82	9,62	6,42	7,90	5,19	6,38	0,88	
CH4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO	0,00	0,09	0,00	0,07	0,00	0,06	0,17	
part(TSP)	2,81	2,90	2,31	2,38	1,87	1,92	0,04	
Custo total US\$/MWh	10,63	12,63	8,73	10,37	7,05	8,38	1,09	

Fonte: BERNOW e MARROW, 1990. Cálculos da autora.

Tabela IX.17: Custos ambientais para a geração de eletricidade a partir de biomassa, comparadas com UTEs a gás natural (consumo de diesel segundo MACEDO, 1,39 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (1,39 l OD/tc)							
	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT	
Tecnologia	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD
Consumo na agricultura	30		60		100		381	
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		381	
Emissões totais	US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh	
SO2	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,02	0,00	
NOx	7,82	10,42	6,42	8,56	5,19	6,91	0,88	
CH4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO	0,00	0,13	0,00	0,11	0,00	0,09	0,17	
part(TSP)	2,81	2,94	2,31	2,41	1,87	1,95	0,04	
Custo total US\$/MWh	10,63	13,52	8,73	11,11	7,05	8,97	1,09	

Fonte: BERNOW e MARROW, 1990. Cálculos da autora.

Tabela IX.18: Custos ambientais para a geração de eletricidade (ciclo completo) a partir de biomassa, comparadas com UTEs a gás natural (consumo de diesel segundo MACEDO, 4,15 l de OD/tc)

Combustível	BAGAÇO DE CANA (4,15 l OD/tc)							
Tecnologia	Sistemas de turbina a vapor						BIG/GT	
Consumo na agricultura	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD	sem OD	com OD
Geração de excedentes(kWh/tc)	30		60		100		382	
Emissões totais	US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh		US\$/MWh	
SO2	0,00	0,10	0,00	0,08	0,00	0,07	0,00	
NOx	7,82	15,56	6,42	12,78	5,19	10,33	0,88	
CH4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO	0,00	0,39	0,00	0,32	0,00	0,26	0,17	
part(TSP)	2,81	3,19	2,31	2,62	1,87	2,12	0,04	
Custo total US\$/MWh	10,63	19,23	8,73	15,80	7,05	12,77	1,09	

Fonte: BERNOW e MARROW, 1990. Cálculos da autora.

IX.6.2. Conclusões preliminares

A título de comparação, a Tabela IX.19 resume os resultados principais dos estudos aqui mencionados. A partir destes resultados, as seguintes observações podem ser efetuadas:

- existe uma significativa diferença, para o caso brasileiro, das estimativas de FURTADO, 1995 com os resultados oficiais. Apesar de críticas existentes ao estudo de FURTADO, 1995, pelo fato de ter utilizado a metodologia “willing-to-pay”, o que é considerada por muitos como não exata, deve ser observado que a mesma foi adotada para uma pesquisa junto às populações envolvidas e reflete de fato a preferência dos consumidores;

- comparando-se os resultados obtidos para os custos ambientais apenas da geração de energia, obtidos por OTTINGER *et al*, 1991, com aqueles para o custo do ciclo completo (ExternE, 1995), após a atualização para 1999, observa-se que os resultados a partir do primeiro são significativamente superiores aos do segundo método, aproximando-se mais dos resultados obtidos por FURTADO, 1995.

- já os resultados através do custo do dano de ROWE *et al*, 1995, são particularmente reduzidos, apesar de incluírem também o ciclo completo;

- os resultados obtidos nesta tese, para o custo de controle, aproximadamente coincidem com os de OTTINGER *et al*, 1990, para o caso de gás natural.

Na verdade, existe ainda uma significativa divergência entre as metodologias e resultados correspondentes à valoração das externalidades ambientais. Como foi analisado neste capítulo, as opiniões dos pesquisadores estão divididas entre os dois principais métodos a serem utilizados: o custo de controle e o custo do dano.

Tabela IX.19: Comparação dos custos ambientais para diferentes fontes energéticas (US\$/MWh)

Referência (data do levantamento)	Metodologia	UTE carvão	Nuclear	UHE	UTE GN	BIOMASSA
FURTADO, 1995 (1994)	custo do dano	13,00 a 27,3	28,90 a 57,9	3,70 a 7,90	n.d.	n.d.
FURTADO (atualizado para 1999) ^(a)	custo do dano	15,82 a 33,22	35,17 a 70,46	4,50 a 9,61	n.d.	n.d.
Oficial (Brasil) (1994)	custo de controle	6,20 a 13,60	21,00 a 28,00	0,80	n.d.	n.d.
Oficial (Brasil) (atualizado para 1999) ^(a)	custo de controle	7,54 a 16,55	25,57 a 34,08	0,97	n.d.	n.d.
OTTINGER <i>et al</i> , 1990 (1989)	custo do dano (somente geração)	25,00 a 58,00	29,10	n.d.	8,00 a 12,00	n.d.
OTTINGER <i>et al</i> (atualizado para 1999) ^(a)	custo do dano (somente geração)	37,0 a 85,00	43,07	n.d.	11,84 a 17,76	n.d.
ExternE, 1995	custo do dano	7,20 a 19,20	0,06 a 3,00	2,276 ^(f)	0,84	n.d.
ExternE (atualizado para 1999) ^(a)	custo do dano	7,32 a 19,50	0,06 a 3,05	2,312	0,853	n.d.
ROWE <i>et al</i> , 1995 ^(g) (1992)	custo do dano	0,81 a 2,63	0,112	n.d.	0,21 a 0,46	3,07 (madeira)
ROWE <i>et al</i> , 1995 ^(g) (atualizado para 1999)	custo do dano	1,06 a 3,46	0,147	n.d.	0,27 a 0,46	4,04
COELHO, 1999 (1990) ^(b)	custo de controle	n.d.	n.d.	n.d.	8,28 ^(c)	1,81 ^(d) a 4,21 ^(e)
COELHO, 1999 (atualizado)	custo de controle	n.d.	n.d.	n.d.	11,78	2,57 a 5,99

Fontes: Conforme mencionado.

Notas: (a) Atualizado para dólares de 1999 à taxa de 4% aa, adotada como média para o período; (b) calculado para os valores citados por BERNOW e MARROW, 1990; (c) Apenas as emissões na geração de eletricidade, ciclo combinado; (d) BIG/GT, incluindo apenas o consumo direto de diesel; (e) BIG/GT incluindo o consumo total de fósseis, ciclo completo (direto e indireto de diesel); (f) apenas efeitos ambientais, sem incluir benefícios sociais referentes à geração de empregos e outros²⁰⁵; (g) Estudo realizado para o Estado de New York, comparando diversas opções de tecnologia para construção de uma unidade de geração de energia elétrica em Sterling, Lago de Ontário.

²⁰⁵ Estes valores não foram computados na transcrição para a tabela aqui apresentada porque, no caso do Brasil, são bastante conhecidos os impactos sociais referentes às grandes hidrelétricas, como já discutido nesta tese.

De qualquer forma, observa-se que, mesmo assim, existe a concordância de que a incorporação de custos ambientais no planejamento do setor elétrico é fundamental para a real avaliação das melhores opções a serem consideradas na oferta de energia. Na presente tese, este assunto foi abordado com a finalidade de ilustrar a importância desta metodologia, principalmente como política para viabilizar economicamente tecnologias mais eficientes para geração a partir de biomassa, em particular no setor sucro-alcooleiro (como a gaseificação de bagaço de cana para geração de eletricidade).

Vale lembrar que não necessariamente os custos ambientais precisam ser incorporados na avaliação dos custos de geração, mas podem ser utilizados de diferentes formas, como por exemplo:

- serem utilizados como indicadores no planejamento do setor elétrico, de forma a orientar a escolha das alternativas com menores custos ambientais (OTTINGER *et al.*, 1990);
- serem utilizados como subsídios para estudos referentes a políticas fiscais e de incentivo para energias renováveis no país, à semelhança de estudos já desenvolvidos em outros países (CEEETA, 1999);
- serem efetivamente incorporados às tarifas de energia elétrica, de forma a (por exemplo) criar um fundo para pesquisa de fontes de energia renováveis.

X. INCORPORAÇÃO DA COGERAÇÃO DENTRO DE UM PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS:

X.1. O Planejamento Integrado de Recursos:

Como foi analisado neste trabalho, a geração de energia utiliza recursos naturais finitos e tem como consequência inúmeros impactos ambientais e sociais, além de vários problemas de saúde na população, é necessário que tanto sua geração como sua utilização sejam efetuadas de forma eficiente. Desta forma, é necessária uma visão global, em termos técnicos, econômicos, sociais, ambientais e políticos, para garantir o suprimento das necessidades energéticas, produzindo o menor impacto sobre o ecossistema.

Dentro desta filosofia, o sistema de Planejamento Integrado de Recursos (PIR - ou Planejamento de Menor Custo - “Least Cost Planning/LCP”) é um processo de planejamento e seleção de novas fontes energéticas, desenvolvido pelas concessionárias, considerando todas as alternativas existentes e analisando de forma integrada (e consistente) a demanda e a oferta de energia .

Assim, o PIR deve incluir, obrigatoriamente, outras opções de geração e uso da energia, além do tradicional método de expansão através da construção de novas instalações de geração, de modo a fornecer um serviço adequado e confiável ao consumidor e, ao mesmo tempo ser o serviço de menor custo para a concessionária e para a sociedade:

- compra de energia elétrica
- conservação e utilização racional de energia
- cogeração
- utilização de fontes renováveis

O PIR pressupõe a análise simultânea de todas as opções de suprimento da demanda, inclusive as possibilidades de economia de energia, bem como de geração, de

forma a otimizar o conjunto de recursos disponíveis e minimizar o custo total. KREITH, 1995, propõe as seguintes etapas:

- * desenvolver as previsões de carga
- * identificar os recursos existentes
- * identificar as necessidades futuras não satisfeitas pelos recursos existentes
- * identificar **todas** as opções de recursos potenciais (grifo nosso)
- * identificar as opções viáveis e econômicas
- * identificar e quantificar os **custos sociais e ambientais de cada opção** (grifo nosso)
- * efetuar a análise de incerteza
- * selecionar um “mix” de recursos
- * implementar as opções de menor custo

No caso brasileiro, dentro da proposta de um planejamento energético integrado, aparece como consequência imediata a introdução de maiores incentivos à cogeração e à compra de excedentes na matriz energética, através de mecanismos que incentivem os auto-produtores a gerar excedentes dentro do novo quadro institucional, em particular através de legislação e regulamentação adequada para o setor elétrico, como discutido no capítulo VIII.

Dentro destes mecanismos, além daqueles já analisados neste trabalho, aparece como particularmente importante a questão da taxa de carbono, a partir do Protocolo de Quioto.

X.2. Oportunidades do Protocolo de Quioto para a Implementação da Cogeração no Setor Sucro-alcooleiro:

Neste capítulo não se pretende analisar em detalhes o Protocolo de Quioto, mesmo porque o mesmo ainda está sendo objeto de inúmeros debates, em particular a respeito das possibilidades de introdução dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo

(CDM - “Clean Development Mechanisms”), por vários especialistas²⁰⁶, em diversos foros. O objetivo é apenas apresentar as oportunidades que o mecanismo em questão pode trazer para o desenvolvimento da cogeração de eletricidade a partir de biomassa, como no caso do setor sucro-alcooleiro, colaborando para um planejamento integrado de recursos adequado.

Assim sendo, são aqui apresentados os fundamentos principais do referido Protocolo e do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, bem como as emissões que podem ser evitadas em consequência de sua introdução.

X.2.1. O Protocolo de Quioto:

O Protocolo de Quioto introduz várias mudanças revolucionárias nas sociedades modernas. Este protocolo resultou do encontro em 1997, no Japão, de 160 nações, visando reduzir as emissões de gases efeito estufa (CO₂, CH₄, entre outros). Desde então, a possibilidade de comercializar as emissões (principalmente de CO₂, resultante da queima de combustíveis fósseis, cuja utilização nos países desenvolvidos é intensiva) vem ganhando força como estratégia política. Na verdade, o início oficial deste processo pode ser considerado a Conferência do Rio em 1992, quando se iniciaram as discussões a respeito.

No artigo 12 do Protocolo, foi definido o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) visando auxiliar os países não incluídos no chamado “Anexo I” a atingir um desenvolvimento sustentável e contribuindo para atingir os objetivos da convenção, bem como auxiliar os países do Anexo I a atingir os objetivos de limitação/redução de suas emissões. Um dos resultados do Protocolo foi que os países do Anexo I se comprometeram a reduzir quantitativamente suas emissões em 5% com relação aos níveis de 1995, o que representa uma redução de 30% em relação aos níveis de emissões previstos para 2008-2012 se nenhuma ação for desenvolvida para evitá-las.

²⁰⁶ Deve ser mencionado, em particular, o “US Brazil Aspen Global Forum”, desenvolvido pela Câmara Americana de Comércio no Brasil, em conjunto com a Universidade do Colorado, com o apoio da USP e o Lawrence Berkeley Laboratory (São Roque, 1998, Aspen, 1998, São Roque, 1999).

Os CDM permitem aos países do Anexo I a utilização dos Certificados de Redução de Emissões (“Certified Emissions Reductions” - CER), obtidos a partir de projetos desenvolvidos nos países não pertencentes ao Anexo I, como parte dos acordos de limitação e redução de emissões. Dentro deste mecanismo, uma indústria de um país desenvolvido pode obter créditos para emitir carbono através de investimento em processos que reduzem as emissões de carbono em países em desenvolvimento.

Estes créditos devem corresponder, segundo o Protocolo, a emissões que serão evitadas através da introdução de processos tais que, sem o CDM, não ocorreriam (princípio da assim chamada “additionality”²⁰⁷). Como estes créditos podem ser acumulados a partir do próximo ano 2000, observa-se agora uma intensa exploração e preparação de projetos que poderão eventualmente se qualificar para obtenção dos créditos de CDM. Este mecanismo poderá, se adequadamente implementado, se transformar num instrumento importante para a transferência de tecnologia para os países em desenvolvimento.

Apesar das inúmeras discussões ainda ocorrendo nos fóruns mencionados, o caso da cogeração de eletricidade a partir de biomassa representa quase um consenso de que esta é de fato uma possibilidade concreta para aplicações dos CDM’s.

X.2.2. A Cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro como opção para o Protocolo de Quioto:

Desde 1993, apesar do Protocolo de Cogeração existente, não ocorreu uma implementação significativa na capacidade de geração de excedentes no setor sucro-alcooleiro, pelos inúmeros motivos mencionados neste trabalho. Além disso, mesmo com a introdução de legislação e regulamentação adequada (como proposto no capítulo VIII desta tese), existe a questão da falta de capital e das barreiras ligadas ao conservadorismo dos atores envolvidos. Por estes motivos, pode-se afirmar que dificilmente ocorreria uma

expansão significativa na geração de excedentes de eletricidade nas usinas de açúcar e álcool sem mecanismos mais fortes, como o CDM.

Em termos de redução de emissões, este processo pode representar um instrumento significativo para a aplicação do CDM. Apesar da maior parte da eletricidade gerada no país ser de origem hidrelétrica, como já analisado neste trabalho, os planos de expansão da Eletrobrás (ELETROBRÁS, 1996) consideram que a geração térmica a partir de combustíveis fósseis terá um papel significativo no futuro. O plano prevê que, dos mais de 90 GW adicionais a serem construídos até 2006, mais de 15 GW serão a partir de termeletricidade, que estará aumentando sua participação na matriz energética para quase 17% .

Considerando que a cogeração de eletricidade a partir de bagaço de cana apresenta o balanço de carbono praticamente nulo (quando se considera apenas a geração de energia) e considerando as emissões de combustíveis fósseis em unidades termelétricas de geração de eletricidade mostradas na tabela X.1. a seguir, pode-se avaliar as emissões “evitadas” a partir da substituição da energia gerada a partir de termelétricas a combustíveis fósseis por eletricidade produzida a partir do bagaço da cana.

Como já mencionado anteriormente, será considerado que 24 % das usinas do Estado de São Paulo (45% da cana produzida no Estado, que é aproximadamente 180 milhões de toneladas) apresentam uma capacidade de moagem de mais de 2.000.000 de toneladas de cana por safra (tamanho adequado para viabilizar a cogeração). A partir desta hipótese, poder-se-ia gerar aproximadamente 2430 GWh/safra, correspondendo a uma potência instalada de mais de 600 MW excedentes, somente no Estado de São Paulo, em termos bastante conservadores (durante a safra).

²⁰⁷ Este e outros conceitos, como o estabelecimento da chamada “baseline” (situação de base com relação à qual irá ocorrer o projeto correspondente à redução de emissões) estão sendo discutidos nos fóruns mencionados.

A tabela X.2. ilustra os resultados obtidos para as emissões evitadas se esta energia elétrica for gerada no Estado de São Paulo em substituição às térmicas com combustíveis fósseis.

Tabela X.1. Emissões de carbono a partir de geração termelétrica com combustíveis fósseis:

Emissões de CO2	
kg/MWh	
CC 50% GN	361,64
CC 50% OD	495,36
TV 30% OD	825,61
TV 30% OC	873,07

Fonte: BEESP, 1998. Cálculos da autora.

Notas: CC 50%: Ciclo combinado de eficiência igual a 50%; TV 30%: ciclo Rankine de turbina a vapor convencional, de eficiência 30%; GN: gás natural; OD: óleo Diesel; OC: óleo combustível.

Tabela X.2. Emissões evitadas e créditos de carbono correspondentes à geração de eletricidade a partir de bagaço de cana durante a safra no Estado de São Paulo:

Tecnologia considerada	Emissões evitadas t de C	Créditos (US\$/ano) US\$/t de carbono	
		10	50
CC 50% GN	239.667	2.396.666	11.983.331
CC 50% OD	328.291	3.282.909	16.414.543
TV 30% OD	547.151	5.471.514	27.357.572
TV 30% OC	578.608	5.786.076	28.930.379

Fonte: Cálculos da autora

Notas: Considerada a geração de 2430 GWh excedentes (600 MW excedentes), durante a safra, a partir de bagaço de cana, nas usinas com capacidade de moagem acima de 2.000.000 de tc, correspondendo a 45% da moagem do Estado (estimativas conservadoras).

Deve ser ressaltado que os resultados acima correspondem a um universo de apenas 45 % da cana moída no Estado e somente durante a safra. Se quisermos abranger todas as usinas do Estado, teríamos valores da ordem de 5400 GWh (1333 MW instalados), com os créditos de carbono correspondentemente maiores (apenas com as tecnologias já comercialmente disponíveis no país).

X.2.3. Comentários finais:

Como já discutido neste trabalho, uma das barreiras à implementação da cogeração é a dificuldade de financiamento, não apenas pela situação financeira difícil das empresas do setor, mas também pelas exigências dos agentes financeiros no que se refere a

garantias. Mesmo quando existe a possibilidade de ser oferecido como garantia o contrato de venda de energia (“Power Purchase Agreement - PPA”), os agentes financeiros exigem garantias referentes ao período de implantação da instalação.

Desta forma, a utilização dos CER poderia ser mais um mecanismo que colaboraria para viabilizar a cogeração de eletricidade a partir de biomassa no país²⁰⁸, em conjunto com as modificações na legislação e na regulamentação.

Desta forma, como já discutido ao longo deste trabalho, poder-se-ia resumir os principais mecanismos para implementação de um programa de cogeração de larga escala no setor sucro-alcooleiro da seguinte forma:

(1) Mecanismos institucionais:

- Introdução da obrigatoriedade de compra dos excedentes de energia elétrica produzidos por cogeração, em particular a partir de biomassa, ao menos por um período pré-determinado de anos;
- Estabelecimento de preços mínimos de compra para os excedentes, determinados por metodologias pré-definidas (como por exemplo a análise termoeconômica);
- Estabelecimento dos mesmos benefícios já existentes, no caso das PCH's, para a utilização da rede de transmissão, estendo a redução de 50% das tarifas de pedágio também à geração de energia a partir de biomassa;
- Permissão aos auto-produtores para a venda de energia em contratos de longo prazo, sem a necessidade de ser constituída a figura do produtor independente de energia, garantindo portanto a contratação da demanda suplementar de reserva (DSR), indispensável para garantia de operação aos cogeradores;
- Implantar tarifas de suprimento diferenciada para os cogeradores com elevado grau de confiabilidade, em particular no caso da DSR e do “back-up” de forma a incorporar a eficiência energética do sistema de cogeração;

²⁰⁸ Comunicação pessoal de potenciais investidores durante o US Brazil Aspen Forum, São Roque, Maio de 1999.

- Estabelecimento de legislação ambiental adequada, com controle efetivo das emissões de poluentes, em particular no caso dos óxidos de nitrogênio.

(2) Mecanismos fiscais e financeiros:

- Isenção de impostos para os equipamentos utilizados na geração a partir de biomassa, de forma similar à existente para as outras fontes renováveis (solar e fotovoltaica);
- Desenvolvimento de estudos fiscais que permitam, a longo prazo, a tributação das emissões de poluentes, de forma a financiar pesquisas e desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para conversão de energia a partir de biomassa
- Criação de linhas efetivas de financiamento para empreendimentos de cogeração através do BNDES e/ou outras entidades financeiras;
- Financiamento de estudos que permitam a avaliação efetiva dos custos ambientais envolvidos no setor elétrico, de forma a orientar efetivamente o planejamento integrado do setor;
- Apoio e incentivo aos procedimentos do Protocolo de Quioto.

CONCLUSÕES

A presente tese foi iniciada em função dos resultados obtidos na análise técnica e econômica da cogeração a partir de bagaço de cana efetuada na dissertação de mestrado (COELHO, 1992). Naquele trabalho foi analisada a cogeração de eletricidade no setor sucro-alcooleiro, sendo então estudadas as tecnologias mais eficientes já comercializadas e também aquelas em desenvolvimento, correspondendo aos sistemas de gaseificador e turbinas a gás. Foi analisada a eficiência de cada processo, bem como seus custos de geração preliminares, aspectos ambientais e sociais. Em particular, foram comparadas as emissões de dióxido de carbono provenientes da geração de eletricidade a partir do bagaço de cana com aquelas correspondentes à geração em termelétricas a óleo combustível (avaliação do “custo do carbono evitado”).

A conclusão da dissertação indicava que, em vista das vantagens estratégicas, ambientais e sociais, seria importante a implementação de políticas adequadas para viabilizar o processo de cogeração a partir de biomassa em larga escala, em especial no Estado de São Paulo, pelo potencial de sua participação na matriz energética. Entretanto, em estudos realizados em seqüência à dissertação (COELHO e ZYLBERSZTAJN, 1996, entre outros) verificou-se a existência de barreiras importantes que impediam a execução deste programa, sendo necessários mecanismos para atingir os objetivos propostos.

Por este motivo foi proposta esta tese, com a finalidade de analisar essas barreiras existentes à cogeração de eletricidade a partir de biomassa, em particular no setor sucro-alcooleiro, bem como propor mecanismos para a sua implementação, o que corresponde à originalidade do trabalho.

Desta forma, a presente tese se iniciou com a análise das barreiras (tecnológicas, políticas, institucionais e econômicas) que impedem a implementação da cogeração a partir de biomassa no país, apesar de suas vantagens ambientais, sociais e estratégicas para todos os setores envolvidos (setor elétrico, setor sucro-alcooleiro e sociedade). Foi analisada a situação atual do setor energético do país e do setor elétrico, em particular, bem como suas alternativas de expansão, tanto as oficiais como as não-oficiais, aqui incluída a cogeração no setor industrial.

Através da análise das alternativas existentes para expansão do parque gerador do país verificou-se que, durante muito tempo, a cogeração foi simplesmente desconsiderada no planejamento energético por conservadorismo e receio de perda de poder (e de clientes) por parte das concessionárias. Assim, neste trabalho além das propostas tradicionalmente apresentadas pela Eletrobrás, foram também avaliadas outras opções, como a cogeração de eletricidade nos setores industrial e de serviços, pela maior eficiência técnica deste processo de conversão de energia.

Dentro do setor industrial, a análise dos principais segmentos que utilizam biomassa como fonte de energia - papel/celulose e açúcar/álcool - confirma o fato de que o setor com maior potencial para geração de excedentes de eletricidade a partir de biomassa é o sucro-alcooleiro, pela enorme quantidade de combustível disponível (bagaço de cana), em particular no Estado de São Paulo, responsável pela maior parte da produção de cana de açúcar do país.

Por outro lado, a análise dos entraves existentes à sua implementação, tanto os tecnológicos como os não tecnológicos, mostrou que existem barreiras tecnológicas (necessidade de implementação de tecnologias mais eficientes como sistemas de gaseificador e turbinas a gás), políticas (legislação e comportamento dos atores envolvidos) e econômicas (viabilização da venda dos excedentes de eletricidade).

Verificou-se, principalmente, a existência de dificuldades relativas à legislação, agora começando a ser modificada pela ANEEL, financiamento (dificuldades financeiras

das empresas e de garantia exigidas pelos agentes de financiamento) e, em muitos casos, dificuldades relativas à venda dos excedentes de eletricidade.

Visando contribuir para eliminação destes entraves, foram propostos e analisados mecanismos de fomento que colaborassem na implementação de um programa de cogeração em larga escala no Estado de São Paulo, o que efetivamente corresponde à contribuição original da tese.

A análise destes mecanismos de fomento se iniciou com a aplicação da análise termoeconômica, baseada no conceito de exergia, ao processo de cogeração, uma vez que a mesma é considerada como a mais adequada para avaliação precisa dos custos. Através desta análise foram avaliados os custos, em base exergética, da eletricidade e do vapor de processo, para diferentes configurações em usinas de açúcar e álcool. A partir destes resultados, foram calculados os custos de geração dos excedentes de eletricidade, em particular para um estudo de caso selecionado (Companhia Energética Santa Elisa).

A inclusão desta metodologia na presente tese teve como finalidade ilustrar que esta é a melhor forma de calcular o custo de geração dos excedentes de eletricidade, podendo a mesma ser considerada como padrão para as análises econômicas a serem efetuadas no planejamento energético do setor elétrico.

Os resultados obtidos indicam que, com mecanismos adequados, pode ocorrer a viabilização do processo de cogeração a partir de biomassa em larga escala. Isto ocorre porque verifica-se que os custos de geração (calculados pela metodologia adotada) muitas vezes são superiores aos preços ofertados pelas concessionárias em 1999 (R\$ 39/MWh). Desta forma, mantida a política atual das concessionárias, só se viabilizaria a venda às concessionárias de excedentes em escala reduzida, sem se implementar um programa de larga escala.

Por este motivo, são propostas mudanças na legislação, à luz da experiência de outros países em termos de legislação e de políticas de fomento. Assim, por exemplo, a

compra compulsória da energia gerada por autoprodutores (pelo menos durante um período pré-determinado) certamente funcionaria como um incentivo à introdução do processo, principalmente se associada a uma política de preços mínimos. Deve ser observado que esta proposta não se choca com a filosofia de competitividade e de liberdade de preços. Ao contrário, nos países desenvolvidos esta política foi implantada, justamente para permitir uma participação equilibrada das diferentes fontes de energia na matriz energética.

Ainda na análise da legislação existente em outros países, observa-se que as políticas mais recentemente introduzidas se referem à incorporação dos custos ambientais no planejamento energético do setor elétrico. Na Europa muitos países já consideram sua inclusão nas decisões a respeito da matriz energética. Nos Estados Unidos muitas concessionárias são requisitadas a incluí-los e, mesmo que não sejam incorporados nas tarifas finais, são em muitos casos utilizados como sinalizadores para escolha das opções a serem consideradas.

No caso da presente tese, a avaliação dos custos ambientais (ou externalidades) para a eletricidade gerada a partir da biomassa e para as alternativas convencionais para geração elétrica confirma as vantagens desta opção de geração de eletricidade. Na verdade, quando a comparação dos custos de geração é efetuada apenas com base nos métodos econômicos tradicionais, as energias renováveis não são competitivas com as formas convencionais de geração, sendo necessário um estudo global que contemple os impactos ambientais de cada tecnologia. Desta forma, com a inclusão das externalidades em cada um dos diferentes processos, são obtidos os custos totais de geração, de forma a permitir uma comparação real das opções em questão.

É de particular importância a questão da geração de eletricidade a partir de gás natural (nas centrais a ciclo combinado, consideradas a melhor opção para o setor elétrico do país). Com a chegada do gás natural da Bolívia, o mesmo vinha sendo considerado a melhor opção para o setor elétrico, com o planejamento de grandes térmicas em ciclo combinado. Entretanto, como o gás natural é importado, da mesma forma que as turbinas

a gás imprescindíveis à construção dos ciclos combinados, o custo de geração desta modalidade é extremamente dependente do câmbio do dólar. Tanto isto é verdade que, com a elevação das taxa de câmbio ocorria no início de 1999, ficaram praticamente inviabilizados os investimentos nos ciclos combinados a gás natural.

Dentro deste panorama, a cogeração a partir de biomassa – ou, mais especificamente, a geração de excedentes de eletricidade - aparece como uma opção interessante também sob este ponto de vista, uma vez que o processo depende exclusivamente de produtos e fornecedores nacionais.

Também há que ser lembrada uma questão ambiental importante. A legislação ambiental brasileira define apenas limites para SO₂ e particulados, não havendo limitações às emissões de NO_x, que são extremamente significativas nos casos de turbinas a gás com gás natural.

Tanto isto é verdade que os maiores fabricantes de turbinas a gás produzem equipamentos com modificações na câmara de combustão para reduzir as emissões de NO_x. Entretanto, como estes equipamentos são necessariamente de custo mais elevado, os mesmos não se viabilizam economicamente quando comparados com as turbinas a gás tradicionais. Isto quer dizer que nenhum fabricante irá trazer para o mercado brasileiro equipamentos mais caros, que não serão competitivos, se não houver legislação ambiental que os obrigue a tal. Assim, sem uma legislação ambiental adequada a construção das inúmeras instalações a gás natural poderão ser responsáveis por um aumento significativo nas emissões de NO_x.

Nesta tese, a avaliação dos custos ambientais partiu de estudos existentes para processos convencionais de geração de eletricidade, não apenas para os Estados Unidos e Europa, mas também para o Brasil. Neste item, a contribuição da presente tese é a quantificação, pioneira, das externalidades correspondentes ao processo de cogeração, incluindo as partes agrícola e industrial (consumo direto e indireto). Esta avaliação se baseia na partição (em base exérgica) das emissões de poluentes entre a eletricidade e o

vapor, produzidos para o processo de fabricação de açúcar e álcool, através da metodologia usada por ExternE (1995) na União Européia.

Finalmente, dentro dos mecanismos apresentados nesta tese, e após a proposição da análise termo-economica como opção para o cálculo do custo de geração de excedentes, das mudanças na legislação brasileira e da possibilidade de incorporação de custos ambientais, é analisada a possibilidade de utilização dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, propostos pelo Protocolo de Quioto, como uma opção para a implementação da cogeração a partir de bagaço de cana.

Evidentemente teria sido impossível esgotar o assunto proposto na tese, não apenas pela sua complexidade mas também pela situação atual de profundas modificações em curso no setor elétrico, não apenas com relação à estrutura do setor propriamente dito, mas também pelo processo altamente dinâmico introduzido pela ANEEL, visando adequar a legislação do país às suas necessidades sociais, ambientais e estratégicas.

Por todos estes motivos, o estudo aqui apresentado de fato apresenta limitações que indicam a necessidade da continuação dos estudos.

Uma das limitações ocorre na análise termoeconômica, onde foram consideradas apenas algumas configurações para a geração de excedentes, quando seria necessária a análise de uma variedade maior de configurações tecnológicas, desde aquelas mais simples até as mais sofisticadas, como o sistema de gaseificação e turbinas a gás. No caso, optou-se por escolher apenas as principais configurações para a geração na safra e uma para entressafra, sem exaurir as possibilidades existentes, que são inúmeras. O objetivo foi principalmente ilustrar a adequação do método para a determinação dos custos de geração de eletricidade. Faz-se, portanto, necessário um estudo mais amplo, que contemple as inúmeras configurações possíveis, para avaliação do custo de geração do excedente de eletricidade gerado nas usinas de açúcar e álcool.

Na sugestão de modificações para a legislação de cogeração e compra de excedentes, em vista da dinâmica atual (com inúmeras modificações sendo introduzidas quase diariamente), foi efetuado o acompanhamento apenas até esta data. Ficam sugeridas as modificações ainda não introduzidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, como a obrigatoriedade de compra dos excedentes, o estabelecimento de preços mínimos e o desenvolvimento de estudos para inclusão dos custos ambientais no planejamento energético do país, principalmente na situação atual em que, para o atendimento futuro da demanda, será necessário aumentar a participação de fósseis na nossa matriz energética.

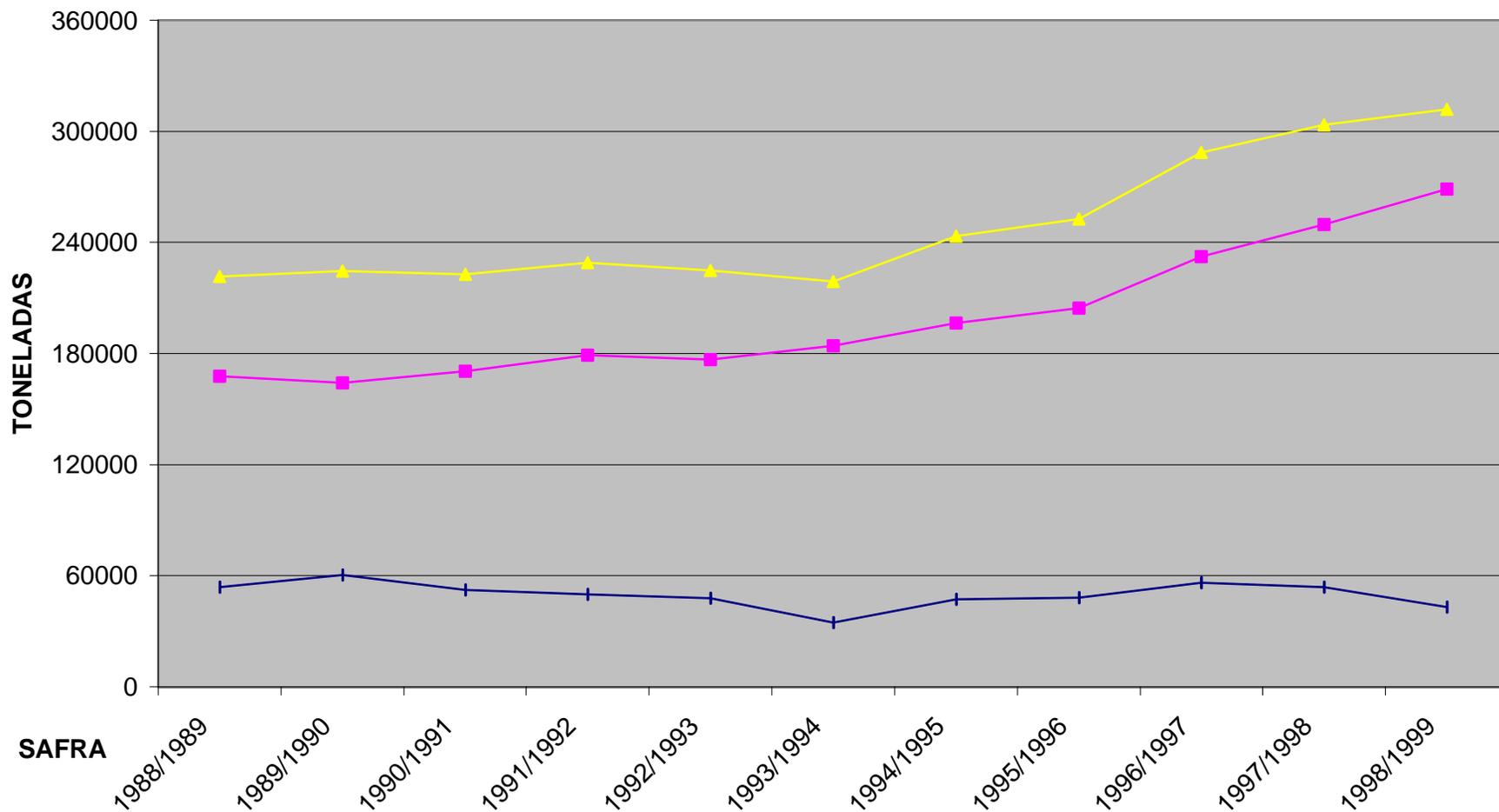
Outra limitação ocorre no caso da avaliação dos custos ambientais, quando foi utilizada a valoração das emissões poluentes a partir de trabalhos já existentes para outros países, sem efetuar o levantamento para o caso brasileiro. Na verdade, o levantamento real dos custos ambientais (a partir de dados relativos a dispersão de poluentes, incidência de doenças e óbitos decorrentes de poluição, bem como valoração de impactos sobre a flora e fauna, entre outros) deve ser objeto específico de uma outra tese, apenas com esta finalidade, dada a complexidade dos dados a serem levantados. Neste trabalho o objetivo era apenas ilustrar as vantagens da incorporação de custos ambientais para o planejamento energético, sem a pretensão de apresentar dados finais a respeito dos mesmos para a realidade brasileira.

Finalmente na discussão das oportunidades do Protocolo de Quioto, seria impossível uma análise completa das perspectivas, uma vez que o processo ainda está em fase de discussão quanto aos mecanismos para sua implementação. Permanece assim a necessidade de trabalhos futuro para sua discussão em profundidade.

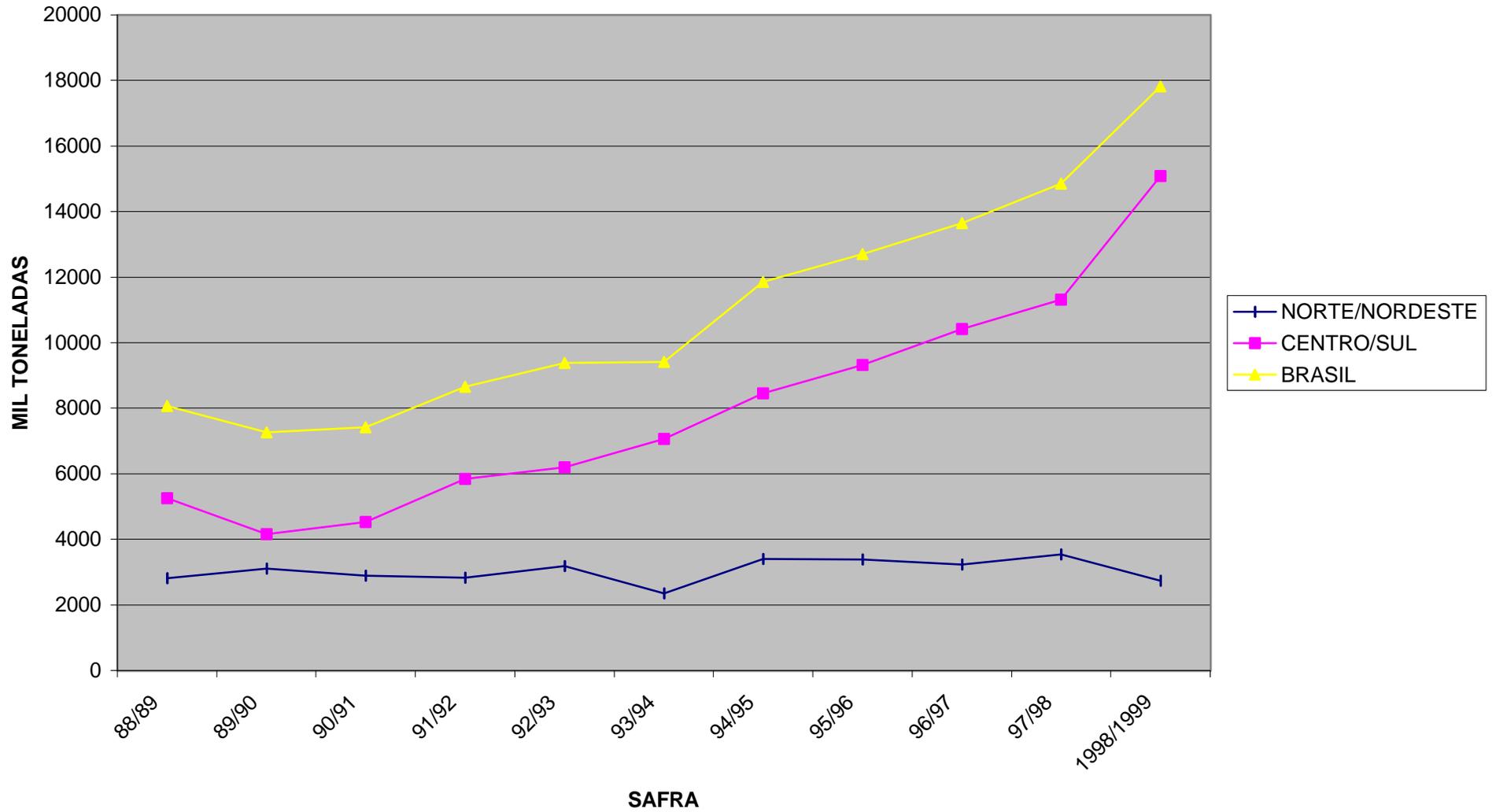
ANEXO I

PRODUÇÃO DE CANA - 10 ANOS

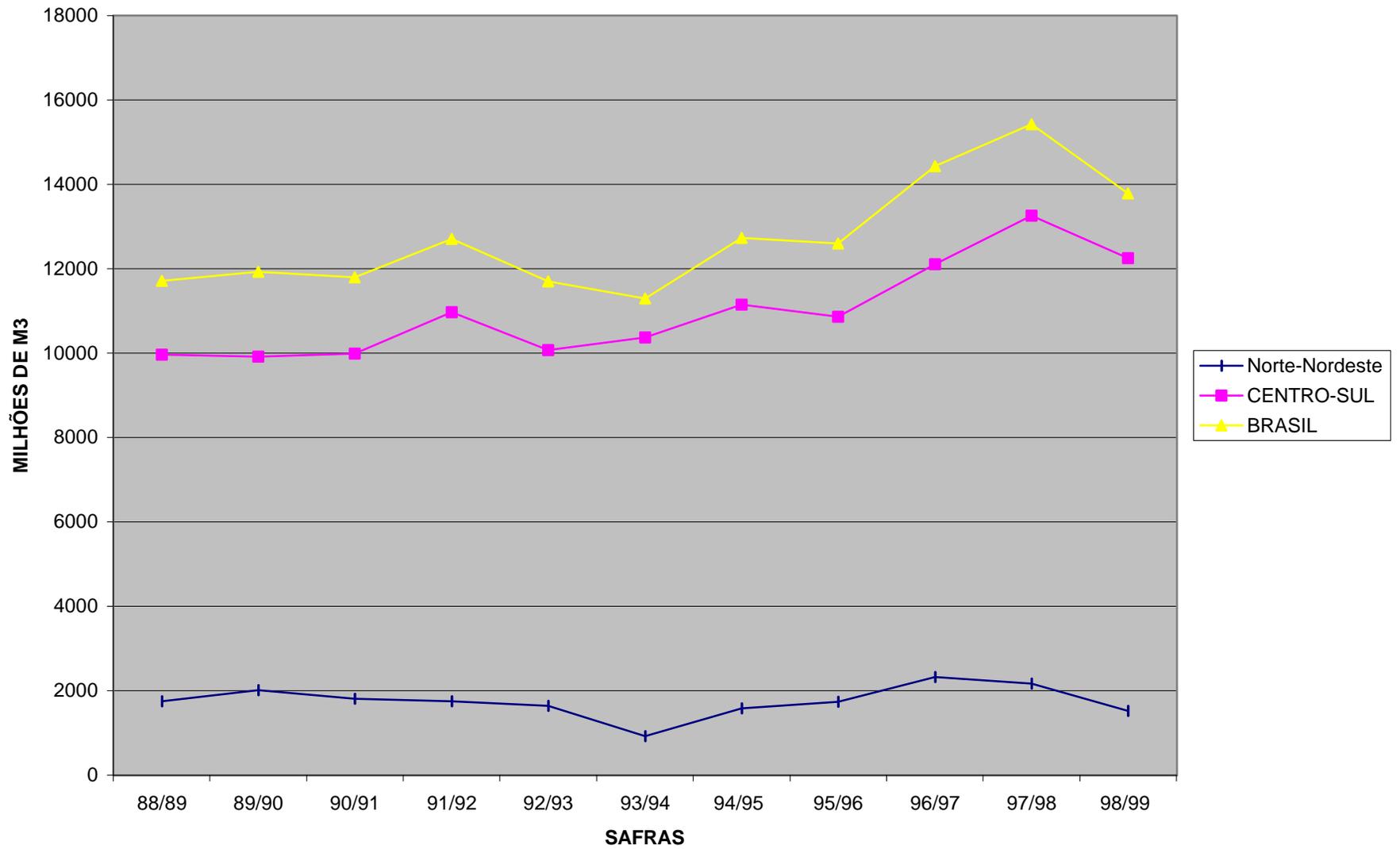
—+ Norte / Nordeste —■ Centro / Sul —▲ Brasil



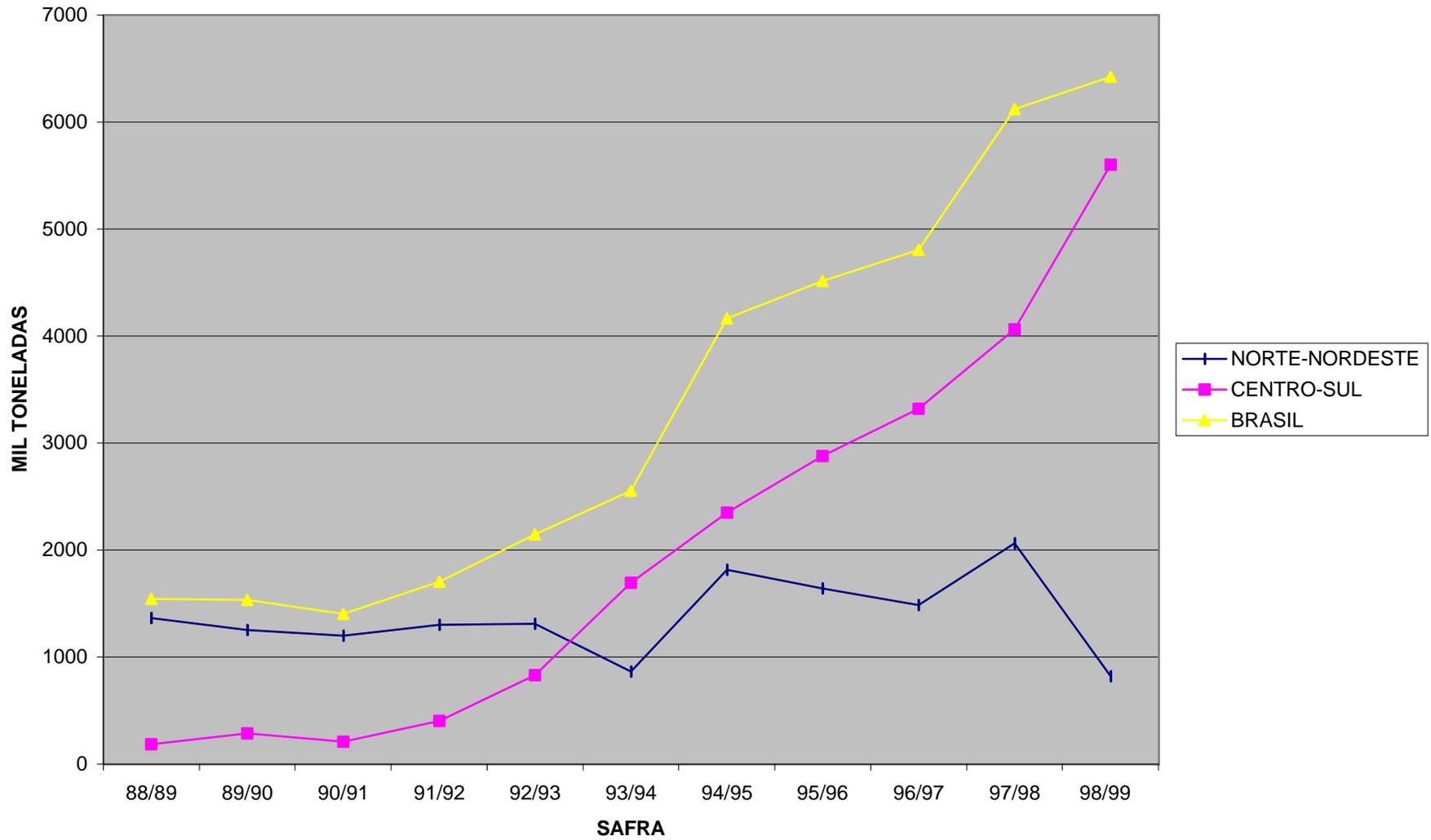
PRODUÇÃO DE AÇÚCAR



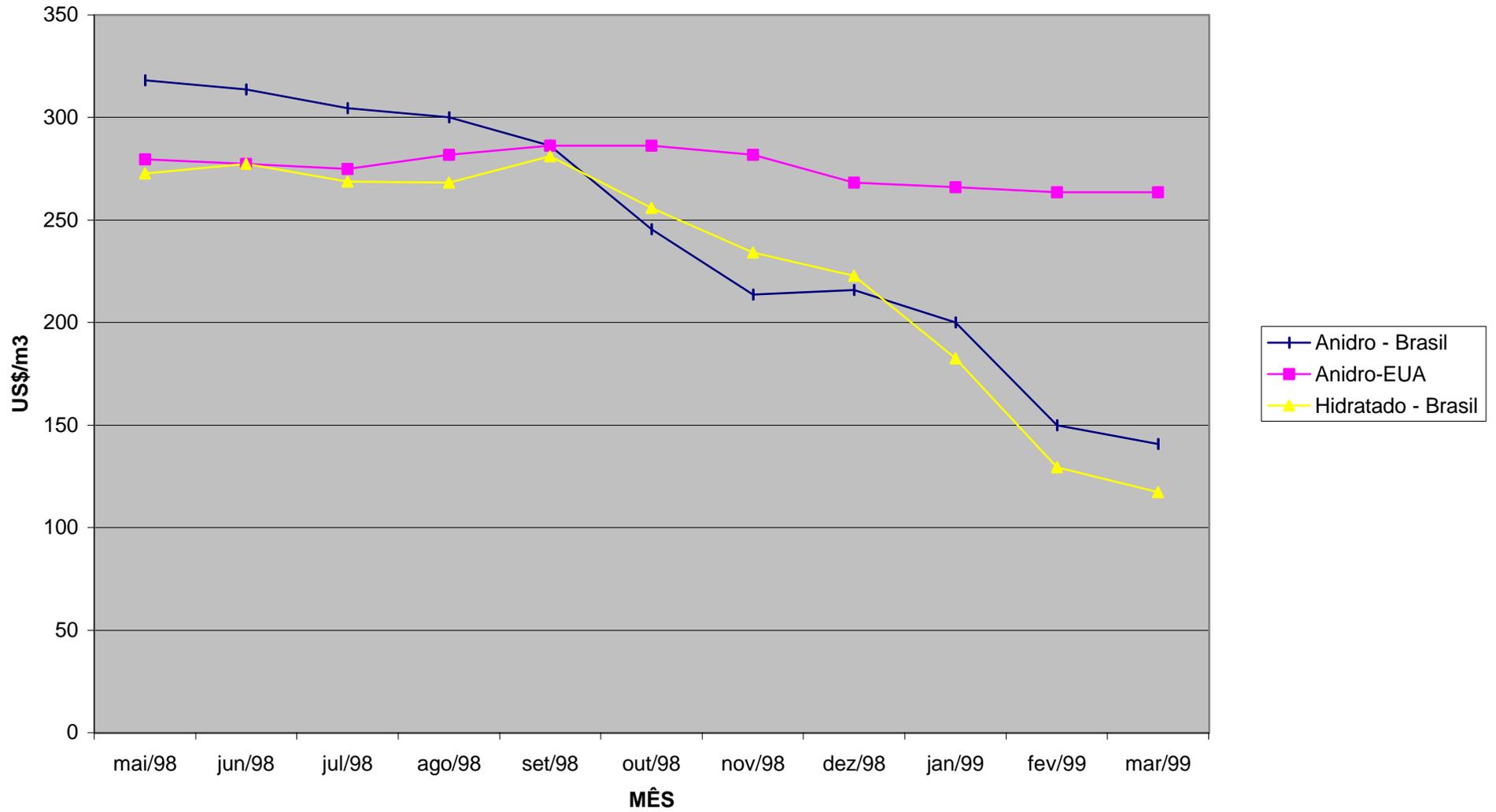
PRODUÇÃO DE ÁLCOOL - 10 ANOS



EXPORTAÇÃO DE AÇÚCAR - 10 ANOS



PREÇO DE ÁLCOOL NO BRASIL



Produção de Cana no Brasil - em tons 10 Anos

SAFRAS	REGIOES		
	N/NORDESTE	CENTRO-SUL	BRASIL
1988/1989	53945712	167693285	221638997
1989/1990	60469408	164007915	224477323
VAR %	12,10%	-2,20%	1,30%
1990/1991	52463615	170401411	222865026
VAR %	-13,20%	3,90%	-0,70%
1991/1992	49858844	179030917	228889761
VAR %	-5,00%	5,10%	2,70%
1992/1993	47927399	176809589	224736988
VAR %	-3,90%	-1,20%	-1,80%
1993/1994	34787509	184088464	218875973
VAR %	-27,40%	4,10%	-2,60%
1994/1995	47183857	196314744	243498601
VAR %	35,60%	6,60%	11,20%
1995/1996	48179023	204461473	252640496
VAR %	2,10%	4,10%	3,80%
1996/1997	56357075	232274395	288631470
VAR %	17,00%	13,60%	14,20%
1997/1998	53883202	249742976	303626178
VAR %	-4,40%	7,50%	5,20%
1998/1999	43029382	268903628	311933010
VAR %	-20,1	7,70%	2,70%
VAR% 10 ANOS	-20,2	60,4	40,7

Produção de Cana no Brasil - em Tons

Norte-Nordeste	53945712	43029382	-20,20%
Tocantins	n	20962	0,00%
Acre	n	0	0,00%
Rondônia	n	0	0,00%
Amazonas	27.683,00	0,00	-100,00%
Pará	391.193,00	307.650,00	-21,40%
Maranhão	623.787,00	1.118.330,00	79,30%
Piauí	286.709,00	312.580,00	9,00%
Ceará	654.397,00	367.684,00	-43,80%
R.G. do Norte	2.830.844,00	2.720.636,00	-3,90%
Paraíba	4.677.125,00	3.765.226,00	-19,50%
Pernambuco	20.499.498,00	14.438.611,00	-29,60%
Alagoas	21.316.778,00	16.759.722,00	-21,40%
Sergipe	1.413.841,00	889.489,00	-37,10%
Bahia	1.223.857,00	2.328.452,00	90,30%
Centro-Sul	167.693.285,00	268.903.628,00	60,40%
Minas Gerais	9.981.907,00	13.139.661,00	31,60%
Espírito Santo	1.900.311,00	1.941.970,00	2,20%
Rio de Janeiro	8.915.335,00	5.199.583,00	-41,70%
São Paulo	125.689.455,00	198.877.339,00	58,20%
Paraná	10.273.482,00	24.286.598,00	136,40%
Santa Catarina	373.302,00	0,00	-100,00%
R.G. do Sul	67.642,00	32.493,00	-52,00%
M.T. do Sul	2.147.058,00	6.590.160,00	206,90%

Mato Grosso	3.877.306,00	10.306.270,00	165,80%
Goiás	4.467.487,00	8.529.500,00	90,90%
Brasil	221.638.997,00	311.933.010,00	40,70%

Produção de Açúcar no Brasil - em tons. - 10 Anos

SAFRAS	REGIOES		
	N/NORDESTE	CENTRO-SUL	BRASIL
88/89	2816970	5253242	8070212
89/90	3109430	4154749	7264180
VAR%	10,40%	-20,90%	-10,00%
90/91	2892287	4534023	7426310
VAR%	-7,00%	9,10%	2,20%
91/92	2823588	5834774	8658361
VAR%	-2,40%	28,70%	16,60%
92/93	3187848	6201455	9389303
VAR%	12,90%	6,30%	8,40%
93/94	2350774	7068621	9419395
VAR%	-26,30%	14,00%	0,30%
94/95	3398814	8455523	11854337
VAR%	44,60%	19,60%	25,90%
95/96	3380185	9322825	12703009
VAR%	-0,50%	10,30%	7,20%
96/97	3225114	10423413	13648527
VAR%	-4,60%	11,80%	7,40%
97/98	3539399	11314263	14853662
VAR%	9,70%	8,50%	8,80%
1998/1999	2742132	15082249	17824381
VAR%	-22,50%	33,30%	20,00%
VAR% -10 anos	-2,70%	187,10%	120,90%

SAFRAS
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
1998/1999

SAFRAS
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
1998/1999

Produção de Açúcar no Brasil - em toneladas

Regiões/Estados	1988/1989	1998/1999	VAR%
Norte/Nordeste	2816970	2742132	-2,70%
Tocantins	0	0	0,00%
Acre	0	0	0,00%
Rondônia	0	0	0,00%
Amazonas	0	0	0,00%
Pará	2788	8367	200,20%
Maranhão	30260	14041	-53,60%
Piauí	0	0	0,00%
Ceará	40925	12801	-68,70%
R.G. do Norte	103883	127945	23,20%
Paraíba	107838	64175	-40,50%
Pernambuco	1258746	1027634	-18,40%
Alagoas	1090095	1269572	18,90%
Sergipe	86336	46001	-46,70%
Bahia	96073	144596	50,50%
Centro - Sul	5253242	15082249	187,10%
Minas Gerais	448318	599875	33,80%
Espírito Santo	38642	54235	40,40%
Rio de Janeiro	458080	373959	-18,40%

São Paulo	4001349	11734714	193,30%
Paraná	217103	1244510	473,20%
Santa Catarina	30361	0	-100,00%
R.G. do Sul	1500	0	-100,00%
M.T. do Sul	25613	250829	879,30%
Mato Grosso	14801	482766	3161,70%
Goiás	17475	341361	1853,40%
Brasil	8070212	17824381	120,90%

Produção de Álcool no Brasil em m3 - 10 Anos

	Norte-Nordeste	Centro-Sul	Brasil
88/89	1748971	9968500	11717471
89/90	2017752	9910654	11928406
VAR%	15,40%	-0,60%	1,80%
90/91	1806898	9987675	11794573
VAR%	-10,40%	0,80%	-1,10%
91/92	1742815	10967301	12710116
VAR%	-3,50%	9,80%	7,80%
92/93	1635838	10066470	11702308
VAR%	-6,10%	-8,20%	-7,90%
93/94	923835	10372766	11296601
VAR%	-43,50%	3,00%	-3,50%
94/95	1585121	11147167	12732288
VAR%	71,60%	7,50%	12,70%
95/96	1739285	10857508	12596793
VAR%	9,70%	-2,60%	-1,10%
96/97	2317587	12113482	14431069
VAR%	33,20%	11,60%	14,60%
97/98	2163631	13257661	15421292
VAR%	-6,60%	9,40%	6,90%
98/99	1526609	12256778	13783387
VAR%	-29,40%	-7,50%	-10,60%
VAR% - 10 anos	-12,70%	23,00%	17,60%

ANO
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
98/99

ANO
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
98/99

Produção de Álcool no Brasil em - m3

Regiões/Estados	1988/1989	1998/1999	VAR%
Norte/Nordeste	1748971	1526609	-12,70%
Tocantins	0	1257	0,00%
Acre	0	0	0,00%
Rondônia	0	0	0,00%
Amazonas	1254	0	-100,00%
Pará	11919	15551	30,50%
Maranhão	24008	71894	199,50%
Piauí	21192	22781	7,50%
Ceará	24190	17122	-29,20%
R.G. do Norte	120298	104954	-12,80%
Paraíba	276224	251324	-9,00%
Pernambuco	528994	386803	-26,90%
Alagoas	686150	527014	-23,20%
Sergipe	32911	52617	59,90%
Bahia	21831	75292	244,90%

Centro - Sul	9968500	12256778	23,00%
Minas Gerais	454867	639976	40,70%
Espírito Santo	107145	119271	11,30%
Rio de Janeiro	277640	104751	-62,30%
São Paulo	7727454	9047372	17,10%
Paraná	649360	1023341	57,60%
Santa Catarina	2816	0	-100,00%
R.G. do Sul	2684	2022	-24,70%
M.T. do Sul	283049	344546	21,70%
Mato Grosso	146958	527970	259,30%
Goiás	316527	447529	41,40%
Brasil	11717471	13783387	17,60%

Exportações de Açúcar no Brasil em toneladas - 10 Anos

SAFRAS	REGIOES		
	Norte-Nordeste	Centro-Sul	Brasil
88/89	1363921	182111	1546032
89/90	1250524	285844	1536368
VAR%	-8,30%	57,00%	-0,60%
90/91	1197013	208269	1405282
VAR%	-4,30%	-27,10%	-8,50%
91/92	1302528	401919	1704447
VAR%	8,80%	93,00%	21,30%
92/93	1312807	831837	2144644
VAR%	0,80%	107,00%	25,80%
93/94	862535	1692454	2554989
VAR%	-34,30%	103,50%	19,10%
94/95	1815924	2351457	4167381
VAR%	110,50%	38,90%	63,10%
95/96	1639355	2877492	4516847
VAR%	-9,70%	22,40%	8,40%
96/97	1484044	3319430	4803474
VAR%	-9,50%	15,40%	6,30%
97/98	2060711	4062442	6123153
VAR%	38,90%	22,40%	27,5
98/99 (03/99)	819828	5603272	6423100
VAR%	-60,20%	37,90%	4,90%
VAR% - 10 anos	-39,90%	2130,80%	296,10%

ANO
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
98/99

ANO
88/89
89/90
90/91
91/92
92/93
93/94
94/95
95/96
96/97
97/98
98/99

PRIVATIZAÇÃO DA EXPORTAÇÕES DECRETO - LEI 2,437 DE 24/05/88

Exportações de Açúcar no Brasil em Toneladas

Regiões/Estados	1988/1989	1998/1999 (01/03/99)	VAR%
Norte/Nordeste	1363921	819828	-39,90%
Tocantins	0	0	0,00%
Acre	0	0	0,00%
Rondônia	0	0	0,00%
Amazonas	0	0	0,00%
Pará	0	0	0,00%
Maranhão	0	0	0,00%
Piauí	0	0	0,00%
Ceará	0	0	0,00%

R.G. do Norte	0	29294	0,00%
Paraíba	0	9395	0,00%
Pernambuco	862297	290454	-66,30%
Alagoas	501624	490685	-2,20%
Sergipe	0	0	0,00%
Bahia	0	0	0,00%
Centro - Sul	182111	5603272	2976,80%
Minas Gerais	0	182859	0,00%
Espírito Santo	0	0	0,00%
Rio de Janeiro	0	63203	0,00%
São Paulo	151750	4766170	3040,80%
Paraná	0	409975	0,00%
Santa Catarina	30361	94766	212,10%
R.G. do Sul	0	0	0,00%
M.T. do Sul	0	34675	0,00%
Mato Grosso	0	14725	0,00%
Goiás	0	36899	0,00%
Brasil	1546032	6423100	315,50%

**Preço de Álcool - Brasil Anidro e Hidratado Combustível
EUA - Anidro Combustível**

mês/ano	Anidro - Brasil	Anidro-EUA	Hidratado - Brasil
mai/98	318,18	279,54	272,72
jun/98	313,63	277,27	277,27
jul/98	304,54	275	268,63
ago/98	300	281,81	268,18
set/98	286,36	286,36	281,18
out/98	245,45	286,36	255,9
nov/98	213,63	281,81	234,09
dez/98	215,9	268,18	222,72
jan/99	200	265,9	182,5
fev/99	150	263,63	129,54
mar/99	140,9	263,63	117,27

N/Nordeste

1988/1989	53.945,71
1989/1990	60.469,41
1990/1991	52.463,62
1991/1992	49.858,84
1992/1993	47.927,40
1993/1994	34.787,51
1994/1995	47.183,86
1995/1996	48.179,02
1996/1997	56.357,08
1997/1998	53.883,20
1998/1999	43.029,38

Centro-Sul

1988/1989	167.693,29
1989/1990	164.007,92
1990/1991	170.401,41
1991/1992	179.030,92
1992/1993	176.809,59
1993/1994	184.088,46
1994/1995	196.314,74
1995/1996	204.461,47
1996/1997	232.274,40
1997/1998	249.742,98
1998/1999	268.903,63

Brasil

1988/1989	221.639,00
1989/1990	224.477,32
1990/1991	222.865,03
1991/1992	228.889,76
1992/1993	224.736,99
1993/1994	218.875,97
1994/1995	243.498,60
1995/1996	252.640,50
1996/1997	288.631,47
1997/1998	303.626,18
1998/1999	311.933,01

N/NORDESTE
2816,97
3109,43
2892,287
2823,588
3187,848
2350,774
3398,814
3380,185
3225,114
3539,399
2742,132

SAFRAS	BRASIL
88/89	8070,212
89/90	7264,18
90/91	7426,31
91/92	8658,361
92/93	9389,303
93/94	9419,395
94/95	11854,34
95/96	12703,01
96/97	13648,53
97/98	14853,66
1998/1999	17824,38



CENTRO-SUL
5253,242
4154,749
4534,023
5834,774
6201,455
7068,621
8455,523
9322,825
10423,413
11314,263
15082,249

Norte-Nordeste
1748,971
2017,752
1806,898
1742,815
1635,838
923,835
1585,121
1739,285
2317,587
2163,631
1526,609

ANO	Brasil
88/89	11717,47
89/90	11928,41
90/91	11794,57
91/92	12710,12
92/93	11702,31
93/94	11296,6
94/95	12732,29
95/96	12596,79
96/97	14431,07
97/98	15421,29
98/99	13783,39

Centro-Sul
9968,5
9910,654
9987,675
10967,301
10066,47
10372,766
11147,167
10857,508
12113,482
13257,661
12256,778

Norte-Nordeste
1363,921
1250,524
1197,013
1302,528
1312,807
862,535
1815,924
1639,355
1484,044
2060,711
819,828

ANO	Brasil
88/89	1546,032
89/90	1536,368
90/91	1405,282
91/92	1704,447
92/93	2144,644
93/94	2554,989
94/95	4167,381
95/96	4516,847
96/97	4803,474
97/98	6123,153
98/99	6423,1

Centro-Sul
182,111
285,844
208,269
401,919
831,837
1692,454
2351,457
2877,492
3319,43
4062,442
5603,272

Produção de Açúcar no Brasil - em ton

Regiões/Estados	1998/1999
Norte/Nordeste	2742132
Tocantins	0
Acre	0
Rondônia	0
Amazonas	0
Pará	8367
Maranhão	14041
Amapá	0
Piauí	0
Ceará	12801
R.G. do Norte	127945
Paraíba	64175
Pernambuco	1027634
Alagoas	1269572
Sergipe	46001
Bahia	144596
Centro - Sul	15082249
Minas Gerais	599875
Espírito Santo	54235
Rio de Janeiro	373959
São Paulo	11734714
Paraná	1244510
Santa Catarina	0
R.G. do Sul	0
M.T. do Sul	250829
Mato Grosso	482766
Goiás	341361
Brasil	17824381

Produção de Álcool no Brasil em - m3

Regiões/Estados	1998/1999
Norte/Nordeste	1526609
Tocantins	1257
Acre	0
Rondônia	0
Amazonas	0
Pará	15551
Maranhão	71894
Amapá	0
Piauí	22781
Ceará	17122
R.G. do Norte	104954
Paraíba	251324
Pernambuco	386803
Alagoas	527014
Sergipe	52617
Bahia	75292
Centro - Sul	12256778
Minas Gerais	639976
Espírito Santo	119271
Rio de Janeiro	104751
São Paulo	9047372
Paraná	1023341
Santa Catarina	0
R.G. do Sul	2022
M.T. do Sul	344546
Mato Grosso	527970
Goiás	447529
Brasil	13783387

Produção de Cana no Brasil - em ton

Regiões/Estados	1998/1999
Norte-Nordeste	43029382
Tocantins	20962
Acre	0
Rondônia	0
Amazonas	0
Pará	307650
Maranhão	1118330
Amapá	0
Piauí	312580
Ceará	367684
R.G. do Norte	2720636
Paraíba	3765226
Pernambuco	14438611

Produção de Bagaço no Brasil - em ton*

Regiões/Estados	1998/1999
Norte-Nordeste	12048226,96
Tocantins	5869,36
Acre	0
Rondônia	0
Amazonas	0
Pará	86142
Maranhão	313132,4
Amapá	0
Piauí	87522,4
Ceará	102951,52
R.G. do Norte	761778,08
Paraíba	1054263,28
Pernambuco	4042811,08

Alagoas	16759722
Sergipe	889489
Bahia	2328452
Centro-Sul	268903628
Minas Gerais	13139661
Espírito Santo	1941970
Rio de Janeiro	5199583
São Paulo	198877339
Paraná	24286598
Santa Catarina	0
R.G. do Sul	32493
M.T. do Sul	6590160
Mato Grosso	10306270
Goiás	8529500
Brasil	311933010

Alagoas	4692722,16
Sergipe	249056,92
Bahia	651966,56
Centro-Sul	75293015,84
Minas Gerais	3679105,08
Espírito Santo	543751,6
Rio de Janeiro	1455883,24
São Paulo	55685654,92
Paraná	6800247,44
Santa Catarina	0
R.G. do Sul	9098,04
M.T. do Sul	1845244,8
Mato Grosso	2885755,6
Goiás	2388260
Brasil	87341242,8

*Considerando : bagaço corresponde a 28% da cana moída
Poder Calorífico Inferior - 1700 kcal/kg
Umidade - 50%

Primeira avaliação da safra de 99/00 - serão realizados ajustes em dezembro de 1999

Tabela 01 - Comercialização

Mês	HIDR				
	m3	R\$/m3	Planilhado*	R\$/m3	Leilão
Maio	548387	165,32	53423	360	
Junho	346765	213,76			
Julho	318586	226,59			139669
Agosto	257650	224,53			80700
Setembro	477120	328,19			

Planilhado - corresponde aos volumes adquiridos pelo governo

Tabela 02 - Quantidade Comercializada e Preços
Al

MÊS	AÇÚCAR				Ani
	Mercado Interno		Mercado Externo		
	toneladas	R\$/saco	toneladas	toneladas	
Maio	308673	8,57	936962	9,96	340900
Junho	226897	8,94	1224279	10,86	180611
Julho	211602	9,84	1185453	10,41	183812
Agosto	166200	10,32	1246332	11,09	216590
Setembro	284525	14,49	1037565	11,39	288300
TOTAL	1197897	10,51	5630591	10,76	1210213

Tabela 03 - Quantidade comercializada de açúcar e

MÊS	ATR do AÇÚCAR				Ani
	Mercado Interno		Mercado Externo		
	toneladas	R\$/kg	toneladas	R\$/kg	
Maio	323952	0,0802	983342	0,1095	619381
Junho	238128	0,0837	1284881	0,1149	328152
Julho	222076	0,0921	1244133	0,1145	333968
Agosto	174427	0,0966	1308025	0,122	393522
Setembro	298609	0,1356	1088924	0,1253	523812
TOTAL	1257192	0,0984	5909305	0,1148	2198835

Tabela 04 - Preços do Açúcar e do Alcool nos Me

MÊS	PRODU			
	AMI	AME	AEAC	AEHC
mai/99	8,57	9,96	200,67	183,06
Junho	8,93	10,86	262,64	213,76
Julho	9,84	10,41	308,65	226,59
Agosto	10,32	11,09	297,61	224,53
Setembro	14,49	11,39	324,99	328,19 *

Outubro	16,23	11,563	374,57	394,59 *
---------	-------	--------	--------	----------

Preços de faturamento (inclusive tributos): Açúcar MI (PIS/COFINS/ 7% ICMS/ 5% II
 Álcool Anidro carburante (PIS/COFINS);
 Álcool Hidratado carburante (PIS/COFINS e *25% de ICMS);
 Álcool outros fins (PIS/COFINS/ 18% ICMS)

Tabela 05 - Custos de Produção de Cana de Açúcar

CUSTO OPERACIONAL DE PRODUÇÃO DE CANA DE AÇÚCAR				
ITEM	R\$/ton		R\$/kg de ATR	
	(Outubro)	(Janeiro)	(Outubro)	(Janeiro)
TCCP	0,59	0,5	0,0042	0,0036
TCCS	4,06	3,25	0,029	0,0232
Corte	2,8	2,79	0,02	0,0199
Carrega	0,86	0,83	0,0061	0,0059
Plantio	2,91	2,64	0,0208	0,0188
Desp. Adm.	1,45	1,34	0,0104	0,0096
Cons.Rep	0,18	0,17	0,0013	0,0012
CUSTO DO TRANSPORTE				
ITEM	R\$/ton		R\$/kg de ATR	
	(Outubro)	(Janeiro)	(Outubro)	(Janeiro)
Diversos	0,87	0,84	0,0062	0,006
Cana	2,71	2,33	0,0193	0,0166
TOTAL	16,42	14,69	0,1172	0,1049

Tabela 06 - Produção de Cana, Açúcar e Álcool na Safra 99/00

Produto	São Paulo	Demais	Total
Cana (t)	149.093.039,00	56.005.629,00	205.098.668,00
Açúcar (t)	9.920.421,00	3.060.227,00	12.980.648,00
Álcool Hidratado (m3)	3.564.860,00	1.170.661,00	4.735.521,00
Álcool Anidro (m3)	2.859.196,00	1.286.466,00	4.145.662,00
Álcool Total	6.424.056,00	2.457.127,00	8.881.183,00
ATR (t)	21.812.419,00	7.587.092,00	29.399.512,00
kg de ATR/t	14.630,00	13.547,00	14.334,00

ção do Álcool Hidratado Carburante

ÁLCOL CARBURANTE			
R\$/m3	Suporte-R\$	Total (m3)	Média (R\$/m3)
		60181	182,6
		346765	213,76
225,84		458225	226,36
225,84		338350	224,84
	7745621,41	477120	350,11

ções de Faturamento do Açúcar no mercados interno e externo
Álcool Anidro e Hidratado

ÁLCOL CARBURANTE			TOTAL ATR
Preço	Hidratado		
R\$/m3	m3	R\$/m3	
200,67	601810	182,6	2974366
262,64	346765	213,76	2454845
308,65	458255	226,36	2597953
297,61	338350	224,84	2465008
324,99	477120	350,11	2741964
273,28	2222300	238,88	13234136

Preços de álcool, convertidos em ATR, e preço líquido do kg de ATR,
com PIS e COFINS

ATR do ÁLCOL DIRETO			R\$/kg de ATR Álcool Residual Anidro-Hidratado
Preço	Hidratado		
R\$/kg	toneladas	R\$/kg	
0,0661	1047691	0,0632	0,0613 - 0,0582
0,0865	603683	0,074	0,0802 - 0,0681
0,1016	797776	0,0784	0,0943 - 0,0722
0,098	589034	0,0779	0,0909 - 0,0717
0,107	830618	0,0898	0,0993 - 0,0827
0,09	3868802	0,076	0,0893 - 0,0699

Preços Internos e Externos de Maio a Outubro da Safra 99/00

PREÇOS DA CANA DE AÇÚCAR	
AEHOF	LEGENDA
22,35	AMI - Açúcar Mercado Interno (R\$/saca)
263,17	AME - Açúcar Mercado Externo (R\$/saca)
260,3	AEAC - Álcool Anidro Carburante (R\$/m3)
264,43	AEHOF - Álcool Hidratado Industrial (outros fins)
301,9	

393,4

IPI);

LEGENDA	
Varição (%)	TCCP - Tratos Culturais de Cana Plantada
18	TCCS - Tratos Culturais de Cana Soca
24,92	
0,36	Produtividade Média = 79 ton/ha
3,61	Qualidade da Matéria Prima = 140,08 kg de ATR/ ton
10,23	
8,21	
5,88	
Varição (%)	
3,57	
6,31	
11,78	

ANEXO II: ANÁLISE TERMOECONÔMICA

1. CONCEITOS BÁSICOS:

1.1. Exergia:

Segundo SZARGUT, 1988, exergia é “a quantidade de trabalho obtida quando uma massa é trazida até um estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns do meio ambiente, através de processos reversíveis, envolvendo apenas interação com os componentes do meio ambiente”. Conforme analisado em HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994, como em todos os processos reais ocorrem perdas, a diferença entre o trabalho máximo que pode ser realizado por um sistema (“trabalho reversível”, conforme define VAN WYLEN e SONNTAG, 1995) e o trabalho realmente desenvolvido é, por definição, igual à destruição da exergia que ocorre no processo real, correspondendo portanto ao trabalho “perdido” devido às irreversibilidades do processo real (VAN WYLEN e SONNTAG, 1995).

De acordo com KOTAS, 1985, a exergia pode ser sub-dividida em física (ou termo-mecânica, segundo SZARGUT, 1988), química, cinética¹ e potencial².

Desta forma, a **exergia física específica** (estado final de equilíbrio térmico e mecânico com o meio, também chamado de “estado de referência restrito”) é definida como segue (OLIVEIRA Jr., 1996):

■ para um sistema: $ex(sist) = u - u_o + P_o.(v - v_o) - T_o.(s - s_o)$

■ para um volume de controle em regime permanente (fluxo): $ex = h - h_o - T_o.(s - s_o)$

onde:

- u = energia interna específica do sistema no estado considerado;
- u_o = energia interna específica do sistema no estado de equilíbrio térmico e mecânico com o meio;
- P_o, T_o = pressão e temperatura do meio;
- v = volume específico do sistema no estado considerado;
- v_o = volume específico do sistema no estado de equilíbrio térmico e mecânico com o meio;
- s = entropia específica do sistema no estado considerado;
- s_o = entropia específica do sistema no estado de equilíbrio térmico e mecânico com o meio;
- h = entalpia específica do sistema no estado considerado;
- h_o = entalpia específica do sistema no estado de equilíbrio térmico e mecânico com o meio.

¹ Como a energia cinética associada à velocidade média de um fluido é, em condições ideais, totalmente conversível em trabalho mecânico, a energia cinética é igual à exergia quando as velocidades são consideradas em relação à superfície da Terra (KOTAS, 1985, HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994)

² Pelo mesmo motivo acima, considera-se a energia potencial igual à exergia potencial quando as cotas são determinadas com referência ao nível do mar (KOTAS, 1985, HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994)

Assim, por exemplo, no caso de uma turbina real, o balanço de exergia será:

$$ex_1 \text{ (entrada)} - ex_2 \text{ (saída)} = h_1 - h_2 + T_o. (s_2 - s_1) ,$$

onde os índices 1 e 2 correspondem respectivamente à entrada e saída na turbina. Na expressão acima, se analisarmos cada termo identificaremos a parcela $h_1 - h_2$ como o trabalho real (específico) produzido pela turbina e a parcela $T_o.(s_2 - s_1)$ como a exergia destruída (devido à irreversibilidade do processo de expansão na turbina real)³.

Como, para haver equilíbrio completo com o meio, deve haver também equilíbrio químico com ele, a **exergia química específica** corresponde ao trabalho que pode ser obtido através de um processo reversível que leva o sistema do estado de referência restrito (P_o, T_o) até o estado de equilíbrio completo (“estado morto”) com o meio (OLIVEIRA Jr., 1996). Conforme analisa HORTA NOGUEIRA *et al.*, 1994, nos balanços exergeticos geralmente a exergia química da água não é considerada nos fluxos de vapor e água líquida (o que é adotado neste trabalho, onde será considerada apenas a exergia física, como veremos a seguir)⁴.

1.2. Métodos de Partição de Custos:

• **Método da igualdade:** admite-se iguais os custos específicos da eletricidade e do vapor de processo, para cada configuração. No caso do setor sucro-alcooleiro, este método é também utilizado para a análise da situação adotada como atual (em seguida adotada como “casos base” para o método do trabalho como subproduto). A justificativa para tal é que, tanto com as instalações já amortizadas como numa situação de troca obrigatória de equipamentos em que a empresa decide manter a mesma tecnologia menos eficiente, a produção de energia é apenas para consumo próprio, não havendo geração de excedentes. Numa situação de geração de excedentes não parece ser razoável utilizar este método, o qual iria onerar excessivamente os custos do vapor de processo, como verificado a seguir.

• **Método da extração:** como foi visto, neste método a amortização dos novos sistemas de turbo-gerador deve ser tributada integralmente à geração de eletricidade adotando-se, portanto, como iguais os custos do vapor na entrada e na saída das turbinas. Apesar de alguns especialistas considerarem que este método é adequado à cogeração de eletricidade numa usina, deve ser lembrado que também a eletricidade é um insumo do processo de fabricação do açúcar e álcool e, do ponto de vista do processo, deve ter custos exergeticos iguais aos do vapor (o que não é necessário que ocorra com a eletricidade excedente).

• **Método do “trabalho como subproduto”:** neste método é admitido o custo do vapor, a partir do qual é calculado o custo da eletricidade (“trabalho”). O cálculo do custo do vapor pode ser efetuado por qualquer metodologia. Nos estudos de caso apresentados neste trabalho, o custo (específico) do vapor (em base exergetica) é calculado aplicando-se o método da igualdade à configuração existente (que não gera excedentes), de modo a

³ Uma análise termodinâmica mais profunda e completa, abrangendo os diferentes processos, encontra-se em OLIVEIRA JR., 1996

⁴ Maiores discussões sobre este tópico podem ser encontradas nas referências mencionadas.

manter constantes os custos do vapor e da eletricidade para a usina, independentemente da nova tecnologia introduzida para geração de excedentes.

2. APLICAÇÃO DA ANÁLISE TERMOCÔNOMICA PARA USINAS DE AÇÚCAR E ÁLCOOL - ESTUDO DE CASO DA USINA SÃO FRANCISCO:

Em COELHO et al., 1997 a,b, a análise termoeconômica foi aplicada para a Usina São Francisco, a partir de um estudo existente (Copersucar, 1991)⁵. Como são inúmeras as tecnologias de cogeração mais eficientes, o estudo da Copersucar (1991) inclui desde configurações mais simples (e com menor investimento) até processos de maior rendimento que, conseqüentemente, necessitam de maiores investimentos.

Na avaliação dos custos da eletricidade e do vapor para esta usina, foram escolhidas algumas destas configurações, de forma a ilustrar a relação entre o custo de geração e a geração de excedentes. A diferença básica entre os dois estudos é que em COELHO et al., 1997b, foram analisadas todas as configurações propostas pela Copersucar, 1991, em uma análise semelhante, com a diferença que foi desprezado o custo da água de alimentação da caldeira.

As condições adotadas para a usina estudada (Usina São Francisco, São Paulo) são: consumo de 24 kWh de eletricidade/energia mecânica⁶ e 465 kg de vapor (@ 1,5 bar, 137°C) por tonelada de cana moída (300 toneladas de cana moídas por hora) (COPERSUCAR, 1991).

Para avaliar os custos exergéticos específicos (R\$/MWh_{ex}) de geração, as seguintes hipóteses são adotadas:

- condições financeiras (variável): taxa de juros de 10 a 20% a.a., amortização em 10-20 anos;
- custo de oportunidade do bagaço para usina (variável): R\$\$ 7,5-12 por tonelada de bagaço com 50% de umidade (descontado frete e imposto). Este valor é usado tanto para calcular a receita obtida com o bagaço excedente (vendido) como para calcular o custo de oportunidade do bagaço queimado na caldeira (que é deixado de vender);
- operação: 190 a 220 dias para operação na safra (80% de utilização) e 365 dias (80% de utilização), para operação durante todo o ano (safra-entressafra)⁷. O estudo tomado como referência (Copersucar, 1991) considera a possibilidade de estocagem de bagaço da safra para a entressafra ou a compra de bagaço, também para a entressafra. No entanto, com as possibilidades atuais de introdução da colheita de cana crua, há também a opção de utilização de palhas e pontas para a entressafra (BRAUNBECK *et al*, 1997, SACHS e WALTER, 1996, COHEN, 1997), que é a hipótese adotada para os casos de geração na entressafra.

⁵ Os dados principais da Usina São Francisco encontram-se no corpo principal do trabalho.

⁶ Aproximadamente 50% se refere ao consumo de energia mecânica (acionamento de moendas, picadores, etc.).

⁷ Parâmetros adotados para este trabalho. COPERSUCAR, 1991 adota 3190 e 7000 horas para a safra/entressafra, correspondendo a aproximadamente 190h e 70-80% de fator de utilização

A configuração A representa a simples troca de equipamentos, mantendo-se o mesmo nível de pressão e temperatura nas caldeiras e turbinas de contrapressão (22 bar, 300° C), com pequeno investimento em técnicas relativas a uso racional de energia. A geração de excedentes é, assim, bastante reduzida, uma vez que a principal finalidade, neste caso, é atingir a auto-suficiência energética.

As configurações B e C correspondem a maiores níveis de pressão e temperatura (80 bar, 470° C) e maiores investimentos em uso racional de energia no processo de fabricação de açúcar e álcool, incluindo a eletrificação do processo (em substituição às turbinas acionadoras de moendas). A diferença básica entre estas duas configurações é o tipo de turbina que, na primeira (conf. B), ela é de contrapressão e, na segunda (conf. C), é de extração-condensação produzindo, neste caso, significativo excedente de eletricidade, inclusive durante a entressafra.

A Tabela A.II.1 relaciona essas configurações escolhidas (A, B, C), bem como os correspondentes investimentos e o excedente de eletricidade gerado em cada uma; os dados termodinâmicos e os investimentos foram obtido do estudo efetuado por Copersucar, 1991. Os investimentos indicados incluem os equipamentos novos (caldeiras, turbo-geradores, condensadores, bombas, etc.), a eventual reforma de equipamentos existentes, bem como o sistema de armazenamento de bagaço e medidas visando a racionalização de energia no processo de produção de açúcar e álcool. Os custos são totais, isto é, incluem o sistema de tratamento de água da caldeira, bombas de alimentação, sistemas de automação, etc.

Como, pela metodologia exposta anteriormente, no método do trabalho como subproduto o custo específico da eletricidade é calculado a partir de um valor pré-definido para o custo específico do vapor de processo (em base exergética), neste estudo são adotadas duas opções (“casos base”) para avaliar este custo:

- **Caso base I:** considera-se que a usina ainda opera com equipamentos originais (caldeiras de 22 bar, 300° C e turbinas de contrapressão), já amortizados. Assim, nesta avaliação dos custos de vapor e de eletricidade são incluídos apenas o custo do bagaço e o custo da água de alimentação (retorno de condensado), bem como a receita da venda do bagaço excedente (26,5% do bagaço produzido).

- **Caso base II:** considera-se que parte dos equipamentos (caldeiras) já estão obsoletos e necessitam ser substituídos. Desta forma, a usina muda os equipamentos, porém sem alterar a configuração de cogeração, que corresponde à configuração A.

A utilização do método do trabalho como subproduto se baseia na hipótese de que o custo do vapor de processo não deve ser alterado quando comparado com a situação “atual”, do ponto de vista dos custos da produção, ainda que se deseje gerar excedentes de eletricidade.

Os investimentos indicados na Tabela A.II.1 correspondem aos dados do estudo da Copersucar, 1991, sem atualização, admitindo-se que se mantiveram constantes. A título de comparação, a seguir são avaliados os resultados obtidos com investimentos em 1997, a partir de informações de fabricantes de equipamentos.

Tabela A .II.1.: Sistemas de cogeração para uma usina de açúcar e álcool (Copersucar, 1991)

Configuração(1)	Investimentos	Variação no consumo de energia da usina (%)		Excedente de eletricidade
	US\$/kW(3)	vapor	electricid.	kWh/tc
A: uma nova caldeira de 21 bar, reforma de caldeiras existentes, um novo turbo-gerador de contrapressão	692 (9%)	0%	+ 2%	4,41 (safra)
B: troca das caldeiras de 21 bar por caldeiras de 80 bar/470°C, um novo turbo-gerador de contrapressão, redução no consumo de vapor de processo, eletrificação total	1540 (29%)	-29%	+ 10%	22,90 (safra)
C: troca e caldeiras de 21 bar/300oC por 80 bar/470oC, instalação de um turbo-gerador de extração/condensação, redução no consumo de vapor, eletrificação total	1706 (31%)	-29%	+27%	45(2) (safra-entressafra)

Notas: (1) Configuração existente: caldeiras de 21 bar, 300oC, turbinas de contrapressão, moendas, picadores, etc., acionadas por turbinas de contrapressão.

(2) Valor médio.

(3) Investimentos em US\$ de 1990, conforme Copersucar, 1991. As porcentagens entre parênteses se referem à fração do investimento total em racionalização de energia e sistema de bagaço (Copersucar, 1991).

Aplicando-se as equações de balanços de custo para cada configuração adotada e introduzindo as hipóteses de cada método, obtém-se os sistemas de equações (detalhados a seguir) que, resolvidos, originam os custos em base exergética do vapor de processo e da eletricidade gerada.

A Tabela A .II.2. ilustra os resultados obtidos para cada método, aplicado a cada uma das três configurações adotadas. Os custos exergéticos do vapor de processo (vapor de baixa pressão), obtidos através do método da igualdade, são os seguintes:

- caso base I: US\$ 11/MWh (US\$1,5/t)
- caso base II: US\$ 22/MWh (US\$ 3,0/t)

Estes valores são utilizados como custo do vapor para permitir o cálculo do custo da eletricidade no método do trabalho como subproduto.

A partir dos resultados, verifica-se que no método da igualdade, como os custos são repartidos entre o vapor e a eletricidade, o custo da eletricidade tende a ser competitivo, mas o custo do vapor de processo cresce significativamente, em particular quando comparados com o do caso atual I (ce = cvb = US\$11/MWh = US\$ 1,5/t). Já no método

da extração, como todo o custo do turbo-gerador é amortizado pela eletricidade gerada, os custos da eletricidade são bem mais elevados.

Tabela A .II.2: Custos da eletricidade e do vapor de processo numa usina de açúcar e álcool para diferentes configurações (em base exergética):

Método	Custos de Cogeração das Configurações Propostas (US\$/MWh)			
		Conf. A	Conf. B	Conf. C(1)
Igualdade	c(vapor)=cvb	22	45	33
	c(eletric)=ce	22	45	33
Trabalho c/ subproduto:				
• caso-base I	c(vapor)=cvb	11	11	11
	c(eletric)=ce	45	77	44
• caso-base II	c(vapor)=cvb	22	22	22
	c(eletric)=ce	22	67	38
Extração	c(vapor)=cvb	15	25	20
	c(eletric)=ce	35	64	34

Notas: (1) Custo de geração de eletricidade na safra.

No método do trabalho como subproduto, que neste trabalho foi escolhido como o mais adequado, conforme discussão anterior, como o custo do vapor do caso base I (US\$11/MWh = US\$ 1,5/t) é reduzido, o custo da eletricidade torna-se elevado. Para o caso base II (US\$22/MWh = US\$ 3,0/t), os custos da eletricidade são menores, pelo maior custo do vapor de processo.

A utilização do método do trabalho como subproduto se baseia na hipótese de que o custo do vapor de processo não deve ser alterado quando comparado com a situação “atual”, do ponto de vista dos custos da produção, ainda que se deseje gerar excedentes de eletricidade.

Além disso, na hipótese de que a usina deve manter seus custos de energia, o excedente de eletricidade deve ser vendido a um preço que mantenha constante o custo da eletricidade consumida no processo. Desta forma, para avaliação do custo do excedente gerado foi utilizado o método do trabalho como subproduto, o qual permite manter o custo do vapor igual ao “atual”. Além disso, o custo do excedente de eletricidade gerado foi avaliado de forma a também manter o custo da eletricidade consumida no processo igual ao atual, através da equação:

$$c_e(\text{processo}) \cdot W(\text{processo}) + c_e(\text{excedente}) \cdot W(\text{excedente}) = c_e(\text{gerada}) \cdot W(\text{gerado}) \quad (3)$$

onde:

- $c_e(\text{processo})$ = custo da eletricidade consumida no processo (calculada);
- $W(\text{processo})$ = consumo de eletricidade no processo em cada configuração
- $c_e(\text{excedente})$ = custo do excedente de eletricidade em cada configuração
- $W(\text{excedente})$ = eletricidade excedente em cada configuração
- $c_e(\text{gerada})$ = custo de geração da eletricidade em cada configuração
- $W(\text{gerado})$ = eletricidade total gerada em cada configuração

Observe-se que, apesar do objetivo da hipótese adotada de manter os custos energéticos da produção de açúcar e álcool constantes (método do trabalho como subproduto), a influência destes custos no custo total de produção é, na verdade, reduzido: para um custo do vapor de processo da ordem de R\$10/MWh, por exemplo, o vapor de processo e a eletricidade consumida são responsáveis por aproximadamente 2% dos custos de produção do álcool⁸.

Tabela A .II.3.: Custo de geração dos excedentes de eletricidade para que o custo da eletricidade consumida no processo seja constante (método do trabalho como subproduto):

Caso-base	Preço de venda do excedente (US\$/MWh)		
	Configuração A	Configuração B	Configuração C
- caso base I	234	151	62
- caso base II	21	118	48

Observa-se também que, para o caso base I, nenhuma das configurações seria viável quando comparada com o preço proposto pela concessionária (para os investimentos adotados por Copersucar, 1991). Já considerando que a usina terá uma troca obrigatória de equipamentos (caso base II), as configurações A e C se mostrariam competitivas. A configuração A tem menor preço de venda de excedente, porém a eletricidade excedente é reduzida (4,4 kWh/tc e apenas na safra), enquanto a configuração C, apesar de apresentar maior preço de venda, é mais eficiente (57 kWh/tc na safra e 33 kWh/tc na entressafra, correspondendo à média anual de 45 kWh/tc). A geração na safra é, neste caso superior à da entressafra porque a configuração mantém uma turbina de contrapressão já existente, que não opera na entressafra por não haver consumo de vapor de processo. Resultados semelhantes são verificados para os outros métodos (COELHO *et al*, 1997a, b).

O desligamento obrigatório da turbina de contrapressão na entressafra também explica o maior custo da eletricidade na entressafra para a configuração C, US\$ 80/MWh, pela menor potência instalada neste período; além disso, não há consumo de vapor de processo para a partição de custos. Por este motivo, também, o custo da eletricidade na entressafra não é afetado por este método de análise termoeconômica.

Os resultados deste estudo de caso mostram que o preço de compra proposto pela Eletrobrás não estava de acordo com os custos de geração, para os níveis de investimentos adotados pela Copersucar, 1991. Na época, estes valores (Copersucar, 1991) foram considerados superestimados, por este motivo a seguir são calculados os custos de geração para uma configuração em particular, a partir de dados obtidos de fabricantes de equipamentos, atualizados.

3. ESTUDO DE CASO DA USINA SÃO FRANCISCO COM INVESTIMENTOS ATUALIZADOS:

⁸ Considerando-se uma produtividade industrial de 90 l/tc, 12kWh/tc e 420 kg de vapor de processo consumidos, para um custo de produção do álcool aproximado de US\$76/barril (dados da FGV, safra de 96/97, álcool anidro, conforme NASTARI, 1997).

Aqui são investimentos em equipamentos mais eficientes, correspondendo à geração na safra. É efetuada também uma análise de sensibilidade variando os custos do bagaço (preço de venda), condições financeiras e horas de operação.

Como, pela metodologia exposta anteriormente, no método do trabalho como subproduto o custo específico da eletricidade é calculado a partir de um valor pré-definido para o custo específico do vapor de processo (em base exergética), neste estudo são adotadas as mesmas duas opções (“casos base”) para avaliar este custo.

A utilização do método do trabalho como subproduto, como anteriormente, se baseia na hipótese de que o custo do vapor de processo não deva ser alterado quando comparado com a situação “atual”, do ponto de vista dos custos da produção, ainda que se deseje gerar excedentes de eletricidade.

Para esta análise da cogeração na Usina São Francisco, foi considerado o caso em que todas as caldeiras existentes (22 bar) são substituídas por caldeiras de alta pressão (85 bar), sendo o vapor produzido expandido em turbina de contrapressão até a pressão de processo (2,5 bar), em extração a 21 bar para acionamento das turbinas de baixa pressão (moendas, etc.). Não foram consideradas medidas de conservação de energia, sendo mantido o mesmo consumo de vapor e de eletricidade no processo (24 kWh/tc e 465 kg de vapor de processo por tonelada de cana moída). Com esta configuração, o balanço de energia indica a geração de 56,67 kWh/tc excedente, durante a safra.

Como já mencionado, foi efetuada a análise de sensibilidade para as condições financeiras e para o fator de utilização. O investimento nos equipamentos da nova instalação corresponde a R\$ 570/kW elétrico excedente. A tabela A .II.4 a seguir mostra os resultados obtidos para o métodos do trabalho como subproduto condições adotadas.

Tabela A .II.4: Aplicação da Análise Termoeconômica para a configuração proposta para a Usina São Francisco (caldeira de 85 bar, 500°Cm turbina de contrapressão)

MÉTODO DO TRABALHO COMO SUB-PRODUTO			
CUSTO DO EXCED.ELETRICIDADE (R\$/MWh)			
Bagaço	15%, 15a	15%,10a	20%, 10a
7,5 R\$/t, c.IIa	30,66	33,06	42,96
12 R\$/t, c. IIa	40,34	42,74	46,07
7,5 R\$/t, c.Ia	46,51	51,56	58,58
12 R\$/t, c. Ia	56,08	61,13	68,15
CUSTO DO VAPOR DE PROCESSO (R\$/t)			
Bagaço	15%, 15a	15%,10a	20%, 10a
7,5 R\$/t, c.IIa	2,24	2,36	2,87
12 R\$/t, c. IIa	3,14	3,26	3,43
7,5 R\$/t, c.Ia	1,50	1,50	1,50
12 R\$/t, c. Ia	2,40	2,40	2,40

Fonte: Cálculos da autora

Notas:

(1) Total gerado 80,00 Kwh/tc

Excedente gerado 56,67 kWh/tc

(2) Investimento

571 R\$/kW considerando apenas a potência elétrica

403 R\$/kW considerando potência total

(3) Investimentos obtidos junto a fabricantes de equipamentos

(4) Configuração adotada: caldeira de 80 bar, turbina de contrapressão com extração a 21 bar. Mantidas as turbinas acionadoras existentes.

(5) Hipóteses adotadas da teoria termoeconômica:

- método da igualdade: custo do vapor = custo da eletricidade

- método da extração: investimento do turbo-gerador amortizado pela eletricidade

- método do trabalho como subproduto: adotado a mesmo custo do vapor da situação atual:

- caso IIa: A usina deve trocar obrigatoriamente equipamentos (obsoletos)

- caso Ia: A usina não precisa trocar equipamentos e os atuais já estão amortizados

(6) Avaliação dos custos em base exergética

(7) Safra de 220 dias, 80% de fator de utilização

Analisando-se os resultados acima, observa-se que, como esperado, devido ao menor valor adotado aqui para os investimentos (quando comparado com os resultados de COELHO *et al*, 1998), ocorre uma considerável redução nos custos de geração da eletricidade e do vapor. No caso dos excedentes de eletricidade, os valores obtidos situam-se numa faixa aproximada de **30 a 70 R\$/MWh**, dependendo das condições financeiras adotadas e do caso base considerado, o que corresponde a valores bem inferiores dos obtidos anteriormente para os investimentos da época (1991).

Aqui deve ser lembrado que, no caso de novos investimentos para geração de excedentes, o método do trabalho como subproduto é o que permite à empresa manter os seus custos energéticos (vapor e eletricidade), mesmo investindo na geração de excedentes. Esta manutenção dos custos energéticos é, de fato, fundamental para qualquer empresa, de forma a não aumentar os seus custos de produção. Além disso, este método permite a definição prévia dos custos a serem adotados como "atuais" (casos base) da energia, considerando não apenas a opção de que os equipamentos já estão amortizados, como também a opção de que a empresa deve trocar equipamentos; neste caso, trocando por equipamentos similares aos anteriores, seus custos energéticos serão aumentados, apesar de não ocorrer geração de excedentes.

Analisando os resultados obtidos por este método, observa-se que, no caso em que a usina não necessita trocar os equipamentos (caso Ia), seus custos de vapor e eletricidade são menores e, conseqüentemente, o custo do excedente é mais elevado quando comparado com o caso IIa.

Observa-se também a significativa influência das condições financeiras e do custo do bagaço. Dependendo dos parâmetros adotados, para este caso pode não existir viabilidade

econômica para venda de excedente às concessionárias, nos níveis atuais das tarifas de compra ofertadas.

4. EQUAÇÕES DA ANÁLISE TERMOECONÔMICA PARA CADA MÉTODO DE PARTIÇÃO:

4.1. Método do trabalho como subproduto:

4.1.1. Cálculo dos custos “atuais” do vapor de processo e da eletricidade, a partir do método da igualdade:

$$ce(at) \cdot W(at) + cvp(at) \cdot mvp(at) \cdot exvb = (PCIbg) \cdot mbg(at) \cdot cbg + mag \cdot exag \cdot cag$$

Adotado $cag = cvp$; $mag = mva$

Pelo método da igualdade $ce = cvp$

(considerando que a usina utiliza os dois igualmente)

temos o custo da eletricidade e do vapor de baixa para a usina

$$ce(at) = cvp(at) = \frac{[(PCIbg) \cdot mbg(at) \cdot cbg]}{[(W(at) + mvp(at) \cdot exvp - mva \cdot exag)]}$$

4.1.2. Cálculo do custo da eletricidade gerada, mantendo o custo do vapor igual ao atual:

Custo da eletricidade gerada:

$$ce(US\$/kJ) \cdot W(kW) + cvp(US\$/kJ) \cdot exvp(kJ/kg) \cdot mvp(kg/s) =$$

$$PCI(kJ/kg) \cdot mbg(kg/s) \cdot cbg(US\$/kJ) + Ccap(US\$/s) + \text{sum}@(mva \cdot exag \cdot cvp)$$

logo

$$ce = \frac{[PCI \cdot mb \cdot cbg + ccap + \text{sum}@(mvag \cdot exag \cdot cvp) - cvp \cdot mvp \cdot exvp]}{W}$$

4.2. Método da igualdade:

Considerando que os custos do vapor de processo e da eletricidade são iguais:

$$ce \cdot W + cvp \cdot mvp \cdot exvp = (PCIbg) \cdot mbg \cdot cbg + Ccap + mag \cdot exag \cdot cag$$

Pelo método da igualdade $ce = cvp$ (custo da eletricidade = custo do vapor de processo)

(considerando que a usina utiliza os dois igualmente:

temos o custo da eletricidade e do vapor de baixa para a usina

$$ce = (cvp) = \frac{[(PCIbg) \cdot mbg \cdot cbg + Ccap]}{(W + mvp \cdot exvp - mva \cdot exag)}$$

4.3. Método da extração:

No método da extração, impõe-se que o custo do vapor de alta na entrada da turbina é igual ao custo do vapor de baixa na saída. Resolvendo o sistema de equações, temos:

$$cvp = \frac{[mbg \cdot PC \cdot cbg + Ccald] \cdot [(mva - mext) \cdot exb + mext \cdot ex(moendas)] \cdot exva}{mva \cdot exva \cdot \{mva \cdot exvp \cdot exva - exag \cdot [(mva - mext) \cdot exvb + mext \cdot ex(moendas)]\}}$$

$$cva = \frac{mva \cdot exvp \cdot cvp}{(mva - mext) \cdot exvb + mext \cdot exm}$$

$$ce = \frac{mva \cdot cva \cdot exva + CT - mext \cdot cva \cdot exm - (mva - mext) \cdot exvb \cdot cva}{(mva - mext) \cdot exvb + mext \cdot exm}$$

5. PLANILHAS DE CÁLCULOS

(a seguir)

ANEXO III - IMPACTOS AMBIENTAIS EM GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

I. INTRODUÇÃO

Como discutido na primeira parte deste trabalho (Parte I), a maior parte da energia elétrica produzida no país é de origem hidrelétrica e, por uma série de fatores (políticos, entre outros), seus impactos ambientais só foram incorporados - ainda que parcialmente, como será visto aqui - a partir da década de 80, principalmente por exigência dos bancos multilaterais, financiadores dos empreendimentos. Mesmo após o estabelecimento de legislação interna requerendo Estudos de Impactos Ambientais (EIA's), ainda há dúvidas sobre se os impactos ambientais foram adequadamente considerados e minimizados, como é analisado em outros estudos (SIGAUD, 1988, BÔA NOVA, 1985) e resumidos neste trabalho.

Na verdade, existe ainda hoje toda uma cultura privilegiando a hidreletricidade, não só dentro das concessionárias, mas também nos vários órgãos do governo ligados ao setor elétrico, como se pode verificar nos próprios documentos emitidos pelo setor (Eletrobrás, 1996/7), conforme analisado em vários estudos, além dos já mencionados (COELHO, 1996, WALTER, 1994).

Entretanto, vários pesquisadores já analisaram os impactos reais decorrentes da construção e operação de usinas hidrelétricas no Brasil (MOREIRA e POOLE, 1991, ROSA *et al.*, 1995, FURTADO, 1994, entre outros). Este anexo pretende rever os trabalhos existentes referentes a estes impactos ambientais e os resultados apresentados, de forma a poder incorporar as externalidades da geração hidrelétrica nos custos de geração correspondentes.

II. IMPACTOS AMBIENTAIS EM USINAS HIDRELÉTRICAS:

Como é sabido, tanto a construção da usina hidrelétrica propriamente dita como a formação do lago alteram profundamente não apenas o ecossistema (mudanças na flora, fauna, qualidade da água e sistemas ecológicos), mas também tem como consequência todo um conjunto de alterações no modo de vida das populações atingidas. São particularmente dignas de nota as alterações sociais, econômicas e culturais em função de:

- mobilização de grandes quantidades de trabalhadores, direcionados para a região durante a construção da usina;
- sua interação com as populações locais;
- o reassentamento das populações afetadas pelo alagamento da região, na formação do reservatório

Todos estes impactos atingem proporções ainda mais significativas no caso de hidrelétricas na Amazônia, principalmente por afetar as populações indígenas da região.

Aliás, pela própria Constituição Federal, a construção de barragens na Amazônia necessita da autorização do Congresso Nacional. FURTADO, 1996, resume os vários impactos decorrentes de tal processo, revendo em particular os estudos que analisam as conseqüências da construção de Tucuruí, na própria região Amazônica. BERMANN (1991) discute a questão dos aproveitamentos energéticos na região e suas relações com as indústrias eletro-intensivas (alumínio), em detrimento das condições de vida das populações locais.

FURTADO (1996) ainda relaciona todos os impactos ambientais e sociais decorrentes da construção de hidroelétricas, a partir de estudos do COMASE (Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico, Eletrosul). Impactos no solo e nos recursos minerais, na qualidade da água, nos recursos hídricos, alterações no clima e até possibilidade de indução de terremotos são os **impactos no ambiente** provocados pela construção e operação de usinas hidrelétricas. Em termos de **ambiente biótico**, verificam-se impactos na vegetação e na fauna aquática e terrestre, principalmente durante a construção da usina.

Já em termos de **impactos sociais e culturais**, o referido estudo relaciona alterações na demanda por residências e por educação (em função do deslocamento e reassentamento de populações), na infra-estrutura da região em geral, além de mudanças na organização social, econômica e cultural, com reflexos na saúde e nutrição da população atingida, mormente no caso de povos indígenas. Ainda neste aspecto, devem ser considerados os impactos nas atividades econômicas em todos os setores (primário, secundário e terciário), bem como na saúde pública, em particular nas condições sanitárias. Por último, mas não menos importante, há os impactos culturais, com o desaparecimento de sítios arqueológicos, perda de regiões históricas, interferência no turismo da região de uma forma geral.

Exemplos concretos de ocorrência de todos estes impactos mencionados são de conhecimento geral, inclusive pela divulgação através dos órgão de comunicação do país, sem necessidade de serem novamente relacionados aqui.

FURTADO (1996), em sua análise dos impactos ambientais e subseqüentes externalidades para a geração elétrica no Brasil, analisa em particular o caso da hidrelétrica de Belo Monte, a ser construída no rio Xingu¹, na Amazônia Legal². Esta UHE, prevista para entrar em operação em 2005, tem uma capacidade instalada prevista para 11000 MW, com geração de 4675 MW médios; o projeto prevê a inundação de uma área de 1225 km² no Estado do Pará, a 415 km de Belém, próxima à cidade de Altamira. As previsões da própria Eletrobrás são de que mais de 8000 pessoas serão afetadas, aproximadamente 80% na zona urbana, incluindo famílias indígenas. O estudo da Eletronorte mencionado por

¹ É sempre interessante observar que, apesar dos significativos impactos ambientais decorrentes da construção de hidrelétricas na Amazônia, o Plano 2015 da Eletrobrás continua a mencionar o potencial da região (57 GW), com aproveitamento já definido. No próprio Plano Decenal 1997/2006 estão previstas as UHE de Serra da Mesa (1275 MW) e Tucuruí II (4125 MW), no rio Tocantins. Aliás, neste Plano Decenal não consta a UHE mencionada de Belo Monte, inicialmente prevista para operação em 2005 (no Plano 2015) e, ao que todo indica, postergada.

² A Amazônia Legal inclui os estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Pará, Tocantins, Mato Grosso, Maranhão (a Oeste do Meridiano 44º) e Goiás (ao Norte do 13º paralelo).

Furtado, 1996, identifica inúmeros impactos associados ao empreendimento, desde a intensificação de processos de migração até perda de recursos naturais, patrimônio histórico, sítios arqueológicos, aumento de doenças endêmicas, alterações no regime hídrico e na qualidade da água a jusante da represa, entre outros.

Segundo FURTADO, 1996, de todos os impactos levantados, há dois casos que devem ser destacados: o primeiro é o efeito no ecossistema causado pela redução da vazão do rio Xingu. O segundo se relaciona com os impactos sociais, culturais e éticos causados nas populações indígenas “os quais foram superficialmente tratados no estudo de viabilidade” (FURTADO, 1996, p. 337), além do fluxo migratório de pessoas para a região, em busca de emprego.

Considerando que a UHE de Belo Monte, quando comparada com outras UHE (em particular na Amazônia) é considerada como recomendável (Furtado, 1996), seria oportuno lembrar que, segundo POOLE (1995), se não for possível construir Belo Monte, então é impossível construir qualquer hidrelétrica na Amazônia.

III. CUSTOS AMBIENTAIS DE UMA USINA HIDRELÉTRICA NA AMAZÔNIA:

A título de informação, seria interessante analisar os resultados citados por Furtado (1996) para os custos ambientais de Belo Monte. A Eletronorte inclui os seguintes custos ambientais no orçamento desta usina:

Tabela A .III.1: Custos ambientais da usina hidrelétrica de Belo Monte (milhões de dólares), segundo a Eletronorte:

Impactos Ações	Custos	
	US\$ (milhões)	%
aquisição de terras (zona urbana)	3,45	2,0
melhorias (zona urbana)	13,68	8,1
terras e melhorias (zona rural)	2,22	1,3
biomassa na área do reservatório	40,20	23,6
impactos ecológicos	25,50	15,0
custos indiretos e juros ^a	85,05	50,0
Total	170,10	100,0

Notas: (a) Durante a construção
Fonte: Eletronorte (1992) em FURTADO (1996).

FURTADO(1996) analisa, a partir da tabela acima, que a maior parte dos custos ambientais são os custos indiretos, os impactos ecológicos e os custos referentes à biomassa submersa (não são incluídas aqui as emissões de metano, como discutido a seguir), correspondendo a quase 90% dos custos ambientais. Mais ainda, no caso dos custos indiretos, não há especificação destes custos em termos de controle, mitigação, compensação, monitoração e custos institucionais. Como o custo total do projeto é

estimado em US\$ 6,5 bilhões³, os custos ambientais mencionados correspondem a 2,6% do custo total do projeto. Segundo o estudo citado, estes resultados são sujeitos a grandes críticas, pelo fato de ser impossível avaliar adequadamente “os efeitos de um mega-projeto numa região virtualmente inexplorada”(p. 346). Enfim, segundo o estudo citado, os custos ambientais obtidos pela Eletronorte, bem como os custos do projeto propriamente dito, não podem ser considerados adequadamente avaliados.

Por este motivo FURTADO utiliza os custos ambientais mencionados no Plano 2015, que correspondem a uma revisão dos custos iniciais da Eletronorte. Os custos ambientais, neste caso, foram estimados com base nos seguintes parâmetros:

- impactos físicos e bióticos: US\$ 450/ha (sem considerar o efeito escala pelo fato de se tratar de grandes hidrelétricas);
- impactos socio-econômicos: US\$ 150.000 por família

Atualizando estes custos - que na verdade são custos de controle e não custos do dano - para 1994, o autor obtém o valor de **US\$ 324,6 milhões (quase o dobro do valor inicialmente estimado pela Eletronorte)**, correspondendo a **US\$ 0,8/MWh** (dólares de 1994).

Mais ainda, a título de comparação, o resultado obtido pela pesquisa realizada por Furtado (1996) para avaliar o custo do dano (com base no método WTP - “willing to pay” - disposição a pagar), **o custo ambiental da usina de Belo Monte, em dólares de 1994, estaria na faixa de US\$ 1512 a 3185 milhões, ou 3,7 a 7,9 US\$/MWh, quase dez vezes o valor oficial.**

IV. A QUESTÃO DAS EMISSÕES DE GASES “EFEITO ESTUFA” NAS HIDRELÉTRICAS:

Tradicionalmente a geração hidrelétrica era considerada como não responsável pelo efeito estufa, ao contrário da termelétrica convencional, a qual emite CO₂ em consequência da reação de combustão. No entanto, estudos recentes (ROSA *et al.*, 1995) avaliam as emissões principalmente de metano provocadas pela decomposição da biomassa submersa por ocasião da formação da represa. Em termos de efeito estufa, o metano apresenta potencial maior do que o CO₂, pois retém, em termos específicos, mais radiação infravermelha na atmosfera, quando comparado com o dióxido de carbono.

O estudo em questão desenvolve uma metodologia para estimar as emissões de gases de “efeito estufa” (CH₄ e CO₂) a partir de hidrelétricas na Amazônia, comparando-as com as emissões de uma termelétrica convencional queimando combustíveis fósseis. O modelo desenvolvido utilizou parâmetros como a potência gerada por unidade de área⁴

³ Furtado (1996) analisa o baixo custo de investimento previsto inicialmente, comentando que o Plano 2015 revê este valor para 1200US\$/kW (o que aliás ainda pode ser considerado subestimado em vista da localização do projeto).

⁴ Deve ser observado o grande intervalo em que se situa este dado, para as diferentes hidrelétricas na região amazônica, desde 0,10 W/m² (Balbina) até 1,63 W/m² (Tucuruí) ou mesmo 10 W/m² (Belo Monte) (Rosa et ali, 1994)

(W/m²) e produção de carbono por decomposição anaeróbica da biomassa submersa por metro quadrado inundado, no caso da hidrelétrica; no caso da termelétrica, foram consideradas a eficiência do ciclo de conversão e o tipo de combustível.

Apesar das controvérsias ainda existentes a respeito do efeito estufa e suas conseqüências, bem como do potencial de cada uma destas substâncias, sabe-se que o tempo de vida do metano na atmosfera é aproximadamente 10,5 anos, enquanto o do CO₂ é de 120 anos, sendo que parte do CH₄ na atmosfera é transformado em CO₂. O índice que indica o potencial de aquecimento global (GWP - global warming potential) do metano com relação ao CO₂ apresenta valores mais elevados para o metano do que para o CO₂, mas tende a diminuir com o tempo, pelo menor tempo de vida do metano na atmosfera.

Para estimar as emissões de CH₄ a partir da biomassa submersa, foram adotados no referido estudo três opções básicas⁵ para as emissões por unidade de área: 2,3, 3,0 e 4,8 kg de Ceq/m² (carbono equivalente⁶ por metro quadrado de região alagada), considerando que 30% do carbono (em massa) presente na biomassa se decompõe dentro de um período de 100 anos. A partir da metodologia estabelecida, o estudo citado obtém os seguintes valores para as emissões de metano em hidrelétricas, correspondendo respectivamente aos fatores adotados: 11,5, 15 ou 24 kg de C emitido por m² (ROSA *et al.*, 1994).

Levando em conta que as emissões equivalentes em uma termelétrica convencional a óleo combustível são, para 100 anos, 1060 kg⁷ de carbono por m² (equivalente a uma hidrelétrica de potência igual), observa-se que as emissões de carbono nas hidrelétricas são reduzidas quando comparadas com as termelétricas correspondentes. Entretanto, os valores encontrados devem ser avaliados para as diferentes relações potência/área alagada, para cada hidrelétrica. Assim, por exemplo, para 0,1 W/m² (hidrelétrica de Balbina, com 250 MW), temos emissões de carbono numa faixa de 115 a 240 kg C/W, ou seja, 115 a 240 toneladas de C por kW, correspondendo a 28-60 milhões de toneladas de carbono emitidas pela hidrelétrica ao longo de 100 anos. No caso da UHE de Belo Monte, com previsão para 11000 MW de potência instalada e um coeficiente de 10 W/m² (bastante elevado quando comparado com a média do país), teríamos emissões de até 26 milhões de toneladas de C naquele período.

⁵ Considerando que 30% do carbono existente na biomassa submersa seria decomposto em 100 anos e considerando que a biomassa submersa poderia ter as seguintes densidades: 7,6, 10,1 ou 16,2 kg C/m² (Rosa et al., 1994)

⁶ Considerando a relação 12g (1 átomo-grama) de carbono para cada 16g (1 mol) de metano.

⁷ Para 0,29 tep/MWh, 1 tep = 10000 MJ, 20 kg C/MJ emitidos pelo óleo combustível (Rosa et al., 1994)

ANEXO IV - IMPACTOS AMBIENTAIS EM GERAÇÃO TERMELÉTRICA¹ NO BRASIL

1. INTRODUÇÃO

Os danos ambientais resultantes de atividades humanas em geral e, em particular da utilização de energia, vem crescendo significativamente nos últimos anos. Em conseqüência, tem aumentado as preocupações com as chuvas ácidas, efeito estufa e os danos à camada de ozônio, fazendo com que inúmeras pesquisas e estudos se desenvolvam sobre estes assuntos. De qualquer forma, existe um consenso geral sobre o efeito destes impactos sobre a saúde humana, fauna, flora, ecossistemas em geral, além de construções.

No caso do setor elétrico brasileiro, o único trabalho de avaliação de custos ambientais, de que se tem conhecimento é o de FURTADO, 1996, cujas características metodológicas e resultados são analisados no capítulo IX desta tese.

Neste Anexo não se pretende apresentar uma análise profunda dos impactos ambientais e externalidades para a realidade brasileira, apesar de sua relevância dentro de um planejamento energético integrado que contemple de forma realista os benefícios da biomassa como fonte energética, porque o mesmo fugiria aos objetivos da tese em questão. São aqui analisados apenas os impactos ambientais referentes ao processo de **conversão da energia térmica em elétrica**, isto é, considerando um volume de controle que limite apenas a instalação em questão. Desta forma, no caso de usinas termelétricas, o volume de controle adotado para cálculo é o ciclo de conversão (ciclo a vapor, ciclo combinado, etc., conforme a tecnologia usada). No caso de unidades industriais, é considerada a central de cogeração (geração de vapor e eletricidade). Apenas no caso do bagaço da cana é incluída a análise dos aspectos ambientais na parte agrícola, pelos seguintes motivos:

(a) considerou-se importante ser levada em conta a questão da emissão de poluentes nas queimadas de cana, o que atualmente vem sendo alvo de importantes discussões no país e no ESP.

(b) na fase agrícola há a utilização de combustíveis fósseis, que são responsáveis por emissões de poluentes

(c) tal análise, incluindo os aspectos agrícolas, corresponde a uma visão, digamos, “conservadora” da geração de eletricidade a partir do bagaço de cana; isto porque, mesmo ampliando o volume de controle para a análise das emissões poluentes da geração a partir do bagaço, ainda assim os impactos ambientais (e seus correspondentes custos) são, como será visto, inferiores àqueles da geração termelétrica convencional a partir de combustíveis fósseis, justificando a adoção de medidas de fomento adequadas para sua implementação.

¹ Este capítulo contou com a colaboração essencial do IPT, Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo, através do seu pesquisador Eng. Renato Vergnhanini Filho, do Agrupamento de Engenharia Térmica.

O estudo dos impactos ambientais na geração termelétrica é dividido, aqui, nas seguintes etapas:

- (a) impactos ambientais na geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis
- (b) avaliação crítica da legislação ambiental no Brasil e no mundo
- (c) fatores de emissões de poluentes a partir de combustíveis fósseis

II. IMPACTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO TERMELETRICA A PARTIR DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS:

Como já foi mencionado, existem inúmeros impactos ambientais decorrentes da geração termelétrica e, assim, o presente estudo irá se restringir àqueles decorrentes do processo de conversão propriamente, dito, analisando assim apenas as emissões de poluentes neste processo. Dentro deste contexto, serão objeto de análise as emissões que provocam impactos ambientais no ar, no solo e na água.

A poluição atmosférica é o principal impacto ambiental decorrente da geração termelétrica devido aos efluentes gasosos, em consequência do próprio processo de queima do combustível, como é analisado em detalhes pela vasta literatura técnica existente. De forma bastante resumida, os principais poluentes encontrados nos gases de combustão, principalmente no caso de combustíveis fósseis - a biomassa será analisada separadamente mais adiante - são os óxidos de enxofre² (SO_x), de nitrogênio³ (NO_x) e o material particulado (MP)⁴, embora existam também outros compostos cuja emissão deve ser controlada, como o monóxido de carbono (CO) e os compostos orgânicos voláteis (VOC - "volatile organic compounds"). Estes últimos (CO e VOC), segundo dados experimentais existentes (VERGNHANINI e USHIMA, 1996), não são emitidos a taxas elevadas, desde que os equipamentos operem em condições normais, adequadamente regulados. Também as emissões de aldeídos podem ser desconsideradas (PERKINS, 1974). O caso das emissões de CO₂ e CH₄, responsáveis pelo efeito estufa, será analisado adiante.

Os impactos ambientais provocados pela utilização destes combustíveis dependem também do tipo de combustível, podendo ser resumidos da seguinte forma (os fatores de emissão serão analisados adiante):

- **carvão mineral:** o carvão é responsável por impactos ambientais não apenas na atmosfera, mas também no solo. Isto porque, sendo necessária a utilização de sistemas de lavagem dos gases, tem-se como consequência a poluição das águas, provocada pelos efluentes destes sistemas. Também há a questão da poluição do solo, não apenas em consequência da mineração, mas também em função das cinzas residuais

² Os óxidos de enxofre são resultantes da queima do enxofre existente no combustível ($S + O_2 \rightarrow SO_2$)

³ Os óxidos de nitrogênio podem ser produzidos tanto a partir do N existente no combustível como do N₂ do ar alimentado para a combustão; os mecanismos de formação dos óxidos de nitrogênio são analisados em detalhes por VERGNHANINI e USHIMA, 1996.

⁴ A emissão de particulados é relevante no caso de combustíveis líquidos e sólidos, sendo desprezível no caso de combustíveis gasosos. O mecanismo de formação de particulados em combustíveis líquidos (em particular óleos combustíveis ultraviscosos como aqueles usados no Brasil) pode ser encontrado em VERGNHANINI e USHIMA, 1996.

que devem ser disponibilizadas em aterros (FURTADO, 1996). Em particular, no caso do Brasil, é sabido que o carvão apresenta elevado teor de cinzas (de 20% até 54%, segundo o BEN, 1997), o que corresponde a uma quantidade significativamente elevada de resíduos poluentes (em 1996, o consumo nacional de carvão foi de 4.672.000 toneladas, das quais 3.628.000 toneladas para geração de eletricidade, correspondendo a uma produção mais de um milhão de toneladas⁵).

Em termos de poluição atmosférica, este é o combustível fóssil mais poluente de todos, pelas elevadas emissões de SO_x, NO_x, ozônio, particulados (PERKINS, 1974), sem mencionar o CO₂ e, no caso brasileiro, a elevada quantidade de cinzas.

Um exemplo interessante de ser analisado é a usina termelétrica (UTE) de Candiota III⁶, inclusive em termos de avaliação de impactos ambientais no Brasil. Segundo Furtado, 1996 (pg. 339), o EIA/RIMA desta UTE, realizado pelo CIENTEC (Fundação de Ciência e Tecnologia da UFRGS) e por pesquisadores da Universidade de Saarbruchen (Alemanha), indica os impactos decorrentes das duas primeiras unidades (2x350MW) a serem instaladas.

Na simulação efetuada pelas entidades em questão, é previsto um aumento nas concentrações de particulados de 9,2% com relação à situação atual e, nas de dióxido de enxofre, de 17 a 92% (?), considerando que um aumento nas emissões de SO₂ de 38%. Entretanto, é interessante notar que, apesar o estudo **apenas recomenda** uma rede de monitoramento da qualidade do ar e a instalação de precipitadores eletrostáticos; quanto a sistemas de dessulfurização, o EIA/RIMA **sugere a investigação** de um sistema de dessulfurização, com a instalação de uma planta piloto apenas no segundo módulo de Candiota III, **para estudar** a tecnologia mais apropriada para as outras unidades, com capacidade para dessulfurização de 80 a 90%. São previstos também impactos significativos no solo, em consequência da mineração (interferindo na flora e na fauna) e da disponibilidade das cinzas (contaminação dos lençóis freáticos)⁷. Considerando os fatores de emissões de PERKINS, 1974, adaptados para o caso nacional, teríamos 15t/h de SO₂ e 89t/h de particulados, sem mencionar os óxidos de nitrogênio não controlados pela legislação brasileira. Como será observado adiante, todos estes valores superam significativamente os limites existentes, principalmente as emissões de particulados (55 vezes o limite estabelecido).

■ **óleo combustível:** o óleo combustível tem significativa participação na matriz energética brasileira, com um consumo de 13.035.000 t em 1996 (BEN, 1997), não apenas em geração termelétrica propriamente dita (10%), mas também como energético em nos vários setores (68% do total corresponde ao consumo no setor industrial). Em termos de participação, o OC é responsável por 5,3% do consumo final nacional⁸. Analogamente ao carvão mineral, o OC é responsável por emissões de

⁵ Para um teor de cinzas de 30%, em média.

⁶ Segunda Usina Termelétrica a Carvão, na região de Candiota, RGSul, projetada para seis unidades de 350MW, sendo que a primeira unidade (350MW) tem previsão de início de operação em dezembro de 2002, apesar de não ter sido ainda iniciada a construção. O investimento previsto pela Eletrobrás, 1997, é de US\$2.463/kW instalado, com custo de geração estimado em US\$ 78,16/MWh. Na região já opera a UTE de Candiota II, com capacidade de 446 MW.

⁷ Por outro lado, o EIA/RIMA considera a ocorrência de benefícios socio-econômicos, com a previsão de geração de 1300 empregos diretos na construção e operação.

⁸ Este é o dado oficial do MME (BEN, 1997), para a conversão inadequada da hidroeletricidade para tep. Se considerarmos a conversão tecnicamente correta, teremos 7.4%.

poluentes tanto na atmosfera como nas águas/solo, uma vez que, mesmo quando existem (o que praticamente não ocorre, como será discutido mais adiante) instalações de limpeza (por via úmida, com calcáreo) dos gases de exaustão das caldeiras a óleo, tem-se como conseqüência a poluição do solo. Apesar de existirem usos marginais em construção civil, a maior parte dos poluentes é disponibilizada em aterros⁹. Entretanto, seu principal efeito é de fato a poluição atmosférica, pelas emissões de SO₂, MP e NO_x, além do carbono na forma de CO₂.

■ **gás natural:** dentre os combustíveis fósseis, é o menos poluente (PERKINS, 1974, entre vários outros), pois emite quantidades bastante reduzidas de óxido de enxofre (o gás natural praticamente não contém enxofre), aldeídos, VOC e particulados. Entretanto, há as emissões de NO_x, que são bastante elevadas no caso de gás natural (e que, entretanto, não são controladas pelos órgãos ambientais no Brasil, como será discutido adiante). Como a combustão de GN não exige sistemas de lavagem nem produz cinzas, não há que ser considerado o aspecto de poluição de solo e de águas, apenas a atmosférica.

Sua participação na matriz energética é ainda reduzida (2,1% do consumo final¹⁰, com um consumo de aproximadamente 6 bilhões de metros cúbicos em 1996, BEN, 1997), devendo elevar-se significativamente após o início da operação no gasoduto Brasil Bolívia.

■ **outros combustíveis gasosos:** além do gás natural, existem também outros combustíveis gasosos (de origem fóssil) que são usados como fonte energética (GLP, gases residuais como gás de coqueria, etc.) porém sua participação na matriz energética é reduzida (3% e menos de 1%, respectivamente) e, por este motivo, não serão incluídos nesta discussão.

III. AVALIAÇÃO CRÍTICA DA LEGISLAÇÃO AMBIENTAL NO BRASIL E NO MUNDO

Em termos oficiais, a legislação brasileira estabelece padrões de controle de poluição atmosférica (analogamente aos demais); este controle é definido através de **padrões de emissão** de poluentes, sendo reservado o uso de **padrões de qualidade do ar** como ação complementar. Estes padrões de **qualidade do ar** determinam os valores limites (legais) para as concentrações de poluentes na atmosfera, enquanto os padrões de emissão determinam a quantidade máxima permissível de poluentes que uma determinada fonte poluidora pode emitir.

A legislação brasileira a este respeito é bastante recente. Em termos de **padrões de qualidade do ar**, a primeira legislação data de 1976 para partículas em suspensão, SO₂ e CO. Em 1990 entrou em vigor uma nova resolução (CONAMA, Resolução n. 003 de 28/6/90) que ampliou o número de poluentes controlados e estabeleceu os padrões ditos primários e secundários de qualidade do ar, conforme mostra a Tabela A .IV.1.

⁹ VERGNHANINI, R. (IPT, 1997), **Comunicação Pessoal**

¹⁰ Também aqui, para a conversão correta das unidades de eletricidade, a participação do gás natural eleva-se para 2,9%.

Tabela A .IV.1.Padrões Nacionais de Qualidade do Ar (Resolução CONAMA 03, 28/6/90)

POLUENTES	TEMPO DE AMOSTRAGEM	PADRÃO PRIMÁRIO (ug/m ³)	PADRÃO SECUNDÁRIO (ug/m ³)
Partículas totais em suspensão	24 horas*	240	150
	MGA**	80	60
Dióxido de enxofre (SO ₂)	24 horas*	365	100
	MAA***	80	40
Monóxido de carbono (CO)	1 hora*	40.000	40.000
	8 horas*	10.000	10.000
Ozônio (O ₃)	1 hora*	160	160
Fumaça	24 horas*	150	100
	MAA***	60	40
Partículas inaláveis	24 horas*	150	150
	MAA***	50	50
Dióxido de nitrogênio (NO ₂)	1 hora*	320	190
	MAA***	100	100

Notas: * Não deve ser excedido mais que uma vez ao ano.

** Média geométrica anual

*** Média Aritmética anual

Em termos de **padrões de emissão**, a legislação a respeito de fontes **estacionárias** de combustão é bastante recente (CONAMA Resolução n. 008, 6/12/90) e restringe-se às fontes **novas**, incluindo apenas os poluentes SO_x e MP emitidos nos gases e combustão, como mostra a Tabela A .IV.2. Por outro lado, verifica-se que a atuação da CETESB é voltada principalmente para as emissões veiculares, através do PROCONVE (que sem dúvida são importantíssimas, porém faz-se necessário também o controle das emissões de fontes estacionárias).

A este respeito, deve ser observado que:

(1) a **legislação se refere apenas às fontes novas**, desobrigando portanto os equipamentos velhos (e, conseqüentemente, com maior potencial poluente) a seguir os padrões estabelecidos;

(2) não são estabelecidos padrões de emissão para os poluentes CO e NO_x; de fato, como observam VERGNHANINI e USHIMA, 1996, a maioria dos países não estabelece padrões de emissões para CO considerando que, em condições de operação normais (equipamentos adequadamente regulados), as taxas de emissão são reduzidas. No entanto, o mesmo estudo informa que a legislação internacional estabelece limites para NO_x, como mostra a Tabela A .IV.3., ao contrário do Brasil.

Tabela A .IV.2. Padrões Nacionais de Emissão de Poluentes para Fontes Novas Fixas de Poluição (Resolução CONAMA, 6/12/90)

CLASSIFICAÇÃO DAS ÁREAS*	COMBUST	POTÊNCIA NOMINAL (MW)	SO ₂ (g/10 ⁶ kcal)**	PARTÍC. TOTAIS (g/10 ⁶ kcal)**	DENS. COLORIM. (%)	OUTRAS
Classe I	Ól./carvão	< ou =70	2000	120	20 Ringelmann n.01	m<= 3000 t/ano***
		> 70	Não é permitida a instalação de novas fontes			
Classes II e III	Óleo	< ou =70	5000	350	20	
		> 70	2000	120	Ringelmann	
	Carvão	< ou =70	5000	1500	n.01	
		> 70	2000	800		

Notas: * Áreas Classe I: preservação, lazer e turismo

■ "Atmosfericamente preservadas": proibida a instalação de novas fontes

■ "Atmosfericamente conservadas": valem as restrições da tabela

* Áreas Classe II: nível de deterioração da qualidade do ar limitado pelo padrão secundário de qualidade

* Áreas Classe III: nível de deterioração da qualidade do ar limitado pelo padrão primário de qualidade

** g/10⁶ kcal: referido à potência fornecida à unidade; base PCS (poder calorífico superior)

*** Limite de consumo de óleo combustível

Tabela A .IV.3: Legislação Internacional sobre Padrões de Emissão de NO_x para Novas Fontes Fixas de Combustão

País*	Padrões de Emissão de NO _x como NO ₂	
	Legislação	Valor decorrente (g/10 ⁶ kcal)
Comunidade Econômica Européia(1988)	450 mg/Nm ³ (3%O ₂)	459**
Alemanha(1989)	150 mg/Nm ³ (3%O ₂)	1543**
Japão(1990)	150 ppm (4% O ₂)	302**
Estados Unidos(1991)	130 ng/J	544
Suécia(1993)	0,05-0,10 g/MJ	209-419
França(1990)	450 mg/Nm ³ (3% O ₂)	459**

Fonte: VERGNHANINI e USHIMA, 1996

Notas da tabela: * As datas entre parênteses se referem às da legislação mais recente encontrada; observe-se, portanto, que eventuais legislações mais recentes podem ter estabelecido padrões mais restritivos.

** Valor calculado considerando óleo derivado de petróleo como combustível (PCS=9800 kcal/kg, cerca de 10 Nm³ por kg de óleo)

Este fato é particularmente preocupante para as instalações que queimam **óleos combustíveis ultraviscosos (o que corresponde à grande maioria dos equipamentos nacionais¹¹**, conforme política expressamente estimulada pela Petrobrás para permitir o perfil de refino introduzido como objetivo de produzir maior porcentagem de óleo diesel). Estes óleos ultraviscosos, assim classificados pelo então

¹¹ No caso do Estado de São Paulo, no período do inverno a CETESB adota a chamada "operação inverno" que obriga as indústrias a queimarem óleos tipo 3A em lugar dos óleos 8A e 9A (óleos ultraviscosos, conforme classificação da Petrobrás, obtidos a partir do resíduo de fundo da destilação do petróleo e diluídos com frações mais leves, convencionalmente utilizados (FURNARI e VERGNHANINI, 1997)

DNC (Departamento Nacional de Combustíveis) são produzidos pela Petrobrás, a partir dos resíduo de fundo da destilação do petróleo¹², diluídos com frações mais leves. São combustíveis que, segundo o IPT, requerem “particular atenção quanto à emissão de poluentes, uma vez que combustíveis mais pesados produzem na sua queima maior diversidade e, freqüentemente, maiores quantidades de poluentes para cada quantidade de energia liberada” (FURNARI e VERGNHANINI, 1997). Os resultados obtidos por este estudo do IPT em caldeiras e fornos industriais mostra que são relativamente **elevadas as emissões de óxidos de nitrogênio quando comparadas com os padrões internacionais** (além das de material particulado, em discordância com a legislação vigente, como será discutido), havendo necessidade de técnicas de controle para estas emissões” (grifo nosso).

(4) A não existência de padrões de emissão para NO_x também é preocupante pelo fato de que, a partir da **maior disponibilidade de gás natural** (tanto através do gasoduto da Bolívia como gás da Argentina), sua utilização será muito mais **intensiva**, principalmente pela viabilidade de **turbinas a gás em ciclos combinados** (correspondendo a uma tecnologia muito mais eficiente em termos de geração termelétrica e, conseqüentemente, de menor custo de geração). A este respeito, é curiosa a apresentação do gás natural como “combustível ecológico”, “não poluente”, quando na verdade trata-se de um combustível **menos poluente do que os demais combustíveis fósseis, desde que adotadas as medidas de controle de poluição adequadas, como em outros países**. Tanto este fato é real que os fabricantes de turbinas a gás possuem modelos convencionais e outros com “emissões reduzidas de NO_x” (catálogo da General Electric, turbinas a gás). Permanece a pergunta: nas novas termelétricas a ciclo combinado, em instalação no país, serão instaladas as turbinas com as câmaras de combustão devidamente modificadas para menor emissão de NO_x (BLANKENSHIP, 1997¹³), **sem haver legislação que imponha esta restrição ?**

(5) Comparando-se os padrões de emissão brasileiros com os de outros países, pode ser observado que os **padrões nacionais permitem emissões superiores a todos os outros países** (no caso de MP e SO₂, que são os únicos poluentes para os quais foram definidos padrões no Brasil).

(6) Observa-se (FURNARI e VERGNHANINI, 1997) que não é usual o controle de emissões de fontes estacionárias no Brasil. Mesmo a CETESB, que é reconhecidamente o melhor órgão estadual do país no controle de emissões, não tem meios de controlá-las adequadamente porque não há legislação adequada. Ainda assim, mesmo dentro da legislação existente, verifica-se que suas atuações são pontuais e localizadas, apenas quando os padrões são superados e a partir de reclamações que porventura ocorram.

A título de exemplo, alguns casos podem ser citados:

¹² Resíduo de vácuo (RESVAC) que gera também o resíduo asfáltico (RASf).

¹³ BLANKENSHIP, C. (Gerente de Projetos da General Electric, EUA, responsável pelas turbinas a gás tipo LM5000 e LM6000), Seminário sobre “General Electric Aeroderivative Gas Turbine for Power Generation”, 12/6/97, São Paulo.

■ Usina de Piratininga: atualmente esta usina entra em operação nos horários de ponta, de forma a garantir a oferta de energia elétrica, queimando óleo 9A (o mais viscoso de todos os óleos ultraviscosos produzidos pela Petrobrás), sem nenhum equipamento de controle de emissões. Avaliando de forma preliminar as emissões correspondentes, obtém-se os valores de 317 t de SO₂, 72 t de NO_x, 27 t de MP por dia para operação apenas no horário de pico (17 às 20 h), com tem sido necessário atualmente, em vista da demanda crescente.

■ Petrobrás, Cubatão: apesar da situação particularmente crítica em termos ambientais na região de Cubatão, as instalações da Petrobrás queimam óleos pesados **que não possuem nem mesmo instrumentação para medição de emissões, menos ainda sistemas de limpezas de gases** (VERGNHANINI, 1997, Comunicação Pessoal).

■ Rhodia, Santo André: a partir de situações críticas verificadas com as emissões de SO₂, a Rhodia foi obrigada pela CETESB, em passado recente, a instalar um sistema de lavador de gases. No entanto, o sistema geralmente não opera e, quando o faz, é utilizado de forma inadequada, de forma que não ocorrem as necessárias reduções nas emissões de poluentes (VERGNHANINI, Comunicação Pessoal, 1997).

■ Candiota III: trata-se de uma usina termelétrica a carvão, prevista para entrar em operação em 2002 com duas unidades de 350MW (de um total de seis) em adição à usina existente de Candiota II. Não há previsão de nenhum equipamento de limpeza dos gases, apesar do potencial poluidor do carvão (da mesma forma que a existente), apenas recomendações no EIA/RIMA (como será analisado a seguir). Nestas condições, avaliações preliminares indicam emissões de 89t/h de MP, 15 t/h de SO₂ e 4 t/h de NO_x, todas superiores aos padrões de missão vigentes para MP e SO₂ (não há padrões para controle de NO_x na legislação ambiental brasileira).

■ Apesar da legislação atual não ser rigorosa e, mais ainda, não ser adequadamente cumprida, a Petrobrás encaminhou em 1992 uma proposta **ainda menos restritiva** ao Ministério de Minas e Energia (“Proposta de Revisão da Petrobrás Referente ao Conama 08/90”), a qual encontra-se em estudo pelo CONAMA até então.

IV. FATORES DE EMISSÕES DE POLUENTES A PARTIR DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

IV.1. Considerações gerais:

Para os combustíveis fósseis considerados neste estudo (carvão, óleo combustível e gás natural), não existem dados oficiais nacionais sobre os fatores de emissão de poluentes. No caso de fontes móveis, existem valores confiáveis para os fatores de emissão, obtidos junto aos fabricantes. Porém no caso de fontes estacionárias, a única referência que a própria CETESB utiliza são os padrões de emissões desenvolvidos pela EPA - Environmental Protection Agency, EUA, que entretanto se referem aos combustíveis daquele país.

Com referência a este fato, deve ser observado que existem semelhanças entre os combustíveis existirem apenas no caso do gás natural. O carvão brasileiro, como já foi observado, apresenta uma fração de cinzas extremamente elevada quando comparado com os de outros países; também no caso de óleos combustíveis há diferenças enormes, pois os

óleos mais utilizados no país são os ultraviscosos, com viscosidades muitíssimo superiores às dos óleos americanos (VERGHNANINI, 1997, Com. Pessoal). O óleo mais pesado utilizado nos EUA (em usinas termelétricas) é ainda mais leve do que o óleo mais leve usado no Brasil. Por este motivo, a fórmula utilizada para avaliar as emissões de particulados pela EPA¹⁴, quando aplicada para os óleos nacionais, fornece fatores de emissão de particulados muito inferiores aos reais. Este fato pode ser confirmado através dos estudos experimentais desenvolvidos pelo IPT (VERGNHANINI e USHIMA, 1996) que mostram emissões extremamente elevadas, ao contrário do que é oficialmente adotado pela CETESB.

Desta forma, com o objetivo de trabalhar com valores o mais realistas possíveis para os fatores de emissão dos combustíveis nacionais, foram utilizados esses dados levantados pelo IPT, sempre que disponíveis. Apenas no caso de não existência de valores experimentais para o caso brasileiro são utilizados os dados da EPA, conforme indicado em cada caso.

IV.2. Fatores de emissão para os combustíveis fósseis mais usados no Brasil:

Assim, para os combustíveis considerados no presente estudo, teremos os seguintes fatores de emissão:

- **Carvão mineral:**

Como já foi mencionado, o carvão brasileiro apresenta elevado teor de cinzas; nesta análise, será adotado 30% como média, correspondendo a 300 kg por tonelada de carvão. Adotando a metodologia de PERKINS, 1974, chega-se aos seguintes fatores de emissão para o carvão mineral nacional:

SO₂: (17.S kg) de SO₂ por tonelada de carvão queimado, sendo S o conteúdo de enxofre no carvão; para S=2%, conforme adotado por PERKINS, 1974, tem-se 34kg/t de carvão¹⁵, correspondendo a um fator de 7500 g/10⁶ kcal (PCS médio = 4500 kcal/kg);

NO_x = 9 kg de NO_x por tonelada de carvão queimado, correspondendo a 1993 g/10⁶ kcal¹⁶ (PCS médio = 4500 kcal/kg);

particulados (kg por ton de carvão), para sistemas de queima sem controle: 2,3.C a 11.C onde C é a % de cinzas; assim, para 30% em média (Brasil), teremos uma emissão de 69 a 330 kg de particulados por tonelada de carvão queimado¹⁷, correspondendo a um fator de 44000 g/10⁶ kcal (PCS = 4500 kcal/kg)

A Tabela A .IV.4. resume os resultados acima obtidos.

¹⁴ MP = 1,25.S + 0,38 kg de MP por 1000 litros de óleo combustível, sendo S a porcentagem de enxofre no óleo (EPA, 1985)

¹⁵ Para as duas unidades de 350 MW previstas na primeira fase de Candiota III, com um consumo estimado de 446t/h de carvão, tem-se 15 t/h de SO₂ emitidos (7500 g/10⁶ kcal contra o limite legal de 2000 g/10⁶ kcal)

¹⁶ Emissões de NO_x não controladas pela legislação brasileira; maior limite permitido na legislação internacional é de 459 g/10⁶ kcal.

¹⁷ Adotando uma média de 200 kg de MP emitido por tonelada de carvão queimado, para uma UTE de 700MW (como a primeira fase prevista para Candiota III), com rendimento de 30%, e para um PCS médio de 4500 kcal/kg para o carvão (BEN, 1997), a emissão de MP é estimada em 89t/h, ou seja, 127kg de MP por MWh gerado (44000 g de MP/10⁶ kcal de carvão, contra o limite legal de 800g/10⁶ kcal, para UTE).

Tabela A .IV.4: Fatores de emissão de poluentes:

Poluente	Fator de emissão (g/10 ⁶ kcal) ^a
SO ₂	7500
NO _x	1993
MP	44000

Fonte: (a) Adaptado para o carvão nacional a partir dos valores de PERKINS, 1974

Deve ser observado que, para instalações sem nenhum controle de emissões (v. EIA/RIMA da UTE de Candiota III) os fatores de emissão **superam enormemente** os limites legais (nacionais ou internacionais), **em particular no caso de MP, 55 vezes o limite** estabelecido, pelo elevado teor de cinzas do carvão nacional.

• **Óleo combustível:**

No Brasil, os óleos combustíveis são classificados basicamente em:

1. “óleos ATE” (com Alto Teor de Enxofre), com um teor de enxofre máximo de 5,5% em massa, segundo os manuais da Petrobrás, mas que possuem em média 2,5% de S (valor típico);
2. “óleos BTE” (com Baixo Teor de Enxofre), com um teor de enxofre máximo especificado em 1% pela Petrobrás, mas com teores médios em torno de 0,7%.

Emissões de SO₂: como as emissões de SO₂ são consequência basicamente da oxidação do enxofre existente no óleo ($S + O_2 \rightarrow SO_2$) durante a combustão, as emissões de SO₂ são avaliadas a partir desta reação¹⁸.

Adotando como base de cálculo 1 t de óleo combustível, e sendo S seu teor de enxofre, a emissão correspondente de SO₂ será :

$$m(SO_2) = (44/32).S$$

Deste modo, as emissões, para cada tipo de óleo, serão:

óleos ATE: fator máximo = $(44/32).(55 \text{ kg de S/t de OC}) = 75,625 \text{ kg SO}_2/\text{t de OC} = 7716 \text{ g}/10^6 \text{ kcal}^{19}$
 fator médio = $(44/32).(25 \text{ kg de S/t de OC}) = 34,375 \text{ kg SO}_2/\text{t de OC} = 3507 \text{ g}/10^6 \text{ kcal}$

óleos BTE: fator máximo = $(44/32).(10 \text{ kg de S/t de OC}) = 13,75 \text{ kg SO}_2/\text{t de OC} = 1403 \text{ g}/10^6 \text{ kcal}$
 fator médio = $(44/32).(7 \text{ kg de S/t de OC}) = 9,625 \text{ kg SO}_2/\text{t de OC} = 982 \text{ g}/10^6 \text{ kcal}$

Observe-se que, para instalações sem nenhum controle de emissões, como parece ser a regra geral em São Paulo e no Brasil, a queima de óleos ATE pode provocar emissões de SO₂ até quase quatro vezes o limite estabelecido na legislação (2000 g de

¹⁸ Maiores informações sobre a formação de poluentes em óleos combustíveis, em particular os óxidos de enxofre, encontram-se em VERGNHANINI e USHIMA, 1997.

¹⁹ $(75,625 \text{ g/kg de OC}).(10^6/9800 \text{ kcal/kg})$ para um PCS médio do OC de 9800 kcal/kg

SO₂/10⁶ kcal). E mesmo considerando-se os teores médios de enxofre, as **emissões de SO₂ também superam significativamente este limite**. Seria necessário que apenas óleos BTE fossem utilizados ou, então, que existissem equipamentos de controle das emissões (ou que, no caso de já existirem, sejam adequadamente operados).

Emissões de NO_x, CO e particulados: no caso das emissões de NO_x e particulados, serão utilizados nesta análise os resultados experimentais do IPT, conforme citado. Nos trabalhos experimentais realizados pelo IPT (VERGNHANINI e USHIMA, 1996, FURNARI e VERGNHANINI, 1997), em caldeiras e fornos industriais, bem como em seu Laboratório de Combustão, foi verificado que “o uso dos óleos combustíveis nacionais (...) acarreta emissão de poluentes atmosféricos em níveis relativamente altos, geralmente superiores aos padrões de emissões vigentes. Destacam-se em particular as emissões de material particulado (MP) e óxidos de nitrogênio (NO_x). (...) Os trabalhos realizados pelo IPT mostram, poranto, a necessidade de aplicação de técnicas de controle das emissões dos poluentes MP e NO_x ..., quando do emprego de óleos nacionais como combustível” (FURNARI e VERGNHANINI, 1997).

Para caldeiras queimando óleo 8A e 9A (VERGNHANINI e USHIMA, 1996, FURNARI e VERGNHANINI, 1997), os resultados mostraram **teores de NO_x nos gases de combustão entre 800 e 1600 g/10⁶ kcal** (massa de NO_x emitido com referência à energia do combustível, base PCS). Mesmo para teores de oxigênio de aproximadamente 1,5% nos fumos (% vol., base seca), o que corresponde a um equipamento bem regulado, foram encontrados valores de 900 a quase 1200 g/10⁶ kcal (caldeiras com vazão de vapor entre 48 e 65 t/h). Mesmo para caldeiras maiores²⁰ (114 a 154 t/h de vapor), foram encontrados valores em torno de 800 g/10⁶ kcal. Considerando-se a legislação internacional sobre limites nas emissões de NO_x (pelo fator de não existir tal limitação no país), observa-se que as emissões verificadas para os óleos nacionais são quase o dobro do maior limite permitido internacionalmente (para a Comunidade Econômica Européia, o **limite máximo é 459 g de NO_x por 10⁶ kcal de combustível alimentado**).

Como esperado, existe a influência do excesso de ar na emissão de NO_x, à medida que o teor de O₂ nos gases de exaustão aumenta (maior excesso de ar no processo de combustão), as temperaturas ao longo da chama sobem, juntamente com a pressão parcial do O₂, favorecendo a formação de NO_x. Os óxidos de nitrogênio presentes nos gases de combustão estão praticamente na forma de NO, mas as emissões de NO_x são em geral mencionadas na forma “NO_x como NO₂”, pois o NO em contato com o ar se oxida a NO₂ (NO + ½O₂ → NO₂) e, por isso, os padrões de emissão e qualidade do ar são expressos assim.

Por outro lado, o efeito do excesso de O₂ tem efeito oposto na **formação de CO**; um maior excesso de O₂ reduz a formação de CO, uma vez que colabora para a formação de CO₂ (reação de combustão completa), como é constatado experimentalmente. Desta forma, para 1,5% de teor de oxigênio nos gases, a emissão de CO é reduzida (em torno de 10 ppm vol., b.s.).

²⁰ Conforme VERGNHANINI e USHIMA, 1996, a influência da carga da caldeira é esperada pois vazões de vapor mais elevadas implicam em temperaturas mais elevadas na câmara de combustão, provocando aumento nas taxas de formação de NO_x.

Os **particulados** presentes nos gases de combustão são constituídos de material orgânico (coque e fuligem) e de material inorgânico (cinzas). Segundo o IPT, na combustão dos óleos combustíveis ultraviscosos (residuais) predominam coque e cinzas, dependendo do teor de cinzas do combustível²¹. Os resultados obtidos indicam, para caldeiras de menor carga (43 a 65t de vapor por hora), emissões de MP de 250 a 350 g/10⁶ kcal para uma média de 1,5-2% de teor de O₂ (% vol, b.s.) nos fumos, o que corresponde a caldeiras bem reguladas. Para caldeiras maiores, nas mesmas condições, as emissões estão em torno de 240 g/10⁶ kcal. Deve ser lembrado que o limite estabelecido pelo CONAMA é de 120 g/10⁶ kcal e, como já foi mencionado, inexistem equipamentos de controle ou limpeza dos gases, quer em unidades industriais quer em termelétricas.

A partir dos estudos experimentais, observa-se que para melhores rendimentos de caldeiras (baixos teores de O₂ nos fumos), as emissões de MP crescem assintoticamente de forma que pequenas variações no teor de O₂ implicam em grandes variações nas taxas de MP.

Mais ainda, segundo os resultados obtidos, as análises da distribuição granulométrica mostram a predominância de partículas de diâmetro relativamente grandes, identificados como partículas de coque. Este é, na verdade, o maior problema no Brasil; as emissões de coque (partículas grandes) são muito maiores do que as de particulados (partículas pequenas). O coque corresponde aos componentes do combustível que não queimam, sofrem apenas processo de craqueamento. Já os particulados inorgânicos são provenientes do teor de cinzas do combustível; aliás, para um óleo residual com 1% de cinzas (como se verificou nos trabalhos do IPT), estas emissões correspondem a 100g/10⁶ kcal, já praticamente atingindo o limite do CONAMA, sem incluir as mencionadas formações de coque.

Por todos estes motivos, não é possível utilizar os fatores de emissão da EPA (como faz a CETESB); na falta de maiores informações, serão usados aqui os dados experimentais mencionados, obtidos pelo IPT.

Assim, podemos resumir os fatores de emissão para os óleos combustíveis nacionais em uso (8A e 9A) da seguinte forma:

²¹ Para os óleos 8A e 9A analisados nos trabalhos experimentais do IPT, o teor de cinzas variou de 0,04 a 0,1% em massa.

Tabela A .IV.5.: Fatores de emissão para óleos combustíveis ultraviscosos em uso no Brasil^a

Poluente	Valor médio (g/10 ⁶ kcal)	Valor máximo (g/10 ⁶ kcal)
SO ₂ ^c	3507	7716
NO _x como NO ₂	800-1000	1600
MP	300	600-800 ^b
CO	15	35

Fonte: VERGNHANINI e USHIMA, 1996, FURNARI e VERGNHANINI, 1997

Notas: (a) Para caldeiras consideradas bem reguladas, na faixa de 1-1,5% de teor de oxigênio em volume nos fumos, base seca.

(b) Para caldeiras com baixo teor de oxigênio nos fumos (em torno de 0,3% O₂ vol, b.s.)

(c) Calculado neste trabalho a partir dos teores médio e máximo de enxofre nos óleos ATE, segundo especificação da Petrobrás.

- **Gás natural:** Para gás natural queimado em caldeiras, serão usados os fatores de emissão da EPA, 1985 e de fabricantes de equipamentos, conforme tabela a seguir, pelo fato de que não há grandes diferenças entre o nacional e os outros, principalmente porque o maior consumo de gás natural será do gás da Bolívia.

Tabela A .IV.6: Fatores de emissão para combustão de gás natural (libras por milhão de pés cúbicos):

Poluentes principais	Tipo de Unidade		
	Termelétrica ^a	Caldeiras industriais ^a	Turbinas a gás ^b (ppm)
CO	D	0,4	15 ^c -650 ^d (25 ^e)
NO _x	390	214	25 ^e -220 ^c (130-220) ^c 50mg/MJ de GN (ABB) 15-25 ppm (ABB)
Particulados	15	18	n.d.

Fontes: (a) PERKINS, 1974

(b) General Electric, 1997 (catálogo de turbinas aeroderivativas), para turbinas operando a carga total, em condições ISO

Notas: D - desprezível

n.d. - não disponível

© Turbinas operando sem controle de emissões de NO_x. Estes são os fatores a serem considerados no Brasil em vista da não existência de controle de emissões de NO_x

(d) LM1600 com sistema de injeção de vapor para redução de NO_x; para os outros modelos a faixa é de 15-150 ppm.

(e) Para nova tecnologia introduzida ("dry low emissions")

ANEXO V: EXTERNALIDADES NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO

1. AS METODOLOGIAS EXISTENTES PARA AVALIAÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS:

Dentro da metodologia para avaliar e internalizar os custos ambientais na geração de energia, como analisado no capítulo IX da Parte III, existem basicamente dois métodos: através do custo do dano e do controle.

(a) O custo de controle representa o “valor monetário da proteção ambiental, i.é, ...quanto a sociedade deve pagar para evitar o impacto ambiental” (FURTADO, 1996). Segundo WOOLF, 1992, p.4, “quando são usados os custos de controle (...) existe uma hipótese explícita de que os reguladores definiram padrões ambientais tais que os custos das regulamentações são aproximadamente iguais aos benefícios. Em outras palavras, admite-se que os reguladores definiram padrões ambientais de forma que o custo do dano é aproximadamente igual ao custo do controle. Isto pressupõe que os reguladores estejam bem informados e livres de restrições” de qualquer ordem, inclusive políticas. Assim, os custos internalizados, neste caso, se referem a medidas de mitigação dos efeitos ou medidas para prevenir os efeitos. Estes custos são também chamados de custos de controle e de mitigação.

- Custo de controle é o custo para evitar o impacto ambiental, quando a medida visa reduzir o impacto ambiental agindo diretamente na fonte poluidora;
- Custo de mitigação é o custo para gerenciar ou reduzir o impacto. O termo Mitigação é usado quando não há uma ação prévia para reduzir o impacto. Assim, as medidas visam apenas mitigá-lo.

Estas medidas tentam proteger o meio ambiente, reduzindo o impacto a zero ou a um nível que a sociedade aceite. De acordo com OTTINGER *et al.*, 1991, a principal vantagem deste método é que o custo de controle é mais fácil de determinar do que o custo do dano porque os dados correspondentes são mais acessíveis. Um resultado desta relativa facilidade de determinar o custo de controle é que todas as comissões estaduais dos Estados Unidos que definiram a obrigatoriedade de internalizar custos ambientais utilizaram este método. Por outro lado, ainda segundo o citado estudo, existem estudos empíricos mostrando que a sociedade está disposta a pagar sempre pelo menor custo de tais medidas, considerando que estes são inferiores aos danos futuros.

No Brasil, devido aos tipos de custos ambientais resultantes de projetos hidroelétricos, o COMASE (1993^a) definiu três outros tipos de custos ambientais: de compensação, de monitoramento e custos institucionais.

- O custo de compensação é o custo relacionado com ações para compensar os impactos que não podem ser evitados.
- Os custos de monitoramento referem-se a ações para monitorar o impacto.

- Os custos institucionais se referem aos processos de negociação e a ações/estudos ambientais solicitados pelas autoridades reguladoras, que não estão incluídos nos outros custos.

FURTADO, 1996 analisa estes conceitos de custos ambientais: para uma UTE, os custos de controle representam mais de 90% dos custos ambientais e, para UHE, os custos de compensação representam mais de 50% dos custos ambientais.

(b) O custo do dano se baseia na valoração do dano econômico provocado (Pearce et al, 1992, entre outros). Este método valora efeitos ambientais como, por exemplo, a perda de produção econômica devida aos impactos do projeto. Representa o benefício que a sociedade terá evitando a externalidade, i.é, o benefício monetário da proteção ambiental. Conforme o estudo da Pace University (OTTINGER *et al.*, 1991, pg. 41), “a maioria dos economistas (mas não necessariamente os técnicos do setor elétrico) acreditam que, se existem estudos adequados para valorar os danos ambientais, estes custos devem ser utilizados”.

De fato, a maior dificuldade para utilizar o custo do dano é a sua valoração. Alguns especialistas, ainda segundo o mesmo estudo, acham que as comissões regulatórias (ao contrário das agências ambientais) teriam dificuldade para valorar, por exemplo, a vida humana, mas sabe-se que as concessionárias do setor elétrico frequentemente estimam valores em geral difíceis de quantificar, como previsões de demanda e as próprias comissões regulatórias têm como rotina tratar estas estimativas.

Assim, OTTINGER *et al.*, 1991 (p.58) conclui que “o custo do dano representa melhor o custo real do risco ambiental para a sociedade”, porque não se pode acreditar que o custo de controle tenha relação com o dano econômico associado ao risco ambiental. E, no caso de não ser possível desenvolver tais estudos, ou no caso de que eles não sejam adequados (como no caso do aquecimento global), o uso dos custos de controle pode ser uma opção razoável. De qualquer forma esta possibilidade é ainda melhor do que ignorar os custos ambientais, o que significa considerar que seu valor é nulo.

Também segundo FURTADO (1996) há dúvidas de que o custo estimado do dano possa sempre representar os custos ambientais com segurança, concluindo que o custo de controle pode ser uma boa opção para incorporação de externalidades, quando o custo do dano não é possível. Segundo o autor, existem três grandes desafios relativos à valoração monetária dos efeitos ambientais:

- (1) descobrir o nível de custo de controle que seja economicamente eficiente
- (2) determinar o dano evitado como resultado da aplicação das ações de controle
- (3) encontrar o melhor método para estimar o custo real dos riscos ambientais

2. TÉCNICAS PARA ESTIMAR EXTERNALIDADES:

FURTADO (1996) analisa as principais técnicas para estimar as externalidades:

(1) técnicas **baseadas diretamente em preços de mercado** para valorar os bens ou serviços ambientais; pode-se usar “preços sombra” (“shadow prices”) quando o preço de mercado não reflete a escassez do bem: são chamadas métodos indiretos ou dose-resposta. Este método determina o efeito físico do impacto ambiental, como alterações na produtividade ou efeitos na produção, comparando as situações com/sem impactos, como por exemplo, mudanças no uso da terra (produtividade de culturas, benefícios perdidos pela redução na irrigação, etc) (BOLOGNINI, 1996). Do ponto de vista de capital humano, o método avalia danos monetários relativos à perda de receita por morte prematura, doenças, aumento em despesas médicas, bem como perda de receita por mudanças na produtividade humana provocada por danos ambientais.

(2) técnicas baseadas em **preços de mercados substitutos**: métodos hedônicos (valor de propriedades, da terra, da casa); método do custo-viagem (tempo gasto para usufruir de um local de recreio, analisando mudanças no número de visitantes devido às condições ambientais de um local).

(3) técnicas baseadas em **mercados experimentais** (questionários para valorar impactos que não podem ser valorados pelos métodos anteriores):

- método da **valoração contingencial** (CVM) (questionários para determinar quanto as pessoas estão dispostas a pagar (“willing to pay”, WTP) por um benefício ou quanto aceitam receber (“willing to accept”, WTA) como compensação para tolerar a perda de um recurso natural): técnica escolhida pela maioria dos estudos (FURTADO, 1996, ExternE, 1995).
- método da **preferência estabelecida** (“contingent ranking - CRM”): definir um conjunto de preferências que podem ser comparadas com o preço real de um bem existente no mercado, o que é feito pelo analista;
- método da escolha pelo **menor custo**: pede-se às pessoas para escolher entre um certo bem ambiental e vários bens alternativos; ou entre uma certa quantia de dinheiro e um bem ambiental. Se a escolha é pelo bem ambiental, seu menor valor é a quantia da qual se privou.
- técnica “**delphi**”: consultores valoram um certo bem ou serviço através de um processo iterativo. Inicialmente, o analista valora cada bem separadamente; numa segunda etapa, os resultados são discutidos no grupo e cada expert reavalia sua decisão, através de uma nova estimativa. Esta técnica depende fortemente do conhecimento e experiência do analista e da habilidade com que a técnica é adotada.

(4) técnicas baseadas no **custo**:

- **custo de oportunidade**: não valora diretamente os benefícios de uma ação; ao contrário, são mensurados os benefícios perdidos relativos a um uso alternativo. Segundo Furtado, não é propriamente uma técnica de valoração mas é útil em processos de decisão quando outras técnicas não podem ser usadas
- **análise de “cost-effectiveness”**: usada quando o interesse é analisar meios eficientes para alocação de fundos para atingir um objetivo. Indica o menor custo alternativo para atingir um certo padrão de qualidade ambiental através da redução de impactos ambientais com os recursos disponíveis.

- **aproximações baseadas na despesa:** estima o valor do bem ambiental pelo quanto as pessoas estão preparadas para gastar para prevenir sua degradação ou para restaurá-lo à forma original após ter sido danificado. Inclui os métodos de despesas preventivas e potenciais. O método de **despesas preventivas** estima um mínimo individual de despesas para reduzir ou eliminar o impacto ambiental. O método das **despesas potenciais** avalia os investimentos que seriam necessários para eliminar ou mitigar o dano ambiental.

3. IMPACTOS AMBIENTAIS NO SETOR SUCRO-ALCOOLEIRO:

Na avaliação das externalidades (custos ambientais) no setor sucro-alcooleiro, em particular no processo de cogeração de energia apresentado no capítulo IX mencionado, foram estudadas as principais emissões de poluentes nas partes agrícola e industrial do processo.

3.1. Fase agrícola:

- Queima do canavial:

Na fase agrícola o impacto mais importante é a queima do canavial para facilitar a colheita devido às emissões poluentes. Existem vários levantamentos a respeito (KIRCCHOFF, 1991, EPA, 1985) das emissões de poluentes na queima da cana e vários estudos que analisam seus impactos ambientais (BOLOGNINI, 1996, BRAUNBECK *et al.*, 1997), além do desperdício de energia, pois nas palhas e pontas da cana de açúcar existe um potencial energético que corresponde ao dobro do potencial do bagaço de cana.

Com relação às emissões de poluentes neste processo, o estudo disponível mais recente (MACEDO, 1997), informa que simulações das condições de queima em um túnel de vento¹ indicam que, para as condições do Estado de São Paulo² (onde 90% da área plantada³ é queimada antes do corte manual), as emissões de metano são estimadas em 6,5 kg por hectare.

Por outro lado, além das emissões de metano, há também as emissões de outros poluentes, em particular particulados. UHLIG, 1995 cita os fatores de emissão para queima de cana no campo levantados pela EPA, 1985, conforme a tabela a seguir. Deve ser observado que o levantamento da EPA não indica emissões de metano, como os estudos mais recentes mencionados (MACEDO, 1997). Por outro lado, as emissões de particulados são elevadas, segundo a EPA.

¹ B. Jenkins, "Atmospheric Pollutant Emission Factor from Open Burning of Sugarcane by Wind Tunnel Simulations", Final Report, University of California, Davis, set. 1994 (citado em Macedo, 1997)

² Valores médios para o Brasil são de 13,9 t de resíduos secos por hectare em áreas não irrigadas, com 87,9 tc/há (produtividade agrícola) (Macedo, 1997),

³ Área plantada no Estado de São Paulo é de 1,8 milhões de hectares (representando 46,2% da área plantada no Brasil), segundo a Secretaria de Energia do Estado.

Tabela A .V.1.:Emissões de poluentes na queima de cana de açúcar:

Poluentes	Emissões (kg/tc ^a)
Hidrocarbonetos	2,6-8
Monóxido de carbono	30-41
Particulados	2,5-3,5

Fonte: EPA, 1985

A queima da cana, segundo alguns autores (CORTEZ, 1997⁴), tende a ser eliminada, sendo substituída pela colheita de cana crua, principalmente em função das pressões da opinião pública, o que acabou por pressionar a edição de uma lei no interior do Estado de São Paulo proibindo as queimadas. No entanto, atualmente ainda ocorre a queima de aproximadamente 90% da cana em São Paulo (MACEDO, 1997), sendo 83% da cana de cooperadas da Copersucar queimada e colhida manualmente⁵ (UHLIG, 1995). Ainda segundo UHLIG, 15% da cana colhida por estas usinas associadas da Copersucar é por colheita mecanizada de cana queimada⁶.

UHLIG, 1995 calcula as emissões para colheita de cana para cada tipo, conforme mostra a tabela a seguir, incluindo as emissões da queima da cana e as emissões dos tratores diesel.

Para elaborar a tabela mencionada, UHLIG, 1995 estimou o consumo de combustível na colheita em 0,20 a 0,96 litros de diesel por tonelada de cana colhida (dependendo se a colheita é manual ou mecanizada) .

- Aplicação da vinhaça em fertirrigação:

A vinhaça bem como a torta de filtro, subprodutos do processo industrial, são utilizados na lavoura como fertilizantes e para irrigação (fertirrigação). Este reaproveitamento, além de apresentar vantagens econômicas (BOLOGNINI, 1996)⁷ pelo fato de evitar a compra de produtos químicos. Por outro lado, há os cuidados na aplicação da vinhaça, que não deve exceder as concentrações limites estabelecidas, de modo a não contaminar o lençol freático (BOLOGNINI, 1996). Além disso, há a possibilidade de emissões de metano em consequência da irrigação. MACEDO, 1997 informa, entretanto, que para níveis inferiores a 200 m³/ha (média usual em São Paulo), não há tempo suficiente para formação de metano. Uma discussão mais detalhada foge aos objetivos deste trabalho e pode ser encontrada em BOLOGNINI, 1996.

⁴ Apresentação no seminário “Ciência e Tecnologia para uma Civilização Moderna de Biomassa”, organizado pelo CENBIO/COPPE, Rio, 1997.

⁵ Rendimento da colheita queimada manual de 9 a 10 tc/d.

⁶ Rendimento da colheita mecanizada de cana queimada de 400 a 450 tc/d.

⁷ A produtividade agrícola das áreas pertencentes às usinas é mais elevada do que aquela pertencente a produtores isolados, pela disponibilidade de utilização da vinhaça e da torta de filtro produzidos na usina.

Tabela A.V.2.: Emissões de poluentes na colheita de cana no Estado de São Paulo:

Emissões ⁸ [t/10 ³ GJ de cana] ⁹	Forma de colheita			
	manual		Mecanizada	
	com queima	sem queima	com queima	sem queima
CO	11,0007 3,05t/ha	0,0007 0,00019t/ha	11,0036 3,06 t/ha	0,0036 0,001 t/ha
HC	2,0004 0,555t/ha	0,0004 0,00011t/ha	2,0018 0,5545t/ha	0,0018 0,0005 t/ha
MP	0,9003 0,249 t/ha	0,0003 0,00008t/há	0,9014 0,2497t/ha	0,0014 0,00039 t/ha
NO _x	0,0021	0,0021	0,0101	0,0101
SO _x	0,0002	0,0002	0,0009	0,0009
HCHO	0,0001	0,0001	0,0004	0,0004
CO ₂	6,8	0,1	7,4	0,7

Fonte: UHLIG, 1995

- Emissões de N₂O do solo:

MACEDO, 1997 avalia as emissões de N₂O do solo a partir da análise de LEWANDOWSKI *et al*, 1995, apesar de existirem, segundo o primeiro, poucos estudos referentes a estas emissões. Considerando que estas emissões são consequência da quantidade de fertilizante nitrogenado usado, da forma de aplicação e das condições do solo, e adotando que as emissões (em peso) correspondem a 0,5-1,5% do fertilizante, os resultados obtidos (MACEDO, 1997) indicam 1,7 kg de N₂O por hectare/ano¹⁰. Transformando estas emissões em CO₂ equivalente (seu potencial referente ao efeito estufa é estimado em 150 vezes maior que o CO₂), obtém-se 250kg CO₂ eq./ha.ano ou 3,17 kg CO₂/tc (para 87,9 tc/ha).

- Emissões dos combustíveis fósseis usados na parte agrícola:

O consumo total de óleo diesel em tratores, caminhões e demais equipamentos da parte agrícola pode ser avaliado de várias formas: existem estimativas de 1 litro de diesel para cada 10 litros de álcool produzido (COELHO, 1992). Já UHLIG, 1995 considera que nas operações agrícolas são consumidos de 0,26 a 0,48 litros de OD por tc e, na colheita, o consumo é de 0,96 l de OD/tc para colheita mecanizada e 0,20 l de OD/tc em colheita manual (as emissões da colheita devido ao óleo diesel já estão incluídas na tabela acima, de UHLIG, 1995).

Para estimarmos as emissões por tonelada de cana (ou por ha plantado), serão utilizados os valores estabelecidos pela EPA, 1985, esquematizados na tabela 15, a seguir:

⁸ Para transformar em tc= $3,389 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 \text{GJ/tc}$, 81,77 tc/ha = multiplicar por $3,389 \cdot 10^{-3} \cdot 81,77 = t$ emiss/ha = mult por 0,277 (t/ha)

⁹ Cana=3,389 GJ/tc (média)

¹⁰ Adotando as condições da região Centro-Sul: 75 kg de nitrogênio por hectare/ano, principalmente amônia (Macedo, 1997)

Tabela A.V.3: Emissões dos combustíveis fósseis utilizados na cultura da cana:

POLUENTE	Emissões (kg/1000 litros)
Aldeídos	1,45
Hidrocarbonetos	7,28
Monóxido de carbono	14,3
Oxidos de enxofre ^a	3,74
Oxidos de nitrogênio	40,2
Particulados	5,48

Fonte: EPA, 1985, exceto (a), calculado por UHLIG, 1995.

3.2. Fase industrial:

Na parte industrial, os mais importantes impactos ambientais são a torta de filtro, a vinhaça (13 litros por litro de álcool produzido, em média, segundo UHLIG, 1995, mas há casos em que a produção é de 11 litros por litro de álcool segundo CAMARGO, 1990) e as águas de lavagem (3 a 5 m³/tc, BOLOGNINI,1966), subprodutos poluentes do processo, bem como a queima do bagaço para produção de vapor e eletricidade. No entanto, ao menos no Estado de São Paulo, os subprodutos do processo industrial são utilizados em fertirrigação (94% das usinas do estado, CAMARGO,1990).

Quanto à queima do bagaço de cana¹¹ em caldeiras para produção de vapor, o estudo da EPA, 1985 indica as emissões, mas neste trabalho foram utilizados os dados sobre emissões de particulados a partir da CETESB.

Tabela A.V.4.: Emissões de poluentes em caldeiras de bagaço de cana:

Poluente	Emissões (kg/t de bag)^a
Óxidos de enxofre	desprezível
Óxidos de nitrogênio	0,6
Particulados	8

Fonte: EPA , 1985

Nota: (a) Bagaço com 50% de umidade

Segundo MACEDO, 1997, a emissão de compostos orgânicos não queimados, incluindo metano, poderia ocorrer em regime de operação transiente ou fora de controle, num eventual problema na operação da caldeira. Muitas das caldeiras, ainda segundo MACEDO, 1997, não possuem sistemas de limpeza do tipo “scrubbers”, mas emissões de metano não tem sido verificadas, apenas de particulados. No capítulo IX da Parte III estão discutidos as emissões de particulados correspondentes ao monitoramento da CETESB nestas caldeiras.

4. METODOLOGIA PARA PARTICIÃO DAS EMISSÕES DE POLUENTES EM BASE EXERGÉTICA:

A partição de emissões de carbono e/ou poluentes foi efetuada em base exergética entre o vapor de processo e a eletricidade, conforme detalhado a seguir.

¹¹ Uma tonelada de cana produz 300 kg de bagaço com 50% de umidade, porém deve se considerado apenas 265kg/tc devido a perdas e paradas (Copersucar, 1991). Seu poder calorífico inferior é de 1790 kcal/kg.

Emissões de cada energético (em base exergética)

(A) Exergia total produzida

$$Ext = [\text{sum}(Exv + Ec + Ee)] * tc$$

onde:

tc = tonelada de cana moída por ano

Ext = exergia total produzida (kWh(ex)/ano)

Exv = exergia do vapor = mv * exv

mv = consumo de vapor no processo(kg/tc)

exv = exergia específica do vapor (kJ/kg)

Ec = consumo de eletricidade no processo(kWh/tc)

Ee = eletricidade excedente gerada (kWh/tc)

(B) Participação de cada energético nas emissões

$$y = Ex.100/Ext \text{ (\%)}$$

(C) Emissões de C correspondentes a cada energético (base exergética)

$$EmC = y * (\text{emissões totais}) \quad \text{tC/ano}$$

$$EmCO_2 = EmC * 44/12 \quad \text{tCO}_2/\text{ano}$$

(D) Emissões específicas (gCO₂/kWh_{ex})

$$gCO_2/kWh_{ex} = EmCO_2 * 10^6 / Ex$$

REFERÊNCIAS

- ABB, Catálogos de Turbinas a Gás (diversos). S.d.
- ABB, Air Pollution Control. In: **Power Plant Sales Engineer Technical Training**, Suécia, 1994.
- Almeida, A , et ali, **Total Costs of Biomass in Selected Regions of the European Union - Biocosts**. Final Report. The European Commission, 1998.
- American Chamber of Commerce, US BRAZIL ASPEN GLOBAL FORUM. Final Report, São Roque, 1998, 1999.
- Babu, S.P. Thermal Gasification of Biomass Technology Developments: End of Task Report for 1992 to 1994. In: **Biomass and Bioenergy**, Vol. 9, numbers 1-5, pp. 271-285, 1995.
- Bain, R.L. Electricity from Biomass in the United States: Status and Future Direction. In: **Bioresource Technology**. Vol. 46, N. 1-2, special issue, pp. 86-93, 1993.
- Bajay, S.V., Walter, A.C.S., Carvalho, E.B., Guerra, S.M.G. Sistemas Energéticos Comparados - Fase I; Informe Preliminar - Brasil. Relatório do Sub-Grupo de Trabalho n. 9, **Política Energética do MERCOSUL**, Campinas, 1994.
- BEESP. **Balanco Energético do Estado de São Paulo**. Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, São Paulo. Vários anos.
- BEN. **Balanco Energético Nacional**. Ministério de Minas e Energia, Brasília. Vários anos.
- Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. **Thermal design and optimization**. John Wiley & Sons, Inc., New York., 1996.
- Bellini, G. **Cogeração: Uma Perspectiva para o Setor Terciário**. Seminário apresentado no IEE/USP como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre (dissertação de mestrado em elaboração), São Paulo, 1997.
- Berglin, N., Persson, L., Berntsson, T. Energy system options with black liquor gasification, In: International Chemical Recovery Conference, 1995.
- Bermann, C. **Os Limites dos Aproveitamentos Energéticos para Fins Elétricos**. (Tese de Doutorado). Unicamp, Campinas, 1991.
- Bernow, S., Biewald, B., Marron, D. (1990). Environmental Externalities Measurement: Quantification, Valuation and Monetization. In: Hohmeyer, O., Ottinger, R. L., **External Environmental Costs of Electric Power**, Springer-Verlag, Berlin, 1991.
- Bland, F.P. Problems of Price and Transportation: Two Proposals to Encourage Competition from Alternative Energy Resources. In: **Harvard Environmental Law Review**, pp. 345-416, 1986.
- Bluhm, G.C. et al. The Economics of Biomass and Biomass-derived Energy and Fuels. In: SECOND BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais**. Portland, 1995.
- Bôa Nova, A.C. **Energia e Classes Sociais no Brasil**. São Paulo, Ed. Loyola, pp. 105-149, 1985.
- Bolognini, M.F. **Externalidades na Produção de Álcool Combustível no Estado de São Paulo**. (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

- Borges, J.M. Custos e Competitividade do Álcool no Brasil. In: FERNANDES, E.S.L. e COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, pp. 65-76, 1996.
- Borges, J.M. Custos, Preços e Competitividade do Álcool Combustível. **Revista Brasileira de Energia**, Vol.2, N.2, pp 163-175, 1992.
- Borges, J., M.. The Effect on Labor and Social Issues of Electricity Sales in Brazilian Sugar Cane Industry. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY FROM SUGARCANE. **Anais**. Hilo, Hawaii, 1991.
- Braunbeck, O, Bauen, A, Rosillo-Calle, F., Cortez, L. **Prospects for Green Cane Harvesting and Cane Residues Valorisation in Brazil**. Unicamp (mimeografado), Campinas, 1997.
- Bridgwater, A.V. The Technical and Economic Feasibility of Biomass Gasification for Power Generation. In: **Fuel**, Vol. 74, N. 5, pp. 631-653, 1995.
- Brown, C. Black liquor gasification update. In: **AFPA Recovery Boiler Subcommittee**. Atlanta, 1993.
- Buwalda, H, Gearing, P. The Use of Joint Implementation to Facilitate Biomass Development in Pacific Rim Countries. In: SECOND BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais**. Portland, 1995.
- Câmara dos Deputados, **Relatório da Subcomissão Especial para Exame da Situação do Setor Sucro-alcooleiro Brasileiro** (mimeografado), Brasília, 1991.
- Camargo, C.A de (coord.) **Manual de Recomendações: Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Álcool**. IPT, São Paulo, 1987.
- Carraro, B. Palestra proferida no seminário OPORTUNIDADES DE COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA QUÍMICA (ABEQ). São Paulo, 1997.
- Carvalho, L.C.C. **Biomassa da Cana de Açúcar**. Seminário de lançamento do CENBIO, Centro Nacional de Referência de Biomassa, IEE/USP, São Paulo, 17/4/97.
- Carvalho, L.C.C. Etanol: Solução ou Problema? In: FERNANDES, E.S.L. e COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, pp. 28-48, 1996..
- CEEETA. **ENERGIA E FISCALIDADE: Proposta de Alteração do Sistema Fiscal dos Produtos Energéticos**. Relatório Final. Portugal (reservado), 1999.
- CETESB. **Relatório das Águas Interiores do Estado de São Paulo**. São Paulo, 1994 e 1993.
- CETESB. **Relatório de Qualidade do Ar no Estado de São Paulo**, São Paulo, 1995.
- Chum, H. (NREL, EUA). A Experiência Americana em Projetos de Utilização de Biomassa como Fonte de Energia. In: IV ENCONTRO DO FORUM PERMANENTE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS/II ENCONTRO PARCERIAS PARA DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E SUSTENTÁVEL EM BIOENERGIA. MCT/CENBIO, Recife, 1998.
- Cline, W.R. **The Economics of Global Warming**. Institute for International Economics. Washington DC, 1992.
- Cohen, M., Harloff, R., Biagi, R.A **Informações sobre Cogeração de Energia Produzida pelas Usinas de Açúcar e Álcool Utilizando-se da Biomassa (Bagaço e Palha)**. Relatório Reservado (mimeografado), São Paulo, 1997.
- Cohen, M. Geração de Excedentes na Usina Santa Elisa. In: BIOMASSA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE (seminário). Brasília, 1997.

- Coelho, S.T., Bolognini, M. F., Zylbersztajn, D. Policies to Improve Biomass Electricity Generation in Brazil. **Renewable Energy V. 16**, pp 996-999, 1999
- Coelho, S.T., Freitas, M. A, V. (eds.). **Guia do Investidor em Biomassa**. CENBIO/ANEEL, Brasília, 1998.
- Coelho, S. T. , Oliveira Jr., S., Zylbersztajn, D. Análise Termoeconômica da Cogeração de Eletricidade a partir do Bagaço de Cana. Estudo de Caso para uma Usina no Estado de São Paulo. In: XIV COBEM-Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica. **Anais**. Bauru, 1997.
- Coelho, S. T. , Oliveira Jr., S., Zylbersztajn, D. Thermoeconomic Analysis of Electricity Cogeneration from Sugarcane Origin. In: Third Biomass Conference of the Americas. **Anais**. Montreal, 1997. Vol. II, pp. 1631-1640.
- Coelho, S.T. **Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a Partir de Biomassa no Estado de São Paulo. Aspectos Políticos**. (mimeografado). Seminário apresentado no IEE/USP, org. Prof. Dr. Antonio Carlos Bôa Nova, São Paulo, Novembro de 1996.
- Coelho, S.T., Velazquez S.G., Zylbersztajn, D. Cogeneration in Brazilian Pulp and Paper Industry from Biomass Origin to Reduce CO₂ Emissions. In: DEVELOPMENTS IN THERMOCHEMICAL BIOMASS CONVERSION. **Anais**. Banff, Canada. Maio de 1996. Vol. III, pp 1073-1085
- Coelho, S. T. and Zylbersztajn, D. A preliminary analysis to improve electricity cogeneration from biomass origin in Brazil. In: **Biomass** (P. Chartier, G. L. Ferrero, U. M. Henius, S. Hultberg, J. Sachau, M. Wiinblad, ed.), Elsevier Science, Oxford, vol.1, pp 446-458, 1996.
- Coelho, S. T., Bolognini, M. F. Incorporation of externalities as a mechanism to improve electricity cogeneration in Brazilian sugar/alcohol plants. In: III CONFERENCIA DE TERMOENERGETICA INDUSTRIAL. **Anais**. Las Villas, Cuba, 1996.
- Coelho, S. T., Fernandes, E. L., Zylbersztajn, D. Economic Competitiveness of Ethanol Fuel in Brazil. In: EARTH CONFERENCE ON BIOMASS FOR ENERGY, DEVELOPMENT AND THE ENVIRONMENT. **Anais**. Havana, Cuba, 1995.
- Coelho, S.T., Fernandes, E.L., Zylbersztajn, D. **Bases para uma Política Energética Sustentável a Longo Prazo. Proposta de Estudos Referenciais para o Ministério de Minas e Energia. Subgrupo - Álcool Combustível**. Preparado para o Ministério de Minas e Energia (mimeografado). IEE/USP, São Paulo, 1994.
- Coelho, S.T., Ieno, G.O., Zylbersztajn, D. Aspectos Técnicos e Econômicos da Inserção da Cogeração de Eletricidade na Matriz Energética Brasileira. In: II CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO. **Anais**. 12 a 14 de Dezembro/1994. Campinas, Brasil. Republicado em "**Eletricidade Moderna**", São Paulo, Junho de 1995, ano XXIII, n. 255, pg. 70 a 75.
- Coelho, S.T., Ieno, G.O., Zylbersztajn, D. Avaliação Técnica e Econômica da Cogeração em Turbinas a Gás para Indústrias de Papel e Celulose. In: 26º Congresso Anual de Celulose e Papel. São Paulo, 1993.
- Coelho, S.T. **Energy Conservation in Sugar Plants**. Relatório final. In: SEMINAR-TRAINING ON ENERGY CONSERVATION IN SUGAR PLANTS (mimeografado). Mälmo, 1993.
- Coelho, S.T., Ieno, G.O. Potencial de Cogeração em Indústrias de Papel e Celulose. EEC/IEE/Unicamp Agreement (European Economic Community-Instituto de

- Eletrotécnica e Energia da USP - Universidade Estadual de Campinas). São Paulo, 1994.
- Coelho, S. T. **Avaliação da Cogeração de Eletricidade a Partir de Cana de Açúcar em Sistemas de Gaseificação e Turbina a Gás.** (Dissertação de Mestrado). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.
- Conceição, E.P. **Administração de Recursos Energéticos: Análise dos Sistemas de Cogeração em Indústrias de Processamento de Cana.** (Tese de Livre-docência). UNESP, Presidente Prudente, 1994.
- Copersucar, vários anos. "Projeto BRA/96/G31: Geração de Energia por Biomassa, Bagaço de Cana de Açúcar e Resíduos". Publicado no CENBIO NOTÍCIAS, informativo trimestral do Centro Nacional de Referência em Biomassa, São Paulo.
- Copersucar-Eletróbás. **Geração de energia elétrica em usinas e destilarias. Relatório técnico**, pp.1-37. Copersucar, São Paulo, 1991.
- Cortez, L.A .B., Lora, E.S. (coord.) **Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa.** Série Sistemas Energéticos, V.II, EDUA/EFEI, Manaus, 1997.
- Costa, A.C. (CETESB - Companhia Estadual de Tecnologia e Saneamento Básico), **Aspectos Ambientais em Usinas Hidrelétricas**, seminário no IEE/USP, São Paulo, 1996.
- CPFL. **Manual de Cogeração.** Mimeografado, Campinas, 1997.
- Cury, L.A B. et al., O Desenvolvimento e as Perspetivas da Cogeração no Estado de São Paulo. In: XIV SNPTEE. **Anais.** Outubro de 1997, Belém
- DATAGRO (vários anos) - Informativo Reservado Quinzenal sobre a Indústria Sucro-Alcooleira. São Paulo.
- Department of Trade & Industry (Inglaterra): **Renewable Energy Bulletin** N. 7 25/11/1997, NFFO-5
- DOCUMENT DE TRAVAIL DE LA COMMISSION EUROPEENNE, 1998
- EEA-European Environmental Agency. **Environmental Taxes: Implementation and Environmental Effectiveness.** Copenhagen, 1996.
- Eire, N.J. **An Accounting Framework for the Environmental Costs of Energy.** The Commission of the European Communities, DG-XII, mimeografado. 1991
- Eletróbás. **Estimativa do Potencial de Cogeração no Brasil.** GCPS, Brasília, 1999.
- Eletróbás. **Plano Decenal de Expansão-1996-2005/1997-2006.** Brasília, 1995,1996.
- Eletróbás. **Manual de Estudos de Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos.** Rio de Janeiro, 1986.
- Elliot, P. and Booth, R., 1996, "Biomass Energy for the Twenty First Century - Commercial Demonstration of a Modern Biomass Power System Based on Gasification - Combined Cycle Technology." **Energy & Environment**, Vol. 7, number 2, pp. 191-208.
- EPA (1973) **Air Pollution Engineering Manual**, 2nd. Ed., Los Angeles
- EPRI - Electric Power Research Institute. **Technical Assessment Guide - Electric Supply**, Vol. 1, Revision 7. 1993.
- EU-DG-XII, **ExternE: Externalities of Energy.** Comissão Europeia, Bruxelas, 1995 (vários volumes)
- Faaij, A, et ali., Externalities of Biomass Based Electricity Production Compared with Power Generation from Coal in the Netherlands. In: **Biomass and Energy.** V. 14, N. 2, pp. 125-147, 1998

- Fankhausr, S., 1993, **Global Warming Damage Costs - Some Monetary Estimates**, CSERGE GEC Working Paper 92-29, University of East Anglia, Norwich
- Fernandes, E.L., Coelho, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, São Paulo, 1996.
- Fernandes, E.L., Coelho, S.T., Zylbersztajn, D. Will the Brazilian Alcohol Program Accomplish Vehicles Future Demand? In: SECOND BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais**. Portland, 1995, pp.1713-1721.
- Frente Parlamentar Sucro-alcooleira, **O Álcool e a Nova Ordem Econômica Mundial**, Ed. Segmento, Brasília, 1996.
- Freitas, M.A V. **O Programa Nacional do Álcool**. Centro Nacional de Referência de Biomassa/USP, Nota Técnica (mimeografado), São Paulo, 1997.
- Furnari, Verghnanini, Manual sobre Emissões Poluentes em Caldeiras (IPT), 1997.
- Furtado, R.C. **The Incorporation of Environmental Costs into Electric Power System Planning in Brazil**. (Tese de Doutorado) Imperial College, Londres, 1996.
- General Electric, Catálogo de turbinas a gás aeroderivativas.
- Goldemberg, J., Leapfrog energy technologies, **Energy Policy**, v. 26, n. 10, pp. 729-741, 1998
- Goldemberg, J. , Reid, W., **Promoting Development while Limiting Greenhouse Gas Emissions - Trends and Baselines**, UNDP/World Resources Institute, 1999, New York
- Goldemberg, J. The Evolution of Ethanol Costs in Brazil. **Energy Policy**. V.24, N.12, pp-1127-1128, 1996.
- Gomes, I.C. (1996) (Comgás) Revista Brasil Energia 1996.
- Gonçalves, F. (Ministro-Relator) **Proálcool: Programa Nacional do Álcool- Relatório de Auditoria Operacional**. Tribunal de Contas da União (mimeografado), Brasília, 1990.
- Grace, T.W., Malcolm E.W. (1989) Pulp and paper manufacture. Vol. 5. Alkaline pulping, TAPP, Atlanta.
- IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Anuário Estatístico do Brasil**. Rio de Janeiro, vários anos.
- Herz, H. Costos Sociales de la Generacion de Eletricidad. In: I SEMINARIO INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVABLES. **Anais**. Santa Cruz, Bolivia, 1994, pp. 467-474.
- Hill, R., **The impact of Energy on Environment and Development**, IVth Nobel Prize Meeting, December, 1989
- Hohmeyer, O, 1998, **Social Costs of Energy Consumption** , Springer Verlag, Berlim.
- Horta Nogueira, L.A.H. **Análise de Utilização de Energia na Produção de Álcool a Partir de Cana de Açúcar**. (Tese de Doutorado). Unicamp, Campinas, 1987.
- Horta Nogueira et al., ENCIT, 1994
- Hwang, R. J. Políticas para a Redução dos Custos Sociais no Setor Transporte. In: FERNANDES, E.S.L. e COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, 1996., pp.126-130.
- Ihrén, C.N., Sverdborg, G. (1994) Simulation of combined cycles with black liquor gasification, in International Gas Turbines and Aeroengine Congress and Exposition. The Hague.

- Kinoshita, C.M. Gasification of Sugarcane Bagasse for Electricity Cogeneration. In: FERNANDES, E.S.L. e COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, 1996., pp.88-96.
- Kircchoff, V. et al. Enhancements of CO and O3 from Burning in Sugarcane Fields. **Journal of Atmospheric Chemistry**, V. 12, 1991.
- Kotas, T.J. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**. Butterworths, Londres, 1985.
- Kreith, F. Integrated Resource Planning. In: SECOND BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais**. Portland, 1995.
- La Rovere, E. Requisitos para Inserção da Dimensão Ambiental no Planejamento do Setor Elétrico, In: Rosa, L.P., Sigaud, L., La Rovere, E., Magrini, A. **O caso das Grandes Barragens**. Editora da UFRJ, Rio, 1995.
- La Rovere, E., Audinet, P. Environmental Benefits of Brazilian Ethanol Program. In: FIRST BIOMASS CONFERENCE OF THE AMERICAS. **Anais**. Burlington, 1993.
- Lamarre, L. Utility Customers Go for the Green. **EPRI Journal**. Março/Abril de 1997, pp. 7-15
- Larson, E. Palestra proferida no seminário BIOMASS FOR ELECTRICITY PRODUCTION, Itamaraty, Brasília, 1997
- Larson, E. Electricity Cogeneration in Sugar/Alcohol Plants. In: FERNANDES, E.S.L. e COELHO, S.T. (org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, 1996, pp.77-87
- Larson, E.D. and Raymond, D., 1997, Report on the Workshop on Commercialization of Black Liquor and Biomass Gasification for Gas Turbine Applications in the Pulp and Paper Industry. Princeton University, Princeton, NJ, USA, January.
- Larson, E. (1990) Biomass-gasifier/gas turbine applications in the pulp and paper industry: an initial strategy for reducing electric utility CO₂ emissions, in Biomass for Utility Applications, Tampa.
- Macedo, I.C. Palestra proferida no seminário BIOMASS FOR ELECTRICITY PRODUCTION, Itamaraty, Brasília, 1997.
- Macedo, I. C. Greenhouse gas emissions and bio-ethanol production/utilization in Brazil. Internal report CTC-05/97. pp. 3-14. Copersucar, São Paulo, 1997.
- Macedo, I.C. A Tecnologia para o Setor Sucro-alcooleiro: Situação Atual e Perspectivas. In: FERNANDES, E.S.L., COELHO, S.T. (Org.) **Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil**. IEE/USP, São Paulo, 1996, pp. 57-64.
- Macedo, I.C. The Sugar Cane Agro-industry - its Contribution to Reducing CO₂ Emissions in Brazil. **Biomass and Bioenergy**, 3., n.2, 1992, pp 77-80.
- Mendes, A. C. T. Dissertação de Mestrado apresentada ao PIPGE-IEE/USP, São Paulo, 1996.
- Meridian Corp., **Energy System and Material Requirements**, para o DOE, EUA, Washington, 1989
- Mitchell. The Renewables NFFO, **Energy Policy**, vol. 23, n. 12, pp. 1077-1091, 1995
- Moreira, J.R. Comunicação Pessoal. Debate no Workshop CIÊNCIA E TECNOLOGIA PARA UM DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL EM BIOMASSA (CENBIO/COPPE), Rio, Setembro de 1997.
- Moreira, J.R., Goldemberg, J. **The Alcohol Program**. Preparado para o Ministério de Ciência e Tecnologia (mimeografado), Brasília, 1997.

- Moreira, J.R., Correa, F., Freitas, M.A.V. **Plano Nacional de Energias Renováveis**. In: III ENCONTRO PARA O DESENVOLVIMENTO DAS ENERGIAS SOLAR, EÓLICA E DE BIOMASSA NO BRASIL (Foro Permanente das Energias Renováveis). São Paulo, 1996.
- Moreira, J.R.. Biomass Energy Potential in Brazil-Country Study. In: SYMPOSIUM ON DEVELOPMENT AND UTILIZATION OF BIOMASS ENERGY RESOURCES IN DEVELOPING COUNTRIES. **United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)**, Viena, 1995.
- Moreira, J.R., Zylbersztajn, D. The Brazilian Alcohol Program: Performance and Difficulties. In: THE WORLDL RENEWABLE ENERGY CONGRESS. **Anais**. Reading, 1990.
- Moreira, J.R., Poole, A.D. **Hydropower and its Constraints**. Secretaria de Ciência e Tecnologia, Brasília, 1991.
- Munasinghe, M. **Enviromental Economics and Natural Resource Management in Developing Countries**. CIDIE, Washington DC, 1993
- Nastari, P. M. Competitividade e Livre Mercado. In: O FUTURO DO ÁLCOOL NUM CENÁRIO DE LIVRE MERCADO, AEA. **Anais**. São Paulo, 1997.
- National Grid Company **Statement of Charges for Use of and Connection to the Electricity Transmission System for the Year 1994/95**. England, 1991.
- Nilsson, L.J. Renewable Energy Technologies: Status, R&D and Market Incentives. In: EUROPEAN SEMINAR ON MARKET INCENTIVES TO RENEWABLE ENERGIES (mimeografado) Lisboa, 1996.
- Nousiainen, I.K. (1995) Possibilities for increasing the power generation with biomass pressurized gasifier in pulp and paper mills, in Second Biomass Conference of the Americas. Portland.
- Ottinger, R.L. et al., **Environmental Costs of Electricity**. Pace University, Oceana Publ. 1991.
- Paiva, C. Seminário sobre **A Legislação do Setor Elétrico** apresentado no IEE/USP, Disciplina "Análise Política da Questão Energética", prof. Dr. A.C. Bôa Nova, 1996.
- Perkins, H.C. **Air Pollution**. McGraw Hill Book Company, New York, 1974.
- Pesch, L. R., Gasparim, M., Breda, M. S. "Experiência de Implantação e Operação da "BFB" em Monte Alegre", 30. CONGRESSO AUAL DE CELULOSE E PAPEL DA ABTCP, São Paulo, 3 a 7 de Novembro de 1997
- Pessine, R.T. at al., A Regularização de Unidades Termelétricas de Cogeração. In: XIV SNTPEE. **Anais**. Outubro de 1997, Belém.
- Petrobrás. **Óleos Ultraviscosos**. Rio de Janeiro, s.d. (catálogo)
- Reddy, A., Williams, R.H., Johansson, T.B. **Energy After Rio: Prospects and Challenges**. United Nations Development Program. New York, 1997.
- Ripoli T. C., Stupiello J.P., Caruso, J.G.B., Zotelli, H., Amaral J. R., "Efeito da Queima na Exudação dos Colmos. Resultados Preliminares". In: CONGRESSO NACIONAL STAB, pp 63-70, Maceió, 1996
- Romeiro, A .R., Reydon, B.P., Leonardi, M.L.A . (org.) **Economia do Meio Ambiente**. Embrapa/Unicamp, Campinas, 1996.
- Rosa, L.P., Schaeffer, R., Santos, M.A. Methane and Carbon Dioxide Emissions of Hydroelectric Power Plants in the Amazon Compared to Thermoelectric Equivalent. In: WORKSHOP AND LATIN AMERICAN SEMINAR ON GREENHOUSE GAS EMISSIONS OF ENERGY SECTOR AND THEIR IMPACTS. **Anais**. Rio, 1995.

- Rowe, R.D. et al. (prep. H. Bailly Consulting, Inc.) **The New York Electricity Externality Study**. Oceana Publications, New York, 1995.
- Sauer, I.L. **O Complexo Nuclear de Angra: Velhas Questões, Novos Problemas** (mimeografado). Palestra na Escola Politécnica da USP. IEE/USP, São Paulo, 1994.
- Secretaria de Energia do Estado de São Paulo. **Programa de Cogeração e Produção Particular de Energia Elétrica no Setor Sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo**. 1993.
- Schechtman, R. **Metodologia para Avaliação dos Custos Ambientais da Geração Termelétrica a Carvão**. COPPE/UFRJ, Rio, 1995.
- Scheleder, E. M. A Cogeração e o Sistema Elétrico Brasileiro. Seminário OPORTUNIDADES PARA COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA QUÍMICA (ABEQ). São Paulo, 1997.
- Sigaud, L. Implicações Sociais da Política do Setor Elétrico. In: SANTOS, L.O. e ANDRADE, L.M.M.(org.) **As hidrelétricas do Xingu e os Povos Indígenas**. Comissão Pró-Índio de São Paulo, 1988, pp. 103-110.
- Silva, J.G., Serra, G.E., Moreira, J.R., Gonçalves, J.C. Goldemberg. Energy Balance for Ethyl Alcohol Production from Crops. **Science** V. 201, pp.903-906, 1978
- Stirling, A. **Some Practical and Theoretical Difficulties with Attempts to Place Monetary Values on the Environmental Effects of Electricity Generating Technologies**. In: THE EUROPEAN NETWORK FOR ENERGY ECONOMICS RESEARCH. (mimeografado) 1995.
- Swedish Natinal Board for Industrial and Technical Development (1992) Black liquor gasification. Consequences for pulping process and energy balance. Final Report. Stockholm.
- Swisher, J., **Using Area-Specific Cost Analysis to Identify low Incremental-cost Renewable Energy Options: A Case Study of Co-generation Using Bagasse in the State of São Paulo**. Prepared for Global Environment Facility (GEF) Secretariat, Washington DC, 1997.
- Switcher, J., Craus, R. **A New Utility DSM Strategy Using Intensive Campaigns Based on Area-specific Costs**. In: ECEEE SUMMER STUDY ON ENERGY EFFICIENCY (mimeografado), 1995.
- Szargut J., Morris D. R., Steward F.R., **Exergy analysis of thermal, chemical and metallurgical processes**, Hemisphere Pub. Co., N.Y., 1988.
- Tol, R.S.J., 1995, The Damage Costs of Global Warming Emissions. In: **The Dutch Coal Fuel Cycle**. ExternE Project report (a ser publicado).
- UCS, Union of Concerned Scientists **Powering the Midwest - Renewable Electricity for the Economy and the Environment**. EUA, 1993.
- UCS, Union of Concerned Scientist, 1991, **America's Energy Choices**, Cambridge, MA.
- Uhlig, A. **Modelo Cascata: um Instrumento de Planejamento Energético Aplicado ao Setor Sucro-alcooleiro no Estado de São Paulo**. (Dissertação de Mestrado) Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP, São Paulo, 1995.
- Vasconcelos, C. (General Electric). Entrevista, **Revista Brasil Energia**. 1996.
- Van Den Broek, R., Faalj, A. and Van Wuk, A., 1996, "Biomass Combustion for Power Generation",. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 11, number 4, pp. 271-281.
- Vélazquez, S.M.S.G. **A Cogeração no Setor de Papel e Celulose como Contribuição à Oferta de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado (em elaboração). PIPGE. USP, 1999/

- Vergnahnini, R. e Ushima, A. H. **Formação de Poluentes em Processos Industriais de Combustão** (mimeografado). Curso de “Uso de Energia na Indústria: Racionalização e Otimização”, IPT, São Paulo, 1996.
- Vertiola, S. R. and Oliveira Junior, S. Thermo-economic analysis of the steam cycle of a Brazilian medium-sized sugar and alcohol mill. In: XI INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ALCOHOL FUELS. **Anais**. V.2, pp. 415-422, Sun City, South Africa, 1996.
- Walter, A. C. S. **Incentivos Econômicos e Ambientais para a Difusão de Tecnologias Avançadas de Conversão de Biomassa**. Relatório Semestral apresentado à FAPESP (Pós-doutorado), National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 1997. In: “GUIA DO INVESTIDOR EM BIOMASSA”, ed. ANEEL/CENBIO, 1998 (cd-rom).
- Walter, A.C.S. **Viabilidade e Perspectivas da Co-geração e Geração Termelétrica no Setor Sucro-alcooleiro**. (Tese de Doutorado). UNICAMP, Campinas, 1994.
- Williams, R.H. and Larson, E.D., 1996, “Biomass Gasifier Gas Turbine Power Generating Technology”. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 10, numbers 2-3, pp. 149-166.
- Williams, R.H., Larson, E.D. Advanced Gasification Based Biomass Power Generation and Cogeneration. In: **Renewable for fuels and Electricity**. Island Press, 1992.
- Woods, J., Hall D. O, **Biofuels as a Sustainable Substitute for Fossil Fuels: their Potential for CO₂ Emissions Reductios**. Kings College London, Londres, 1993.
- Worrell, E. (Universidade de Utrecht, Holanda) **Barreiras à Conservação de Energia no Setor Industrial e Mecanismos para sua Implementação**. Seminário apresentado no IEE/USP (org. I.L. Sauer, S.T. Coelho), São Paulo, 1996.
- Zarnikau, J., Reilley, B. The Evolution of the Cogeneration Market in Texas. **Energy Policy**, **24**, n.1, 676-69, 1996.
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T., Ieno, G.O. Potencial de Geração de Eletricidade na Amazônia a Partir de Resíduos Agrícolas. In: **O Uso da Biomassa no Brasil - Potenciais para uma Política de Desenvolvimento Regional**. (M.A.Freitas, Luiz Pinguelli Rosa, José R. Moreira, org.) CENBIO/COPPE/UFRJ. São Paulo, 1997.
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T. **Opportunity Scenarios for Sugarcane-origin Electricity**. In: BIORESOURCES' 94. Índia, 1994
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T. An Economic Evaluation of Sugar Cane Use for Electricity Production and its Environmental Consequences on Avoided Carbon Emissions in Brazil. In: *Advances in Thermochemical Biomass Conversion*. **Anais**. Interlaken, 1992, pp 530-539.
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T. Environmental Benefits Related to Cogeneration Improvements in Sugarcane Industry. In: **Biomass for Energy and Industry** (D.O.Hall, G.Grassi, H.Scheer, org.). Ponte Press. *Anais da International Conference on Biomass for Energy and Industry*, Florence, 1992, pp. 599-603.
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T. Colheita Mecânica e Economicidade da Cogeração. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA E I SEMINÁRIO LATINO AMERICANO DE ENERGIA. **Anais**. Campinas, 1993, pp. 33-40.
- Zylbersztajn, D., Coelho, S. T. Avaliação dos Impactos Ambientais e Sociais Decorrentes da Cogeração de Eletricidade a Partir do Bagaço de Cana. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA E I SEMINÁRIO LATINO AMERICANO DE ENERGIA. **Anais**. Campinas, 1993, pp. 41-47.

